



THAI UNIVERSITIES FOR
HEALTHY PUBLIC POLICIES



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทย: บทสำรวจและการวิเคราะห์

Petroleum Fiscal Regime in Thailand: Survey and Analysis

(สัญญาเลขที่ 2-024/2553 รหัสโครงการ นสธ.2-024/2553)

โดย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฎริ์ สิริสุนทร

และ

อาจารย์ ณพล สุกใส

คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ได้รับทุนสนับสนุนโดย

แผนงานสร้างเสริมนโยบายสาธารณะที่ดี (นสธ.)

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการสร้างเสริมสุขภาพ (สสส.)

กุมภาพันธ์ 2555





THAI UNIVERSITIES FOR
HEALTHY PUBLIC POLICIES



รายงานวิจัยฉบับสมบูรณ์

ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทย: บทสำรวจและการวิเคราะห์

Petroleum Fiscal Regime in Thailand: Survey and Analysis

(สัญญาเลขที่ 2-024/2553 รหัสโครงการ นสธ.2-024/2553)

โดย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ฎริ์ สิริสุนทร

และ

อาจารย์ ณพล สุกใส

คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ได้รับทุนสนับสนุนโดย

แผนงานสร้างเสริมนโยบายสาธารณะที่ดี (นสธ.)

สำนักงานกองทุนสนับสนุนการสร้างเสริมสุขภาพ (สสส.)

กุมภาพันธ์ 2555



Final Report

Petroleum Fiscal Regime in Thailand: Survey and Analysis

Contract No 2-024/2553 Project Code นสท.2-024/2553

By

Asst. Prof. Dr. Puree Sirasontorn

and

Ajarn Napon Suksai

Faculty of Economics, Thammasat University

This project was supported by

Thai Universities for Healthy Public Policy

Thai Health Promotion Foundation (Thai Health)

February, 2012

สารบัญ

	หน้า
บทที่ 1 บทนำ	1
1 หลักการและเหตุผล.....	1
2 วัตถุประสงค์ในการศึกษา.....	2
3 ขอบเขตของการศึกษา.....	2
บทที่ 2 วรรณกรรมปริทัศน์	3
1 ทฤษฎี.....	3
2 งานวิจัยเชิงประจักษ์.....	6
2.1 งานวิจัยเชิงประจักษ์ของต่างประเทศ.....	6
2.2 งานวิจัยเชิงประจักษ์ของประเทศไทย.....	13
3 สรุป.....	17
บทที่ 3 ระบบการจัดสรรและการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม และเครื่องมือทางการคลัง	18
1 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม.....	18
1.1 ระบบสัมปทาน (Concessionary system).....	18
1.2 ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production sharing contract).....	19
1.3 ระบบรับจ้างบริการ (Service contract).....	25
2 การจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม.....	26
2.1 Open-Door system.....	26
2.2 การให้ใบอนุญาต (Licensing).....	27
2.3 ตัวแปรที่สามารถนำมาประมูลหรือต่อรองได้ (Biddable or Negotiable Parameters).....	29
2.4 ประสบการณ์จากต่างประเทศ.....	33
3 เครื่องมือของรัฐในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ.....	34
3.1 ค่าภาคหลวง (Royalties).....	36
3.2 ภาษีค่าเช่าทรัพยากร (Resource Rent taxes).....	37
3.3 ภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate income taxes).....	39

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.4	อากรขาเข้าและขาออก (Import and export duties)	39
3.5	ภาษีมูลค่าเพิ่ม (Value added tax)	40
3.6	Surface taxes	40
3.7	โบนัส (Bonuses)	40
3.8	การจำกัดการหักค่าต้นทุนหรือการจำกัดค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน (Cost recovery limit)	41
3.9	ส่วนแบ่งน้ำมัน/ก๊าซธรรมชาติส่วนกำไร (Profit/Gas oil split)	41
3.10	การเข้าร่วมของรัฐ (State/Government Participation)	41
3.11	ภาษีเงินได้เพิ่มเติม (Supplementary income tax)	42
3.12	เครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ	43
4	ระบบการคลังปีโตรเลียมในต่างประเทศ	44
บทที่ 4	ระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทย	54
1	สถาบันของรัฐ	54
1.1	รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน	54
1.2	คณะกรรมการปีโตรเลียม	55
1.3	คณะอนุกรรมการปีโตรเลียม	55
1.4	อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ	55
1.5	พนักงานเจ้าหน้าที่	56
2	ระบบการจัดสรรและให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของไทย	56
2.1	กระบวนการจัดสรรสิทธิในการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของไทย	56
2.2	การสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของไทย	69
2.3	พื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (Malaysia –Thailand Joint Development Area)	77
3	พัฒนาการของระบบและเครื่องมือทางการคลังปีโตรเลียมของไทย	77
3.1	เครื่องมือทางการคลังปีโตรเลียมของไทย	77
3.2	ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทย	77
4	ผลประโยชน์ของรัฐจากกิจการสำรวจและผลิตปีโตรเลียม	77

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 การวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทย	105
1 กรอบการวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียม.....	105
2 วิธีการศึกษา.....	107
2.1 ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government take) และส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ (Company take).....	108
2.2 การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ (Access to Gross Revenue).....	109
2.3 Effective Royalty Rate.....	109
2.4 R factor.....	110
2.5 Entitlement Index.....	110
2.6 Company Saving Incentive หรือ Saving Index.....	110
2.7 ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ (Marginal Government Take).....	110
3 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาและการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง.....	111
3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา.....	111
3.2 การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario analysis).....	115
4 ผลการศึกษา.....	116
บทที่ 6 บทสรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย	134
1 บทสรุป.....	134
2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย.....	135
3 ข้อจำกัดในการศึกษาและการศึกษาในอนาคต.....	136
บรรณานุกรม	138

ภาคผนวก

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2-1 ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับในพื้นที่บนบกและพื้นที่ทะเลลึก (%)	10
ตารางที่ 2-2 การเปรียบเทียบระบบ สัมปทานของประเทศไทยและระบบแบ่งปันผลผลิต ของประเศมาเลเซีย	15
ตารางที่ 3-1 วัตถุประสงค์ของรัฐบาลและผู้ประกอบการ	35
ตารางที่ 3-2 ลักษณะการเก็บภาษีค่าเช่าทรัพยากร	38
ตารางที่ 3-3 การ เปรียบเทียบเครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบการให้สิทธิสำรวจและ ผลิตปิโตรเลียมต่าง ๆ	45
ตารางที่ 3-4 ระบบและเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมในประเทศต่าง ๆ	46
ตารางที่ 3-5 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศ ที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน	49
ตารางที่ 4-1 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 15 มีนาคม 2549	63
ตารางที่ 4-2 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 8 ธันวาคม 2549	64
ตารางที่ 4-3 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 8 มกราคม 2550	64
ตารางที่ 4-4 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2550	65
ตารางที่ 4-5 คำขอสัมปทานที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง พ.ศ. 2549	65
ตารางที่ 4-6 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 19 ธันวาคม 2550	66
ตารางที่ 4-7 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 21 มกราคม 2551	67
ตารางที่ 4-8 คำขอสัมปทานที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง พ.ศ. 2550	68
ตารางที่ 4-9 การเปิดให้ยื่นขอและการออกสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย	70
ตารางที่ 4-10 จำนวนสัมปทานปิโตรเลียมของไทย	72
ตารางที่ 4-11 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ ณ กรกฎาคม 2550	73
ตารางที่ 4-12 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิต ณ กรกฎาคม 2550	76
ตารางที่ 4-13 ปริมาณสำรวจปิโตรเลียม ณ เมษายน 2551 จำแนกตามประเภทปิโตรเลียม	78
ตารางที่ 4-14 รายละเอียดสัมปทานของกลุ่มเซฟรอน	80
ตารางที่ 4-15 รายละเอียดสัมปทานของกลุ่ม ปตท.	82
ตารางที่ 4-16 รายละเอียดสัมปทานของ บริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด	83
ตารางที่ 4-17 รายละเอียดสัมปทานของกลุ่มเพิร์ล ออย	84
ตารางที่ 4-18 การผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยระหว่างปี 2529-2552	85

สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตารางที่ 4-19 การผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยจำแนกตามแหล่งผลิต มกราคม-กรกฎาคม 2553.....	86
ตารางที่ 4-20 การผลิตปิโตรเลียมของไทยจำแนกตามแหล่งผลิตในปี 2553	87
ตารางที่ 4-21 ข้อมูลการดำเนินงานและข้อมูลทางการเงินของบริษัทผู้รับสัมปทาน	96
ตารางที่ 4-22 ข้อมูลทางการเงินและสัดส่วนต่อรายได้หลักของบริษัทที่ได้รับสัมปทาน บางรายในปี 2552.....	98
ตารางที่ 4-23 รายได้ของรัฐบาลไทยจากการประกอบการในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย.....	100
ตารางที่ 4-24 ผลประโยชน์ของรัฐจากกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ล้านบาท)	102
ตารางที่ 4-25 มูลค่าผลผลิตปิโตรเลียม และรายได้ของรัฐบาลในรูปค่าภาคหลวงปิโตรเลียม	103
ตารางที่ 4-26 ค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจากในประเทศจำแนกตามผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและ พื้นที่ที่ได้รับการจัดสรรรายได้	104
ตารางที่ 5-1 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบสัมปทานของประเทศไทย	113
ตารางที่ 5-2 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตในประเทศเพื่อนบ้าน	113
ตารางที่ 5-3 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม:Thailand I.....	117
ตารางที่ 5-4 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : Thailand III.....	119
ตารางที่ 5-5 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : ก๊าซธรรมชาติในประเทศกัมพูชา.....	122
ตารางที่ 5-6 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : น้ำมันในประเทศกัมพูชา.....	123
ตารางที่ 5-7 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : ก๊าซธรรมชาติในประเทศพม่า.....	124
ตารางที่ 5-8 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : น้ำมันในประเทศพม่า.....	125
ตารางที่ 5-9 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : ประเทศอินโดนีเซีย.....	126
ตารางที่ 5-10 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : ก๊าซธรรมชาติในประเทศเวียดนาม.....	127
ตารางที่ 5-11 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : น้ำมันในประเทศเวียดนาม.....	128
ตารางที่ 5-12 สถิติระบบการคลังปิโตรเลียมของโลก.....	129
ตารางที่ 5-13 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : Thailand I และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (60%).....	130
ตารางที่ 5-14 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : Thailand III และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (60%).....	131
ตารางที่ 5-15 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : Thailand I และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (50%).....	132
ตารางที่ 5-16 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม : Thailand III และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (50%).....	133

สารบัญรูป

หน้า

รูปที่ 4-1 แผนภาพแสดงขั้นตอนการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม.....	62
--	----

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ “ระบบการคลังปีโตรเลียม” ของประเทศไทย โดยจะวิเคราะห์และประเมิน “ส่วนผสมเครื่องมือทางการคลัง” ภายใต้ “ระบบสัมปทาน” ในการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยโดยคำนึงถึงความสามารถในการแบ่งส่วนกำไรระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอและเป็นธรรม ความสามารถในการประกันส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐ และการสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการลงทุนและดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ

งานวิจัยนี้ได้คำนวณตัวชี้วัดต่าง ๆ ในการประเมินระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านเมื่อผู้ประกอบการดำเนินการผลิตได้อย่างเต็มกำลัง (Full cycle) อันได้แก่ ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐ (Government Take), ส่วนแบ่งรายได้ของผู้ประกอบการ (Company Take), การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ (Access to Gross Revenue), Effective Royalty Rate, R factor, Entitlement Index, Saving Index และ ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ (Marginal Government Take)

ผลการศึกษาพบว่าระบบการคลังปีโตรเลียมของไทยในปัจจุบันมีการแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ แต่การรับประกันรายได้ให้แก่รัฐยังไม่ดีนักเนื่องจากรัฐพึ่งพาแต่รายได้จากค่าภาคหลวงและภาษีเป็นหลักและไม่ได้รับส่วนแบ่งกำไรแต่อย่างใดดังที่ประเทศเพื่อนบ้านได้รับ จึงเป็นสาเหตุหนึ่งที่ทำให้ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐในประเทศไทยต่ำกว่าประเทศเพื่อนบ้าน

เมื่อพิจารณาในมุมมองของผู้ประกอบการจะเห็นได้ว่า ภายใต้ระบบการคลังปีโตรเลียมแบบ Thailand I และ Thailand III สามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการเข้ามาดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมได้ในระดับหนึ่งเนื่องจากผู้ประกอบการเหล่านี้สามารถเข้าถึงรายได้และมีโอกาสได้รับผลตอบแทนค่อนข้างสูง

ผลการศึกษายังพบว่าการจัดเก็บรายได้ให้แก่รัฐภายใต้ระบบสัมปทานยังขาดความยืดหยุ่น เนื่องจากหลักเกณฑ์และเครื่องมือทางการคลังในปัจจุบันมีชุดเดียวและไม่สามารถปรับเปลี่ยนได้ตามพื้นที่ที่ทำการสำรวจและผลิต ผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่สำรวจพบ การเปลี่ยนแปลงที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ในตลาดปิโตรเลียม คู่สัญญา การลงทุน และการดำเนินงานซึ่งจะสร้างเสริมประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและการจัดเก็บรายได้ และลดต้นทุนในการเจรจาต่อรองหรือการเจรจาต่อรองใหม่ (renegotiation) ในอนาคต ตัวอย่างเช่นส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังควรจะยืดหยุ่นตามการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันในตลาดโลก

งานศึกษานี้ยังพบว่าหากรัฐพิจารณาเพิ่มเครื่องมือทางการคลังโดยใช้ภาษีเงินได้เพิ่มเติมมาใช้ควบคู่กับเครื่องมือทางการคลังที่มีอยู่แล้วภายใต้ระบบสัมปทานที่เป็นอยู่ก็สามารถทำให้ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐเพิ่มสูงขึ้นทัดเทียมกับส่วนแบ่งรายได้ของประเทศเพื่อนบ้านที่ให้สิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิต นอกจากนี้งานศึกษานี้ยังเสนอให้รัฐสร้างกลไกเพื่อปรับเปลี่ยนส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังให้คล่องตัวยิ่งขึ้นและเหมาะสมกับแต่ละโครงการมากยิ่งขึ้น

Abstract

This research aims to survey theories on economic rent in the upstream petroleum industry and to study the methods of the allocation of petroleum exploration and production rights and the systems in granting the right for exploring and producing petroleum together with the petroleum fiscal regimes and instruments in both developed and developing countries, including Thailand.

The key objective of this study is to assess petroleum fiscal regime and combination of fiscal instruments under concessionary system in Thailand. Fiscal regime is designed to capture as much economic rent as possible through various fiscal instruments such as levies, taxes, royalties, and bonuses under petroleum fiscal regimes. Key consideration in designing a good fiscal regime is efficiency, fairness and mutual benefit between the government and companies. Moreover, it should guarantee a revenue share for the government yet provide flexibility that varies according to exploration and production area and type of petroleum. It should be fair and not pose an investment barrier and able to elicit efficient investment and operations from the company. It should also be a regime that provides stability and predictability to the industry.

To assess the petroleum fiscal regime, a holistic view of all the fiscal instruments is needed rather than individually considering each on its own. The indicators that are employed to assess the petroleum fiscal regime include of Government Take, Company Take, Access to Gross Revenue, Effective Royalty Rate, R factor, Entitlement Index, Saving Index and Marginal Government Take. They will be measured and evaluated given that the companies produce petroleum at full cycle.

This assessment of the fiscal regime studies the Thailand I and Thailand III regimes against that of neighboring countries. Thailand uses the concessionary system, while the neighboring countries and more than half of all countries in the world use a production sharing contract.

The result of study shows that under the currently used petroleum regime in Thailand government take is always higher in proportion than the company take depending on the regime. Under Thailand I, the government take is much higher than the companies' and little higher than world average. Under Thailand III regime, the government take is lower than the world average. Compared to neighboring countries, Thailand receives the smallest share of government take from petroleum exploration and production.

The other indicators also show that Thailand's petroleum regime sufficiently shares the government and company takes, but inappropriately provides an income guarantee because the government mainly relies on the income from royalty and petroleum income tax. From the company's

viewpoint, it can be seen that Thailand I and Thailand III motivate the companies to invest in petroleum exploration and production favorably as these companies have high opportunity of receiving quite high yields.

In addition, Thailand I and Thailand III regimes are stable and predictable but are not flexible. There is a fixed set of limited fiscal instruments employed for government to extract economic rents which are applied to all of exploration and production area and types of petroleum. Petroleum exploration and production is a risky business and requires flexible fiscal regime to enhance the contractors' performance and for government to extract more rent.

This study also found that under concessionary system, if Thailand employs supplementary income tax together with the current fiscal instruments, government take will increase to a higher level than government takes of neighboring countries. Introducing a new supplementary income tax together with improving fiscal conditions to fit well with different characteristics of petroleum exploration and production projects will increase government take.

กิตติกรรมประกาศ

รายงานวิจัยเรื่อง “ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทย: บทสำรวจและการวิเคราะห์” นี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา วิเคราะห์ และประเมินระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทยและเพื่อสร้างองค์ความรู้ทางด้านเศรษฐศาสตร์พลังงาน โดยเฉพาะเรื่องกิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปีโตรเลียมซึ่งเป็นกิจการพลังงานต้นน้ำที่สำคัญและเป็นกิจการที่สร้างรายได้ให้แก่รัฐเป็นจำนวนมาก

ผู้วิจัยขอขอบคุณแผนงานสร้างเสริมนโยบายสาธารณะที่ดี (นสธ.) โดยการสนับสนุนของสำนักงานกองทุนสนับสนุนการสร้างเสริมสุขภาพ (สสส.) ที่ได้ให้ทุนสนับสนุนรายงานวิจัยนี้ และขอขอบคุณคุณยุวดี คาคการณ์ไกล ที่ได้กรุณาชักชวนและให้โอกาสผู้วิจัยได้ร่วมงานกับ นสธ. ในครั้งนี้

ผู้วิจัยขอขอบคุณกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ที่ได้อนุเคราะห์ข้อมูลทางด้านกฎหมาย กฎกระทรวง และกฎระเบียบต่าง ๆ ในการให้สัมปทานปีโตรเลียม และขอขอบคุณคุณวารณาภรณ์ สวัสดิคิมงคล และคุณบุญบัณฑิต ชวนะศิริ จากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่ได้กรุณาให้ผู้วิจัยได้เข้าสัมภาษณ์เพื่อขอข้อมูลการให้สัมปทานปีโตรเลียมในทางปฏิบัติ นอกจากนี้ผู้วิจัยขอขอบคุณคุณรสนา ไตสิทธิ์กุล และหม่อมหลวง กรกสิวัฒน์ เกษมศรี ที่ได้กรุณาให้เข้าสัมภาษณ์และแบ่งปันข้อมูลจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ตลอดจนผู้ประเมินรายงานวิจัยที่ได้กรุณาให้ข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์เป็นอย่างยิ่งเพื่อการปรับปรุงแก้ไขรายงานวิจัยให้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น

นอกจากนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณผู้เข้าร่วมรับฟังการนำเสนอผลงานวิจัย ในหัวข้อ “ระบบการคลังปีโตรเลียม: ประสิทธิภาพและความเป็นธรรม” ภายใต้กลุ่มย่อย “ความยุติธรรมด้านสิ่งแวดล้อมและทรัพยากรธรรมชาติ: ภาษีและค่าภาคหลวง” ในเวทีวิชาการ สมัชชาปฏิรูประดับชาติ ครั้งที่ 1 ในวันที่ 24-26 มีนาคม 2554 และผู้ทรงคุณวุฒิและผู้เข้าร่วมรับฟังการนำเสนอผลการศึกษาคำโครงการ “ระบบการคลังปีโตรเลียม: บทสำรวจและการวิเคราะห์” ณ สถาบันวิจัยจุฬาภรณ์ เมื่อวันที่ 7 มิถุนายน 2554 และได้ให้ข้อเสนอแนะที่เป็นประโยชน์ต่องานวิจัย

สุดท้ายนี้ ผู้วิจัยขอขอบคุณคุณวิวัฒน์ ทองสุข ที่ทำหน้าที่ผู้ช่วยวิจัยเป็นอย่างดีและได้รวบรวมข้อมูลปฐมภูมิและทุติยภูมิที่เป็นประโยชน์สำหรับการศึกษากิจการปีโตรเลียมและวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทย

ผู้วิจัยหวังว่างานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์แก่ผู้อ่าน และเป็นแหล่งอ้างอิงทางวิชาการที่จะเป็นประโยชน์แก่ผู้วางนโยบายและผู้ศึกษาด้านพลังงานอันเป็นทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดของประเทศให้เกิดประโยชน์สูงสุดแก่สังคมโดยรวม

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อ.....	ก
Abstract.....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ง
สารบัญ.....	จ
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญรูป.....	ญ
บทที่ 1 บทนำ.....	1
1 หลักการและเหตุผล.....	1
2 วัตถุประสงค์ในการศึกษา.....	2
3 ขอบเขตของการศึกษา.....	2
บทที่ 2 วรรณกรรมปริทัศน์.....	3
1 ทฤษฎี.....	3
2 งานวิจัยเชิงประจักษ์.....	6
2.1 งานวิจัยเชิงประจักษ์ของต่างประเทศ.....	6
2.2 งานวิจัยเชิงประจักษ์ของประเทศไทย.....	13
3 สรุป.....	17
บทที่ 3 ระบบการจัดสรรและการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม และเครื่องมือทางการคลัง.....	18
1 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม.....	18
1.1 ระบบสัมปทาน (Concessionary system).....	18
1.2 ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production sharing contract).....	19
1.3 ระบบรับจ้างบริการ (Service contract).....	25
2 การจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม.....	26
2.1 Open-Door system.....	26

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.2 การให้ใบอนุญาต (Licensing).....	27
2.3 ตัวแปรที่สามารถนำมาประมูลหรือต่อรองได้ (Biddable or Negotiable Parameters).....	29
2.4 ประสบการณ์จากต่างประเทศ.....	33
3 เครื่องมือของรัฐในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ.....	34
3.1 ค่าภาคหลวง (Royalties).....	36
3.2 ภาษีค่าเช่าทรัพยากร (Resource Rent taxes).....	37
3.3 ภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate income taxes).....	39
3.4 อากรขาเข้าและขาออก (Import and export duties).....	39
3.5 ภาษีมูลค่าเพิ่ม (Value added tax).....	40
3.6 Surface taxes.....	40
3.7 โบนัส (Bonuses).....	40
3.8 การจำกัดการหักค่าต้นทุนหรือการจำกัดค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน (Cost recovery limit).....	41
3.9 ส่วนแบ่งน้ำมัน/ก๊าซธรรมชาติส่วนกำไร (Profit/Gas oil split).....	41
3.10 การเข้าร่วมของรัฐ (State/Government Participation).....	41
3.11 ภาษีเงินได้เพิ่มเติม (Supplementary income tax).....	42
3.12 เครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ.....	43
4 ระบบการคลังปีโตรเลียมในต่างประเทศ.....	44
บทที่ 4 ระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทย.....	54
1 สถาบันของรัฐ.....	54
1.1 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน.....	54
1.2 คณะกรรมการปีโตรเลียม.....	55
1.3 คณะอนุกรรมการปีโตรเลียม.....	55
1.4 อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ.....	55
1.5 พนักงานเจ้าหน้าที่.....	56
2 ระบบการจัดสรรและให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของไทย.....	56
2.1 กระบวนการจัดสรรสิทธิในการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของไทย.....	56
2.2 การสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของไทย.....	69
2.3 พื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (Malaysia –Thailand Joint Development Area).....	77

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3 พัฒนาการของระบบและเครื่องมือทางการคลังปีโตรเลียมของไทย.....	77
3.1 เครื่องมือทางการคลังปีโตรเลียมของไทย.....	77
3.2 ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทย.....	77
4 ผลประโยชน์ของรัฐจากกิจการสำรวจและผลิตปีโตรเลียม.....	77
บทที่ 5 การวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทย.....	105
1 กรอบการวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียม.....	105
2 วิธีการศึกษา.....	107
2.1 ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government take) และส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ (Company take).....	108
2.2 การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ (Access to Gross Revenue).....	109
2.3 Effective Royalty Rate.....	109
2.4 R factor.....	110
2.5 Entitlement Index.....	110
2.6 Company Saving Incentive หรือ Saving Index.....	110
2.7 ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ (Marginal Government Take).....	110
3 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาและการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง.....	111
3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา.....	111
3.2 การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario analysis).....	115
4 ผลการศึกษา.....	116
บทที่ 6 บทสรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย.....	134
1 บทสรุป.....	134
2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย.....	135
3 ข้อจำกัดในการศึกษาและการศึกษาในอนาคต.....	136
บรรณานุกรม.....	138

ภาคผนวก

สารบัญตาราง

	หน้า	
ตารางที่ 2-1	ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับในพื้นที่บนบกและพื้นที่ทะเลลึก (%).....	10
ตารางที่ 2-2	การเปรียบเทียบระบบสัมปทานของประเทศไทยและระบบแบ่งปันผลผลิต ของประเทศมาเลเซีย	15
ตารางที่ 3-1	วัตถุประสงค์ของรัฐบาลและผู้ประกอบการ	35
ตารางที่ 3-2	ลักษณะการเก็บภาษีค่าเช่าทรัพยากร	38
ตารางที่ 3-3	การเปรียบเทียบเครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบการให้สิทธิสำรวจและ ผลิตปิโตรเลียมต่าง ๆ.....	45
ตารางที่ 3-4	ระบบและเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมในประเทศต่าง ๆ.....	46
ตารางที่ 3-5	การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศ ที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน	49
ตารางที่ 4-1	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 15 มีนาคม 2549.....	63
ตารางที่ 4-2	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 8 ธันวาคม 2549.....	64
ตารางที่ 4-3	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 8 มกราคม 2550.....	64
ตารางที่ 4-4	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2550.....	65
ตารางที่ 4-5	คำขอสัมปทานที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง พ.ศ. 2549.....	65
ตารางที่ 4-6	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 19 ธันวาคม 2550.....	66
ตารางที่ 4-7	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 21 มกราคม 2551.....	67
ตารางที่ 4-8	คำขอสัมปทานที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง พ.ศ. 2550.....	68
ตารางที่ 4-9	การเปิดให้ยื่นขอและการออกสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย.....	70
ตารางที่ 4-10	จำนวนสัมปทานปิโตรเลียมของไทย.....	72
ตารางที่ 4-11	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ ณ กรกฎาคม 2550.....	73
ตารางที่ 4-12	รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิต ณ กรกฎาคม 2550.....	76
ตารางที่ 4-13	ปริมาณสำรวจปิโตรเลียม ณ เมษายน 2551 จำแนกตามประเภทปิโตรเลียม.....	78
ตารางที่ 4-14	รายละเอียดสัมปทานของกลุ่มเชฟรอน.....	80
ตารางที่ 4-15	รายละเอียดสัมปทานของกลุ่ม ปตท.....	82
ตารางที่ 4-16	รายละเอียดสัมปทานของบริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด.....	83
ตารางที่ 4-17	รายละเอียดสัมปทานของกลุ่มเพิร์ล ออย.....	84
ตารางที่ 4-18	การผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยระหว่างปี 2529-2552.....	85
ตารางที่ 4-19	การผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยจำแนกตามแหล่งผลิต มกราคม-กรกฎาคม 2553.....	86

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 4-20 การผลิตปิโตรเลียมของไทยจำแนกตามแหล่งผลิตในปี 2553.....	87
ตารางที่ 4-21 ข้อมูลการดำเนินงานและข้อมูลทางการเงินของบริษัทผู้รับสัมปทาน.....	96
ตารางที่ 4-22 ข้อมูลทางการเงินและสัดส่วนต่อรายได้หลักของบริษัทที่ได้รับสัมปทาน บางรายในปี 2552.....	98
ตารางที่ 4-23 รายได้ของรัฐบาลไทยจากการประกอบการในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย.....	100
ตารางที่ 4-24 ผลประโยชน์ของรัฐจากกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ล้านบาท).....	102
ตารางที่ 4-25 มูลค่าผลผลิตปิโตรเลียม และรายได้ของรัฐบาลในรูปค่าภาคหลวงปิโตรเลียม.....	103
ตารางที่ 4-26 ค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจากในประเทศจำแนกตามผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและ พื้นที่ที่ได้รับการจัดสรรรายได้.....	104
ตารางที่ 5-1 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบสัมปทานของประเทศไทย.....	113
ตารางที่ 5-2 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตในประเทศเพื่อนบ้าน.....	113
ตารางที่ 5-3 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand I.....	117
ตารางที่ 5-4 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand III.....	119
ตารางที่ 5-5 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ก๊าซธรรมชาติในประเทศกัมพูชา.....	122
ตารางที่ 5-6 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: น้ำมันในประเทศกัมพูชา.....	123
ตารางที่ 5-7 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ก๊าซธรรมชาติในประเทศพม่า.....	124
ตารางที่ 5-8 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: น้ำมันในประเทศพม่า.....	125
ตารางที่ 5-9 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ประเทศอินโดนีเซีย.....	126
ตารางที่ 5-10 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ก๊าซธรรมชาติในประเทศเวียดนาม.....	127
ตารางที่ 5-11 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: น้ำมันในประเทศเวียดนาม.....	128
ตารางที่ 5-12 สถิติระบบการคลังปิโตรเลียมของโลก.....	129
ตารางที่ 5-13 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand I และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (60%).....	130
ตารางที่ 5-14 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand III และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (60%).....	131
ตารางที่ 5-15 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand I และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (50%).....	132
ตารางที่ 5-16 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand III และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (50%).....	133

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 4-1 แผนภาพแสดงขั้นตอนการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม.....	62

บทที่ 1

บทนำ

รายงานวิจัยฉบับนี้มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาระบบการคลังปีโตรเลียมรวมไปถึงการให้สิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปีโตรเลียมของประเทศไทยจากอดีตจนถึงปัจจุบัน อีกทั้งยังได้ศึกษาทฤษฎีและหลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการกำหนดผลประโยชน์ที่รัฐควรได้รับจากทรัพยากรปีโตรเลียมรวมไปถึงระบบการจัดสรรสิทธิฯ และระบบการคลังปีโตรเลียมที่มีใช้อยู่ทั่วโลกในปัจจุบัน และยังคงวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทยเพื่อประเมินส่วนแบ่งรายได้ของรัฐและผู้ประกอบการ และเพื่อแสวงหาข้อเสนอในการใช้เครื่องมือทางการคลังเพิ่มเติมเพื่อสร้างรายได้ให้แก่รัฐมากยิ่งขึ้น รายละเอียดต่าง ๆ เกี่ยวกับหลักการและเหตุผล วัตถุประสงค์ในการศึกษา และขอบเขตของการศึกษา มีดังต่อไปนี้

1 หลักการและเหตุผล

ทรัพยากรพลังงานเป็นทรัพยากรที่มีความสำคัญทางเศรษฐกิจและในการพัฒนาประเทศของประเทศไทย นอกจากนี้ปีโตรเลียมยังเป็นทรัพยากรธรรมชาติซึ่งก่อให้เกิดรายได้ส่งออก รายได้แก่รัฐบาล การจ้างงาน และการถ่ายทอดเทคโนโลยี

ประเทศไทยได้ให้สัมปทานปีโตรเลียมครั้งแรกในปี พ.ศ. 2505 แก่บริษัทต่างชาติ ต่อมาการสำรวจและผลิตเริ่มดำเนินการอย่างจริงจังมากขึ้นนับตั้งแต่มีการออกพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ. 2514 และได้มีการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปีโตรเลียมตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 เรื่อยมาจวบจนปัจจุบัน โดยให้สัมปทานทั้งแหล่งบนบก อ่าวไทย และทะเลอันดามัน และได้มีการผลิตที่น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่อง อย่างไรก็ตามเป็นที่คาดการณ์ว่าปริมาณการผลิตจะไม่เพิ่มอีกมากนักและมีแนวโน้มที่จะลดลงในระยะเวลาอีกประมาณ 20 ปี

การให้สัมปทานสำรวจและผลิตปีโตรเลียมนอกจากจะเป็นการนำทรัพยากรปีโตรเลียมขึ้นมาใช้ในประเทศและเพื่อส่งออกแล้ว ยังเป็นช่องทางหนึ่งที่รัฐสามารถทำรายได้จากการนำทรัพยากรนี้ขึ้นมาใช้โดยผ่าน “ระบบการคลังปีโตรเลียม”

ระบบการคลังปีโตรเลียมเกิดขึ้นจากพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ. 2514, 2516, 2522, 2532, 2534 และ 2550 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปีโตรเลียมในปีเดียวกัน โดยหลักแล้วผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากกิจการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมประกอบด้วย ค่าภาคหลวงปีโตรเลียม ภาษีเงินได้ปีโตรเลียม และผลประโยชน์พิเศษ โดยมีรายละเอียดที่แตกต่างกันภายใต้ระบบ Thailand I, Thailand II และ Thailand III เนื่องจากระบบ Thailand II มีลักษณะที่เข้มงวดและจูงใจนักลงทุนได้น้อย ในปัจจุบันจึงไม่มีผู้ขอรับสัมปทานภายใต้ระบบ Thailand II เลย จึงมีเพียงแต่การให้สัมปทานในระบบ Thailand I และ Thailand III เท่านั้น

ในปัจจุบันได้มีข้อถกเถียงเกิดขึ้นจากหลายฝ่ายถึงความเหมาะสมของการจัดเก็บรายได้ของรัฐจาก
ทรัพยากรปิโตรเลียมและผลประโยชน์ต่าง ๆ ที่รัฐได้รับจากทรัพยากรนี้

2 วัตถุประสงค์ในการศึกษา

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์หลักเพื่อวิเคราะห์และประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของไทย โดยมี
วัตถุประสงค์รองดังนี้

1. เพื่อศึกษาแนวคิดทางทฤษฎีและหลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการกำหนดผลประโยชน์ที่รัฐควร
ได้รับจากทรัพยากรปิโตรเลียม
2. เพื่อศึกษาและวิเคราะห์ระบบในการให้สิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม เครื่องมือทางการ
คลังของรัฐในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ และวิธีการจัดสรรสิทธิในการสำรวจ
พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ ทั้งนี้เพื่อนำมาวิเคราะห์เปรียบเทียบกับกรณีของประเทศไทย
3. เพื่อศึกษารูปแบบสถาบันในการให้สิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมของไทย
4. เพื่อวิเคราะห์และประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยภายใต้ระบบที่ยังมีการดำเนินงานอยู่
อัน ได้แก่ Thailand I และ Thailand III
5. เพื่อเสนอเครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ ที่สามารถเพิ่มส่วนแบ่งรายได้จากปิโตรเลียมให้แก่รัฐ

3 ขอบเขตของการศึกษา

งานวิจัยอ้างอิงนิยาม “ปิโตรเลียม” ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 แก้ไขโดย
พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 โดย “ปิโตรเลียมหมายความว่า น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ
ก๊าซธรรมชาติเหลว สารพลอยได้ และสารประกอบไฮโดรคาร์บอนอื่น ๆ ที่เกิดขึ้นโดยธรรมชาติและอยู่ใน
สภาพอิสระไม่ว่าจะมีลักษณะเป็นของแข็งของเหลวหรือก๊าซและให้หมายความรวมถึงบรรดา
ไฮโดรคาร์บอนหนักที่อาจนำขึ้นมาจากแหล่งโดยตรงโดยใช้ความร้อนหรือกรรมวิธีทางเคมี แต่ไม่
หมายความรวมถึงถ่านหิน หินน้ำมัน หรือหินอื่นที่สามารถนำมากลั่นเพื่อแยกเอาน้ำมันด้วยการใช้ความร้อน
หรือกรรมวิธีทางเคมี”

เพื่อให้ขอบเขตการศึกษาสำหรับงานวิจัยนี้มีความชัดเจน งานวิจัยนี้จะศึกษาเฉพาะระบบการคลัง
ปิโตรเลียมโดยเฉพาะน้ำมันดิบ และก๊าซธรรมชาติเท่านั้น

บทที่ 2

วรรณกรรมปริทัศน์

ในบทนี้จะสำรวจแนวคิดทางทฤษฎีและหลักการทางเศรษฐศาสตร์ในการกำหนดผลประโยชน์ที่รัฐควรได้รับจากทรัพยากรปิโตรเลียม พร้อมทั้งยังได้สำรวจงานวิจัยเชิงประจักษ์ในอดีตเกี่ยวกับการกำหนดผลประโยชน์จากทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศไทย ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

1 ทฤษฎี

การดำเนินกิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมมีลักษณะที่แตกต่างจากอุตสาหกรรมอื่นอยู่สามประการ

ประการแรก ทรัพยากรปิโตรเลียมถือว่าเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดสิ้นไป (Exhaustible Resources) และไม่สามารถสร้างขึ้นมาทดแทนได้ (Non-renewable resource) ซึ่งแตกต่างจากทรัพยากรธรรมชาติบางชนิดเช่น ป่าไม้ เป็นต้น ซึ่งสามารถผลิตซ้ำขึ้นใหม่ได้ การนำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ในเชิงเศรษฐกิจจึงจำเป็นต้องคำนึงถึงความคุ้มค่าในการนำทรัพยากรมาใช้ในระยะยาว เนื่องจากต้นทุนค่าเสียโอกาสจากการใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมเกิดขึ้นในปัจจุบันและไม่สามารถนำมาใช้ใหม่หรือ ไม่มีให้ใช้แล้วอีกต่อไปในอนาคต

ประการที่สอง เนื่องจากทรัพยากรปิโตรเลียมถือได้ว่าเป็นทรัพยากรของประเทศซึ่งไม่มีผู้หนึ่งผู้ใดในประเทศเป็นเจ้าของ การจะนำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ประโยชน์จึงต้องมีการกำหนดกรรมสิทธิ์ในทรัพยากรนี้อย่างชัดเจนโดยรัฐในฐานะตัวแทนประชาชน ได้นำระบบในการจัดสรรสิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมเพื่อจัดสรรมาใช้ รัฐจึงควรได้รับการชดเชยจากการที่ผู้ประกอบการได้ใช้ทรัพยากรเหล่านี้ ดังนั้น นอกจากการจัดสรรสิทธิฯ อย่างเหมาะสมแล้ว เพื่อให้การจัดสรรทรัพยากรให้มีประสิทธิภาพ รัฐมักจะเรียกเก็บค่าธรรมเนียมต่าง ๆ จากผู้ประกอบการ (ทั้งจากภาคเอกชนและรัฐวิสาหกิจ) ในการนำทรัพยากรปิโตรเลียมขึ้นมาใช้ โดยหลักเกณฑ์พื้นฐานคือค่าธรรมเนียมนี้ควรอยู่ในระดับที่ทำให้การใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

ประการสุดท้าย คือกิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมเป็นกิจการที่มีความเสี่ยงกล่าวคือในหลายโครงการก็ประสบความล้มเหลวไม่สามารถได้รับอัตราผลตอบแทนเพียงพอที่จะชดเชยต้นทุนที่เกิดขึ้น ในขณะที่มีอีกหลายโครงการที่ประสบผลสำเร็จและได้รับกำไรเป็นอย่างดีซึ่งทำให้ดึงดูดความสนใจของสาธารณะและนำมาซึ่งข้อถกเถียงว่าควรแบ่งผลประโยชน์ที่ได้จากทรัพยากรปิโตรเลียมให้เท่าเทียมกันระหว่างผู้ประกอบการ รัฐ และผู้มีส่วนได้ส่วนเสียอื่น ๆ ในสังคมอย่างไร

ด้วยลักษณะดังกล่าว รัฐในฐานะเจ้าของทรัพยากรธรรมชาติในประเทศจะต้องแสวงหาหนทางในการนำทรัพยากรเหล่านี้มาใช้ให้เกิดประโยชน์ทางเศรษฐกิจมากที่สุด โดยก่อให้เกิดประโยชน์แก่รัฐในฐานะ

เจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียมที่อาจจะดำเนินการเองหรืออนุญาตให้เอกชนดำเนินการ และไม่ก่อให้เกิดผลกระทบทางลบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม สิ่งที่รัฐมักจะพิจารณาเป็นลำดับแรก ๆ คือ รายได้ที่รัฐควรได้รับกลับมาจาก การนำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ โดยส่วนใหญ่แล้วรัฐมักจะเก็บรายได้เหล่านี้ผ่านภาษีชนิดต่าง ๆ (ซึ่งในบทต่อไปจะกล่าวถึงการจัดเก็บรายได้จากกิจการปิโตรเลียมในรูปแบบต่าง ๆ โดยละเอียด) โดยใช้ฐานคิดตามหลักเศรษฐศาสตร์ที่เรียกว่า “ค่าเช่าทางเศรษฐกิจ” (Economic Rent)

โดยทั่วไปแล้วค่าเช่าทางเศรษฐกิจ (ต่อไปนี้จะเรียกว่าค่าเช่า) หมายถึงรายได้ที่เจ้าของทรัพยากรหรือสินทรัพย์ได้รับจากการอนุญาตให้ผู้ประกอบการเข้าถึงหรือใช้ทรัพยากรดังกล่าว ลักษณะของค่าเช่า เช่นนี้ Bhattacharyya (2011) เรียกว่า “ค่าเช่าสัมบูรณ์” (Absolute Rent) ในขณะที่ยังมีค่าเช่าอีกประเภทหนึ่งที่เรียกว่า “ค่าเช่าที่แตกต่าง” (Different Rent) ซึ่งใช้แนวคิดของ David Ricardo ในการอธิบายว่าค่าเช่าในการใช้ทรัพยากรมีความแตกต่างกันตามลักษณะเฉพาะ (Specific Characteristics) ของปัจจัยการผลิตหรือผลิตภัณฑ์ ในกิจการพลังงานค่าเช่าที่แตกต่างกันนี้สามารถแบ่งออกได้เป็นสี่ประเภทใหญ่ ๆ ดังต่อไปนี้

1. ค่าเช่าจากการทำเหมือง (Mining Rent) อันเนื่องมาจากลักษณะทางธรณีวิทยาของแต่ละแปลง หากแปลงใดที่สามารถที่สำรวจ พัฒนาและนำทรัพยากรปิโตรเลียมขึ้นมาได้ง่ายกว่าก็จะมีค่าเช่าในส่วนนี้สูงกว่าแปลงที่ดำเนินการได้ยาก
2. ค่าเช่าทางเทคโนโลยี (Technological Rent) เกิดขึ้นจากการใช้เทคโนโลยีที่มีประสิทธิภาพจึงทำให้อลดต้นทุนในการผลิต
3. ค่าเช่าจากสถานที่ของโครงการ (Positional Rent) เกิดขึ้นเนื่องจากสถานที่ของโครงการตั้งอยู่ใกล้กับสถานที่รับซื้อ (Proximity to markets) จึงทำให้ผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนในการขนส่งและต้นทุนโครงสร้างพื้นฐาน
4. ค่าเช่าคุณภาพ (Quality Rent) เกิดขึ้นจากคุณภาพของปิโตรเลียมที่ผลิตได้ซึ่งมีคุณภาพและราคาที่แตกต่างกัน

นอกจากนี้ค่าเช่าทางเศรษฐกิจยังเกิดขึ้นจากโครงสร้างตลาดที่ขาดการแข่งขันจึงนำมาซึ่งค่าเช่าจากการผูกขาด และยังมีค่าเช่าเกิดจากความหายากของทรัพยากร และค่าเช่าจากการเปลี่ยนแปลงสภาพตลาดหรือการปฏิบัติที่มีนวัตกรรมใหม่ ๆ ของผู้ประกอบการ หรือที่เรียกว่า Quasi Rent ดังนั้นราคาของทรัพยากรปิโตรเลียมจึงสูงกว่าราคาสินค้าในตลาดแข่งขันสมบูรณ์

Otto et al. (2006) ได้ศึกษาค่าภาคหลวงแร่ และได้จำแนก Economic Rent ออกเป็นสามประเภทใหญ่ ๆ ดังนี้ ประเภทที่หนึ่งเรียกว่า Quasi Rent ซึ่งสะท้อนถึงผลตอบแทนของเหมืองต่อการลงทุนและต้นทุนคงที่โดยเป็นค่าเช่าที่เกิดขึ้นในระยะสั้น ประเภทที่สองเรียกว่า ค่าเช่าอื่น ๆ (Other rent) ซึ่งเกิดจาก Cyclical volatility ของราคาแร่ต่าง ๆ ตามวัฏจักรธุรกิจ และประเภทสุดท้ายคือค่าเช่าบริสุทธิ์ (Pure Rent) หรือที่เรียกว่า Ricardian Rent ซึ่งเกิดขึ้นจากคุณภาพของเหมืองแร่ที่ค้นพบโดยจัดว่าเป็นค่าเช่าที่เกิดขึ้นในระยะยาว รัฐสามารถเรียกเก็บค่าเช่าเหล่านี้ได้ในรูปของภาษี แต่ทว่าการเก็บภาษีจากค่าเช่าบริสุทธิ์จะส่งผล

กระทบต่อพฤติกรรมการลงทุนและการคิดค้นนวัตกรรมและเทคโนโลยีในการทำเหมืองแร่ในระยะยาว เนื่องจากผู้ประกอบการคาดการณ์ว่าตนจะได้รับผลประโยชน์จากค่าเช่าบริสุทธิ์หากการสำรวจและผลิตแร่ที่มีคุณภาพสูงประสบผลสำเร็จ ดังนั้นการเก็บภาษีจึงควรดำเนินการอย่างระมัดระวัง โดยหากเก็บภาษีในอัตราที่สูงในการทำเหมืองแร่ในระยะสั้น ถึงแม้ว่าจะเพิ่มรายได้ให้แก่รัฐในช่วงแรก แต่ผลกระทบในทางลบต่อเหมืองแร่จะเกิดขึ้นในระยะยาว ดังนั้นประเทศที่จัดเก็บภาษีในอัตราที่สูงมักจะสูญเสียความสามารถในการแข่งขันในการดึงดูดการลงทุนในกิจการเหมืองแร่

Otto et al. (2006) ยังได้กล่าวถึง Harold Hotelling นักเศรษฐศาสตร์ชาวอเมริกันท่านแรกที่ศึกษาเศรษฐศาสตร์ว่าด้วยทรัพยากรที่ใช้แล้วหมดไป (Economics of Exhaustible Resources) และพบว่าการนำทรัพยากรธรรมชาติเหล่านี้มาใช้มีต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity cost) ที่สูงกว่าต้นทุนจากการผลิตสินค้าโดยทั่วไป ทั้งนี้ก็เนื่องจากว่าในการเพิ่มปริมาณการผลิตแร่ในปัจจุบันจะทำให้ทรัพยากรธรรมชาติที่มีเหลืออยู่สำหรับใช้ในอนาคตกดลง ซึ่งสามารถกล่าวได้ว่าค่าสูญเสียโอกาสตามความหมายของ Hotelling ก็คือมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) ของกำไรในอนาคตที่จะสูญเสียไปเพราะทรัพยากรธรรมชาติลดลงจากการผลิตเพิ่มขึ้นหนึ่งหน่วยในปัจจุบัน ดังนั้นผู้ประกอบการที่แสวงหากำไรสูงสุดจะนำทรัพยากรธรรมชาติขึ้นมาใช้ก็ต่อเมื่อราคาตลาดของทรัพยากรเหล่านี้เท่ากับผลรวมของต้นทุนการผลิตและต้นทุนค่าเสียโอกาส มิฉะนั้นแล้วผู้ประกอบการจะได้รับกำไรมากกว่าหากหยุดการผลิตในปัจจุบันและเก็บทรัพยากรเหล่านี้ไว้ใช้ในอนาคต ต้นทุนค่าเสียโอกาสนี้มีชื่อเรียกอยู่หลายชื่อด้วยกันอันได้แก่ ค่าเช่าของ Hotelling (Hotelling Rent) ค่าเช่าจากความหายากได้ยาก (Scarcity Rent) และ ต้นทุนของผู้ใช้ (User Cost) โดยสรุปแล้วผู้ประกอบการจะมีแรงจูงใจที่จะดำเนินกิจการก็ต่อเมื่อราคาที่ขายได้สามารถชดเชยต้นทุนผู้ใช้ (User Cost) และต้นทุนในการผลิต มิฉะนั้นแล้วก็ควรจะเก็บทรัพยากรเหล่านี้ไว้ใช้ในอนาคต ณ เวลาที่ได้รับราคาที่ดีกว่า

ในทางเศรษฐศาสตร์แล้ว กิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมจึงมีลักษณะพิเศษเนื่องจากเป็นทรัพยากรปิโตรเลียมเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดสิ้นไปและไม่สามารถสร้างขึ้นมทดแทนได้ ต้นทุนค่าเสียโอกาสในการดำเนินกิจการจึงมีได้มีแต่เพียงต้นทุนในการผลิตเท่านั้น แต่ยักรวมถึง Ricardian Rent และ User Cost หรือ Hotelling Rent อีกด้วย หรืออาจจะกล่าวได้ว่าค่าเช่าทางเศรษฐกิจสำหรับทรัพยากรประเภทนี้คือผลตอบแทนที่ได้จากการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมซึ่งจะก่อให้เกิดรายได้แก่เจ้าของทรัพยากรต่อไปในอนาคต

เนื่องจากรัฐในฐานะตัวแทนของประชาชนมีหน้าที่ดูแลและจัดการทรัพยากรดังกล่าว หากรัฐดำเนินกิจการเสียเองผลตอบแทนนี้จะตกอยู่กับรัฐโดยตรงอย่างเต็มเม็ดเต็มหน่วย แต่หากว่ารัฐให้สิทธิแก่ผู้ประกอบการเข้ามาดำเนินกิจการรัฐก็ควรได้รับส่วนแบ่งรายได้จากการใช้ทรัพยากรเหล่านี้อย่างเหมาะสม Bhattacharyya (2011) ได้กล่าวว่าการจัดสรรและแบ่ง “ค่าเช่าทางเศรษฐกิจ” ที่เกิดขึ้นจากการนำทรัพยากรปิโตรเลียมขึ้นมาใช้จึงเป็นโจทย์สำคัญสำหรับประเทศเจ้าของทรัพยากร และมักดำเนินการ โดยอาศัย

“เครื่องมือทางการคลัง” ในรูปของการเก็บภาษีปิโตรเลียมโดยตรง ค่าภาคหลวง และภาษีเงินได้นิติบุคคล เป็นต้น หรือโดยการใช้ “เครื่องมือกึ่งการคลัง” (Quasi-fiscal instrument) โดยเฉพาะอย่างยิ่งในรูปของการมีส่วนร่วมของรัฐ (State participation)

การเก็บภาษีหรือค่าภาคหลวงมีผลโดยตรงต่อราคาและปริมาณการผลิต และยังเป็นการสร้างรายได้ให้แก่รัฐอีกด้วย แต่ในมุมมองของผู้ประกอบการแล้วภาษีและค่าภาคหลวงเป็นค่าใช้จ่ายนอกเหนือจากค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน หากกำหนดให้อัตราภาษีและค่าภาคหลวงสูงเกินไปก็จะลดแรงจูงใจในการลงทุน แต่หากกำหนดให้ต่ำเกินไปรัฐก็จะเสียเปรียบ โดยเฉพาะเมื่อราคาปิโตรเลียมสูงขึ้น

2 งานวิจัยเชิงประจักษ์

2.1 งานวิจัยเชิงประจักษ์ของต่างประเทศ

งานวิจัยเชิงประจักษ์ในต่างประเทศที่ศึกษาและวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมมีอยู่หลากหลาย โดยใช้วิธีการศึกษาที่แตกต่างกันและศึกษากรณีของประเทศใดประเทศหนึ่งเช่น Abdo (2010) ศึกษากรณีของประเทศสหราชอาณาจักร Oliveira (2010) ศึกษาในกรณีของประเทศบราซิล และยังมีงานศึกษาที่เปรียบเทียบหลายประเทศเช่น Blake and Roberts (2006) โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

งานศึกษาของ Abdo (2010) ได้ฉายภาพพัฒนาการของระบบการคลังปิโตรเลียมในประเทศสหราชอาณาจักร โดยเฉพาะในแถบทะเลเหนือ (North Sea) รัฐได้ใช้ระบบสัมปทานในการให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและใช้ค่าภาคหลวงเป็นเครื่องมือทางการคลังที่สำคัญ ต่อมารัฐได้ใช้เครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ ในรูปของภาษีต่าง ๆ เพื่อเรียกเก็บค่าเช่าจากการใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมเพิ่มเติม (Tight fiscal regime) อันได้แก่ Petroleum Revenue Tax (เริ่มใช้ในปี 1975); Supplementary Petroleum Duty (เริ่มใช้ในปี 1981) โดยเก็บกับบริษัทน้ำมันข้ามชาติในกรณีที่ระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีอยู่ไม่สามารถจัดเก็บส่วนแบ่งกำไรที่เป็นธรรมจากบริษัทเหล่านี้ได้โดยมักจะนำมาใช้เมื่อน้ำมันและก๊าซมีราคาสูงขึ้น; Advanced Petroleum Revenue Tax (ใช้ในช่วงปี 1983-1986) โดยนำมาใช้เพื่อเร่งจัดเก็บ Petroleum Revenue Tax ให้เร็วยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในช่วงปีแรก ๆ ของโครงการพัฒนาพื้นที่สัมปทาน; Corporation tax (เริ่มใช้ในปี 1964) โดยเก็บจากกำไรที่ผู้ประกอบการได้รับ; Supplementary charge (เริ่มใช้ในปี 2002) โดยเก็บในลักษณะเดียวกันกับ Corporation tax แต่ไม่อนุญาตให้นำ Supplementary charge ไปหักค่าต้นทุน

ระบบการคลังปิโตรเลียมที่เข้มงวดลดแรงจูงใจที่ผู้ประกอบการจะมาลงทุน และทำให้การลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมลดลง โดยเฉพาะในช่วงปี 1980s จึงทำให้ในช่วงปี 1990s รัฐหันมาลดความเข้มงวดในการจัดเก็บภาษีในการดำเนินกิจการปิโตรเลียมลง (Tax relaxation) และมีการเปลี่ยนแปลงอัตราการจัดเก็บเครื่องมือทางการคลังเหล่านี้อย่างต่อเนื่องโดยส่วนใหญ่แล้วมักจะปรับลดอัตราเหล่านี้ลง และในปี 2003 รัฐได้ยกเลิกการเก็บค่าภาคหลวงโดยสิ้นเชิง แต่การเปลี่ยนแปลงเหล่านี้ส่งผลให้ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศสหราชอาณาจักรมีความสลับซับซ้อนมากยิ่งขึ้น นอกจากนี้รัฐยังได้แบ่งแยกการ

จัดเก็บตามช่วงเวลาที่มีการพัฒนาพื้นที่สำรวจและผลิตปิโตรเลียมจึงทำให้ในท้ายที่สุดแล้วผู้รับสัมปทานในพื้นที่ต่างกันจะจ่าย Marginal tax rate ในอัตราที่แตกต่างกัน

Oliveira (2010) ได้วิเคราะห์เปรียบเทียบระบบแบ่งปันผลผลิตและระบบสัมปทานแบบใหม่ (Modern Concession System) ในพื้นที่ Sub-salt area ของประเทศบราซิล เพื่อพิจารณาว่าจำเป็นหรือไม่ที่รัฐบาลบราซิลจะต้องนำระบบแบ่งปันผลผลิตมาใช้แทนที่ระบบสัมปทานที่มีอยู่โดยใช้วิธีวิเคราะห์สัญญา (Contractual analysis) ของทั้งสองระบบ ผลการศึกษาพบการที่รัฐบาลเปลี่ยนไปใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตไม่ได้ก่อให้เกิดประโยชน์ทางการคลัง ทั้งสองระบบสามารถก่อให้เกิดผลประโยชน์ทางการคลังที่ไม่แตกต่างกัน โดยขึ้นอยู่กับเครื่องมือที่ใช้ภายใต้ระบบต่าง ๆ หากรัฐบาลต้องการได้รับส่วนแบ่งรายได้ (Government take) ที่มากขึ้นรัฐบาลสามารถทำได้โดยเพิ่มเติมเครื่องมือทางการคลังนอกเหนือจากค่าภาคหลวงภายใต้ระบบสัมปทานที่มีอยู่ซึ่งได้แก่ Special Participation Fee โดยเรียกเก็บก่อนที่รัฐจะเก็บภาษีเงินได้ รัฐจัดเก็บ Special Participation Fee โดยสามารถปรับได้ตามระดับรายได้ที่ผู้ผลิตได้รับเพื่อรับประกันว่ารัฐจะมีส่วนแบ่งจาก Windfall profits ที่เกิดขึ้นหากผู้ผลิตมีรายรับสุทธิเป็นจำนวนมาก และเมื่อพิจารณาถึงมุมมองในการทำสัญญา Oliveira (2010) พบว่าภายใต้ระบบทั้งสองระบบ สัญญาไม่ได้มีความแตกต่างกันมากนัก โดยเฉพาะเมื่อพิจารณาถึงการควบคุมและการจัดหาปิโตรเลียมของรัฐบาลในทุกขั้นตอนของโครงการ

Goldworthy and Zakharova (2010) ใช้ Simulation model ในการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศรัสเซียเพื่อเสนอแนวทางในการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมที่ส่งเสริมการลงทุนและประกันว่ารัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้ที่เหมาะสม ในปัจจุบันรัสเซียได้จัดเก็บค่าภาคหลวงและภาษีต่าง ๆ จากรายได้ปิโตรเลียมที่ผู้ประกอบการได้รับอันได้แก่ Mineral extraction tax (MET) (เริ่มใช้ในปี 2002) โดยเก็บในลักษณะเดียวกับค่าภาคหลวงตามปริมาณการผลิตและราคาน้ำมัน รัฐได้ปรับอัตรา Mineral extraction tax อยู่บ่อยครั้งเพื่อส่งเสริมการลงทุน โดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีต้นทุนการผลิตสูง; Export Duty (ED) จัดเก็บในอัตราขั้นบันไดตามราคาน้ำมันดิบและมักจะปรับเปลี่ยนบ่อยครั้งเพื่อสะท้อนการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันดิบ; Corporate income tax (CIT) โดยจัดเก็บภายหลังจากที่ผู้ประกอบการหัก Mineral extraction tax และ Export Duty ออกแล้ว; นอกจากนี้ยังจัดเก็บภาษีอื่น ๆ อันได้แก่ภาษีมูลค่าเพิ่ม Dividend withholding tax, Interest withholding tax; Unified social tax; Property tax และ Import custom duties

ระบบการคลังปิโตรเลียมของรัสเซียพึ่งพาเครื่องมือทางการคลังโดยจัดเก็บภาษีบนฐานของรายได้เป็นหลัก หากรวม MET, ED และ CIT เข้าด้วยกัน ผลปรากฏว่ารัฐได้รับรายได้สูงถึง 90 cents ต่อรายได้จากการส่งออกหนึ่งเหรียญ โดยเฉพาะเมื่อราคาน้ำมัน Urals สูงเกินกว่า 25 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลในแปลงที่น้ำมันดิบที่ผลิตได้ลดน้อยลงต่ำกว่า 80% ซึ่งเป็นส่วนแบ่งรายได้ที่สูงมาก โดย Average effective tax rate ที่คำนวณได้ของประเทศรัสเซียสูงเกินกว่า 100% โดยเฉพาะในโครงการที่มีต้นทุนสูงและสูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่น ๆ ซึ่งเป็นอุปสรรคที่สำคัญต่อการส่งเสริมการลงทุนในกิจการสำรวจและผลิต

ปิโตรเลียม อย่างไรก็ตาม ระบบการคลังปิโตรเลียมเช่นนี้มีผลดีต่อการสร้างรายได้ให้แก่รัฐและง่ายต่อการบริหารจัดการ

Blake and Roberts (2006) ได้ศึกษาและเปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมห้าระบบภายใต้สมมติฐานความไม่แน่นอนของราคาน้ำมันดิบ (Crude oil price uncertainty) อันได้แก่ระบบค่าภาคหลวงและภาษีของรัฐ Alberta ประเทศแคนาดา; ระบบอัตราผลตอบแทน (Rate of return) ของประเทศ Papua New Guinea (ก่อนปี 2003); ระบบแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วม Sao Tome และ Principe/Nigeria; ระบบลูกครึ่งระหว่างระบบแบ่งปันผลผลิตและระบบ Rate of return ของประเทศแทนซาเนีย; และระบบแบ่งปันผลผลิตของประเทศ Trinidad และ Tobago โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ที่เรียกว่า Contingent claims analysis เพื่อคำนวณมูลค่ากำไรภายหลังการจัดเก็บภาษีที่ผู้ประกอบการได้รับภายใต้สมมติฐานความไม่แน่นอนของราคาน้ำมันดิบและระบบการคลังปิโตรเลียมในประเทศต่าง ๆ และยังได้วิเคราะห์ผลกระทบจากระบบการคลังปิโตรเลียมที่บิดเบือนแรงจูงใจที่ผู้ประกอบการจะมาลงทุน (Distortionary effects) ภายในระบบการคลังปิโตรเลียมต่าง ๆ

Blake and Roberts (2006) พบว่าระบบการคลังปิโตรเลียมของรัฐ Alberta ประเทศแคนาดาและประเทศ Papua New Guinea สร้างมูลค่ากำไรหลังจากการจัดเก็บภาษีให้แก่ผู้ประกอบการมากที่สุดและมีผลกระทบจากการบิดเบือนแรงจูงใจในการลงทุนน้อยที่สุดอีกด้วย ในขณะที่ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศแทนซาเนียให้มูลค่ากำไรหลังจากการจัดเก็บภาษีแก่ผู้ประกอบการน้อยที่สุดและมีผลกระทบต่อการบิดเบือนแรงจูงใจมากที่สุด สำหรับระบบแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วม Sao Tome และ Principe/Nigeria ก่อให้เกิดภาระภาษีแก่ผู้ประกอบการในระดับสูงแต่มีผลกระทบต่อการบิดเบือนแรงจูงใจในระดับกลางเท่านั้น และระบบแบ่งปันผลผลิตของประเทศ Trinidad และ Tobago ก่อให้เกิดภาระภาษีในระดับกลางแต่มีผลกระทบต่อการบิดเบือนแรงจูงใจในระดับสูง

Blake and Roberts (2006) เสนอให้ระบบการคลังปิโตรเลียมควรมีลักษณะที่เป็นกลาง (Neutral regime) โดยเป็นระบบที่ผู้ประกอบการสามารถลงทุนเพื่อนำทรัพยากรปิโตรเลียมมาใช้ได้อย่างเหมาะสมและรัฐได้รับส่วนแบ่งรายได้ในอัตราที่เหมาะสมด้วยเช่นกัน นอกจากนี้งานศึกษานี้ยังพบว่าปัจจัยที่ก่อให้เกิด Distortionary effect ที่สำคัญคือส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับในอัตราที่สูงมากจนกระทั่งผู้ประกอบการขาดแรงจูงใจในการลงทุนดังนั้นรัฐควรที่จะเกลี้ยส่วนแบ่งรายได้ระหว่างผู้ประกอบการและรัฐอย่างเป็นธรรม

Sunley et al. (2002) ได้ศึกษาและเปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมอันได้แก่ระบบสัมปทานที่จัดเก็บค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้นิติบุคคล และ/หรือภาษีการใช้ประโยชน์จากทรัพยากร (Resource Rent Tax) และระบบแบ่งปันผลผลิต Sunley et al. (2002) พบว่าไม่มีระบบใดที่ดีที่สุด และทั้งสองระบบสามารถใช้เครื่องมือทางการคลังในลักษณะที่เหมือนกันได้ เพียงแต่ในระบบแบ่งปันผลผลิตมีการแบ่งส่วนกำไรที่ชัดเจนซึ่งสามารถทดแทนได้ด้วยการจัดเก็บภาษีการใช้ประโยชน์จากทรัพยากร

นอกจากนี้ Sunley et al. (2002) ยังพบว่าการจัดเก็บค่าภาคหลวงจะทำให้รัฐได้รับประกันหรือลดความเสี่ยงในการจัดเก็บรายได้เข้ารัฐได้ดีที่สุดถึงแม้ว่ามูลค่าที่จัดเก็บได้จะไม่สูงนัก ในขณะที่การจัดเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลและภาษีการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรจะมีความเสี่ยงอยู่ในระดับปานกลางและระดับสูงตามลำดับ เนื่องจากภาษีการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรจะจัดเก็บภายหลังจากการหักต้นทุนแล้วซึ่งอาจจะเกิดความเสียหายต่อรัฐหากผู้ประกอบการไม่สามารถดำเนินกิจการจนกระทั่งมีกำไรได้

Sunley et al. (2002) ได้เปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมในประเทศกำลังพัฒนารวมทั้งประเทศไทยด้วย และพบว่าถึงแม้ว่าแต่ละประเทศจะใช้ระบบที่แตกต่างกันแต่ส่วนใหญ่แล้วจะจัดเก็บค่าภาคหลวงตามปริมาณการผลิตเพื่อประกันรายได้และลดความเสี่ยงให้แก่รัฐ สำหรับประเทศที่ไม่ได้ใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตหรือไม่ได้เก็บภาษีการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรก็มักจะเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราที่สูงมาก และในบางประเทศจะเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราที่สูงขึ้นเมื่อราคาน้ำมันสูงเกินกว่าอัตราที่กำหนดไว้ (Trigger level) ในบางประเทศการจัดเก็บภาษีในกิจการก๊าซธรรมชาติจะน้อยกว่าในกิจการน้ำมัน ทั้งนี้เนื่องจากการสำรวจ พัฒนา และผลิตก๊าซธรรมชาติมีความเสี่ยงที่สูงกว่าน้ำมัน ในประเทศกำลังพัฒนา รัฐมักจะกำหนดมาตรการส่งเสริมการลงทุนในกิจการเหล่านี้โดยอยู่ในรูปแบบต่าง ๆ อาทิเช่น Investment tax credits; Tax holidays; การยกเว้นภาษีนำเข้าเฉพาะเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่าง ๆ โดยยกเว้นระยะเวลาหนึ่งหรือตลอดอายุโครงการ และกว่าสองในสามของประเทศที่ Sunley et al. (2002) ได้ศึกษาใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตโดยส่วนแบ่งกำไรของรัฐขั้นต่ำจะอยู่ที่ 50-60% และมีความแตกต่างในการหักต้นทุนค่อนข้างมาก

นอกจากนี้ Sunley et al. (2002) ยังพบว่าระบบการคลังปิโตรเลียมมีการเปลี่ยนแปลงอย่างต่อเนื่องตามสภาพปัจจัยแวดล้อมที่สำคัญดังนี้ ปัจจัยแรกคือราคาน้ำมัน เมื่อราคาน้ำมันลดลงยิ่งทำให้โครงการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมมีกำไรน้อยลง รัฐจึงจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนเครื่องมือทางการคลังเพื่อดึงดูดให้นักลงทุนมาลงทุนในกิจการเหล่านี้ ปัจจัยที่สองคือนโยบายภาษีของประเทศแม่ของบริษัทปิโตรเลียมข้ามชาติ ปัจจัยที่สาม การจัดเก็บโบนัสในอัตราคงที่และการที่โบนัสมีความสำคัญน้อยลงในฐานะเครื่องมือทางการคลังเนื่องจากรัฐมีทางเลือกอื่นในการจัดเก็บรายได้ ปัจจัยที่สี่คือเมื่อการดำเนินโครงการผ่านไปแล้วระบบการจัดเก็บรายได้มีลักษณะก้าวหน้า (Progressive) มากยิ่งขึ้น กล่าวคือเมื่อบริษัทได้รับกำไรจากการดำเนินงานมากขึ้น รัฐก็จะยังสามารถเก็บรายได้มากยิ่งขึ้น ตัวอย่างเช่นมีการเปลี่ยนแปลงการจัดเก็บค่าภาคหลวงในอัตราคงที่เป็นหลายอัตราแบบขั้นบันได โดยจัดเก็บในอัตราที่สูงขึ้นเมื่อผลผลิตเพิ่มมากขึ้น

การที่รัฐในแต่ละประเทศใช้ระบบและเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมที่หลากหลายก็เนื่องจากความแตกต่างในอำนาจต่อรองที่รัฐมีต่อบริษัทน้ำมันข้ามชาติ โดยรัฐที่มีอำนาจต่อรองสูงและมีระบบการคลังที่เข้มงวดมักจะเป็นรัฐที่อยู่ในประเทศที่มีศักยภาพทางธรณีวิทยาสูงเป็นที่ดึงดูดให้นักลงทุนมาลงทุนในกิจการปิโตรเลียมและเป็นประเทศที่มีความมั่นคงทางการเมืองและทางเศรษฐกิจ และถึงแม้ว่าประเทศหนึ่ง ๆ จะมีลักษณะดังกล่าวแล้ว ก็ยังจะต้องแข่งขันกับประเทศเพื่อนบ้านใกล้เคียงเพื่อดึงดูดให้บริษัทข้ามชาติมาลงทุนในประเทศของตน ตัวอย่างเช่นในพื้นที่ North Sea ประเทศนอร์เวย์ยังต้องแข่งขันกับประเทศในแถบ

เดียวกันอันได้แก่ประเทศสหราชอาณาจักร เนเธอร์แลนด์ และเดนมาร์ก หรือในกรณีของประเทศ
 คาสซัคสถานที่มีความเสี่ยงในการจำหน่ายปิโตรเลียมที่ผลิตได้เนื่องจากประเทศคาสซัคสถานจำเป็นต้องพึ่งพา
 ท่อที่ประเทศรัสเซียเป็นเจ้าของในการขนส่งทรัพยากรปิโตรเลียมที่ผลิตได้ ค่าธรรมเนียมการขนส่งที่
 ค่อนข้างสูงนี้ทำให้อำนาจต่อรองของรัฐบาลน้อยลงและรัฐจำเป็นต้องใช้เครื่องมือทางการคลังที่อ่อนคลา
 เพื่อดึงดูดนักลงทุน ตัวอย่างของประเทศที่มีลักษณะทางธรณีวิทยาที่ดีและเหมาะสมต่อการดำเนินกิจการ
 สำรวจและผลิตปิโตรเลียมแต่มีความเสี่ยงทางการเมืองสูงคือประเทศอังกฤษ จึงทำให้รัฐต้องใช้ระบบ
 แบ่งปันผลผลิตและกำหนดเครื่องมือทางการคลังในสัญญาแตกต่างกันไปในแต่ละโครงการ

Khelil (1995) ได้ประเมินส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government Take: GT) จากระบบการคลัง
 ปิโตรเลียมจำนวน 226 ระบบ และพบว่ารายได้ที่รัฐได้รับโดยเฉลี่ยทั่วโลกอยู่ที่ 64% โดยประเทศที่ได้รับ
 GT ต่ำที่สุดคือประเทศไอร์แลนด์โดยได้รับที่ 25% และประเทศเยเมนเป็นประเทศที่ได้รับ GT สูงที่สุดโดย
 อยู่ที่ 95% สำหรับประเทศไทยถือว่าได้อยู่ในระดับเฉลี่ยโดยรัฐได้รับ GT สำหรับพื้นที่บนบก ที่ 67% และ
 พื้นที่ทะเลลึก ที่ 57.7% ซึ่งน้อยกว่าประเทศเพื่อนบ้านอันได้แก่มาเลเซียและอินโดนีเซีย ดังแสดงในตารางที่
 2-1

ตารางที่ 2-1 ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับในพื้นที่บนบกและพื้นที่ทะเลลึก (%)

ประเทศ	พื้นที่บนบก	พื้นที่ทะเลลึก
โปรตุเกส	43.2	39.7
Louisiana	69.3	47.2
ไทย	67	57.5
ไนจีเรีย	84.8	64.2
มาเลเซีย	89.4	68.1
อินโดนีเซีย	89.8	81.1

ที่มา: Khelil (1995)

นอกจากนี้ Khelil (1995) ยังได้ข้อสรุปที่ใกล้เคียงกับ Sunley et al. (2002) ว่าโดยเฉลี่ยแล้ว GT ที่รัฐ
 ได้รับมีลักษณะแบบถดถอย กล่าวคือ GT จะมีสัดส่วนสูงสำหรับแปลงที่มีขนาดเล็ก โดยสูงกว่าแปลงที่มี
 ขนาดใหญ่และมีกำไร โดยเฉลี่ยแล้ว GT ในแปลงที่ผลิตได้ 10 ล้านบาร์เรลจะได้รับ GT ที่ 68% ในขณะที่
 แปลงที่ผลิตได้ 300 ล้านบาร์เรลกลับได้รับ GT เพียง 64% เท่านั้น ในมุมมองของผู้ประกอบการ
 ผู้ประกอบการจะพิจารณาว่าตนได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยในแปลงเล็กและจะให้ความสำคัญแก่แปลงใหญ่
 มากกว่า การใช้ระบบการคลังปิโตรเลียมเช่นนี้จึงไม่ส่งเสริมให้ผู้ประกอบการลงทุนในแปลงขนาดเล็ก
 เท่าใดนัก

Khelil (1995) ยังพบอีกว่าโดยเฉลี่ยแล้วระบบการคลังปีโตรเลียมมีลักษณะ Front-end-loaded กล่าวคือรัฐจะได้รับ GT โดยเฉลี่ยที่ 68% ในช่วงเวลาประมาณ 6 ปีแรกของโครงการ และจะได้รับ GT ลดน้อยลงเฉลี่ยแล้วอยู่ที่ 61% ตลอดอายุโครงการที่เหลือ ลักษณะระบบการคลังเช่นนี้จะดึงดูดนักลงทุนได้ไม่ดีนัก การใช้ระบบการคลังปีโตรเลียมที่มีลักษณะ Back-end-loaded จะดึงดูดนักลงทุนให้มาลงทุนได้ดีกว่า เนื่องจากนักลงทุนสามารถมั่นใจได้ว่าในช่วงแรกของโครงการตนจะได้รับส่วนแบ่งรายได้ที่ดีกว่ารองรับความเสี่ยงจากการสำรวจปีโตรเลียม

Khelil (1995) ยังเน้นย้ำว่าระบบการคลังปีโตรเลียมที่ดีควรจะคำนึงถึงตลาดพื้นที่สำรวจปีโตรเลียมระหว่างประเทศ (International market for exploration acreage) และมองว่า GT คือราคาของพื้นที่ที่ผู้ประกอบการเผชิญอยู่ ดังนั้นรัฐจำเป็นต้องแข่งขันกันเองเพื่อดึงดูดการลงทุนด้วย นอกจากนี้การเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันก็มีส่วนสำคัญในการตัดสินใจลงทุนด้วยเช่นกัน ในช่วงเวลาที่น้ำมันมีราคาต่ำลง รัฐควรปรับ GT ให้ลดต่ำลงด้วยเพื่อดึงดูดให้ผู้ประกอบการมาลงทุน ในช่วงปลาย 1980s และต้น 1990s จึงปรากฏหลักฐานว่า GT โดยเฉลี่ยแล้วลดลง และในหลายประเทศได้นำเสนอเงื่อนไขหรืออัตราใหม่ ที่สะท้อนให้เห็นถึงสภาพเศรษฐกิจและธรณีวิทยาที่เปลี่ยนแปลงไป

Johnston (2008) ได้ศึกษาการเปลี่ยนแปลงของระบบการคลังปีโตรเลียมตั้งแต่ช่วงปี 1970s เป็นต้นมา และพบว่า การเปลี่ยนแปลงที่สำคัญประการหนึ่งคือบทบาทของ “ผู้ประกอบการ” ในกิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปีโตรเลียมทั่วโลก โดยผู้ประกอบการที่เคยมีบทบาทอย่างสูงในอดีตอันได้แก่ “บริษัทน้ำมันข้ามชาติ” กลับมีบทบาทที่น้อยลงเรื่อย ๆ และเผชิญกับการแข่งขันที่รุนแรงมากยิ่งขึ้น รวมไปถึงการแข่งขันกับ “บริษัทน้ำมันอิสระ” และ “บริษัทน้ำมันแห่งชาติ” อีกด้วย โดยแต่เดิมบริษัทน้ำมันข้ามชาติทำหน้าที่จัดหาเทคโนโลยีและเงินทุนในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปีโตรเลียม นอกจากนี้ยังเป็นผู้รับความเสี่ยงจากการสำรวจปีโตรเลียมอีกด้วย แต่เมื่อเทคโนโลยีเริ่มอยู่ตัวและบริษัทน้ำมันอิสระและบริษัทน้ำมันแห่งชาติสามารถเข้าถึงเทคโนโลยีเหล่านี้รัฐบาลส่วนใหญ่จึงเห็นว่าไม่มีความจำเป็นที่ต้องพึ่งพาเงินทุนจากต่างประเทศอีกต่อไป

บริษัทน้ำมันอิสระมักเกิดขึ้นในรูปของความร่วมมือกันระหว่างบริษัทต่างชาติและบริษัทในประเทศ (Consortium) โดยแต่ละบริษัทอาจจะมียุทธศาสตร์หรือใหญ่ ส่วนใหญ่มักทำหน้าที่เชื่อมความสัมพันธ์ระหว่างบริษัทข้ามชาติและบริษัทแห่งชาติ ตัวอย่างเช่นการจัดตั้งบริษัทอิสระชื่อ Independent Indonesian American Petroleum Company ในปี 1966 และ 1968 ซึ่งเป็นบริษัทที่เข้าดำเนินกิจการภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิต

บริษัทน้ำมันแห่งชาติเป็นบริษัทที่ประเทศเจ้าของทรัพยากรปีโตรเลียมจัดตั้งขึ้นเพื่อลดอิทธิพลของบริษัทน้ำมันข้ามชาติ บริษัทเหล่านี้ยังได้ขยายกิจการไปลงทุนในต่างประเทศในรูปของบริษัทน้ำมันข้ามชาติ (International National Oil Companies) อีกด้วย บริษัทน้ำมันแห่งชาติมีอยู่ในเกือบทุกประเทศและมีบทบาทสำคัญยิ่งขึ้นเรื่อย ๆ ตัวอย่างเช่น Oman Oil Company (โอมาน) Petronas (มาเลเซีย) Petrobas (บราซิล)

Songtrach (อัลจีเรีย) Statoil and Norsk Hydro (นอร์เวย์) CNOOC and Sinopec (จีน) ONGC (อินเดีย) EGPC (อียิปต์) TPAO (ตุรกี) Rosneft and Gazprom (รัสเซีย) Kufpec (คูเวต) ENI (อิตาลี) CPC (ไต้หวัน) Nippon Oil (ญี่ปุ่น) ADNOC (อับูดาบีย์) และ PTT (ไทย) โดยกว่า 77% ของน้ำมันสำรองทั่วโลกอยู่ภายใต้การควบคุมของบริษัทน้ำมันแห่งชาติ และบริษัทน้ำมันแห่งชาติ 13 บริษัทมีน้ำมันสำรองมากกว่า ExxonMobil ซึ่งเป็นบริษัทน้ำมันข้ามชาติที่ใหญ่ที่สุดในโลก

Johnston (2008) พบว่าในระหว่าง 1980s-1990s สัญญาในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีลักษณะที่สำคัญดังนี้ ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government take) โดยเฉลี่ยอยู่ที่ 67%; Effective Royalty Rate เฉลี่ยอยู่ที่ 20%; การนำระบบอัตราขั้นบันไดบนฐานปริมาณการผลิตมาใช้กับเครื่องมือทางการคลังต่าง ๆ; ระบบการคลังปิโตรเลียมส่วนใหญ่มีลักษณะถดถอยของส่วนแบ่งทางรายได้ (Regression) กล่าวคือยิ่งผลิตมากขึ้น รัฐกลับได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยลงจากการศึกษาพบว่าประเทศไทยจัดอยู่ในกลุ่มนี้ด้วย; และส่วนใหญ่อแล้วจะเป็นสัญญาในการสำรวจ

การประมูลและเจรจาต่อรองในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีการแข่งขันที่สูงมากขึ้น ในขณะที่ราคาน้ำมันกลับลดลงและอัตราความสำเร็จในการสำรวจพบปิโตรเลียมกลับน้อยลงจึงทำให้กิจการสำรวจปิโตรเลียมขาดทุนเป็นจำนวนมาก จนกระทั่งเมื่อราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้นในช่วงปี 2000s จึงทำให้รัฐสามารถดึงดูดนักลงทุนได้อีกครั้ง แต่รัฐกลับประสบกับภาวะถดถอยทางรายได้แทนเนื่องจากระบบการคลังปิโตรเลียมที่ได้อ้างไว้ไม่สามารถรองรับการปรับตัวของราคาน้ำมันที่สูงขึ้นได้อย่างเหมาะสม

จากเหตุการณ์ดังกล่าวจึงนำมาสู่การเปลี่ยนแปลงระบบการคลังปิโตรเลียมในหลายประเทศตั้งแต่ปี 2005 อันนำมาสู่ส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐที่สูงขึ้นดังเช่น ในประเทศอัลจีเรีย อังโกลา จีน ตรินิแดดและโตเบโก รัสเซีย และอ่าวเม็กซิโกในประเทศสหรัฐอเมริกา แต่การเปลี่ยนแปลงดังกล่าวในหลายประเทศก็นำมาซึ่งส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐที่ลดลงดังเช่น ประเทศแคนาดา มาดากัสการ์ และตุรกี ตัวอย่างจากประเทศที่สามารถปรับให้ส่วนแบ่งรายได้ของตนสูงขึ้นก็เนื่องจากการนำเครื่องมือทางการคลังใหม่ ๆ มาใช้ อาทิเช่น การใช้ Petroleum Profits Tax ในอิตาลี Petroleum Revenue Tax และ Windfall Profits Tax ในประเทศอัลจีเรีย เป็นต้น

Johnston and Johnston (2010) ได้พัฒนาแนวคิดและวิธีการในการวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียม (Petroleum fiscal system analysis) ที่ใช้เครื่องมือทางการคลังที่หลากหลาย และพบว่าเครื่องมือทางการคลังที่มักนำมาใช้ในหลาย ๆ ประเทศมีอยู่ 4 เครื่องมือด้วยกัน อันได้แก่ โบนัสเมื่อลงนามในสัญญา (Signature bonuses) ค่าภาคหลวง กลไกในการแบ่งส่วนกำไร (Profit-based mechanism) และการมีส่วนร่วมของภาครัฐ (Government participation)

ในการวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียม Johnston and Johnston (2010) ได้พัฒนาตัวชี้วัดที่สำคัญ 4 ตัว อันได้แก่ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government take); Effective Royalty Rate; Saving Index และ

Entitlement Index¹ โดยนำมาประยุกต์ใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตและระบบสัมปทานที่ได้สมมติขึ้นโดยใช้ค่าภาคหลวงและภาษีเป็นเครื่องมือทางการคลังหลัก Johnston and Johnston (2010) เห็นว่าการจะวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียมน่าจะเป็นต้องอาศัยตัวชี้วัดที่หลากหลายเพื่อสะท้อนมิติต่าง ๆ ในการประเมินระบบและเมื่อได้พิจารณาตัวชี้วัดเหล่านี้ผลปรากฏว่าโดยทั่วไปแล้วไม่มีระบบใดดีกว่าระบบใด ระบบแต่ละระบบและเครื่องมือแต่ละเครื่องมือมีประโยชน์แตกต่างกันโดยขึ้นอยู่กับลักษณะของกิจการและปัจจัยแวดล้อมในการดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมของแต่ละประเทศ

2.2 งานวิจัยเชิงประจักษ์ของประเทศไทย

งานวิจัยเชิงประจักษ์เกี่ยวกับระบบการคลังปีโตรเลียมของไทยมีอยู่ค่อนข้างจำกัด งานศึกษาเริ่มแรกเป็นงานศึกษาของ พรายพล คุ่มทรัพย์ (2529) ซึ่งได้ศึกษาเรื่องกฎหมายและข้อบังคับเกี่ยวกับการสำรวจและการพัฒนาแร่และพลังงานในกลุ่มประเทศอาเซียนและนำมาเปรียบเทียบกับระบบภาษีของประเทศไทย โดยสามารถแบ่งระบบภาษีของไทยออกได้เป็น 3 ระบบ ดังต่อไปนี้

- ระบบภาษีที่ 1 ยึดตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ.2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปีโตรเลียม พ.ศ.2514
- ระบบภาษีที่ 2 ยึดตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ.2514, ฉบับที่ 2 พ.ศ.2516 และ ฉบับที่ 3 พ.ศ.2522 และพระราชกฤษฎีกากำหนดอัตราภาษีเงินได้ปีโตรเลียม พ.ศ.2516 และ 2522
- ระบบภาษีที่ 3 ยึดตามระบบที่ 2 และกฎกระทรวงอุตสาหกรรม (เฉพาะสำหรับผู้รับสัมปทานในเขตแปลงสำรวจที่มีอยู่ในทะเล) พ.ศ.2525

งานศึกษานี้พบว่าระบบภาษีปีโตรเลียมที่มีความเหมาะสม คือ ระบบที่รัฐบาลควรจะได้รับส่วนแบ่งเพิ่มขึ้น (หรือไม่ลดลง) โดยที่ผู้ลงทุนไม่ได้รับผลตอบแทนจากการลงทุนลดลงในสถานการณ์ที่ราคาทรัพยากรและต้นทุนการผลิตสูงขึ้น แต่ในขณะที่ทำการศึกษานั้นกลับพบว่าระบบภาษีปีโตรเลียมของไทยในช่วงที่ทำการศึกษาไม่มีความเหมาะสมตามเกณฑ์ข้างต้น โดยในระบบภาษีที่ 1 และที่ 2 มีความสามารถสร้างส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐต่ำกว่าระบบภาษีของประเทศอื่น โคนิเซียและมาเลเซียในทุกลักษณะของแหล่งผลิต ในขณะที่ภายใต้ระบบภาษีที่ 3 ของไทยมีแนวโน้มจะทำให้ได้รับส่วนแบ่งของรัฐใกล้เคียงกับส่วนแบ่งที่อินโดนีเซียได้รับในกรณีที่แหล่งผลิตมีต้นทุนสูง ระบบภาษีของมาเลเซียถือได้ว่าเป็นระบบที่สร้างส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐได้ในอัตราที่สูงกว่าระบบภาษีของไทยและอินโดนีเซียในทุกลักษณะแหล่งผลิต

Sirinuch and Jittima (2011) ได้ศึกษาเปรียบเทียบระบบการให้สิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปีโตรเลียมอันได้แก่ระบบสัมปทาน (Concessionary systems) และระบบสัญญา (Contractual systems) โดยภายใต้ระบบสัญญานั้นสามารถแบ่งออกได้เป็นระบบแบ่งปันผลผลิต (Production sharing contracts) และ

¹ ในบทที่ 6 จะกล่าวถึงวิธีคำนวณตัวชี้วัดเหล่านี้

ระบบรับจ้างบริการ (Service contracts) โดยพบว่ามียี่ห้อที่แตกต่างกันไป โดยประเทศไทยได้นำระบบสัมปทานมาใช้ภายใต้ระบบ Thailand I และ Thailand III และใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนา ร่วมไทย-มาเลเซีย งานศึกษานี้ยังได้วิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้ในการใช้ระบบอื่น ๆ กับสัญญาสัมปทานในบางพื้นที่ที่ใกล้จะหมดอายุสัมปทานและเป็นแปลงที่มีลักษณะเป็น Mature field ซึ่งมีศักยภาพที่จะค้นพบปิโตรเลียมอยู่บ้าง แต่เป็นพื้นที่ที่ได้รับการพัฒนาและมีการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานและอุปกรณ์และเครื่องมือในการผลิตไว้แล้วจึงทำให้ต้นทุนในการลงทุนเบื้องต้น (Upfront CAPEX investments) ลดลงได้เป็นอย่างมาก ดังนั้นรัฐบาลจึงมีหลายทางเลือกในการอนุญาตให้ผู้ประกอบการเข้ามาดำเนินกิจการได้หลายทาง ตัวอย่างเช่นรัฐบาลสามารถนำแปลงเหล่านี้เข้าร่วมในการประมูลครั้งต่อไปและออกสัมปทานให้ใหม่ หรือรัฐบาลอาจจะนำระบบรับจ้างบริการมาใช้กับพื้นที่เหล่านี้ก็ได้ จากการศึกษาพบว่ามีความเป็นไปได้ที่จะใช้ระบบหลาย ๆ ระบบผสมกันตามความเหมาะสมของสภาพตลาดในขณะนั้น และควรพิจารณานำระบบรับจ้างบริการมาใช้โดยเฉพาะในพื้นที่ที่มีลักษณะ mature และช่วยให้ผู้ประกอบการสามารถแบกรับความเสี่ยงทางการเงินและในการดำเนินงานในระดับค่อนข้างต่ำ นอกจากนี้รัฐบาลยังสามารถให้สิทธิในการซื้อปิโตรเลียมแก่ผู้ประกอบการตามข้อตกลงซื้อคืน (Buy back agreement) ดังที่เกิดขึ้นในต่างประเทศได้เช่นกัน

งานศึกษาที่เกี่ยวข้องกับเครื่องมือทางการคลังโดยตรงได้แก่งานของ สุวรรณิ ลิ้มสุข (2542) ที่ศึกษา ระบบค่าภาคหลวงกับการตัดสินใจผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยให้ความสำคัญกับค่าภาคหลวงในฐานะเครื่องมือในการจัดสรรผลประโยชน์และส่วนเกินทางเศรษฐกิจที่ได้จากก๊าซปิโตรเลียมระหว่างเอกชนกับรัฐ งานศึกษานี้ได้วิเคราะห์การจัดเก็บค่าภาคหลวงในรูปแบบต่างๆ และผลกระทบที่มีต่อการตัดสินใจผลิตปิโตรเลียม ผลการศึกษาพบว่าการจัดเก็บค่าภาคหลวงแบบอัตราคงที่และอัตราขั้นบันไดมีผลทำให้ผู้ได้รับสัมปทานเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมการผลิตเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีการจัดเก็บค่าภาคหลวง โดยผู้ได้รับสัมปทานจะผลิตน้อยลงและยืดระยะเวลาในการผลิตออกไป เพื่อให้ค่าภาคหลวงที่ต้องจ่ายคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันให้น้อยที่สุด นอกจากนี้ ในกรณีการจัดเก็บค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได ผู้ผลิตต้องเลือกระหว่างผลิตในปริมาณมาก เพื่อให้ได้รายได้รวมต่อปีสูง แต่ต้องเสียค่าภาคหลวงในอัตราที่แท้จริงสูงขึ้น หรือผลิตปริมาณน้อยลงเพื่อให้เสียค่าภาคหลวงในอัตราต่ำ ได้รับรายได้ต่อหน่วยสูงขึ้น แต่รายได้รวมของโครงการถูกผลักไปในอนาคตสูงขึ้น ดังนั้น การเก็บค่าภาคหลวงจึงแสดงถึงความไม่เป็นกลาง (Neutral) ในการจัดเก็บรายได้

นอกจากนี้ งานศึกษานี้ยังได้ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของตัวแปรและพบว่าเมื่อมีปริมาณสำรองเพิ่มขึ้น ผู้ผลิตจะผลิตเพิ่มขึ้นในอัตราที่น้อยกว่าการเพิ่มขึ้นของอัตราการเพิ่มของปริมาณสำรองในกรณี ทั้งนี้เพื่อรักษาอัตราค่าภาคหลวงให้อยู่ในระดับต่ำในกรณีของอัตราค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได โดยระยะเวลาของโครงการจะถูกขยายออกไปอีก ส่วนผลทางรายได้นั้น เมื่อมีปริมาณการผลิตสูงขึ้นทำให้

รายได้และมูลค่ารวมของโครงการสูงขึ้น ผู้ผลิตจะต้องจ่ายค่าภาคหลวงและภาษีรายได้สูงขึ้น และรัฐจะได้รายได้รวมสูงสุดในกรณีที่จัดเก็บค่าภาคหลวงแบบอัตราคงที่ที่ 12%

นอกจากงานวิจัยเชิงประจักษ์ที่เกี่ยวกับระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยแล้ว ยังมีงานวิจัยเชิงประจักษ์ที่ศึกษากิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในด้านอื่น ๆ ด้วย สมบัติ พฤติพงศภัก (2540) ได้ศึกษาความเป็นไปได้และความเหมาะสมในการนำระบบแบ่งปันผลผลิตมาใช้ในการจัดสรรและให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและเอกชนในประเทศไทย โดยได้เปรียบเทียบความแตกต่างระหว่างระบบสัมปทานที่ไทยใช้ในปัจจุบันกับระบบแบ่งปันผลผลิตของของประเทศมาเลเซียและระบบการแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

ผลการศึกษาพบว่า ระบบสัมปทานและระบบแบ่งปันผลผลิตสามารถปรับปรุงและเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดต่างๆ เพื่อเพิ่มผลประโยชน์ให้แก่รัฐ ภายใต้ระบบสัมปทานของไทยรัฐจะได้รายได้จากภาษีปิโตรเลียม ค่าภาคหลวงและผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษในมูลค่าที่สูง ขณะที่รัฐบาลของมาเลเซียจะได้รับประโยชน์จากการแบ่งปันผลประโยชน์ในอัตราที่สูง งานศึกษานี้ได้ใช้หลักอำนาจอธิปไตย (Sovereignty) และ กรรมสิทธิ์ของรัฐ (State Ownership) ผ่านการควบคุม (Control) และการมีส่วนร่วมของรัฐ (State Participation) เป็นเกณฑ์ในการพิจารณาเปรียบเทียบดังแสดงในตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-2 การเปรียบเทียบระบบสัมปทานของประเทศไทยและระบบแบ่งปันผลผลิตของประเทศมาเลเซีย

ข้อแตกต่าง	ระบบสัมปทาน (ไทย)	ระบบแบ่งปันผลผลิต (มาเลเซีย)
กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ผลิตได้	เอกชน	รัฐ
การควบคุมของรัฐ	น้อย	มาก
การมีส่วนร่วมของรัฐ	ไม่มี	มาก
ลำดับชั้นกฎหมายที่บัญญัติเรื่อง	พระราชบัญญัติ	รัฐธรรมนูญ
สิทธิในปิโตรเลียมของรัฐ		
ฐานะของกลุ่มสัญญา	ผู้รับสัมปทาน	คู่สัญญา
การแก้ไขเปลี่ยนแปลงข้อสัญญา	แก้ไขกฎหมาย	ตกลงเจรจา
ความยืดหยุ่น (Flexibility)	น้อย	มาก
การถ่ายทอดเทคโนโลยี	น้อย	มาก
การยึดถือทฤษฎีการพัฒนาแบบพึ่งพา	มาก	น้อย
การพัฒนาอุตสาหกรรมท้องถิ่น	น้อย	มาก
สิทธิจากข้อมูลที่ได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม	เอกชน	รัฐ

ข้อแตกต่าง	ระบบสัมปทาน (ไทย)	ระบบแบ่งปันผลผลิต (มาเลเซีย)
กรรมสิทธิ์ในเครื่องมือเครื่องจักรที่นำเข้าหรือซื้อ	เอกชน	รัฐ
ความเหมาะสมในการให้สิทธิในพื้นที่พัฒนาร่วม (JDA)	น้อย	มาก
การให้สิทธิในพื้นที่พัฒนาร่วมปัจจุบัน	ไม่มี	มี

ที่มา: สมบัติ พุทธิพงศภัค (2540)

จากตารางที่ 2-2 จะเห็นได้ว่าภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตของมาเลเซีย รัฐจะได้ผลประโยชน์ที่ไม่ใช่ตัวเงินและภาษียากกว่าที่ประเทศไทยได้รับภายใต้ระบบสัมปทาน เช่น สิทธิในข้อมูลการประกอบกิจการปิโตรเลียมเป็นต้น โดยระบบแบ่งปันผลประโยชน์จะให้ประโยชน์ทั้งรัฐและเอกชนคู่สัญญา อีกทั้งยังมีความยืดหยุ่น (Flexibility) เหมาะแก่การเปลี่ยนแปลงสภาพแวดล้อมที่รวดเร็วของกิจการปิโตรเลียม โดยหากมีปัญหาก็สามารถแก้ไขข้อสัญญาได้ทันที แตกต่างกับของสัญญาสัมปทานของไทยที่ต้องมีหลักเกณฑ์และข้อปฏิบัติมากมาย รวมถึงการแก้ไขกฎหมายก็มักกระทำได้ยากด้วย

นอกจากนี้ เสถียรภาพ นาหลวง (2542) ยังได้ศึกษาปัญหาทางด้านกฎหมายในการจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียม โดยพิจารณาจากพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ.2514 และที่แก้ไขในฉบับที่ 2 – 5 ผลการศึกษาพบว่ากรณีที่พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2522 ใช้วิธีการคำนวณกำไรสุทธิบนฐานรายรับรายจ่ายจากแปลงสัมปทานรวมทุกแปลงทำให้ฐานรายจ่ายกว้างขึ้น และกำไรสุทธิน้อยลง และมีการชะลอการจ่ายภาษีออกไป ทั้งนี้ควรแก้ปัญหาโดยใช้ฐานรายรับรายจ่ายคำนวณแยกเป็นรายแปลง (Field by field basis) ซึ่งจะทำให้ฐานภาษีแคบลงและเก็บภาษีให้ได้มากขึ้น

การที่กำหนดให้ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเป็นภาษีซ้อน ถือว่าสถานประกอบการถาวรเป็นอิสระจากสำนักงานใหญ่ (Separate Entity) ส่งผลให้ฐานรายจ่ายของบริษัทกว้างขึ้น กำไรลดลง รัฐจึงจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมได้ลดลง หากจัดเก็บภาษีตามหลัก Unitary Method มาใช้ จะทำให้รัฐจัดเก็บภาษีได้มากขึ้น และการที่กำหนดให้ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเป็นภาษีในขอบข่ายของอนุสัญญาภาษีซ้อน ย่อมทำให้รัฐไม่สามารถจัดเก็บภาษีจากดอกเบี้ย 50% ตามมาตรา 45 แห่งพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้ คงเก็บภาษีได้เฉพาะภาษีตามมาตรา 70 แห่งประมวลรัษฎากร

การที่พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมฉบับที่ 3 พ.ศ. 2522 กำหนดอัตราภาษีไว้สูง เนื่องจากไม่ทราบปริมาณที่แน่ชัดของปิโตรเลียมในแต่ละแหล่งผลิต ซึ่งอัตราที่ตั้งขึ้นนั้น ไม่สอดคล้องกับสภาพแหล่งสะสมปิโตรเลียมของประเทศไทยซึ่งเป็นแหล่งขนาดเล็กและกลาง ดังนั้น จึงควรมีการปรับปรุงอัตราภาษีให้สอดคล้องกับแหล่งสะสมปิโตรเลียมของไทย เพื่อสร้างแรงจูงใจในการลงทุนให้แก่ผู้ประกอบการ

นอกจากนี้ งานศึกษานี้ยังพบว่ากรณีที่กรมสรรพากรไม่มีหน่วยงานทำหน้าที่จัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมโดยเฉพาะ ทำให้เกิดปัญหาในการบริหารจัดการจัดเก็บภาษี งานศึกษานี้จึงมีข้อเสนอให้กรมสรรพากรจัดตั้งหน่วยงานทำหน้าที่จัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียม เพราะจะช่วยให้การจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

อารยะ ปรีชาเมตตา และคณะ (2544) ทำการศึกษาเรื่อง การจัดสรรภาษีให้กับองค์กรปกครองท้องถิ่นในการแก้ปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการของธุรกิจปิโตรเลียม โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อวางแนวทางในการแก้ไขความขัดแย้งที่เหมาะสมและเป็นธรรมทั้งต่อผู้ผลิตปิโตรเลียมและชุมชน ซึ่งผลการศึกษาได้เสนอให้นำค่าภาคหลวงที่เก็บจากก๊าซธรรมชาติมาชดเชยความเสียหายที่เกิดขึ้น ตามแนวคิด Second Best Solution นั่นคือ ตามหลักการ First Best Solution ผู้ได้รับประโยชน์จากการพัฒนาแหล่งพลังงานควรเป็นผู้รับภาระผลกระทบภายนอกที่เกิดกับชุมชน เช่น ผู้ที่ใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติควรจ่ายค่าไฟสูงสุด เป็นต้น แต่กรณีที่ไม่สามารถทำตามเงื่อนไขข้างต้น รัฐบาลอาจนำรายได้ภาษีส่วนอื่นๆ มาชดเชยผลกระทบที่เกิดขึ้น เป็นแนวคิดแบบ Second Best Solution

นอกจากนี้ งานศึกษานี้ยังกล่าวว่าแม้จะมีการวางแนวทางที่เหมาะสมในการชดเชยความเสียหายและแบ่งปันผลกำไรให้แก่ชุมชนแล้ว แต่เชื่อว่าแนวทางนี้จะสามารถใช้ได้กับในทุกโครงการและในทุกพื้นที่ได้ ดังนั้น เมื่อมีความต้องการจะริเริ่มโครงการใหม่ ควรมีการปรึกษาหารือกันของทุกฝ่ายที่เกี่ยวข้องรวมถึงชาวบ้านในชุมชนด้วย

2.3 สรุป

งานศึกษาในอดีตของประเทศไทยมักจะศึกษากลไกข้อดีข้อเสียของระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยและเปรียบเทียบกับระบบดังกล่าวกับประเทศอื่น ๆ งานศึกษาที่เกี่ยวข้องกับระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยมีอยู่อย่างจำกัด และมักจะประเมินเครื่องมือทางการคลังแยกเป็นบางประเภทเท่านั้น แต่ยังคงขาดการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยอย่างเป็นองค์รวม

งานวิจัยนี้มีความแตกต่างจากงานศึกษาในอดีตโดยได้ประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทยทั้งสองระบบอันได้แก่ระบบ Thailand I และ Thailand III และระบบการคลังของประเทศเพื่อนบ้านเมื่อผู้ประกอบการดำเนินการผลิตได้อย่างเต็มกำลัง (Full cycle) โดยพิจารณาเครื่องมือทางการคลังที่หลากหลาย และคำนวณตัวชี้วัดต่าง ๆ เพื่อใช้ในการวิเคราะห์และการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม นอกจากนี้ยังได้ใช้สถานการณ์จำลองในกรณีต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำในการวิเคราะห์เพิ่มเติมอีกด้วยจึงทำให้งานศึกษานี้มีความสำคัญต่างจากงานศึกษาอื่น ๆ ที่ผ่านมา

บทที่ 3

ระบบการจัดสรรและการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม และเครื่องมือทางการคลัง

ในบทนี้จะกล่าวถึงการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมอันได้แก่การให้สิทธิโดยระบบสัมปทาน ระบบแบ่งปันผลผลิต และระบบรับจ้างบริการที่มีอยู่ในโลกปัจจุบัน และจะกล่าวถึงการจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม รวมไปถึงเครื่องมือทางการคลังในการจัดสรรประโยชน์จากทรัพยากรพลังงานระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ ดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีความสำคัญเป็นอย่างมากในการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียม โดยสามารถแบ่งระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมออกได้เป็น 2 ระบบใหญ่ ๆ อันได้แก่ระบบสัมปทาน (Concessionary system) และ ระบบสัญญา (Contractual system) ซึ่งภายใต้ระบบสัญญา ยังสามารถแบ่งออกได้เป็นระบบแบ่งปันผลผลิต (Production sharing contract) และระบบรับจ้างบริการ (Service contract) อีกด้วย โดยแต่ละระบบมีลักษณะและรายละเอียด ดังต่อไปนี้

1.1 ระบบสัมปทาน (Concessionary system)

การให้สัมปทานเป็นระบบเก่าแก่ที่สุดที่รัฐบาลใช้เพื่อให้สิทธิในการสำรวจและการผลิตแก่ผู้ประกอบการในพื้นที่หนึ่งภายใต้ระยะเวลาที่กำหนดเพื่อนำทรัพยากรปิโตรเลียมของประเทศขึ้นมาใช้ประโยชน์

ระบบสัมปทานในอดีต มีลักษณะที่สำคัญ ดังนี้ พื้นที่ซึ่งให้สัมปทานแก่เอกชนมักเป็นพื้นที่ขนาดใหญ่ และมีระยะเวลาการให้สัมปทานยาวนานประมาณ 60-75 ปี เมื่อเทียบกับระบบสัมปทานในระยะหลังๆ นอกจากนี้ ในอดีตระบบสัมปทานจะมีเครื่องมือในการเรียกเก็บผลประโยชน์ของรัฐในรูปแบบที่ค่อนข้างจำกัด ส่วนใหญ่อยู่ในรูปของค่าภาคหลวง (Royalties) ในอัตราคงที่ (Flat rate) มากกว่าจะคิดเป็นอัตราส่วนตามมูลค่าน้ำมันที่ผลิตได้หรือผลประโยชน์ที่ผู้ประกอบการได้รับ และในรูปของภาษีเงินได้จากผลการดำเนินงาน

ในระบบสัมปทานเช่นนี้ รัฐหรือผู้ให้สัมปทานมีอำนาจควบคุมรูปแบบการดำเนินการทั้งหมดตั้งแต่การสำรวจ การตัดสินใจให้พื้นที่สัมปทานใหม่ การกำหนดระดับของผลผลิตและการกำหนดราคาก่อนการขุดเจาะ แต่การมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการของประเทศเจ้าของปิโตรเลียมมักจะถูกจำกัดเมื่อมีการขุดเจาะและผลิตปิโตรเลียมแล้ว โดยระยะเริ่มแรกบริษัทที่ดำเนินกิจการมักเป็นบริษัทต่างชาติและได้รับสิทธิในการควบคุมการผลิตปิโตรเลียมอย่างสมบูรณ์ รัฐจะได้ผลตอบแทนในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเท่านั้น

ภายใต้ระบบสัมปทานสมัยใหม่ (Modern Concessionary System) ได้มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบโดยมักจะพบว่าพื้นที่การให้สัมปทานจะถูกจำกัดให้มีขนาดเล็กลง และมีระยะเวลาในให้สัมปทานสั้นลงจากเดิม แต่ก็สามารถขยายเวลาสัมปทานได้หากการผลิตปิโตรเลียมยังคงให้ประโยชน์ในเชิงพาณิชย์อยู่ แต่ในทางตรงกันข้ามสัมปทานอาจจะสิ้นสุดลงโดยเร็วหากการสำรวจและขุดเจาะปิโตรเลียมไม่มีความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ รัฐซึ่งเป็นเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียมมีส่วนเกี่ยวข้องในการดำเนินกิจการมากยิ่งขึ้น ในระบบสัมปทานสมัยใหม่ ผู้ได้รับสัมปทานจะต้องนำเสนอโปรแกรมการทำงาน (Work program) และข้อผูกมัดทางการเงิน (Monetary Commitment) ตามตารางเวลาที่กำหนดไว้ล่วงหน้า และมีการกำหนดแผนงานในการคืนพื้นที่ (Relinquishment scheme) อีกด้วย

ในด้านของการจัดสรรผลประโยชน์ รัฐบาลในฐานะของเจ้าของทรัพยากรจะได้รับผลประโยชน์ในรูปแบบตัวเงินจากค่าภาคหลวง (Royalties) ที่คำนวณตามสัดส่วนของมูลค่าผลผลิต โดยอัตราค่าภาคหลวงนี้อาจจะอยู่ในรูปของค่าคงที่หรือขั้นบันไดซึ่งอัตราค่าภาคหลวงจะเปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณผลผลิต และมีการจัดเก็บภาษีเงินได้สุทธิ นอกจากนี้ในบางครั้งรัฐบาลยังสามารถเรียกเก็บโบนัส เมื่อลงนามในสัญญาเมื่อพบแหล่งปิโตรเลียมหรือเมื่อผลิตได้ในปริมาณที่กำหนด ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับข้อตกลงที่รัฐกำหนดร่วมกับผู้ประกอบการ นอกจากนี้ รัฐยังมีอำนาจในการตรวจสอบและควบคุมการตัดสินใจของบริษัทในบางกรณี อาทิเช่น แผนงานการสำรวจขั้นต่ำ รวมไปถึงการอนุมัติแผนพัฒนาพื้นที่และกำหนดราคาปิโตรเลียม

ประเทศที่ใช้ระบบสัมปทานในปัจจุบันได้แก่ประเทศสหราชอาณาจักร สหรัฐอเมริกา เดนมาร์ก นอร์เวย์ สวีเดน ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ ไนจีเรีย อังโกลา และไทย (Sirinuch and Jittima, 2011)

1.2 ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production sharing contract)

ภายใต้ระบบสัญญา (Contractual system) ผู้ประกอบการจะทำสัญญาโดยตรงกับรัฐ โดยที่เงื่อนไขในแต่ละสัญญา เงื่อนไขในสัญญาแต่ละฉบับไม่จำเป็นต้องเป็นเงื่อนไขเดียวกัน รัฐสามารถออกแบบและกำหนดเงื่อนไขและสัญญาสำหรับผู้ประกอบการแต่ละราย ในขณะที่ระบบสัมปทานให้สิทธิความเป็นเจ้าของปิโตรเลียมแก่ผู้ประกอบการ ความเป็นเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียมยังเป็นของรัฐอยู่ภายใต้ระบบสัญญา

ระบบสัญญาสามารถแบ่งออกได้เป็นระบบแบ่งปันผลผลิต และระบบรับจ้างบริการ โดยในส่วนนี้จะกล่าวถึง “ระบบแบ่งปันผลผลิต” และในส่วนต่อไปจะกล่าวถึง “ระบบรับจ้างบริการ”

ระบบแบ่งปันผลผลิตเป็นระบบให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่รัฐอยู่ในฐานะของผู้จ้างและมีกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ผลิตได้ และผู้ประกอบการอยู่ในฐานะผู้รับจ้างซึ่งเป็นผู้รับภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการสำรวจขุดเจาะและผลิต รวมทั้งยังรับความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจากการสำรวจและผลิตอีกด้วย โดยรัฐและผู้ประกอบการจะตกลงแบ่งปันผลประโยชน์จากการแบ่งมูลค่าผลผลิตออกเป็น 3 ส่วน (ในสัดส่วนที่ไม่เท่ากัน) อันได้แก่ ส่วนแรก คือค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (Royalties) ซึ่งคำนวณเป็นสัดส่วนกับผลผลิตที่รัฐเป็นผู้กำหนด ส่วนที่สอง คือ “ค่าใช้จ่ายต้นทุน” หรือ “การหักค่าต้นทุน” (Cost recovery) ซึ่งถูกกำหนดโดย

ผู้ประกอบการร่วมสัญญาเพื่อเป็นการใช้คืนต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการสำรวจและผลิต โดยจะถูกระบุไว้ในสัญญาอย่างละเอียด และส่วนที่สามเป็นส่วนของกำไรเรียกว่า ก๊าซส่วนกำไร (Gas profit) หรือน้ำมันส่วนกำไร (Oil profit) ซึ่งส่วนของกำไรที่กำหนดล่วงหน้านี้จะแบ่งออกเป็นสัดส่วนที่จัดสรรแบ่งปันผลประโยชน์กันระหว่างผู้ประกอบการคู่สัญญากับรัฐบาล (หรือบริษัทกิจการปิโตรเลียมของรัฐบาล) ซึ่งส่วนนี้เองที่เป็นที่มาของชื่อเรียกอีกชื่อหนึ่งว่า “ระบบการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและเอกชน”

นอกจากนี้แล้ว บริษัทเอกชนยังต้องจ่ายผลประโยชน์แก่รัฐในรูปของภาษีเงินได้นิติบุคคลอีกด้วย และอุปกรณ์เครื่องมือการสำรวจและผลิตต่าง ๆ อาจจะตกเป็นของรัฐเมื่อการสำรวจสิ้นสุดลง อย่างไรก็ตาม สัญญาแบ่งปันผลผลิตในแต่ละประเทศอาจมีความแตกต่างกันออกไปขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะของแต่ละประเทศด้วย ในปัจจุบันประเทศที่ใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตได้แก่ ประเทศอินโดนีเซีย อินเดีย จีน มาเลเซีย อิรัก เปรู ไลบีเรีย อังโกลา อุซเบกิสถาน คาซัคสถาน และรัสเซีย

1.2.1 ลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิต

สัญญาแบ่งปันผลผลิตมีรูปแบบที่ต่างกันไปตามความเหมาะสมและวัตถุประสงค์เฉพาะของแต่ละประเทศ แต่โดยหลักการพื้นฐานแล้วผู้ประกอบการในฐานะคู่สัญญาจะเป็นผู้รับต้นทุนในการดำเนินงาน รับภาระความเสี่ยงในการสำรวจและผลิต โดยผู้ประกอบการ (ซึ่งหมายถึง รัฐวิสาหกิจ บริษัท น้ำมันแห่งชาติ บริษัทน้ำมันข้ามชาติ หรือบริษัทเอกชน) จะได้รับส่วนแบ่งในอัตราส่วนที่กำหนดไว้ล่วงหน้าจากผลผลิตปิโตรเลียมที่ผลิตได้ หลักการและลักษณะของสัญญาที่สำคัญ มีดังต่อไปนี้

หลักการพื้นฐานของสัญญาแบ่งปันผลผลิต ประกอบด้วย

1. บริษัทน้ำมันแห่งชาติ (National Oil Company) (ในฐานะตัวแทนของรัฐ) เป็นผู้มีสิทธิเพียงรายเดียวในการสำรวจและให้สิทธิเกี่ยวกับปิโตรเลียมในประเทศ
2. บริษัทน้ำมันแห่งชาติเป็นผู้รับผิดชอบในการบริหารจัดการดำเนินการปิโตรเลียมและการบังคับบริษัทน้ำมันเอกชนในฐานะคู่สัญญา
3. กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมเป็นของรัฐหรือบริษัทน้ำในแห่งชาติและจะโอนไปให้คู่สัญญาเฉพาะในส่วนที่รัฐแบ่งให้ตามสัญญา
4. บริษัทน้ำมันเอกชนเป็นผู้รับภาระความเสี่ยงทางเงินทุน และเทคนิคการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยกำหนดให้เอกชนสามารถหักต้นทุนในส่วนนี้ได้ ในกรณีที่พบปิโตรเลียม เรียกว่า ค่าใช้คืนต้นทุน (Cost recovery) ซึ่งรัฐบาลจะกำหนดให้การหักน้ำมันส่วนต้นทุนนี้ได้ไม่เกินเงื่อนไขที่ตกลงในสัญญา เช่น หักได้สูงสุด 40% ของผลผลิตต่อปี เป็นต้น
5. ผลผลิตส่วนที่เหลือหลังจากหักน้ำมันส่วนต้นทุน เรียกว่าน้ำมันหรือก๊าซส่วนกำไร (Oil/Gas profit) จะเป็นส่วนที่รัฐบาลและบริษัทน้ำมันเอกชนตกลงแบ่งปันผลประโยชน์กัน เช่น 65 ต่อ 35 หมายถึง ในส่วนของน้ำมันหรือก๊าซส่วนกำไรนี้ จะแบ่งเป็นส่วนที่รัฐได้ประโยชน์ 65 ส่วน ที่เหลือบริษัทเอกชนได้ประโยชน์ 35 ส่วน

6. กรรมสิทธิ์ในเครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ ของบริษัทน้ำมันเอกชนจะโอนไปเป็นของรัฐ หรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติทันทีเมื่อซื้อหรือนำเข้ามาในประเทศและสามารถหักค่าใช้จ่ายตามค่าใช้จ่ายคืนทุน (Cost recovery)

รายละเอียดของสัญญาแบ่งปันผลผลิต

1. คู่สัญญาและการอนุมัติหรือให้สัตยาบัน

บริษัทน้ำมันแห่งชาติจะมีฐานะเป็นผู้ดูแลกิจการปิโตรเลียมภายในประเทศที่เกี่ยวกับการสำรวจและการผลิตแต่เพียงผู้เดียว โดยบริษัทน้ำมันแห่งชาติจะเป็นผู้ทำสัญญาจ้างบริษัทน้ำมันเอกชนต่างๆ ซึ่งอาจจะเป็นบริษัทเอกชนในประเทศหรือบริษัทข้ามชาติ เพื่อดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยหากสัญญามีลักษณะพิเศษ บริษัทน้ำมันแห่งชาติจะต้องขออนุมัติจากรัฐบาล หรือในบางกรณีรัฐบาลโดยรัฐมนตรีที่มีอำนาจรับผิดชอบอาจจะเป็นคู่สัญญาร่วมกับรัฐวิสาหกิจของรัฐและต้องผ่านกฎหมายเพื่ออนุมัติและให้สัตยาบันสัญญาในกรณีต่างๆ

2. รายละเอียดของพื้นที่ตามสัญญา

รัฐวิสาหกิจหรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติ มีอำนาจหน้าที่ในการแบ่งพื้นที่หรือแปลงที่อ้างอิงกับระบบตารางภูมิศาสตร์ (Geographical grid system) โดยในสัญญาฉบับหนึ่งอาจจะมีหนึ่งแปลงหรือมากกว่าก็ได้

3. ระยะเวลาในสัญญา

ในสัญญามีการกำหนดระยะเวลาการปฏิบัติตามสัญญาที่แน่นอนไว้ เช่น 30 ปี โดยการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งหมดจะต้องกระทำภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้ และอาจจะมีข้อกำหนดด้วยว่าพื้นที่พัฒนาแต่ละแปลงจะต้องมีการสำรวจและผลิตให้เสร็จภายในระยะที่กำหนดไว้ เช่น 15 ปี โดยระยะเวลาสำรวจและระยะเวลาการผลิตโดยทั่วไปจะต่างกัน ระยะเวลาสำรวจมักจะแบ่งเป็นช่วงย่อยๆ เช่น 2-3 ปี และสัญญาจะสิ้นสุดลงหากภายในระยะการสำรวจไม่พบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพในเชิงพาณิชย์ ซึ่งกรณีเช่นนี้เอกชนจะเป็นผู้รับภาระเงินทุนที่สูญเสียไป

4. หน้าที่ในการสำรวจ การตีค่างาน และการประกาศศักยภาพทางพาณิชย์ของปิโตรเลียมที่ค้นพบ

ตามสัญญาที่มีเงื่อนไขระยะเวลาการสำรวจเป็นช่วงเวลาย่อย บริษัทที่เป็นคู่สัญญาจะต้องมีแผนการสำรวจขั้นต้นและ/หรือการใช้จำนวนเงินขั้นต้นในแผนงานนั้น และหลังจากค้นพบปิโตรเลียม บริษัทมีหน้าที่ทำแผนการตีค่างานเพื่อประเมินว่าปิโตรเลียมที่ค้นพบมีศักยภาพเชิงพาณิชย์หรือไม่ จากนั้นบริษัทน้ำมันแห่งชาติจะเป็นผู้ประกาศและเห็นชอบว่าน้ำมันในปริมาณที่พบนั้นมีศักยภาพเชิงพาณิชย์ที่จะพัฒนาและผลิตตามสัญญาที่ตกลงไว้

5. การบริหารจัดการและฐานะของผู้ดำเนินการ

ระหว่างการสำรวจ บริษัทคู่สัญญาจะเป็นผู้ดำเนินการและมีหน้าที่รับผิดชอบในการดำเนินการให้กิจการบรรลุแผนการระยะเวลานั้นตามที่ระบุไว้ในแผนการสำรวจ และเมื่อปีโตรเลียมที่ค้นพบอยู่ในเกณฑ์ตามมีศักยภาพเชิงพาณิชย์แล้ว อาจจะมีการจัดตั้งบริษัทร่วมดำเนินการ (Joint operating company) ที่มีบริษัทน้ำมันแห่งชาติและบริษัทเอกชนถือหุ้นร่วมกันเพื่อรับผิดชอบพัฒนาและผลิต รวมทั้งสำรวจปิโตรเลียมในขั้นต่อไป หรือในบางสัญญา บริษัทเอกชนอาจจะพินหน้าที่การดำเนินการในระหว่างอายุสัญญาได้หรืออาจพินหน้าที่เมื่อรัฐวิสาหกิจถือเอาข้อสัญญาในการเข้าดำเนินการในปีโตรเลียมส่วนใดหรือพื้นที่ใดโดยเฉพาะ

6. การดูแลตรวจตราการดำเนินการ

บริษัทน้ำมันแห่งชาติ หรือรัฐวิสาหกิจที่รับผิดชอบจะเป็นผู้ดูแลการดำเนินการสำรวจและผลิต โดยอาจจะอยู่ในรูปที่ประชุมร่วมบริหาร (Joint management committee) ตามที่ระบุในสัญญา โดยมีหน้าที่ตรวจและอนุมัติแผนงานประจำปี งบประมาณตามส่วนและรายละเอียดแผนการพัฒนาที่เสนอโดยบริษัทเอกชนผู้ดำเนินการ ทั้งนี้เพื่อให้มีความสอดคล้องกันระหว่างแผนงานและค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากแผนงาน

7. การดำเนินการร่วมกันระหว่างเอกชนคู่สัญญากับวิสาหกิจของรัฐ

การดำเนินการร่วมกันระหว่างเอกชนคู่สัญญากับวิสาหกิจของรัฐจะเป็นไปตามรูปแบบสัญญาที่กำหนดขึ้น โดยอาจจะอยู่ในรูปของบริษัทที่ร่วมดำเนินการระหว่างเอกชนคู่สัญญากับรัฐวิสาหกิจเพื่อร่วมกันกำหนดแผนงาน นโยบาย และหลักเกณฑ์ต่างๆ เพื่อให้การดำเนินการสำรวจและผลิตเป็นไปตามสัญญา

8. เงินลงทุน

โดยส่วนมาก สัญญาแบ่งปันผลผลิตจะกำหนดให้บริษัทเอกชนเป็นผู้รับผิดชอบเงินลงทุนในการดำเนินการทั้งหมด โดยอาจจะมาจากแหล่งเงินทุนภายนอก หรือภายในประเทศของบริษัทเอกชน แต่ในบางสัญญาอาจจะระบุให้บริษัทน้ำมันแห่งชาติเข้าไปเป็นหุ้นส่วนของเอกชนคู่สัญญา โดยร่วมแบ่งส่วนเงินลงทุนในระยะเวลาการพัฒนาตามสัญญาหรือแบ่งส่วนเงินลงทุนในระยะการพัฒนาเฉพาะในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง แต่ยังคงให้บริษัทเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้รับภาระเงินลงทุนในการสำรวจ และหากเป็นกรณีที่ไม่พบปิโตรเลียมในปริมาณที่คุ้มค่าเชิงพาณิชย์จะให้บริษัทเอกชนเป็นผู้รับภาระเงินลงทุนในส่วนนี้ฝ่ายเดียว

9. การฝึกอบรมพนักงาน การถ่ายทอดเทคโนโลยี การใช้ทรัพยากรบุคคลภายในประเทศและผู้แทนจำหน่าย

ในสัญญาโดยเฉพาะในประเทศกำลังพัฒนา อาจจะมีเงื่อนไขที่บริษัทเอกชนคู่สัญญาจะต้องฝึกอบรม ถ่ายทอดเทคโนโลยี รวมทั้งใช้สินค้าที่ผลิตในประเทศ ใช้บริการของผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศ และจ้างแรงงานท้องถิ่นในประเทศเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียม

10. การแบ่งผลผลิต

ผลผลิตปิโตรเลียมที่ได้ จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่หนึ่ง คือค่าภาคหลวงปิโตรเลียม (Royalties) ซึ่งคำนวณเป็นสัดส่วนกับมูลค่าผลผลิตในอัตราที่รัฐเป็นผู้กำหนด ส่วนที่สองคือ “ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน” หรือ “การหักค่าต้นทุน” (Cost recovery) เพื่อเป็นการใช้คืนต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม อัตราค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนนี้จะถูกระบุไว้ในสัญญา และส่วนที่สาม คือส่วนของกำไร เรียกว่า ปิโตรเลียมส่วนกำไร (Petroleum profit) ซึ่งอาจจะเรียกว่า กำไรส่วนกำไร (Gas profit) หรือน้ำมันส่วนกำไร (Oil profit) ซึ่งส่วนของกำไรนี้จะแบ่งออกเป็นสัดส่วนที่จัดสรรแบ่งปันผลประโยชน์กันระหว่างผู้ประกอบการและรัฐบาลหรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติ

ในส่วนของค่าภาคหลวงปิโตรเลียม มักจะกำหนดอยู่ระหว่าง 10% ถึง 15% ของปิโตรเลียมที่ผลิตได้ และหากผลิตปิโตรเลียมได้มากก็จะมีอัตราค่าภาคหลวงในอัตราที่สูงขึ้นด้วยตาม “อัตราขั้นบันได” (Sliding scale rate)

สำหรับการหักค่าต้นทุน มักจะขึ้นอยู่กับสัดส่วนที่กำหนดไว้ในสัญญา ซึ่งโดยมากประกอบด้วย ต้นทุนการสำรวจ เงินทุนการพัฒนาและต้นทุนการดำเนินงาน ซึ่งสัญญาจะระบุชัดเจนเกี่ยวกับการชำระเงินทุน การหักค่าเสื่อมราคา และจะมีการจำแนกอย่างชัดเจนว่าต้นทุนลักษณะใดที่สามารถหักค่าต้นทุนได้ และลักษณะใดที่ไม่สามารถหักได้ เช่น ต้นทุนในส่วนที่ไม่ใช้งานในหน้าที่จะไม่สามารถหักได้ เป็นต้น รวมทั้งการกำหนดต้นทุนสูงสุดที่สามารถหักได้ และหากค่าภาคหลวงที่รัฐเก็บมีอัตราส่วนสูงขึ้น ปิโตรเลียมส่วนค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนก็จะลดลงด้วย

นอกจากนี้ รัฐอาจจะระบุในสัญญาเพื่อส่งเสริมหรือช่วยเหลือเอกชนคู่สัญญา โดยรัฐอาจจะยอมให้หักค่าใช้จ่ายพิเศษที่เกี่ยวข้องได้ เช่น การกำหนดจากสัดส่วนของต้นทุนเงินทุนพัฒนา (Capital development costs) ที่เกิดขึ้น

ในการใช้คืนต้นทุนนั้น สิ่งที่สำคัญคือการตีค่าหรือคำนวณหามูลค่าผลผลิตปิโตรเลียม หากมีการตีราคาปิโตรเลียมสูงกว่าราคาตลาด การหักใช้คืนต้นทุนจะยังไม่ครบถ้วนและจะเป็นข้อเสียเปรียบของผู้ประกอบการ

ส่วนสุดท้าย คือ การแบ่งปิโตรเลียมส่วนกำไรระหว่างบริษัทน้ำมันแห่งชาติกับบริษัทเอกชนคู่สัญญา ซึ่งคิดเป็นอัตราส่วนจากผลผลิตปิโตรเลียมที่เหลือจากส่วนแรกและส่วนที่สอง ดังนั้น หากผลผลิตปิโตรเลียมเพิ่มสูงขึ้น รัฐบาลก็จะได้รับส่วนแบ่งปิโตรเลียมส่วนกำไรเพิ่มขึ้นตามไปด้วย

11. ข้อกำหนดการจัดการผลผลิต

โดยปกติแล้วผู้ประกอบการคู่สัญญาควรจะสามารถส่งออกผลผลิตปิโตรเลียมในส่วนแบ่งของตนซึ่งประกอบด้วยน้ำมันส่วนต้นทุนและน้ำมันส่วนกำไรได้ แต่ในบางครั้งอาจจะการระบุในสัญญาให้มีเงื่อนไขให้บริษัทเอกชนต้องส่งขายให้ตลาดภายในประเทศ ซึ่งกรณีเช่นนี้บริษัทเอกชนจะไม่สูญเสียประโยชน์หากสามารถขายได้ในราคาตลาดโลก

12. การชำระภาษีเงินได้

นอกจากผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับในรูปส่วนแบ่งผลผลิตปิโตรเลียมตามที่กล่าวไปข้างต้นแล้ว ในบางสัญญายังกำหนดให้ผู้ประกอบการคู่สัญญาต้องจ่ายเงินภาษีเงินได้ที่คำนวณจากฐานของรายได้หรือผลกำไร หรือเรียกว่าภาษีเงินได้นิติบุคคล หรือภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ในบางกรณีหากผู้ประกอบการคู่สัญญามีกำไรสูงมากเป็นพิเศษก็อาจจะมีเงื่อนไขที่ระบุในสัญญาให้ต้องเสียภาษีเงินได้ในอัตราที่สูงขึ้นอีกด้วย

13. ความแน่นอนของรายได้และเงื่อนไขทางการเงิน

การชำระภาษีเงินได้ ค่าภาคหลวงปิโตรเลียม และการแบ่งปิโตรเลียมส่วนกำไรซึ่งเป็นผลประโยชน์ที่รัฐได้รับสามารถกำหนดไว้เป็นเงื่อนไขลงในสัญญาที่รัฐทำกับผู้ประกอบการอย่างชัดเจน เพื่อเป็นหลักประกันและสร้างความแน่นอนว่ารัฐจะมีรายได้คงเดิมหรือไม่น้อยลงกว่าเดิมในช่วงเวลาของสัญญา

การสร้างความปลอดภัยจากผลประโยชน์ที่ได้จากกิจการปิโตรเลียมในส่วนของรัฐบาลสามารถกระทำได้โดยการตรึงอัตราภาษีเงินได้ หรือการปรับปรุงวิธีการชำระตามสัญญา เช่น การแบ่งปิโตรเลียมส่วนกำไรเพื่อชดเชยกับผลลบส่วนอื่นๆ ที่มีผลต่อกำไรที่จะเปลี่ยนแปลงรายได้ในการคำนวณภาษีเงินได้

14. ด้านการเงิน

ผู้ประกอบการคู่สัญญาอาจจะได้รับสิทธิพิเศษในเรื่องการแลกเปลี่ยนเงินตราและด้านบัญชีตามความเหมาะสม ซึ่งมักจะมีการกำหนดเงื่อนไขในกรณีที่ประเทศเจ้าของปิโตรเลียมเป็นประเทศกำลังพัฒนาซึ่งอาจจะมีปัญหาเรื่องการเคลื่อนย้ายเงินทุนและปัญหาเงินเพื่อ

15. การระงับข้อพิพาท

สัญญาแบ่งปันผลผลิตจะมีข้อกำหนดในเรื่องข้อผูกพันของคู่สัญญาและการชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการระหว่างประเทศเพื่อระงับข้อพิพาทที่เกิดขึ้นระหว่างรัฐวิสาหกิจกับบริษัทเอกชน คู่สัญญาต่างชาติในเรื่องการแปลความหมายของสัญญาหรือการดำเนินการตามสัญญา

1.2.2 ระบบแบ่งปันผลผลิตกับการรักษาผลประโยชน์ของคู่สัญญา

ระบบแบ่งปันผลผลิตมีแนวคิดพื้นฐานว่าทรัพยากรปิโตรเลียมเป็นกรรมสิทธิ์ของประเทศที่รัฐจะต้องเป็นผู้ดูแลและใช้ประโยชน์อย่างคุ้มค่าแทนประชาชน ดังนั้นภายใต้ระบบนี้การรักษาผลประโยชน์ให้แก่รัฐ รวมไปถึงผู้ประกอบการคู่สัญญาจึงเป็นสิ่งที่สำคัญ สำหรับการรักษาผลประโยชน์ให้แก่รัฐสามารถกระทำได้โดยกำหนดเงื่อนไขในสัญญาให้ยึดหยุ่นและสามารถเจรจาเกี่ยวกับคู่สัญญาเพื่อให้รัฐสามารถควบคุม (Control) และเข้าไปมีส่วนร่วม (State participation) ในการดำเนินการสำรวจและผลิตได้ และเนื่องจากระบบนี้ดำเนินการในรูปของสัญญา ดังนั้น จึงเปิดโอกาสให้มีการเจรจกันได้ระหว่างคู่สัญญา ทำให้มีความยืดหยุ่นแก่รัฐในการที่จะแก้ไขเพิ่มเติมข้อกำหนดต่างๆ ที่เหมาะสม ปรับเปลี่ยนให้สอดคล้องกับสถานการณ์

ได้รวดเร็วมากกว่าระบบสัมปทาน อีกทั้งหากต้องการเปลี่ยนแปลงแก้ไขเพิ่มเติมข้อกำหนดต่าง ๆ ก็ไม่จำเป็นต้องแก้ไขกฎหมายโดยผ่านความเห็นชอบจากรัฐสภา จึงมีความสามารถที่จะปรับเปลี่ยนได้ทันต่อการพัฒนาในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม และการแก้ไขเงื่อนไขต่าง ๆ ดังกล่าวนี้จะสามารถช่วยรักษาผลประโยชน์แก่รัฐได้ต่อไปในอนาคต

สำหรับการรักษาผลประโยชน์ของผู้ประกอบการคู่สัญญา ผู้ประกอบการสามารถกำหนดเป้าหมายประโยชน์ในอนาคตจากการดำเนินธุรกิจได้ และจากลักษณะที่มีความยืดหยุ่นของระบบนี้ จึงทำให้เกิดความยืดหยุ่นในการจัดสรรผลประโยชน์โดยเอกชนยังได้รับโอกาสและสามารถเจรจาต่อรองกับรัฐได้มากกว่าการจัดสรรประโยชน์ภายใต้ระบบสัมปทาน

1.3 ระบบรับจ้างบริการ (Service contract)

ระบบรับจ้างบริการเป็นระบบสัญญาประเภทหนึ่งที่ทำให้ผู้ประกอบการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในฐานะของ “ผู้รับจ้าง” ของรัฐที่ต้องทำตามหลักเกณฑ์และคำสั่งของรัฐ และผู้ประกอบการไม่มีกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ขุดเจาะขึ้นมาได้ เมื่อผู้ประกอบการเอกชนพบปิโตรเลียมแล้ว รัฐ (หรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติในฐานะตัวแทนของรัฐ) จะเป็นผู้จ่ายค่าจ้างดำเนินการให้แก่ผู้ประกอบการนั้น ๆ แต่ในทางตรงข้ามหากไม่พบปิโตรเลียมในระยะเวลาที่กำหนด และเมื่อสัญญาจะสิ้นสุดลง อุปกรณ์เครื่องมือในการสำรวจและการผลิตต่างๆ จะตกเป็นของรัฐเมื่อการสำรวจสิ้นสุดลง

ดังนั้น ภายใต้ระบบนี้รัฐหรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติในฐานะตัวแทนของรัฐจะเป็นผู้มีอำนาจในการดูแลพื้นที่สัญญาเพียงผู้เดียว ปิโตรเลียมเมื่อถูกนำขึ้นมาจากปากหลุมจะเป็นกรรมสิทธิ์ของรัฐ ขณะที่ผู้ประกอบการเอกชนจะเป็นเพียงผู้รับจ้างเท่านั้น สาเหตุที่รัฐใช้ระบบรับจ้างบริการก็มาจากความต้องการและความจำเป็นที่จะต้องใช้ความเชี่ยวชาญทางด้านเทคโนโลยีและการจัดการและทรัพยากรเงินทุนของผู้ประกอบการ โดยเฉพาะบริษัทต่างชาติ

ระบบรับจ้างบริการ แบ่งเป็น 2 ลักษณะ ได้แก่ “ระบบรับจ้างบริการแบบรับภาระความเสี่ยง” (Risk bearing service contract) และ “ระบบจ้างบริการแบบไม่รับภาระความเสี่ยง” (No-risk bearing service contract)

สำหรับ ระบบรับจ้างบริการแบบรับภาระความเสี่ยง ในสัญญาจะระบุให้ผู้ประกอบการเอกชนรับภาระความเสี่ยงทางการเงินทั้งหมด เช่น การลงทุนสำรวจเช่นเดียวกับระบบแบ่งปันผลผลิต แต่ภายใต้ระบบนี้ปิโตรเลียมจะตกเป็นของรัฐทั้งหมด และรัฐจะจ่ายผลตอบแทนแก่ผู้ประกอบการเอกชนในฐานะผู้รับจ้างในรูปของการชำระคืนเงิน (Reimbursement) และค่าธรรมเนียมในการให้บริการ (Service fee) เช่น เป็นอัตรา 1 เหรียญสหรัฐต่อปริมาณปิโตรเลียมที่ส่งมอบให้รัฐ นอกจากนี้ สัญญาอาจจะระบุให้ผู้ประกอบการเอกชนมีสิทธิซื้อปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากรัฐในมูลค่าตลาดด้วย ประเทศที่ใช้ระบบนี้มักมีรายได้หลักจากการเป็นเจ้าของปิโตรเลียมที่ขุดเจาะได้ ดังนั้น จึงมีแนวโน้มจะเก็บรายได้จากผู้ประกอบการเอกชนในรูปของค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้นิติบุคคลในอัตราที่ไม่สูงนัก ระบบนี้มักจะใช้ในกลุ่มประเทศ

ละตินอเมริกาเช่น เม็กซิโก บราซิล เอกวาดอร์ อาร์เจนตินา และกลุ่มประเทศตะวันออกกลางเช่นอิรัก และอิหร่าน

ส่วน ระบบจ้างบริการแบบไม่รับภาระความเสี่ยง อันได้แก่ ระบบจ้างบริการแบบไม่รับภาระความเสี่ยง ภายใต้ระบบนี้รัฐจะเป็นผู้จ่ายค่าธรรมเนียมในอัตราคงที่ให้แก่ผู้ประกอบการเอกชน โดยที่บริษัทเอกชนไม่ต้องรับภาระความเสี่ยงในด้านต่างๆ หากการสำรวจไม่ประสบความสำเร็จ นอกจากการให้บริการตามสัญญา ระบบนี้จะนำมาใช้ในบางขั้นตอนของการผลิตเมื่อสำรวจพบปิโตรเลียมแล้วและไม่มีความเสี่ยงด้านการสำรวจ อย่างไรก็ตามสัญญาในลักษณะนี้ไม่เป็นที่นิยมและไม่ได้ถูกใช้อย่างแพร่หลายมากนัก (Sirinuch and Jittima, 2011)

2 การจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม

ระบบการจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม (Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights) ในแต่ละประเทศมีความแตกต่างกันแต่มีวัตถุประสงค์เดียวกันคือเพื่อคัดเลือกผู้ประกอบการที่เหมาะสมมาดำเนินการสำรวจ พัฒนา และผลิตทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศ ในปัจจุบัน ระบบการจัดสรรสิทธิฯ ที่ใช้อยู่ประกอบด้วย Open-Door system, Licensing และ Biddable หรือ Negotiable Parameters (Tordo, 2010) โดยแต่ละวิธีมีข้อดีข้อเสียแตกต่างกันไปโดยเฉพาะในเรื่องความโปร่งใสและประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ในการจัดสรรสิทธิฯ แต่ละประเทศสามารถใช้ระบบและกลไกในการจัดสรรที่หลากหลาย บางประเทศใช้กลไกที่เข้มงวด บางประเทศกำหนดหลักเกณฑ์ไว้อย่างชัดเจน และคงที่ภายใต้กฎหมาย และในบางประเทศการจัดสรรสิทธิฯ เป็นสิ่งที่สามารถต่อรองได้ ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

2.1 Open-Door system

Open-Door system (หรือเป็นที่รู้จักในชื่อว่า กระบวนการเจรจาต่อรอง (negotiated procedures)) เป็นระบบที่รัฐบาลให้ใบอนุญาต (หรือสัมปทาน) ประกอบกิจการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม โดยผ่านการเจรจา (negotiations) ระหว่างรัฐบาลและผู้ประกอบการที่มีความสนใจ โดยรัฐอาจจะเชิญนักลงทุนที่มีความสนใจให้ยื่นข้อเสนอหรือไม่ก็ได้ นักลงทุนที่สนใจจะได้รับอนุญาตให้ส่งเอกสารแสดงความสนใจทั้งในลักษณะที่ผ่านการประกาศเชิญชวนและไม่ได้ผ่านการประกาศเชิญชวนในพื้นที่ที่ต้องการ ณ เวลาใดก็ได้

โดยหากเป็นการเจรจาผ่านการประกาศเชิญชวน ผู้ประกอบการจะต้องยื่นข้อเสนอให้แก่รัฐบาลภายในระยะเวลาที่กำหนด โดยผู้ประกอบการที่ต้องการขอรับใบอนุญาตจะเสนอผลประโยชน์ให้แก่รัฐบาล และในบางประเทศอาจจะมีการเจรจาต่อรองผลประโยชน์กันได้

การเจรจาผลประโยชน์ระหว่างรัฐบาลกับบริษัทเอกชนที่ต้องการได้รับใบอนุญาต มีเป้าหมายเพื่อสร้างอำนาจต่อรองให้แก่รัฐบาล ผู้ประกอบการแต่ละรายจะแข่งขันกันยื่นข้อเสนอเพื่อให้ตนเองเป็นผู้ได้รับใบอนุญาต ระบบนี้จึงไม่ระบุหลักเกณฑ์ (Criteria) ที่ชัดเจนไว้ว่าหลักเกณฑ์ใดจะทำให้เอกชนเป็นผู้ได้รับ

สัมปทาน ดังนั้นหากสามารถดำเนินการได้อย่างมีประสิทธิภาพและธรรมาภิบาลระบบนี้จึงสามารถสร้างแรงจูงใจให้ผู้ยื่นข้อเสนอแข่งขันกันยื่นข้อเสนอที่สามารถสะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงของปิโตรเลียมในพื้นที่ที่ตนต้องการเสมือนหนึ่งรัฐได้ใช้วิธีการประมูล (Auction) ในการจัดสรรสิทธิในการดำเนินกิจการปิโตรเลียม แต่ในทางปฏิบัติแล้ว การไม่ระบุหลักเกณฑ์ที่ชัดเจนและการที่รัฐบาลสามารถใช้อำนาจในการตัดสินใจในการจัดสรรสิทธิอย่างเด็ดขาด การเจรจาต่อรองเช่นนี้จึงถูกวิพากษ์ว่าเป็นระบบที่ขาดความโปร่งใส ก่อให้เกิดการแข่งขันที่ไม่มีประสิทธิภาพ และมีแนวโน้มที่จะก่อให้เกิดการคอร์รัปชันได้ง่าย

2.2 การให้ใบอนุญาต (Licensing)

การให้ใบอนุญาตผ่านระบบตลาดเพื่อจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกได้เป็นกระบวนการบริหารจัดการของรัฐ (Administrative procedures) และการประมูล (Auction) โดยสองระบบนี้แตกต่างกันที่ระดับการมีส่วนร่วมในการตัดสินใจให้สิทธิของรัฐ

2.2.1 กระบวนการบริหารจัดการของรัฐ (Administrative procedures)

การได้รับสิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมของผู้ประกอบการโดยกระบวนการบริหารจัดการของรัฐอยู่บนพื้นฐานของหลักเกณฑ์ (Criteria) ที่รัฐบาลเห็นว่าเหมาะสมและได้กำหนดขึ้นมา ดังนั้น ภายใต้ระบบนี้รัฐจึงมีความยืดหยุ่นและสามารถปรับเปลี่ยนหลักเกณฑ์ที่เห็นว่ามีเหมาะสมสอดคล้องกับเป้าหมายเชิงนโยบายของรัฐบาลได้ง่าย แต่ในบางครั้งก็อาจจะเป็นการยากสำหรับผู้ประมูล (bidders) ที่จะทราบได้ว่าเหตุใดรัฐจึงคัดเลือกผู้ประกอบการรายใดรายหนึ่งให้เป็นผู้ได้รับสิทธิ โดยการเลือกนั้นอาจจะขัดกับตรรกะของการจัดสรรใบอนุญาตอย่างมีประสิทธิภาพหรือการได้มาซึ่งค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่สูงที่สุด และไม่สามารถบอกได้ว่ากระบวนการคัดเลือกเช่นนี้ดำเนินการอย่างยุติธรรมหรือไม่ นอกจากนี้รัฐอาจปรับเปลี่ยนหลักเกณฑ์ซึ่งมีความคลุมเครือ หรือขาดการประชาสัมพันธ์ให้ทราบโดยทั่วถึง เช่นผู้ได้รับคัดเลือกอาจจะไม่ใช่ผู้เสนอผลประโยชน์สูงสุดให้แก่รัฐบาล เป็นต้น ด้วยวิธีการคัดเลือกนี้จึงทำให้เกิดช่องทางการแสวงหาผลประโยชน์ได้

ตัวอย่างของประเทศที่ใช้วิธีนี้ได้แก่ อังกฤษ ออสเตรเลีย เม็กซิโก และเยเมน เป็นต้น โดยในกรณีของประเทศอังกฤษนั้นจะให้ใบอนุญาตแก่บริษัทบนที่ยื่นข้อเสนอเกี่ยวกับโปรแกรมการทำงาน (work program) โดยเฉพาะการสำรวจทางธรณีวิทยาและการสำรวจปิโตรเลียมที่ดีที่สุด วิธีการนี้ช่วยให้รัฐบาลสามารถควบคุมระดับการลงทุนสำรวจในกิจการปิโตรเลียม แต่การกำหนดหลักเกณฑ์เช่นนี้จำเป็นต้องใช้ขีดความสามารถทางเทคนิคและทรัพยากรในการประเมินข้อเสนอของบริษัทต่าง ๆ ซึ่งอาจจะเป็นการยากสำหรับรัฐบาลที่ไม่มีขีดความสามารถที่เพียงพอหรือมีข้อจำกัดทางด้านเทคนิค หรือเมื่อรัฐไม่มีฐานความรู้ทางด้านทรัพยากรในพื้นที่เลย

2.2.2 การประมูล (Auction)

การประมูลเพื่อให้ได้มาซึ่งสิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมอยู่บนพื้นฐานของการแข่งขัน โดยผู้ได้รับใบอนุญาตหรือสัญญาจะต้องเป็นผู้ประมูลที่ให้ผลตอบแทนตามหลักเกณฑ์หรือเงื่อนไขในการประมูล (Bidding parameters) ที่สูงที่สุด โดยรัฐจะใช้ Bidding parameters ประเภทเดียวหรือหลายประเภทก็ได้ โดยส่วนใหญ่แล้วหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการพิจารณามักเป็นเครื่องมือทางการคลังซึ่งประกอบด้วย โบนัส ค่าภาคหลวง และ/หรือ ส่วนแบ่งผลกำไร

แม้ว่าจะเป็นระบบที่เน้นการแข่งขัน แต่รัฐบาลก็ยังสามารถกำหนดเป้าหมายอื่นที่ไม่ใช่การมุ่งหาผลประโยชน์ในรูปค่าเช่าสูงสุดแก่ประเทศมาใช้ประกอบได้ เช่น การส่งเสริมบริษัทน้ำมันแห่งชาติ การส่งเสริมอุตสาหกรรมภายในประเทศ เป็นต้น

รูปแบบการประมูลมีอยู่สี่ประเภท ดังต่อไปนี้

1. Ascending bid (English auction) ผู้ประมูลจะเสนอราคาสูงขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งเหลือผู้ประมูลเพียงแต่รายเดียว โดยราคาอาจจะถูกประกาศมาจากรัฐบาล หรืออาจจะมาจากผู้ประมูล หรือประกาศผ่านทางสื่ออิเล็กทรอนิกส์ก็ได้ ในการประมูลประเภทนี้ ผู้ประมูลแต่ละรายจะรับทราบถึงการให้ราคาที่ดีที่สุด ณ ปัจจุบัน และสามารถเปลี่ยนแปลงกลยุทธ์การประมูลได้อย่างเหมาะสม

2. Descending bid (Dutch auction) เป็นวิธีการประมูลที่ตรงข้ามกับวิธีแรก กล่าวคือ ราคาประมูลจะลดลงเรื่อยๆ จากราคาเริ่มต้นในระดับสูงที่รัฐเป็นผู้ประกาศ จนกระทั่ง จนกระทั่งเหลือผู้ประมูลเพียงรายเดียวที่สามารถยอมรับราคา ณ ปัจจุบันได้

3. First-price sealed bid ผู้ประมูลแต่ละรายเสนอราคาเพียงครั้งเดียวแบบปิดซอง (Sealed bids) และแต่ละรายจะไม่สามารถทราบราคาของผู้เสนอรายอื่นๆ ผู้ชนะคือผู้ที่เสนอราคาสูงสุด และผู้ชนะจ่ายตามราคาสูงสุดที่เสนอไว้

4. Second-price sealed bid (Vickrey auction) ผู้ประมูลแต่ละรายเสนอราคาเพียงครั้งเดียวแบบปิดซอง ผู้ชนะคือผู้ที่เสนอราคาสูงสุด แต่จะจ่ายตามราคาที่สูงที่สุดเป็นอันดับสอง

ในทางปฏิบัติ การออกแบบการประมูลมักจะเกี่ยวข้องกับประเด็นอื่น ๆ ด้วยเช่นการรับประกัน การตรวจสอบคุณสมบัติก่อนเข้าร่วมประมูล การกำหนดราคาขั้นต่ำ (Reserve price) และการกำหนดตัวแปรที่นำมาพิจารณาในการประมูล มีเพียงไม่กี่ประเทศที่ใช้ระบบตลาดในการจัดสรรสิทธิฯ อย่างแท้จริง ส่วนใหญ่แล้วจะใช้การประมูลประเภท First-price sealed bid เช่น ในประเทศบราซิล เป็นต้น

หากเปรียบเทียบการให้ใบอนุญาตโดย “กระบวนการบริหารจัดการของรัฐ” กับ “การประมูล” แล้วจะพบว่า การประมูลการให้ใบอนุญาตเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพในการดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาให้แก่รัฐได้ดีกว่าการใช้กระบวนการบริหารจัดการของรัฐ แต่วิธีการประมูลจะต้องมีประสิทธิภาพ ความแน่นอน และข้อมูลข่าวสารสมบูรณ์ ซึ่งในทางปฏิบัติแล้วความไม่แน่นอนในกิจการสำรวจปิโตรเลียมมีอยู่สูงมาก ดังนั้นผู้ประมูลจะนำปัจจัยทางด้านความเสี่ยงเข้ามาประกอบการพิจารณาราคาประมูลเสมอ ใน

หลายกรณีผู้ชนะการประมูลกลับไม่ประสบความสำเร็จในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและไม่สามารถได้ผลตอบแทนเพียงพอที่ได้เสนอไว้ในการประมูล ดังนั้นถึงแม้ว่ารัฐจะสามารถดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาได้มากในระยะสั้น แต่ในระยะยาวแล้วอาจจะต้องประสบปัญหาการเจรจาต่อรองใหม่ (Renegotiation) ซึ่งมีผลกระทบต่อกระบวนการให้ใบอนุญาตของรัฐนั้น ๆ

เนื่องจากกิจการสำรวจเป็นกิจการที่มีความเสี่ยงและมีต้นทุนในการดำเนินงานสูง จึงทำให้บริษัทต้องรวมตัวกันเป็นกลุ่มพันธมิตรในระยะยาวหรือกลุ่มพันธมิตรที่มีวัตถุประสงค์พิเศษเพื่อกระจายความเสี่ยง โดยกลุ่มเหล่านี้มีได้หลายรูปแบบและประกอบด้วยบริษัทที่ให้บริการเฉพาะกิจกรรมบางอย่างในการสำรวจ หรืออาจจะประกอบด้วยบริษัทที่เป็นคู่แข่งในตลาดอื่นก็ได้ การรวมกลุ่มพันธมิตรทางธุรกิจนี้มีผลกระทบต่อความสามารถของรัฐในการดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาให้ได้มากที่สุดเนื่องจากจำนวนผู้ประมูลจะน้อยลงและทำให้การประมูลขาดประสิทธิภาพ

ข้อดีประการหนึ่งของการประมูลคือความโปร่งใส และลดแรงกดดันทางการเมืองและการวิ่งเต้น ไปจนกระทั่งลดปัญหาการคอร์รัปชันในการให้ใบอนุญาตเมื่อเปรียบเทียบกับการให้ใบอนุญาตผ่านกระบวนการบริหารจัดการของรัฐที่แม้ว่ารัฐจะได้ประโยชน์จากความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนแปลงสัญญาแต่รัฐต้องอาศัยข้อมูลและทรัพยากรเป็นจำนวนมากในกระบวนการคัดเลือกผู้ที่สมควรได้รับใบอนุญาต

การประมูลยังสามารถทำให้รัฐได้รับข้อมูลเกี่ยวกับมูลค่าของพื้นที่สำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากผู้ประมูลซึ่งเป็นประโยชน์ต่อรัฐโดยเฉพาะในพื้นที่ที่ยังไม่ได้สำรวจหรือพื้นที่ตามแนวชายแดนซึ่งเป็นพื้นที่ที่หาข้อมูลได้ยาก

2.3 ตัวแปรที่สามารถนำมาประมูลหรือต่อรองได้ (Biddable or Negotiable Parameters)

ไม่ว่าจะใช้ระบบใดในการจัดสรรสิทธิฯ รัฐจะต้องพิจารณาองค์ประกอบทางสัญญาที่หลากหลาย ไม่ว่าจะเป็นองค์ประกอบที่สามารถต่อรองได้หรือประมูลได้ การจะใช้องค์ประกอบหรือส่วนผสมใดก็ขึ้นอยู่กับกฎหมายและการกำกับดูแลของประเทศนั้น ๆ รวมทั้งวิธีการจัดสรรสิทธิด้วย ประเทศที่ใช้ระบบที่เข้มงวดมักจะใช้เงื่อนไขในการให้สิทธิเพียงเงื่อนไขเดียวหรือมีเงื่อนไขที่ค่อนข้างจำกัดที่ผู้ประกอบการสามารถเจรจาต่อรองได้ ในขณะที่บางประเทศก็ให้เป็นหน้าที่ของกระทรวงในสาขาปิโตรเลียม องค์การกำกับดูแล หรือหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้องเป็นผู้ทำหน้าที่จัดสรรสิทธิ

หลักเกณฑ์หรือเงื่อนไขที่มักนำมาใช้ในการพิจารณาคัดเลือกผู้รับใบอนุญาตด้วยระบบการจัดสรรสิทธิฯ ต่าง ๆ ส่วนใหญ่แล้วจะประกอบด้วย โบนัส (Signature bonuses) ค่าภาคหลวง ส่วนแบ่งกำไร แผนการดำเนินการสำรวจ (Work programs) และ การประมูลควบ (Bundle bids) (Tordo et.al., 2010)¹

¹ โบนัส ค่าภาคหลวง และส่วนแบ่งกำไรถือว่าเป็นเครื่องมือทางการคลังของรัฐในการจัดสรรประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ รายละเอียดจะปรากฏอยู่ในส่วนต่อไป ในส่วนนี้จะเน้นเฉพาะหน้าที่ของเครื่องมือเหล่านี้ในฐานะหลักเกณฑ์ในการพิจารณาคัดเลือกผู้รับใบอนุญาต

2.3.1 โบนัส (Signature bonuses)

ผู้ประกอบการที่เสนอโบนัสสูงสุดในสัญญาจะได้รับสิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม โดยอาศัยหลักการว่ารัฐบาลควรจะได้รับผลประโยชน์เท่ากับค่าเช่าทางเศรษฐกิจจากการผลิตปิโตรเลียมตลอดช่วงเวลาของการผลิต เนื่องจาก หากผู้ประกอบการรายใดต้องการเป็นผู้ได้สิทธิก็จะต้องพยายามเสนอค่าเช่าสูงสุดเท่าที่จะเป็นไปได้ให้แก่รัฐ ดังนั้น จึงมีแนวคิดในลักษณะเดียวกันกับภาษีค่าเช่าทรัพยากร (Resource rent tax)

ข้อดีของการใช้โบนัสเป็นเงื่อนไขในการคัดเลือก คือรัฐจะได้รับโบนัสในทันทีเมื่อเริ่มโครงการสำรวจและเป็นรายได้ที่รับรู้อย่างแน่นอนไม่ว่าจะค้นพบปิโตรเลียมหรือไม่ก็ตาม อย่างไรก็ตาม ในมุมมองของผู้ประกอบการเนื่องจากความไม่แน่นอนในการค้นพบปิโตรเลียม และปริมาณปิโตรเลียมที่ค้นพบกับปริมาณปิโตรเลียมที่คาดไว้เมื่อเริ่มโครงการอาจไม่เท่ากัน ดังนั้น การคำนวณมูลค่าปัจจุบันของค่าเช่าที่ผู้ประกอบการมีแนวโน้มที่จะได้รับจึงเป็นสิ่งที่ทำได้ยาก และยิ่งถ้ามีความไม่แน่นอนสูงผู้ประมุลก็ยิ่งจะลดมูลค่าโบนัสในการประมุล เช่น หากปริมาณปิโตรเลียมที่ค้นพบจริงสูงกว่าที่คาดไว้เมื่อเริ่มโครงการรัฐบาลมีแนวโน้มที่จะได้รับผลประโยชน์ต่ำกว่าที่ควรจะเป็น และหากเป็นกรณีตรงข้าม คือหากปริมาณปิโตรเลียมที่ค้นพบจริงต่ำกว่าที่คาดไว้เมื่อเริ่มโครงการ ผู้ประกอบการจึงมีแนวโน้มที่จะจ่ายผลประโยชน์ให้แก่รัฐสูงกว่าที่ควรจะเป็น ดังนั้นกระบวนการจัดสรรสิทธิโดยใช้หลักเกณฑ์นี้จึงยังด้อยประสิทธิภาพอยู่

นอกจากนี้เนื่องจากค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่ประเมินได้มักจะมีมูลค่าสูง การประมุลโดยใช้โบนัสเป็นเกณฑ์จึงจำกัดจำนวนผู้ประมุล ส่วนหนึ่งก็เนื่องจากผู้ประมุลรายย่อยไม่มีความเข้มแข็งทางการเงินเพียงพอที่จะชนะการประมุล ยิ่งการประมุลมีผู้ประมุลจำนวนน้อย รัฐอาจได้รับค่าเช่าทางเศรษฐกิจน้อยลงไปด้วย ดังนั้นรัฐจึงบรรเทาปัญหาด้วยการเปิดให้มีการประมุลร่วม (Joint bidding) และมีการกำหนดราคาขั้นต่ำ (Reserve price) ไว้ด้วย

ในทางปฏิบัติ โบนัสมักจะถูกนำมาใช้เฉพาะในพื้นที่ซึ่งมีโอกาสจะค้นพบปิโตรเลียมค่อนข้างสูงและมีความเสี่ยงต่ำ หรือนำมาใช้ร่วมกับหลักเกณฑ์ในการคัดเลือกอื่นๆ อันได้แก่ ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้นิติบุคคล ดังกรณีของประเทศออสเตรเลีย บราซิล อ่าวเม็กซิโก เป็นต้น

2.3.2 แผนการดำเนินการสำรวจ (Work programs)

ในการประมุลแผนการดำเนินการสำรวจผู้ประกอบการ ผู้ประกอบการจะยื่นข้อเสนอโครงการและแผนดำเนินการสำรวจและระยะเวลาของแผนต่อรัฐซึ่งจะมีรายละเอียดแตกต่างกันไปในแต่ละประเทศ โดยมากระยะเวลาของแผนงานจะอยู่ที่ 6-9 ปี และอาจจะแบ่งเป็นช่วงเวลาย่อยได้ 2-3 ช่วงเวลา ส่วนใหญ่แล้วแผนการดำเนินงานสำรวจจะจำกัดอยู่เฉพาะการประมุลให้ได้สิทธิในการสำรวจแต่จะไม่รวมกิจกรรมอื่น ๆ ที่ต่อเนื่องจากการสำรวจ ตัวอย่างเช่น ในประเทศออสเตรเลียซึ่งกำหนดให้ต้องเสนอแผนการสำรวจในระยะเวลา 6 ปี แบ่งเป็นช่วงๆ ละ 3 ปี โดยต้องรายงานผลการวิเคราะห์ทางธรณีวิทยา และต้นทุน เช่นเดียวกับในประเทศอังกฤษ และเม็กซิโก

ในมุมมองของผู้ประกอบการจะเห็นได้ว่า การยื่นข้อเสนอโครงการแผนการดำเนินการสำรวจมีความคล้ายคลึงกับการเสนอโบนัสให้แก่วัฒน เนื่องจากข้อเสนอแผนการดำเนินการสำรวจเกิดขึ้นในขณะที่ผู้ลงทุนยังไม่ทราบผลตอบแทนที่จะได้รับในอนาคตอย่างชัดเจนเนื่องจากความไม่แน่นอนในการค้นพบปิโตรเลียม อย่างไรก็ตาม ในทางปฏิบัติการเก็บโบนัสและการกำหนดเงื่อนไขการลงทุนในแผนการดำเนินการพัฒนาอาจจะส่งผลที่แตกต่างกันต่อผลกำไรของผู้ลงทุน เนื่องจากโบนัสไม่สามารถนำมาใช้คำนวณในส่วนของการใช้จ่ายคืนทุนได้แต่สามารถใช้เป็นส่วนลดหย่อนภาษีได้ ขณะที่การกำหนดระดับการลงทุนในแผนการดำเนินการสำรวจสามารถนำมาใช้คำนวณเป็นค่าใช้จ่ายคืนทุนและใช้คำนวณลดหย่อนภาษีได้ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าการกำหนดแผนการดำเนินการสำรวจจะยังไม่สร้างรายได้ให้แก่วัฒนในทันทีที่เริ่มโครงการสำรวจ แต่ก็ช่วยสร้างหลักประกันว่าบริษัทผู้รับสิทธิจะดำเนินการสำรวจในระดับที่รัฐบาลต้องการ ลักษณะที่สำคัญอีกประการหนึ่งของแผนการดำเนินการสำรวจคือควรมีความยืดหยุ่นเพียงพอที่จะรองรับการเปลี่ยนแปลงขณะปฏิบัติงานจริง

ในการประมวลแผนการดำเนินการสำรวจผู้ประกอบการมักมีแรงจูงใจที่จะประมวลในมูลค่าที่สูงกว่าต้นทุนทางเทคนิคที่แท้จริงของพื้นที่ที่ทำการสำรวจ แผนการดำเนินการสำรวจที่ดีควรจะอยู่บนพื้นฐานของปัจจัยหลาย ๆ อย่างเช่นความเป็นไปได้ที่จะสำรวจและค้นพบปิโตรเลียมในพื้นที่ เทคโนโลยีที่มีอยู่ในขณะนั้น และราคาคาดหมายของปิโตรเลียม หากแผนการดำเนินการสำรวจที่ผู้ประกอบการเสนอมีลักษณะเช่นนี้แล้วจะทำให้การประมวลมีลักษณะที่แข่งขันกันได้ แต่ในทางปฏิบัติที่แท้จริงการประมวลยังขึ้นอยู่กับความสามารถในการแข่งขันในรอบการให้ใบอนุญาตด้วย หากแรงกดดันจากการแข่งขันมีมากก็ยิ่งจะทำให้แผนการดำเนินการสำรวจมีลักษณะที่ดีและมีประสิทธิภาพ แต่หากขาดแรงกดดันจากการแข่งขันแผนการดำเนินการสำรวจที่ได้รับการคัดเลือกก็จะดิ่งลงมา (sub-optimal)

2.3.3 ค่าภาคหลวง (Royalties)

การนำค่าภาคหลวงมาใช้เป็นหลักเกณฑ์ในการจัดสรรสิทธิฯ ผู้ประกอบการที่เสนอค่าภาคหลวงให้แก่วัฒนในอัตราที่สูงที่สุดจะได้รับสิทธิในการสำรวจและพัฒนาในพื้นที่เฉพาะ ในมุมมองของผู้ประกอบการการจ่ายค่าภาคหลวงมีความเสี่ยงต่ำกว่าการยื่นข้อเสนอการจ่ายโบนัส หรือเสนอแผนการดำเนินการสำรวจแก่วัฒน เนื่องจากจ่ายค่าภาคหลวงจะเกิดขึ้นเมื่อมีการค้นพบปิโตรเลียมแล้วเท่านั้น และไม่ต้องจ่ายเงินล่วงหน้าก่อนที่จะค้นพบปิโตรเลียม

ค่าภาคหลวงสร้างรายได้ให้แก่วัฒนในทันทีที่มีการผลิตปิโตรเลียม แต่เป็นรายได้แบบถดถอยเมื่อเปรียบเทียบกับเครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ กล่าวคือผู้ประกอบการจะจ่ายค่าภาคหลวงให้ก็ต่อเมื่อได้เริ่มต้นการผลิตและจะต้องจ่ายก่อนที่ผู้ประกอบการจะสามารถคืนทุนและทำกำไรได้ นอกจากนี้ข้อเสียของการจัดเก็บค่าภาคหลวงคือการสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการยกเลิกการผลิตก่อนเวลาอันควร การจ่ายค่าภาคหลวงในอัตราสูง ซึ่งทำให้เกิดแนวโน้มที่ผู้ประกอบการจะบิดเบือนการตัดสินใจในการลงทุน

ค่อนข้างสูง การใช้ค่าภาคหลวงแบบอัตราก้าวหน้า (Progressive royalties) โดยอิงอัตราค่าภาคหลวงกับตัวแปรในการผลิตหรือกำไรสามารถช่วยบรรเทาความเสี่ยงเหล่านี้ได้

ค่าภาคหลวงเป็นเครื่องมือทางการคลังพื้นฐานที่ถูกนำมาใช้ในหลายประเทศ เช่น ประเทศบราซิล เชมอน และอ่าวเม็กซิโก เป็นต้น

2.3.4 ส่วนแบ่งกำไร (Profit shares)

รัฐบาลเลือกจัดสรรสิทธิในการสำรวจและพัฒนาให้แก่ผู้ลงทุนที่ยื่นข้อเสนอที่จะจ่ายส่วนแบ่งกำไรสูงสุดให้แก่รัฐบาล การประมุลส่วนแบ่งกำไรนี้รวมไปถึงกลไกการแบ่งส่วนกำไรด้วยวิธีอื่น ๆ ตัวอย่างเช่น ภาษีค่าเช่าทรัพยากร น้ำมันส่วนกำไร ก๊าซส่วนกำไร และ/หรือ ภาษีปิโตรเลียมพิเศษ การประมุลส่วนแบ่งกำไรจะบิดเบือนการตัดสินใจการผลิตได้น้อยกว่าการประมุลค่าภาคหลวงเนื่องจากความเป็นกลางของกลไก (Neutrality of mechanism) ขึ้นอยู่กับการออกแบบส่วนแบ่งกำไร เช่นเดียวกับการประมุลค่าภาคหลวง การประมุลส่วนแบ่งกำไรเป็นการจ่ายเงินอย่างมีเงื่อนไขจึงทำให้ผู้ประกอบการสามารถโอนความเสี่ยงบางส่วนไปให้แก่รัฐเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียม นอกจากนี้การจ่ายส่วนแบ่งกำไรไม่จำเป็นต้องจ่ายล่วงหน้าดังนั้นบริษัทเล็ก ๆ จึงสามารถจะเข้าร่วมประมุลได้

ปัญหาในการประมุลส่วนแบ่งกำไรคือความแตกต่างทางด้านภาษีระหว่างสัญญาเช่า จึงทำให้ผู้ประกอบการที่ต้องการหลีกเลี่ยงภาษีมักจะเคลื่อนย้ายรายได้และค่าใช้จ่ายระหว่างสัญญาเช่า รัฐสามารถบรรเทาปัญหานี้ได้ด้วยการกำหนดขอบเขตของสัญญา (Ring-fencing) และกฎระเบียบทางบัญชี อย่างไรก็ตามการแบ่งส่วนกำไรมีความซับซ้อนในการตรวจสอบและควบคุมกว่าการเก็บค่าภาคหลวง จึงจำเป็นที่รัฐจะต้องมีขีดความสามารถในการบริหารจัดการที่ดีในระดับหนึ่ง

2.3.5 การประมุลควบ (Bundle bids)

ในประเทศที่ต้องการโครงสร้างพื้นฐานแต่ขีดความสามารถในการใช้จ่ายสาธารณะของรัฐต่ำและอัตราผลตอบแทนยังต่ำอีกด้วยจึงเป็นการกีดกันและไม่ดึงดูดผู้ประกอบการเอกชนให้เข้ามาลงทุน รัฐมักจะนำการประมุลควบโดยเชื่อมโยงการเข้าถึงทรัพยากรปิโตรเลียมกับการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานหรืออุตสาหกรรมปลายน้ำมาใช้ ตัวอย่างเช่น Bidding parameters จะรวมไปถึงการฟื้นฟูหรือการก่อสร้างโรงกลั่นน้ำมันในพื้นที่ หรือการปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานในท้องถิ่นที่โครงการอยู่ หรือรวมไปถึงการลงทุนอื่น ๆ ขึ้นอยู่กับความจำเป็นและข้อจำกัดของรัฐ

การประมุลควบมักถูกนำมาใช้เพื่อเร่งการพัฒนาในพื้นที่ เพื่อถ่ายทอดเทคโนโลยีและความรู้ให้แก่บริษัทท้องถิ่นหรือบริษัทขนาดเล็ก หรือเพื่อตอบสนองต่อความต้องการของชุมชน ตัวอย่างเช่น รัฐอนุญาตให้ลงทุนในพื้นที่นอกชายฝั่งทะเลลึกที่มีศักยภาพโดยมีเงื่อนไขว่าผู้ประมุลจะต้องลงทุนในการสำรวจและพัฒนาในพื้นที่ที่ห่างไกลและมีศักยภาพต่ำ เป็นต้น

ด้วยลักษณะที่ซับซ้อนของการประมูลควทำให้ยากแก่การประเมินความยุติธรรมของการจัดสรรสิทธิ และยังมีความอ่อนไหวต่อแรงกดดันทางการเมืองและการวิ่งเต้นให้ได้มาซึ่งสิทธิฯ จึงทำให้เกิดความเสี่ยงต่อการเจรจาต่อรองใหม่อีกครั้งในอนาคต

2.4 ประสบการณ์จากต่างประเทศ

Tordo et.al. (2010) ได้สรุปตัวอย่างจากต่างประเทศในการให้ใบอนุญาตและจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมโดยศึกษากรณีของประเทศออสเตรเลีย สหราชอาณาจักร สหรัฐอเมริกา บราซิล เม็กซิโก และเยอรมัน ซึ่งเป็นประเทศที่ให้ใบอนุญาตและจัดสรรสิทธิฯ โดยกระบวนการบริหารจัดการของรัฐ และการประมูล เนื่องจากข้อมูลเกี่ยวกับการจัดสรรสิทธิฯ โดยระบบ Open-Door หาได้ยากและไม่ปรากฏสู่สาธารณะในงานศึกษานี้จึงไม่ได้ยกตัวอย่างของประเทศที่ใช้ระบบนี้

ประสบการณ์จากต่างประเทศสามารถสรุปบทเรียนได้ดังนี้

ประการแรก ความสมบูรณ์ของพื้นที่มีผลต่อระดับการแข่งขันและขนาดของการประมูลที่ชนะไม่ว่าจะใช้วิธีใดในการจัดสรรสิทธิ

ประการที่สอง ราคาปิโตรเลียมที่คาดการณ์ในอนาคตเป็นปัจจัยสำคัญที่กำหนดจำนวนการประมูลและขนาดการประมูลที่หลากหลายในแต่ละช่วงเวลาในพื้นที่เดียวกัน โดยเฉพาะในพื้นที่พรมแดนและพื้นที่ที่ขาดความสมบูรณ์

ประการที่สาม จำนวน Bidding parameters ควรจะถูกจำกัดให้เหมาะสมกับวัตถุประสงค์ของรัฐที่ต้องการจัดสรรสิทธิ หากใช้หลักเกณฑ์ที่หลากหลาย (Multiple parameters) ก็ควรจะจัดลำดับความสำคัญของหลักเกณฑ์เหล่านั้น ในบางประเทศใช้หลักเกณฑ์ที่หลากหลายเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นทางการคลังและการค้าสำหรับพื้นที่ที่แตกต่างกัน ตัวอย่างเช่นประเทศเยอรมัน แต่เมื่อใช้หลักเกณฑ์ที่หลากหลายรัฐบาลจะต้องแน่ใจว่ามีขีดความสามารถในการบริหารจัดการและระบบการจัดเก็บรายได้ที่ดีด้วยจึงจะสามารถเก็บรายได้ได้อย่างเต็มเม็ดเต็มหน่วย

ประการที่สี่ การจัดสรรสิทธิฯ ที่โปร่งใสสามารถเพิ่มประสิทธิภาพของระบบในการจัดสรรฯ และลดแรงกดดันทางการเมืองและการวิ่งเต้น

ประการที่ห้า การประมูลแผนการดำเนินการสำรวจมักจะถูกใช้เพื่อประกันคุณภาพและระดับการลงทุนการสำรวจในพื้นที่ โดยการกำหนดเงื่อนไขทางการเงินและทางเทคนิคขั้นต่ำที่ผู้ประมูลจะต้องใส่ไว้ในข้อเสนอด้วยและรัฐจะเลือกบริษัทที่มีประสิทธิภาพทางด้านต้นทุนในการดำเนินการตามเงื่อนไขดังกล่าวแต่รัฐก็ต้องมีความสามารถทางเทคนิคและมีทรัพยากรเพียงพอที่จะคัดเลือกผู้สมัครและประเมินแผนการดำเนินการสำรวจด้วย

ประการที่หก การประมูล โบนัสเงินสดมักไม่มีประสิทธิภาพในเขตพรมแดนและพื้นที่ที่ยังไม่เคยมีการสำรวจ โดยเฉพาะเมื่อผู้ประมูลมีจำนวนจำกัดและเป็นผู้ที่หลีกเลี่ยงความเสี่ยง และเมื่อมีการกีดกันบริษัทรายเล็กเข้าสู่ตลาดหรือการจำกัดไม่ให้มีการประมูลร่วม (Joint bidding) ก็ยังทำให้การประมูล โบนัสเงินสด

ขาดประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น ปัจจัยอื่น ๆ ได้แก่ความไม่สมมาตรของข้อมูลข่าวสาร งบประมาณที่มีอยู่อย่างจำกัดของนักลงทุน และการกระจุกตัวของตลาดแล้วแต่ทำให้ประสิทธิภาพในการประมูลโบนัสเงินสดมีประสิทธิภาพที่ลดลงด้วย ยังไม่มีประเทศใดที่ใช้วิธีประมูลนี้เป็นกลไกพื้นฐานหรือกลไกเดียวในการแสวงหาค่าเช่าทางเศรษฐกิจสูงสุด

ประการที่เจ็ด การประมูลร่วมไม่ได้มีนัยว่าจะนำไปสู่พฤติกรรมต่อต้านการแข่งขัน (Anti-competitive behavior) โดยเฉพาะในพื้นที่ชายแดนและพื้นที่สำรวจทะเลลึก การประมูลร่วมจะช่วยจัดการความเสี่ยงของโครงการได้อย่างมีประสิทธิภาพ และมีผลกระทบทางบวกต่อความสามารถในการแข่งขันและผลของการชนะการประมูล นอกจากนี้การประมูลร่วมยังเปิดโอกาสให้บริษัทรายเล็กสามารถเข้าสู่ตลาดได้ ดังเช่นประเทศปารากวัย สหราชอาณาจักร ออสเตรเลีย และอ่าวเม็กซิโก

ประการที่แปด การใช้การให้ใบอนุญาตเฉพาะพื้นที่หรือการเปิดให้ผู้ประกอบการเสนอพื้นที่ที่ตนสนใจมีผลกระทบต่อกลยุทธ์และผลลัพธ์ของผู้ประมูลและเส้นทางการพัฒนาของฐานทรัพยากร ตัวอย่างเช่นการลดขนาดของพื้นที่ที่จะช่วยให้มีการแข่งขันเข้ามาประมูลมากยิ่งขึ้น หรือการเปิดให้ผู้ประกอบการเสนอพื้นที่เข้ามาและแข่งขันประมูล ส่งผลให้มีการเสนอพื้นที่เข้ามามากยิ่งขึ้น

ประการสุดท้าย การแบ่งแยกตลาด (Market segmentation) กล่าวคือบริษัทแต่ละบริษัทมีความเชี่ยวชาญที่แตกต่างกันในกิจกรรมการสำรวจปิโตรเลียมต่าง ๆ และมีความสามารถในการรับความเสี่ยงที่แตกต่างกัน การแบ่งแยกตลาดนี้จะสัมพันธ์กับการออกแบบระบบการจัดสรรสิทธิอย่างมีประสิทธิภาพ โดยการจัดสรรสิทธิฯ จะถูกปรับปรุงให้ดียิ่งขึ้นเมื่อออกแบบการให้ใบอนุญาตที่แตกต่างกันโดยอาศัยหลักเกณฑ์ที่แตกต่างกัน โดยเฉพาะคุณสมบัติทางเทคนิคและทางการเงินขั้นต่ำในพื้นที่ที่มีความเสี่ยงที่แตกต่างกัน

3 เครื่องมือของรัฐในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ

รัฐและผู้ประกอบการมีวัตถุประสงค์เดียวกันคือต้องการแสวงหาผลประโยชน์สูงสุดจากทรัพยากรปิโตรเลียมหรือเพื่อดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจให้ได้มากที่สุด แต่การจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการไม่ว่าจะอยู่ภายใต้ระบบการจัดสรรสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระบบใด รัฐและผู้ประกอบการมักมีมุมมองที่แตกต่างกัน วัตถุประสงค์ของระบบการคลังปิโตรเลียมที่แตกต่างกันของรัฐและผู้ประกอบการหรือนักลงทุนได้แสดงไว้ในตารางที่ 3-1 การออกแบบระบบการคลังที่เหมาะสมควรจะสามารถรองรับวัตถุประสงค์เหล่านี้ได้

รัฐใช้เครื่องมือทางการคลังหลากหลายประเภทในกิจการปิโตรเลียม โดยรวมทั้งภาษีที่เก็บกับผู้ประกอบการ โดยทั่วไป (Uniformity) และภาษีที่เก็บเฉพาะกิจการปิโตรเลียม (Specificity) เนื่องจากปิโตรเลียมถือว่าเป็นทรัพยากรที่ใช้แล้วหมดไปและไม่สามารถหามาทดแทนใหม่ได้ นอกจากนี้ยังมีเครื่องมือทางการคลังในรูปแบบอื่นที่ไม่ใช่ภาษีอีกด้วย นอกจากนี้ยังมีข้อกำหนดพิเศษเพื่อสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการมาลงทุน โดยมักจะถูกปรับเปลี่ยนให้เหมาะสมกับช่วงเวลาและรายได้ที่ต้องการจัดเก็บ ระบบการคลังปิโตรเลียมมักจะถูกประเมินในเชิงผลกระทบที่มีต่อการตัดสินใจลงทุนทั้งในระยะสั้นและ

ระยะยาวโดยนักลงทุนมักจะพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) ของโครงการที่คาดว่าจะได้รับ โดยทั่วไปแล้วการเก็บภาษีจะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิดังกล่าวลดลงและลดแรงจูงใจต่อนักลงทุนและลดปริมาณการลงทุนในท้ายที่สุด ระยะเวลาในการจัดเก็บรายได้ก็เป็นปัจจัยที่สำคัญในการกำหนดมูลค่าปัจจุบันสุทธิ ระบบการคลังปีโตเรียมที่ลดการจัดเก็บรายได้ในระยะแรกจะยิ่งสร้างแรงจูงใจในการลงทุนให้นักลงทุนเพราะว่าระบบดังกล่าวจะเพิ่มมูลค่าปัจจุบันสุทธิให้นักลงทุน

ตารางที่ 3-1 วัตถุประสงค์ของรัฐบาลและผู้ประกอบการ

รัฐบาล	ผู้ประกอบการ
<ul style="list-style-type: none"> - ส่งเสริมให้เศรษฐกิจมหภาคมีความมั่นคงโดยการจัดการรายได้ภาษีที่มั่นคงและสามารถทำนายได้ - ดึงส่วนแบ่งรายได้เข้ารัฐให้มากขึ้นระหว่างที่ผู้ประกอบการได้รับกำไรสูง - ได้รับมูลค่าปัจจุบันของรายรับมากที่สุดโดยทำการจัดสรรให้เหมาะสมระหว่างปีแรก ๆ ของการผลิต - ระบบการคลังควรมีความเป็นกลาง (Neutral) และส่งเสริมประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ 	<ul style="list-style-type: none"> - ต้องการให้มีภาษีที่ฐานภาษีในส่วนที่ไม่ใช่กำไรในกรณี fron-end-loaded ให้น้อยที่สุด - อนุญาตให้นำส่งกำไรกลับคือผู้ถือหุ้นในประเทศแม่ - ระบบการคลังต้องโปร่งใส คาดการณ์ได้ มีเสถียรภาพ และอยู่บนพื้นฐานของมาตรฐานที่ได้รับการยอมรับ

ที่มา: Tordo et.al (2010)

นอกจากนี้บัญชีการเฝ้าระวังความเสี่ยง (Risk profile) ของการลงทุนก็มีอิทธิพลต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการอย่างมีนัยสำคัญ ดังนั้นระบบการคลังที่สามารถลดความเสี่ยงทางการเมืองและเศรษฐกิจจะได้รับความสนใจจากนักลงทุนเป็นอย่างมาก เครื่องมือทางการคลังต่าง ๆ มีความเสี่ยงที่แตกต่างกัน ในการออกแบบระบบการคลัง รัฐจึงจะต้องเลือกระหว่างจำนวนรายได้ที่สามารถจัดเก็บได้ภายใต้ระบบการคลังหนึ่ง ๆ กับความไม่แน่นอนหรือความเสี่ยงที่มาพร้อมกับการจัดเก็บรายได้เหล่านั้น

Otto et.al. (2006) กล่าวว่าส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังมีอิทธิพลต่อการกระจายความเสี่ยงระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ โดยเฉพาะเมื่อความเสี่ยงเป็นเรื่องสำคัญในกิจการเหมืองแร่รวมทั้งกิจการปิโตรเลียมด้วยเนื่องจากกิจการเหล่านี้มีระยะเวลาการดำเนินงานที่ยาวนานในการพัฒนาแต่ละพื้นที่และมีความยากลำบากในการคาดเดาถึงผลสำเร็จก่อนการพัฒนาโครงการอันเนื่องจากปัญหาทางด้านเทคนิคธรณีวิทยา เศรษฐกิจ และการเมืองที่อาจจะเกิดขึ้นได้ นอกจากนี้ตลาดแร่และปิโตรเลียมยังมีความอ่อนไหวค่อนข้างมากต่อวัฏจักรธุรกิจและราคาผันผวนค่อนข้างมาก

ภาษีเงินได้นิติบุคคลและค่าภาคหลวงที่คำนวณบนพื้นฐานของความสามารถในการทำกำไรมีแนวโน้มที่จะกระจายความเสี่ยงระหว่างรัฐและผู้ประกอบการได้อย่างเท่าเทียม ในขณะที่ค่าภาคหลวงที่

คำนวณบนพื้นฐานของปริมาณหรือมูลค่าการผลิตมักจะผลักระยะความเสี่ยงไปให้แก่ผู้ประกอบการ ในกรณีนี้ถึงแม้ว่าราคาปิโตรเลียมจะลดต่ำลงและผู้ประกอบการประสบภาวะขาดทุน รัฐก็ยังคงได้รับส่วนแบ่งรายได้ในทางตรงกันข้ามหากรัฐเก็บภาษีรายได้อัตราก้าวหน้า หรือภาษีกำไรเพิ่มเติมรัฐจะต้องรับความเสี่ยงมากขึ้นเพราะว่าภาษีที่รัฐได้รับนั้นขึ้นอยู่กับความสามารถในการดำเนินงานของผู้ประกอบการ

โดยทั่วไปแล้วผู้ประกอบการจะสามารถแบกรับความเสี่ยงได้ดีกว่ารัฐและกลัวความเสี่ยงน้อยกว่ารัฐ ดังนั้นรัฐควรออกแบบส่วนผสมทางการคลังที่ผลักความเสี่ยงไปให้แก่ผู้ประกอบการ แต่การผลักภาระความเสี่ยงดังกล่าวรัฐจะต้องชดเชยความเสี่ยงโดยอนุญาตให้ผู้ประกอบการดูซับส่วนแบ่งกำไรที่คาดหมายในสัดส่วนที่สูงกว่าที่รัฐคาดว่าจะได้รับ

ประเด็นที่ควรพิจารณาอีกประเด็นหนึ่งก็คือความสามารถในการจัดเก็บภาษีและความเป็นไปได้ในการหลีกเลี่ยงภาษี เครื่องมือทางการคลังบางประเภท อาทิเช่น ค่าภาคหลวงนั้นง่ายต่อการจัดเก็บและหลีกเลี่ยงภาษีได้ยากซึ่งช่วยลดค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการของรัฐได้ดีและลดโอกาสในการทุจริตคอร์รัปชัน ในขณะที่การจัดเก็บภาษีจากรายได้และกำไร และค่าภาคหลวงบนฐานของกำไรนั้นจะยากต่อการตรวจสอบจัดเก็บและหลีกเลี่ยงภาษีได้ง่ายกว่า

การใช้และกระจายรายได้ภาษีเป็นอีกประเด็นหนึ่งที่ได้รับ ความสนใจ โดยเฉพาะในเรื่องการแบ่งรายได้ให้เหมาะสมระหว่างรัฐและผู้ประกอบการและการที่รัฐใช้รายได้เหล่านี้เพื่อการพัฒนาและการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจอย่างเหมาะสม ซึ่งประเด็นนี้เป็นข้อถกเถียงกันอย่างกว้างขวางว่าควรจะใช้รายได้เหล่านี้เพื่อพัฒนาประเทศโดยรวมหรือควรจัดสรรให้แก่ท้องถิ่นที่มีโครงการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมอยู่โดยเฉพาะเมื่อท้องถิ่นนั้น ๆ ได้รับผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินงาน

เครื่องมือทางการคลังมีอยู่อย่างหลากหลาย โดยมีลักษณะสำคัญที่แตกต่างกันกล่าวคือ เครื่องมือบางประเภทเช่นค่าภาคหลวงและ โบนัสมีลักษณะถดถอย (regressive) ซึ่งหมายความว่าเมื่อโครงการได้กำไรสูงขึ้น รัฐกลับจัดเก็บอัตรากำไรที่แท้จริง (Effective tax rate) ได้น้อยลง แต่เครื่องมือทางการคลังที่รัฐสามารถดึงรายได้จากผู้ประกอบการได้โดยตรงจะมีลักษณะก้าวหน้า (progressive) กล่าวคือรัฐจะยิ่งเก็บอัตรากำไรที่แท้จริงได้มากขึ้นเมื่อโครงการสามารถดำเนินการผลิตและมีรายรับมากขึ้น (Johnston, 1994a)

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงเครื่องมือทางการคลังทั้งภายใต้ระบบสัมปทาน ระบบแบ่งปันผลผลิต และระบบรับจ้างบริการที่รัฐนิยมใช้ในปัจจุบัน ดังต่อไปนี้

3.1 ค่าภาคหลวง (Royalties)

รัฐเก็บค่าภาคหลวงจากผู้ประกอบการที่รัฐได้มอบสิทธิในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม โดยรัฐยังคงเป็นเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียมอยู่ ดังนั้น ค่าภาคหลวงมักจะถูกจัดอยู่ในกลุ่มของรายได้ที่ไม่ใช่ภาษีของรัฐบาล (Non-tax revenue) แต่อย่างไรก็ตาม ในแง่ของผลกระทบของการเก็บค่าภาคหลวงหรือการเก็บภาษีอาจจะไม่ได้มีความแตกต่างกันมาก เนื่องจากการเก็บค่าภาคหลวงเปรียบเหมือนค่าธรรมเนียมจากการเข้าไปใช้ประโยชน์ในทรัพยากร ซึ่งก็มีลักษณะเป็นภาษีประเภทหนึ่ง

ค่าภาคหลวงมีผลต่อการตัดสินใจนำทรัพยากรขึ้นมาใช้ทั้งในปัจจุบันและในอนาคต คือ การตัดสินใจเลื่อนเวลาการนำทรัพยากรขึ้นมาใช้ให้เร็วขึ้นหรือช้าลง หากค่าภาคหลวงมีอัตราเท่ากับอัตราคิดลด (Discount rate) การนำทรัพยากรขึ้นมาใช้ในปัจจุบันหรืออนาคตจะไม่มี ความแตกต่างกันเนื่องจากมูลค่าปัจจุบันของค่าภาคหลวงที่จะต้องจ่าย ไม่มีความแตกต่างจากมูลค่าปัจจุบันของทรัพยากร แต่หากอัตรากำหนดค่าภาคหลวงมีค่าน้อยกว่า discount rate การนำทรัพยากรขึ้นมาใช้ในปัจจุบันจะลดลง เนื่องจาก มูลค่าปัจจุบันของค่าภาคหลวงที่จะต้องจ่ายมีค่าน้อยกว่ามูลค่าปัจจุบันของทรัพยากรนั้น ๆ ดังนั้น จึงเห็นว่าการกำหนดอัตราค่าภาคหลวงจะมีผลต่อการเร่งนำเอาทรัพยากรปิโตรเลียมขึ้นมาใช้ด้วย

อย่างไรก็ตาม หากใช้เพียงเครื่องมือนี้เพียงอย่างเดียวจะก่อให้เกิดความไม่มีประสิทธิภาพได้ เนื่องจากการเก็บค่าภาคหลวงเป็นการเก็บรายได้จากการนำทรัพยากรขึ้นมาใช้เพียงอย่างเดียว ดังนั้น จึงมีแนวโน้มทำให้ไม่เกิดการพัฒนาและแสวงหาแหล่งทรัพยากรใหม่ ขณะที่หากมีการนำ Quasi-rent tax มาใช้ จะมีแนวโน้มให้เกิดการพัฒนาและแสวงหาแหล่งทรัพยากรใหม่ได้มากกว่า โดยการเก็บภาษีในลักษณะนี้จะเก็บจากฐานของปริมาณทรัพยากรที่ค้นพบ โดยหักต้นทุนจมที่เกิดขึ้นจากการพัฒนาและแสวงหาแหล่งทรัพยากรใหม่ นอกจากนี้ ภาษีแบบนี้เก็บเฉพาะจากทรัพยากรที่สามารถนำขึ้นมาได้สำเร็จ จึงคำนึงถึงความเสี่ยงจากการลงทุนไปแล้ว

การเก็บค่าภาคหลวงปิโตรเลียม เป็นรายได้ของรัฐพื้นฐานในกรณีของการใช้ระบบสัมปทานโดยมักจะกำหนดอัตราเป็นอัตราคงที่ (Fixed rate) หรือเป็นอัตราขั้นบันได (Sliding scale rate) ตามปริมาณที่ผลิตได้หรือมูลค่าปิโตรเลียมที่ได้ และอาจจะจ่ายในรูปของเงินหรืออื่นๆ นอกจากนี้ ค่าภาคหลวงยังถูกนำมาใช้ในระบบแบ่งปันผลผลิตด้วย แต่จะไม่นำมาคำนวณในส่วนค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน (Cost recovery) ในบางกรณีค่าภาคหลวงสามารถใช้หักภาษีได้

3.2 ภาษีค่าเช่าทรัพยากร (Resource Rent taxes)

ภาษีค่าเช่าทรัพยากร หรือภาษีค่าเช่า (Rent taxes) เป็นเครื่องมือในการดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจจากการใช้ทรัพยากรอีกทางหนึ่ง โดยรัฐจะให้สิทธิการลงทุนสำรวจ ขุดเจาะ และผลิตทรัพยากรธรรมชาติแก่ผู้ประกอบการ และอนุญาตให้ผู้ประกอบการสามารถรับผลตอบแทนได้เท่ากับค่าเช่าที่ ณ อัตราที่ทำให้ผู้ประกอบการได้รับกำไรปกติ สำหรับผลตอบแทนที่เกินจากอัตราปกติหรือกำไรส่วนเกินนั้นจะถูกเก็บนำส่งเป็นภาษีให้แก่รัฐ ดังนั้นผู้ประกอบการจึงสามารถได้รับกำไรจากการลงทุนและมีแรงจูงใจที่จะลงทุนเพื่อการพัฒนาและสำรวจหาแหล่งทรัพยากรใหม่ แต่ในทางปฏิบัติ ยังมีความยุ่งยากอยู่บ้าง เนื่องจากรัฐจะต้องมีข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งทรัพยากรนั้น ๆ โดยละเอียด เพื่อควบคุมและกำกับดูแลการเข้าไปใช้ประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติจากผู้ประกอบการ

อย่างไรก็ตาม การเก็บภาษีค่าเช่าทรัพยากรมีความยุ่งยากในการกำหนดค่าเช่าเศรษฐกิจ โดยเฉพาะในการกำหนดอัตราภาษี โดยปกติค่าเช่าทางเศรษฐกิจจะคำนวณจากส่วนต่างระหว่างรายรับและต้นทุน โดยรายรับ หมายถึงรายรับตัวเงิน และต้นทุนจะประกอบด้วยต้นทุนตัวเงิน ค่าวัสดุอุปกรณ์ ค่าเช่า ค่าแรงงาน ค่า

เสื่อม เป็นต้น และคำนึงถึงความไม่แน่นอนของกิจการทั้งในแง่ของราคา ปริมาณ และคุณภาพของปิโตรเลียม ในทางปฏิบัติการเก็บภาษีค่าเช่าจากการใช้ประโยชน์จากทรัพยากร (Resource rent tax) จึงเป็นความพยายามกำหนดอัตราส่วนแบ่งที่สร้างความเป็นธรรมและรักษาผลประโยชน์แก่ทั้งฝ่ายของรัฐที่เป็นเจ้าของทรัพยากรและฝ่ายของผู้ประกอบการซึ่งเป็นผู้ได้รับสิทธิสำรวจพัฒนา และผลิต

จากประสบการณ์ในประเทศต่างๆ การใช้ภาษีค่าเช่าจากการใช้ประโยชน์จากทรัพยากรเพื่อเป้าหมายของการสร้างผลประโยชน์ในรูปรายได้สูงสุดแก่รัฐ มีทั้งที่เป็นภาษีที่เก็บจากฐานของรายได้จากการดำเนินกิจการ และที่เก็บจากฐานของกำไรจากการประกอบกิจการ

ตารางที่ 3-2 ลักษณะการเก็บภาษีค่าเช่าทรัพยากร

ฐานภาษี	ลักษณะการเก็บ
ฐานรายได้	<u>เก็บตามราคา</u> จีน: ภาษีการขายน้ำมัน เก็บอัตรา 20% เมื่อราคาน้ำมันสูงกว่า 40 ดอลลาร์/บาร์เรลและเก็บอัตรา 40% เมื่อราคาน้ำมันสูงกว่า 60 ดอลลาร์/บาร์เรล
	<u>เก็บตามระยะเวลา</u> Zambia: ภาษีการขายทองแดง เก็บอัตรา 6% ในปี 6 และเพิ่มขึ้น 1% ต่อปี จนเป็น 10% ในปี 10
ฐานกำไร	<u>เก็บตามราคา</u> อลาสก้า: ภาษีกำไรน้ำมัน เก็บอัตรา 25% จนกว่าราคาน้ำมันจะสูงกว่า 30 ดอลลาร์/บาร์เรล และจากราคาที่สูงกว่า 30 ดอลลาร์/บาร์เรล นั้นทุกๆ 1 ดอลลาร์/บาร์เรล ที่เพิ่มขึ้น จะเก็บเพิ่มขึ้นอีก 0.4%
	<u>เก็บตามระดับการผลิต</u> อูกันดา: ส่วนแบ่งน้ำมันส่วนกำไร บริษัทจะได้รับส่วนแบ่งกำไร 50% เมื่อระดับการผลิตต่ำ และลดลงเป็น 15% เมื่อระดับการผลิตสูง
	<u>เก็บตามอัตราผลตอบแทนของโครงการ</u> ติมอร์: pre-tax oil profit เก็บอัตรา 22.5% เมื่อ IRR มากกว่า 16.5%

ในกรณีที่กำหนดให้อัตรากำไรสามารถเปลี่ยนแปลงราคาทรัพยากร ก็เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงราคาทรัพยากรทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงโอกาสในการทำกำไร แต่อย่างไรก็ตาม ในกรณีที่ราคาทรัพยากรเพิ่ม

สูงขึ้นในขณะที่ต้นทุนต่อหน่วยสูงขึ้นด้วย ก็อาจจะส่งผลให้กำไรก่อนการเก็บภาษีคงที่ ดังนั้น การเก็บภาษีในอัตราสูงขึ้นก็อาจจะส่งผลให้เกิดการบิดเบือนพฤติกรรมการลงทุนของเอกชนได้ ตัวอย่างประเทศที่กำหนดอัตราภาษีแบบขั้นบันไดตามฐานรายได้ ได้แก่ จีน แซมเบีย เป็นต้น โดยมีลักษณะการเก็บดังสรุปในตารางที่ 3-2

สำหรับในกรณีที่อัตราภาษีแบบขั้นบันไดตามฐานกำไร จะต้องมีการให้คำนิยามเกี่ยวกับผลกำไรของผู้ประกอบการที่ชัดเจน และเก็บเป็นสัดส่วนกับกำไรที่ได้รับ ตัวอย่างประเทศที่กำหนดอัตราภาษีค่าเช่าทรัพยากรในลักษณะนี้ ได้แก่ ออสเตรเลีย อูกันดา ติมอร์ เป็นต้น โดยมีลักษณะการเก็บดังสรุปในตารางที่ 3-2

3.3 ภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate income taxes)

ภาษีเงินได้นิติบุคคลจะคำนวณจากผลกำไรที่ได้จากการดำเนินงาน คือส่วนต่างของรายได้กับต้นทุน การกำหนดภาษีชนิดนี้จะแตกต่างกันไปตามระบบกฎหมายของแต่ละประเทศ และอาจจะมีการกำหนดหลักเกณฑ์พิเศษโดยขึ้นอยู่กับเป้าหมายในการส่งเสริมการลงทุนหรือการใช้ทรัพยากร บ่อยครั้งรัฐบาลจะยกเว้นการเก็บภาษีชนิดนี้จนกระทั่งผู้ประกอบการสามารถดำเนินการผลิตและลงทุนแล้ว

โดยปกติภาษีเงินได้นิติบุคคลจะถูกกำหนดในอัตราคงที่ ซึ่งทำให้การเก็บภาษีประเภทนี้มีลักษณะถดถอยเมื่อผู้ประกอบการได้รับกำไรมากยิ่งขึ้น ในบางประเทศได้กำหนดอัตราภาษีเงินได้อัตราก้าวหน้าเพื่อให้รัฐได้รับภาษีเพิ่มขึ้นเมื่อผู้ประกอบการได้รับกำไรสูงขึ้น นอกจากนี้ยังได้พยายามเชื่อมโยงอัตราภาษีกับราคาของน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติอีกด้วยเพื่อให้เกิดความยืดหยุ่นในการจัดเก็บภาษี

ข้อดีของเครื่องมือการคลังนี้ คือ สามารถจัดเก็บได้ง่าย มีต้นทุนในการจัดเก็บต่ำ และยังทำให้รัฐมีส่วนร่วมในการแบ่งปันผลประโยชน์กับเอกชนได้ตามภาวะทางเศรษฐกิจ และยังสามารถเก็บภาษีในอัตราก้าวหน้าซึ่งสอดคล้องกับความผันผวนของราคาน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติ แต่การกำหนดภาษีเงินได้ในลักษณะนี้อาจจะทำให้บริษัทผู้รับสัมปทานบิดเบือนพฤติกรรมการลงทุนได้ทั้งนี้เพื่อกระจายต้นทุนออกไปในระยะยาว

3.4 อากรขาเข้าและขาออก (Import and export duties)

กิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจำเป็นต้องอาศัยเครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ ที่มีเทคโนโลยีการผลิตสูงในการดำเนินงาน ผู้ผลิตภายในประเทศอาจจะไม่สามารถผลิตเครื่องมือและอุปกรณ์เหล่านี้ได้ ดังนั้น “อากรขาเข้า” จึงเป็นเครื่องมือในการสร้างรายได้ให้แก่รัฐตั้งแต่ช่วงแรกของการดำเนินการสำรวจและพัฒนา ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่บริษัทจะต้องเริ่มนำเข้าเครื่องมือและอุปกรณ์ นอกจากนี้การจัดเก็บอากรขาเข้ายังถูกนำมาใช้เป็นเครื่องมือเพื่อคุ้มครองผู้ผลิตภายในประเทศ อย่างไรก็ตาม การเก็บอากรขาเข้าอาจจะส่งผลทำให้ต้นทุนของบริษัทเอกชนผู้รับสัมปทานเพิ่มขึ้นจนบิดเบือนพฤติกรรมการลงทุนได้ ดังนั้น ในบางกรณีเพื่อส่งเสริมการลงทุน รัฐจำเป็นต้องยกเว้นอากรขาเข้าให้แก่ผู้ลงทุนให้สามารถนำเข้าเครื่องมือและอุปกรณ์จากต่างประเทศเข้ามาได้ในการดำเนินการระยะแรก

การเก็บ “อากรขาออก” จากผู้ประกอบการที่ส่งออกปิโตรเลียมที่ผลิตได้ในประเทศเป็นเครื่องมือหนึ่งในการสร้างรายได้ให้แก่รัฐ แต่ก็ยังเป็นวิธีที่ส่งผลให้ราคาปิโตรเลียมทั้งในส่วนที่ส่งออกและในส่วนที่เป็นอุปทานภายในประเทศถูกลดเบียดไป ดังนั้นประเทศเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียมส่วนใหญ่จึงมักจะไม่นิยมเก็บอากรขาออกนี้

3.5 ภาษีมูลค่าเพิ่ม (Value added tax)

การเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มในปิโตรเลียมมีลักษณะเช่นเดียวกับในสินค้าอื่นๆ ทั่วไป อย่างไรก็ตาม การเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มจะส่งผลต่อการตัดสินใจลงทุนเช่นเดียวกับอากรขาเข้าและอากรขาออก ดังนั้น จึงมักจะมีการยกเว้นการเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มในอุตสาหกรรมนี้ นอกจากนี้ การเก็บภาษีมูลค่าเพิ่มในอุตสาหกรรมนี้ยังทำได้ยาก เนื่องจาก ความสลับซับซ้อนของขั้นตอนการผลิตปิโตรเลียมมีสูงมาก การคำนวณภาษีและการติดตามจัดเก็บจึงมีต้นทุนธุรกรรมสูง

3.6 Surface taxes

โดยปกติการเรียกเก็บ Surface taxes จะคำนวณตามขนาดของพื้นที่ที่ได้รับสัมปทาน การจัดเก็บภาษีประเภทนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างต้นทุนการถือสิทธิสัมปทานแก่เอกชนผู้รับสัมปทานและเพื่อป้องกันมิให้ผู้รับสัมปทานถือสิทธิแปลงสัมปทานไว้โดยไม่มีการลงทุนสำรวจและพัฒนา

ข้อดีของการจัดเก็บ Surface taxes คือรัฐสามารถคำนวณภาษีได้ง่ายโดยการคำนวณจากขนาดของพื้นที่ที่ได้รับสัมปทานแล้ว และสะดวกในติดตามจัดเก็บอีกด้วย

3.7 โบนัส (Bonuses)

บริษัทเอกชนผู้ได้รับสัมปทานจะจ่ายโบนัสให้แก่รัฐเมื่อมีการลงนามในข้อตกลงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในบางกรณี รัฐจะจัดเก็บโบนัสเมื่อมีการค้นพบปิโตรเลียม การประกาศยืนยันทางการค้าปิโตรเลียม การเริ่มต้นผลิต และ/หรือเมื่อปริมาณการผลิตเกินกว่าเป้าหมายที่ตั้งไว้ (ซึ่งอาจจะกำหนดเป้าหมายตามปริมาณการผลิตต่อวัน หรือปริมาณการผลิตสะสม)

การใช้โบนัสมาเป็นเครื่องมือจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและเอกชนจะทำให้ความเสี่ยงในการโครงการเพิ่มสูงขึ้นเนื่องจากต้องเพิ่มระดับการสำรวจและพัฒนาให้ดีขึ้น เพื่อชดเชยความเสี่ยงที่เกิดขึ้น หากรัฐเก็บโบนัสเป็นจำนวนมากแล้วก็จะเก็บค่าภาคหลวง ภาษี การแบ่งปันผลผลิต และ/หรือ ส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐในอัตราที่ต่ำลง

การใช้โบนัสเป็นเครื่องมือทางการคลังมีข้อดีคือความสะดวกในการจัดเก็บ และเป็นเครื่องมือสร้างรายได้ให้แก่รัฐตั้งแต่เริ่มต้น มูลค่าสูงสุดของ โบนัสจะแตกต่างกันไปตามลักษณะของสินทรัพย์ความเสี่ยงทางการเมืองภายในประเทศ และ Risk profile ของนักลงทุน หากรัฐตั้งโบนัสไว้สูงอาจจะจัดขวางให้นักลงทุนที่กลัวความเสี่ยงเลือกที่จะไม่มาลงทุน โดยเฉพาะเมื่อความเสี่ยงทางการเมืองภายในประเทศและความไม่แน่นอนในการค้นพบปิโตรเลียมทางธรณีวิทยามีอยู่สูง

3.8 การจำกัดการหักค่าต้นทุนหรือการจำกัดค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน (Cost recovery limit)

ในระบบแบ่งปันผลผลิต (หรือในบางกรณีจะรวมไปถึงระบบสัมปทานด้วย) มักจะกำหนดสัดส่วนของมูลค่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้ที่อนุญาตให้สามารถใช้เป็นค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน (Cost recovery limit) ได้ โดยจากผลผลิตปิโตรเลียมที่ได้หักค่าภาคหลวงแล้วนั้น ผู้ประกอบการจะสามารถหักค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้จากนั้นจึงเหลือเป็นปิโตรเลียมในส่วนกำไร ดังนั้น หากอนุญาตให้สามารถหักค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้ทั้งหมด ปิโตรเลียมส่วนกำไรที่ต้องแบ่งกันระหว่างรัฐกับเอกชนก็จะลดลง ดังนั้น รัฐจึงจำกัดค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนที่สามารถหักได้ในเวลาหนึ่ง และกำหนดให้สามารถนำต้นทุนที่เกินกว่าเกณฑ์นี้ไปใช้หักเป็นต้นทุนในเวลาถัดไปได้

เครื่องมือนี้จึงช่วยสร้างหลักประกันว่า ณ เวลาหนึ่งๆ รัฐบาลจะได้รับรายได้เป็นจำนวนหนึ่งที่ชัดเจน แต่อย่างไรก็ตามการกำกับดูแลการหักค่าต้นทุนโดยรัฐกระทำได้ยากด้วยเช่นกัน

โดยปกติการกำหนดสัดส่วนของปริมาณปิโตรเลียมที่สามารถใช้เพื่อเป็นค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนจะอยู่ในช่วง 40-60% โดยหากระดับสัดส่วนค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนที่สามารถหักได้อยู่ในระดับต่ำ ก็จะไม่ส่งผลต่อการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เนื่องจากผู้ประกอบการสามารถหักต้นทุนได้น้อยนั่นเอง

3.9 ส่วนแบ่งน้ำมัน/ก๊าซธรรมชาติส่วนกำไร (Profit/Gas oil split)

ในระบบแบ่งปันผลผลิต ส่วนแบ่งกำไรคือรายได้ที่เหลือจากการหักค่าภาคหลวงและค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน ในกรณีส่วนใหญ่แล้วส่วนแบ่งกำไรจะใช้อัตราขั้นบันได (Sliding scale) บนฐานของตัวแปรที่ได้ตกลงกันไว้ อันประกอบด้วยปริมาณการผลิตเฉลี่ยต่อวัน ปริมาณการผลิตสะสม ราคาปิโตรเลียม มูลค่าการผลิต อัตราผลตอบแทน (Rate of return) และ R factor

อัตราส่วนแบ่งกำไรระหว่างรัฐเจ้าของทรัพยากรและผู้ประกอบการมักจะเกิดจากการเจรจาต่อรองกัน ดังนั้น เครื่องมือนี้จึงเป็นเครื่องมือที่มีความยืดหยุ่นเพียงพอที่รัฐบาลจะสามารถจัดหาส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังให้แก่โครงการต่าง ๆ โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงและขอบเขตทางด้านการศึกษาโดยรวม และด้วยลักษณะที่มีความยืดหยุ่นเช่นนี้จึงทำให้การใช้เครื่องมือทางการคลังนี้สามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการพัฒนาพื้นที่ที่มีขนาดเล็ก

ส่วนใหญ่แล้วรัฐบาลมักจะใช้ส่วนแบ่งกำไรแบบอัตราขั้นบันไดตามปริมาณการผลิต เนื่องจากว่าง่ายต่อการคำนวณ อย่างไรก็ตามการใช้ปริมาณการผลิตเป็นเกณฑ์จะทำให้ส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับไม่อ่อนไหวตามราคาของปิโตรเลียม

3.10 การเข้าร่วมของรัฐ (State/Government Participation)

ในระบบแบ่งปันผลผลิต รัฐ (หรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติ หรือโดยผ่านรัฐวิสาหกิจ) มักจะขอเข้าร่วมในการพัฒนาโครงการ โดยการเข้าร่วมของรัฐบาลนี้มีด้วยกันหลายรูปแบบ อันได้แก่ Working interest คือการมีส่วนร่วมในต้นทุนและกำไรที่ได้จากโครงการ จึงมีลักษณะใกล้เคียงกับกิจการร่วมค้า (Joint ventures) Working interest สามารถเกิดขึ้นตั้งแต่เริ่มต้นโครงการ รัฐบาลสามารถสงวนสิทธิในการกลับมาร่วม

โครงการในทุกขั้นตอนของการพัฒนาและการผลิตปิโตรเลียม ในการปฏิบัติโดยทั่วไป รัฐจะเข้าร่วมโดยจ่าย ส่วนแบ่งค่าใช้จ่ายให้แก่ผู้ประกอบการและรับรายได้จากโครงการ แต่มีในบางประเทศที่รัฐบาลเข้าร่วม โครงการ โดยไม่จ่ายค่าใช้จ่ายหรือรับความเสี่ยงใด ๆ ที่เกิดขึ้นในระหว่างการสำรวจ

ประโยชน์ของการเข้าร่วมของรัฐคือรัฐมีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของโครงการ ช่วยอำนวยความสะดวกในการถ่ายเทเทคโนโลยี สามารถควบคุมการตัดสินใจในการพัฒนาพื้นที่ ประโยชน์เหล่านี้ไม่ได้ เป็นประโยชน์ทางด้านตัวเงิน นอกจากนี้เมื่อรัฐเข้าไปมีส่วนร่วม รัฐก็ต้องรับต้นทุนและความเสี่ยงด้วย เช่นกัน ดังนั้นจึงอาจจะนำมาซึ่งผลประโยชน์ทับซ้อน (Conflict of interest) ในฐานะที่รัฐเป็นเจ้าของและในฐานะผู้กำกับดูแลที่ต้องตรวจสอบและดูแลผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมและสังคมที่เกิดขึ้นจากการดำเนิน กิจการปิโตรเลียม

3.11 ภาษีเงินได้เพิ่มเติม (Supplementary income tax)

นอกจากการเสียภาษีเงินได้ตามปกติแล้ว รัฐควรจะจัดเก็บ “ภาษีเงินได้เพิ่มเติม” (Supplementary income tax) เพื่อดึงเอาค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาในสัดส่วนที่สูงขึ้นกว่าเดิม (ส่วนใหญ่แล้วการจัดเก็บภาษี ลักษณะนี้จะระบุรายละเอียดไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตซึ่งเป็นระบบที่ยืดหยุ่นกว่าระบบสัมปทานซึ่งมัก อ้างอิงส่วนแบ่งรายได้ตามกฎหมายที่ได้บัญญัติไว้ จึงมักไม่ค่อยมีการเปลี่ยนแปลงหรือเพิ่มเติมเครื่องมือ ทางการคลังเพื่อดึงผลประโยชน์จากกิจการปิโตรเลียมให้แก่รัฐมากยิ่งขึ้น) ภาษีเงินได้เพิ่มเติมนี้สามารถแบ่ง ออกได้เป็นสามประเภทดังต่อไปนี้

ประเภทแรกเป็นการเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติมหลังจากหักภาษีเงินได้นิติบุคคล (Corporate Income Tax: CIT) แล้ว ตัวอย่างเช่นประเทศสหราชอาณาจักรจะเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติม 20% ของกำไรหลังจากหัก CIT แล้ว นอร์เวย์เก็บที่ 50% (โดยสามารถคิดต้นทุนในการลงทุนเพิ่มขึ้นได้ 30% ในระยะเวลา 4 ปี ซึ่งช่วยลดฐานภาษีลงได้ในระยะเริ่มแรกและรัฐสามารถเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติมในระยะเวลาต่อมา) อีกทางเลือก หนึ่งคือการกำหนดอัตราภาษีเงินได้เพิ่มเติมแบบขั้นบันได โดยเมื่อกำไรหลังหัก CIT เพิ่มขึ้น อัตราภาษีนี้ก็จะสูงขึ้นด้วย

ประเภทที่สองคือการเก็บภาษีค่าเช่าทรัพยากร (Resource Rent Tax: RRT) ตัวอย่างเช่นประเทศ ออสเตรเลียและติมอร์ เลสเต โดยรัฐจะเก็บ RRT เมื่อผู้ประกอบการมีรายได้และกระแสเงินสดของ ผู้ประกอบการปิดบัญชีคงเหลือแล้วมีค่าเป็นบวก เมื่อเก็บ RRT ในปีใดแล้วยอดคงเหลือของกระแสเงินสด สะสมจะถูกกำหนดให้มีค่าเป็นศูนย์ในปีถัดไปเพื่อหลีกเลี่ยงการเก็บภาษีสองครั้ง RRT สามารถนำมาใช้ ภายหลังจากที่รัฐได้เก็บ CIT หรือ นำมาใช้ก่อนการคำนวณ CIT โดยผู้ประกอบการสามารถนำ RRT มาหัก เป็นค่าใช้จ่ายได้

ประเภทสุดท้ายคือการเก็บภาษีกำไรส่วนเกิน (Excess Profit Tax: EPT) ตัวอย่างเช่นประเทศ คาซัคสถาน รัฐเก็บ EPT บนรายได้ก่อนหรือหลังจากหัก CIT แล้ว สิ่งที่สำคัญคือการกำหนด EPT ตาม R-factor ของแต่ละโครงการ (R-factor เป็นสัดส่วนของรายรับรวมสะสมต่อค่าใช้จ่ายรวมสะสมของโครงการ

หาก R-factor น้อยกว่าหนึ่ง แสดงว่ารายจ่ายสูงกว่ารายรับ ดังนั้น EPT ควรเท่ากับศูนย์ หาก R-factor มากกว่าหนึ่งก็ควรจัดเก็บ EPT โดยเมื่อ R-factor เพิ่มขึ้นก็จัดเก็บ EPT เพิ่มขึ้นด้วย R-factor มักถูกใช้เป็นเครื่องมือในการจัดสรรกำไรน้ำมันระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ

3.12 เครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ

นอกจากเครื่องมือทางการคลังที่ได้กล่าวมาข้างต้นแล้ว ยังมีเครื่องมือทางการคลังอีกหลายหลายประเภทที่มักนำมาใช้ในระบบแบ่งปันผลผลิตและระบบสัมปทาน อาทิเช่น ภาษีสิ่งแวดล้อม (Environmental taxes) เพื่อบรรเทาปัญหาจากการทำลายสิ่งแวดล้อมและนำรายได้ภาษีนี้มาชดเชยให้แก่ท้องถิ่น

เครื่องมือที่ไม่ได้เกี่ยวข้องกับการคลังโดยตรง อาทิเช่น การควบคุมการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ (Foreign Exchange Controls) โดยนักลงทุนสามารถถือบัญชีเงินตราต่างประเทศในต่างประเทศและดำเนินธุรกรรมทางการเงินผ่านบัญชีเหล่านี้ได้

ข้อผูกมัดในการจัดซื้อสินค้าและบริการภายในประเทศ (Local Content Obligations) ซึ่งครอบคลุมทั้งการกำหนดให้มีการจัดฝึกอบรม โควตาการจ้างงานในประเทศ การซื้อสินค้าและบริการในประเทศ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อถ่ายทอดความรู้ในการดำเนินงานจากผู้ประกอบการต่างประเทศให้แก่บุคลากรในประเทศเจ้าของทรัพยากร ในบางกรณีจะมีการกำหนดจำนวนข้าราชการของรัฐที่จะเข้าไปทำงานในองค์กรเหล่านี้ด้วยนอกจากเพื่อถ่ายทอดความรู้แล้วยังสามารถตรวจสอบการทำงานของผู้ประกอบการเหล่านี้ด้วยค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมและการรับข้าราชการมาทำงานในองค์กรจะสามารถนำมาหักลดภาษีได้ต่อไป และหากสินค้าและบริการภายในประเทศมีคุณภาพใกล้เคียงกับสินค้าและบริการที่นำเข้าเพื่อใช้ในกิจการปิโตรเลียมและราคาไม่แตกต่างกันมากนัก รัฐมักจะกำหนดให้ผู้ประกอบการจัดซื้อสินค้าและบริการภายในประเทศก่อน

เครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมยังคงมีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง โดยมักมีเป้าหมายเพื่อดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาให้ได้มากที่สุด ในหลาย ๆ ประเทศได้พัฒนาเครื่องมือทางการคลังโดยเก็บเป็นภาษีเพิ่มเติมจากกำไรที่ผู้ประกอบการได้รับ โดยคิดเป็นอัตราคงที่หรืออัตราขั้นบันไดบนฐานของปริมาณการผลิตหรือพื้นที่ที่มีการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม อาทิเช่น Specific participation fee ในประเทศบราซิล Windfall profit tax ในประเทศสหรัฐอเมริกา Hydrocarbon tax ในประเทศนอร์เวย์ และ Canadian Frontier Royalties ในประเทศแคนาดา เป็นต้น

ระบบการคลังปิโตรเลียมในต่างประเทศนั้นอาศัยส่วนผสมของเครื่องมือทางการคลังที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้นในการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมให้เหมาะสมกับสถานการณ์ในแต่ละประเทศ ตารางที่ 3-3 ได้สรุปโดยแบ่งแยกตามระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมดัง โดยจะสังเกตเห็นได้ว่าภายใต้ระบบสัมปทานและระบบแบ่งปันผลผลิต ส่วนผสมของเครื่องมือทางการคลังจะไม่แตกต่างกันมากนัก แต่ลักษณะความแตกต่างที่สำคัญคือค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน โดยในระบบแบ่งปันผลผลิตรัฐจะอนุญาตให้

ผู้ประกอบการได้รับค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนอย่างจำกัด ในขณะที่ในระบบสัมปทานผู้ประกอบการสามารถได้รับต้นทุนคืนโดยไม่จำกัด (Deductions) สำหรับระบบจ้างบริการที่มีลักษณะเฉพาะของตนเองจึงมีเครื่องมือที่แตกต่างจากระบบอื่น อย่างไรก็ตามในทุกระบบ รัฐยังจัดเก็บภาษีเงินได้อยู่

4 ระบบการคลังปิโตรเลียมในต่างประเทศ

Johnston and Johnston (2003) ได้ศึกษาระบบการคลังปิโตรเลียมของโลกแล้วพบว่าจาก 123 ประเทศ มี 68 ประเทศที่ใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตในขณะที่ประเทศที่เหลืออีก 55 ประเทศใช้ระบบสัมปทาน จึงสามารถกล่าวได้ว่ายังไม่มีระบบใดระบบหนึ่งซึ่งเป็นระบบที่โดดเด่นและใช้กันอย่างแพร่หลายเสียทีเดียว

Goldsworthy and Zakharova (2010) ได้รวบรวมรายละเอียดเครื่องมือทางการคลังของประเทศต่างๆ ภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิต (PSC) และระบบสัมปทาน (Tax/Royalty) ดังแสดงในตารางที่ 3-4 โดยในแต่ละประเทศจะเลือกส่วนผสมที่แตกต่างกันตามความเหมาะสมของแต่ละประเทศ โดยส่วนใหญ่แล้วประเทศที่นำระบบสัมปทานมาใช้จะไม่เรียกเก็บ โบนัส (Signature/Production Bonus) รวมทั้งไม่กำหนด Cost recovery limit ไปด้วย ในขณะที่ประเทศที่ใช้ระบบ PSC จะกำหนด Cost recovery limit ไว้อย่างหลากหลาย ตั้งแต่ 50-100% และกำหนดส่วนแบ่งกำไร (State share of profit petroleum) ที่ผู้ประกอบการต้องนำส่งให้แก่รัฐไว้ต่ำสุด 10% และสูงสุดอยู่ที่ 90% โดยขึ้นอยู่กับพื้นที่ที่ดำเนินการสำรวจและผลิต และประเภทของปิโตรเลียมที่ค้นพบ ส่วนแบ่งกำไรนี้ถูกกำหนดมาจากรัฐ หรือบางประเทศกำหนดอัตราส่วนแบ่งตามปริมาณการผลิต R-factor และ IRR ของแต่ละโครงการ

ไม่ว่าจะเป็นประเทศที่ใช้ระบบ PSC หรือระบบสัมปทานมักจะเก็บค่าภาคหลวงเพื่อลดความเสี่ยงทางรายได้เนื่องจากว่ารัฐจะได้รับค่าภาคหลวงทันทีที่ผู้ประกอบการมีรายได้จากการผลิตปิโตรเลียม โดยเก็บในอัตราที่แตกต่างกัน ในบางประเทศมีการแบ่งอัตราค่าภาคหลวงตามพื้นที่บนบกและทะเลลึก ปริมาณการผลิต และประเภทปิโตรเลียม บางประเทศก็ใช้อัตราเดียวเช่นบราซิล (10% ภายใต้ระบบสัมปทาน) ดิมอร์เลสเตด (5% ภายใต้ระบบ PSC) และสหรัฐอเมริกา (17% ภายใต้ระบบสัมปทาน) เป็นต้น

นอกจากนี้ทุกประเทศยังเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคล (Company Income Tax Rate) ตั้งแต่ 20-85% สำหรับภาษีเงินได้เพิ่มเติม (Supplementary Profit Tax) มักถูกนำมาใช้ในประเทศที่ใช้ระบบสัมปทาน ในอัตราที่หลากหลายขึ้นอยู่กับโครงการ มีเพียงประเทศติมอร์ เลสเต ที่ใช้ระบบ PSC และเก็บ Supplementary Profit Tax ที่ 22.5% อีกด้วยโดยอ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนจากโครงการ (Internal Rate of Return)

การเข้าร่วมของรัฐมักจะถูกกำหนดไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยในบางประเทศกำหนดไว้สูงถึง 50% เช่นคาซัคสถานและไนจีเรีย และต่ำสุดอยู่ที่ 10% เช่น โมซัมบิก และอาเซอร์ไบจาน ซึ่งล้วนแล้วแต่เป็นประเทศที่กำลังพัฒนาและรัฐต้องการเข้ามามีส่วนร่วมในการเป็นเจ้าของโครงการ

ตารางที่ 3-3 การเปรียบเทียบเครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต่าง ๆ

	ระบบสัมปทาน	ระบบแบ่งปันผลผลิต	ระบบรับจ้างบริการ
เครื่องมือทางการคลังพื้นฐาน	ค่าภาคหลวง Deductions ภาษีเงินได้	ค่าภาคหลวง ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน น้ำมัน (ก๊าซ) ส่วนกำไร ภาษีเงินได้	รายรับคงที่หรือแปรผัน ภาษีเงินได้
ค่าภาคหลวง	เก็บเป็นสัดส่วนกับมูลค่าปิโตรเลียม โดยเก็บในอัตราคงที่หรืออัตราขั้นบันได และจ่ายในรูปของเงินหรืออื่นๆ	เก็บเป็นสัดส่วนกับมูลค่าปิโตรเลียมเหมือนระบบสัมปทาน โดยไม่นับรวมเป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน แต่สามารถหักภาษีได้	ไม่ใช่
Fiscal costs	ขึ้นอยู่กับกฎหมายของแต่ละประเทศ หรือข้อสัญญาสัมปทาน โดยปกติ ได้แก่ ค่าภาคหลวง ค่าดำเนินงาน ค่าเสื่อม ในบางครั้ง สามารถหักเครดิตภาษีและโบนัสด้วย	ขึ้นอยู่กับสัญญา โดยหลังจากจ่ายค่าภาคหลวงแล้ว จะอนุญาตให้สามารถหักค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้ในจำนวนจำกัด	ขึ้นอยู่กับสัญญา
ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน	ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน ไม่จำกัด	มีการจำกัดค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน โดยขึ้นอยู่กับสัญญา	มีการจำกัดค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน โดยขึ้นอยู่กับสัญญา
ภาษีเงินได้	ขึ้นอยู่กับกฎหมายของแต่ละประเทศ และอาจจะมีหลักเกณฑ์พิเศษตามเป้าหมายส่งเสริมการลงทุนหรือทรัพยากร โดยอาจจะยกเว้นการเก็บภาษีในจนกว่าการผลิตจะคืนต้นทุน	ภาษีเงินได้คำนวณจากรายรับสุทธิ โดยอาจจะยกเว้นการเก็บภาษีในจนกว่าการผลิตจะคืนต้นทุน	ภาษีเงินได้คำนวณจากรายรับสุทธิ โดยอาจจะยกเว้นการเก็บภาษีในจนกว่าการผลิตจะคืนต้นทุน

ตารางที่ 3-4 ระบบและเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมในประเทศต่าง ๆ

	Russia	Russia 2007	Russia Alternative	Argentina	Angola	Australia	Azerbaijan	Brazil	Cameroon	Equatorial Guinea
Type	Tax / Royalty	Tax / Royalty	Tax / Royalty	Tax / Royalty	PSC	Tax / Royalty	PSC	Tax / Royalty	PSC	PSC
Signature / Production Bonus	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	SB & PB	Nil	PB	PB
Royalty	419 R/mt * (Urals/bbl - \$15) / 261	419 R/mt * (Urals/bbl - \$9) / 261	10%	12% + provincial tax of 3% on gross revenue net royalty	Nil	Nil	Nil	10%	Nil	13-16% based on production
Cost Recovery Limit	N/A	N/A	N/A	N/A	50%	N/A	100% operating and 50% capital	N/A	60%	70%
State Share of Profit Petroleum	N/A	N/A	N/A	N/A	30-90%	N/A	30-80%	N/A	20-60%	10-60%
Basis for Share	N/A	N/A	N/A	N/A	IRR	N/A	IRR	N/A	R-factor	Production
Company Income Tax Rate	20%	24%	30%	35%	50%	30%	25%	24%	40%	35%
Capital Allowance	10%	10%	10%	20%	20%	5%	Declining balance 4 years	10%	20%	20%
Loss Carry Forward	10 years	10 years	10 years	Unlimited	Unlimited	Unlimited	Unlimited	Unlimited	Unlimited	5 years
Supplementary Profit Tax	Nil	Nil	0-85%	Nil	Nil	40%	Nil	10%	Nil	Nil
Base for Supplementary Tax	N/A	N/A	R-factor 1/	N/A	N/A	IRR	N/A	CIT base above a threshold level of profits	N/A	N/A
State Equity Participation	Nil	Nil	Nil	Nil	15%	Nil	10%	Nil	25%	15%
Dividend Withholding Tax	15%	15%	15%	Nil	10%	Nil	Nil	Nil	17%	Nil
Interest Withholding Tax	20%	20%	20%	Nil	10%	Nil	Nil	Nil	17%	Nil
Other	Export duty of 0-65%	Export duty of 0-65%	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil

ตารางที่ 3-4 ระบบและเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมในประเทศต่าง ๆ (ต่อ)

	Kazakhstan PSC	Madagascar	Mozambique	Namibia	Nigeria Current PSC (deep water assumed for modeling)	Nigeria Current JV (onshore assumed for modeling)	Norway	Timor-Leste	UK	US
Type	PSC	PSC	PSC	Tax / Royalty	PSC	Tax / Royalty	Tax / Royalty	PSC	Tax / Royalty	Tax / Royalty
Signature / Production Bonus	SB	PB	PB	Nil	SB & PB	Nil	Nil	Nil	Nil	SB
Royalty	Nil	8-20% based on production	10%	5%	20% onshore and 0-16.7% offshore based on water depth	20% onshore and 0-18.5% offshore based on water depth	Nil	5%	Nil	17%
Cost Recovery Limit	75%	65%	65%	N/A	100%	N/A	N/A	100%	N/A	N/A
State Share of Profit Petroleum	10-90%	20-70%	10-50%	N/A	20-60%	N/A	N/A	40%	N/A	N/A
Basis for Share	R-factor and IRR	Production	R-factor	N/A	Cumulative production	N/A	N/A	Fixed	N/A	N/A
Company Income Tax Rate	34%	0%	32%	35%	50%	85%	28%	30%	30%	40%
Capital Allowance	17%	25%	25%	33%	20%	20%	17%	10%	100%	20%
Loss Carry Forward	Unlimited	7 years	5 years	Unlimited	Unlimited	Unlimited	Unlimited	Unlimited	3 years	Unlimited
Supplementary Profit Tax	Nil	Nil	Nil	15-50%	Nil	Nil	50%	22.5%	20%	Nil
Base for Supplementary Tax	N/A	N/A	N/A	IRR	N/A	N/A	CIT base less 30% uplift for capital	IRR	Modified CIT base	N/A
State Equity Participation	50%	Nil	10%	Nil	Nil	57%	Nil	20%	Nil	Nil
Dividend Withholding Tax	Nil	15%	20%	10%	10%	10%	Nil	Nil	Nil	Nil
Interest Withholding Tax	Nil	15%	20%	Nil	10%	10%	Nil	Nil	Nil	Nil
Other	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	Nil	No ring fencing	Nil	Nil	Nil

ที่มา: Goldsworthy and Zakharova (2010)

หมายเหตุ: Nil หมายความว่า ไม่มี; N/A หมายความว่า ไม่มีข้อมูล

ตัวอย่างการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตรวมทั้งระบบการคลังปิโตรเลียมของต่างประเทศที่น่าสนใจ อีกกลุ่มหนึ่งคือประเทศที่บริษัท ปตท. สผ. จำกัด ได้เข้าไปลงทุน บริษัท ปตท. สผ. จำกัด (ปตท. สผ.) ได้ตั้งสม ปรารถนา พัฒนาและเจริญเติบโตขึ้นมาเป็นบริษัทน้ำมันแห่งชาติระหว่างประเทศ (International National Oil Company) โดยได้เข้าไปลงทุนในต่างประเทศเป็นจำนวนมาก ในขณะที่ ปตท. สผ. ก็ยังคงเป็นผู้ประกอบการหลัก ที่ลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ดังนั้นความแตกต่างของระบบการคลังปิโตรเลียม ระหว่างประเทศไทยและต่างประเทศที่ ปตท. สผ. ไปลงทุนจึงสามารถสะท้อนได้ในทางอ้อมให้เห็นได้ว่ารัฐไทย ได้รับส่วนแบ่งรายได้้อย่างทัดเทียมกับต่างประเทศหรือไม่

ประเทศที่ ปตท. สผ. ตัดสินใจเลือกไปลงทุนนั้นค่อนข้างหลากหลาย ประกอบด้วยประเทศเพื่อนบ้านอัน ได้แก่อินโดนีเซีย พม่า เวียดนาม และกัมพูชา และประเทศอื่น ๆ อัน ได้แก่ โอมาน อิหร่าน บาห์เรน อัลจีเรีย อียิปต์ และออสเตรเลีย ตารางที่ 3-5 แสดงให้เห็นว่าระบบการให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมอยู่สามแบบอัน ได้แก่ระบบสัญญา (Contractual system) หรือระบบแบ่งปันผลผลิต ระบบสัมปทาน และระบบรับจ้างบริการ เฉพาะในประเทศอิหร่าน ประเทศส่วนใหญ่ใช้ระบบสัญญา มีเพียงประเทศออสเตรเลียและอียิปต์ที่ใช้ระบบ สัมปทาน ระยะเวลาการให้สัมปทานในการสำรวจ พัฒนาและผลิต ความเป็นเจ้าของในสินทรัพย์แตกต่างกันตาม สัญญาที่ตกลงไว้กับประเทศเจ้าของทรัพยากรซึ่งส่วนใหญ่แล้วจะกำหนดให้เป็นของรัฐ

สำหรับการนำส่งรายได้ให้รัฐหากเป็นระบบสัญญามักจะไม่มี การเก็บค่าภาคหลวง แต่จะมีเครื่องมือ ทางการคลังอื่น ๆ อาทิเช่น ส่วนแบ่งกำไร ภาษีเงินได้ และการหักค่าคืนทุน ประเทศเหล่านี้มักจะให้สิทธิ ประโยชน์ทางภาษีอื่น ๆ เช่นการยกเว้นอากรขาเข้า การนำภาษีที่จ่ายมาลดหย่อนภาษีเงินได้ การนำภาษีมาเป็น ค่าใช้จ่ายคืนทุน เป็นต้น ส่วนใหญ่แล้วเมื่อตกลงทำสัญญาแล้วจะไม่สามารถเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขในสัญญาได้ แต่ ในบางประเทศ ปตท. สผ. สามารถเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขในสัญญาได้โดยขึ้นอยู่กับ การเจรจาต่อรอง เช่น อินโดนีเซีย และกัมพูชา เป็นต้น และสามารถเปลี่ยนแปลงแผนเพื่อการสำรวจและพัฒนา โดยต้องได้รับความ เห็นชอบจากคณะกรรมการจัดการร่วมในประเทศอิหร่าน

ตารางที่ 3-5 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน

	อินโดนีเซีย	กัมพูชา
1. ระบบการให้สิทธิ์	Contractual System	Contractual System (ระบบแบ่งปันผลผลิต: PSC)
2. ระยะเวลาการให้สัมปทาน การสำรวจ แหล่งต่างๆ	- ระยะเวลาการสำรวจ 6 ปี (ระยะแรก 3 ปี และต่อได้อีก 3 ปี) ต่ออายุได้หนึ่งครั้งเป็นระยะเวลา 4 ปี รวมทั้งสิ้น 10 ปี - ระยะเวลาการพัฒนา และผลิต 30 ปี	- ระยะเวลาการสำรวจ 7 ปี (ระยะแรก 3 ปี ระยะที่สองและสามอย่างละ 2 ปี) - ระยะเวลาการพัฒนาและผลิต 30 ปี - สามารถต่อสัญญาได้ทั้งในช่วงสิ้นสุดระยะเวลาการสำรวจ และช่วงสิ้นสุดระยะเวลาการพัฒนาและผลิต โดยการต่ออายุแต่ละครั้งขึ้นอยู่กับผลการเจรจาต่อรอง
4. ความเป็นเจ้าของในสินทรัพย์ต่างๆ ในการสำรวจและผลิต	เป็นของรัฐ	เป็นของรัฐ
5. รายละเอียดการจัดเก็บรายได้	- ไม่เก็บค่าภาคหลวง - ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน(Cost recovery) 90% ต่อปี - ส่วนแบ่งกำไรในแปลงที่อยู่ใน Frontier กรณีน้ำมัน ส่วนแบ่งกำไรของรัฐบาลและผู้ประกอบการเท่ากับ 65% และ 35% (หลังหักภาษีแล้ว) กรณีก๊าซธรรมชาติ ส่วนแบ่งของรัฐบาลและผู้ประกอบการจะเท่ากับ 60% และ 40% (หลังหักภาษีแล้ว) ในแปลงที่อยู่ใน Proven Area ส่วนแบ่งของรัฐบาลจะไ้มากขึ้นแล้วแต่กรณีไป - ภาษีเงินได้ 44%	- ค่าภาคหลวงอัตราคงที่ 12.5% - ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน(Cost recovery) สามารถนำมาหักจากรายได้หลังหักค่าภาคหลวงได้สูงสุด 90% - ส่วนแบ่งกำไร กรณีน้ำมันผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่งกำไร 40-60% (ขึ้นอยู่กับปริมาณการผลิต) ถ้าเป็นก๊าซผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่งกำไร 65% - ภาษีเงินได้ อัตรา 30% - ผู้ประกอบการต้องให้ผลประโยชน์อื่นๆ ให้รัฐบาล คือ Annual surface rental, Fees payable to CNPA, Administration fees และการอบรมแรงงานท้องถิ่นที่มีสัญชาติกัมพูชา
6. สิทธิประโยชน์ทางภาษี	ไม่มี	- ได้รับการยกเว้น custom duties and tariffs และ exit duty ในกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม - ได้รับการยกเว้น VAT จากการขายปิโตรเลียมที่ผลิตจากพื้นที่ที่ได้รับสัมปทาน
7. การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ในสัญญา	สามารถทำได้ ขึ้นอยู่กับการเจรจาต่อรองกับรัฐบาลอินโดนีเซีย	สามารถทำได้ ขึ้นอยู่กับการเจรจาต่อรอง

ตารางที่ 3-5 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน (ต่อ)

	ออสเตรเลีย	โอมาน
1. ระบบการให้สิทธิ์	Concession System	Contractual System (สัญญาแบ่งปันผลผลิต: PSC)
2. ระยะเวลาการให้สัมปทาน การสำรวจ แหล่งต่างๆ	<ul style="list-style-type: none"> - ระยะเวลาการสำรวจระยะแรก 6 ปี โดยต้องถือพื้นที่อย่างน้อย 3 ปีแรก และมีภาระผูกพันตามระบบการประมูล จากนั้นหากไม่มีภาระผูกพันเหลือในปีนั้นๆ แล้วก็สามารถคืนพื้นที่ได้ - หลังจากค้นพบปิโตรเลียม ผู้รับสัมปทานมีเวลา 2 ปี (ต่ออายุได้ 2 หรือ 4 ปี) ในการตัดสินใจว่าจะขอสัญญาสัมปทานผลิตหรือไม่ - สัญญาสัมปทานผลิต รุ่นเก่ามีอายุ 21 ปี และสามารถขอต่ออายุได้อีก 21 ปี ส่วนในสัญญาสัมปทานผลิตรุ่นใหม่ จะออกให้หมดอายุ 5 ปีหลังจากหมดอายุสัมปทาน 	<ul style="list-style-type: none"> - ระยะเวลาการสำรวจ 7 ปี (แบ่งเป็น 3 ช่วง ช่วงแรก 3 ปี ช่วงที่ 2 และ 3 ช่วงละ 2 ปี) และต่ออายุสัญญาเป็นเวลา 30ปี นับจากวันที่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์
4. ความเป็นเจ้าของในสินทรัพย์ต่างๆ ในการสำรวจและผลิต	เป็นของผู้รับสัมปทาน	เป็นของรัฐ
5. รายละเอียดการจัดเก็บรายได้	<ul style="list-style-type: none"> - ไม่มีค่าภาคหลวง แต่มี Petroleum Resource Rent Tax สำหรับแปลงในทะเล ในอัตรา 40% ของกำไร - ภาษีเงินได้ 30 % 	<ul style="list-style-type: none"> - ไม่มีค่าภาคหลวง - รายได้จากการขายปิโตรเลียม แบ่งเป็น ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน(Cost recovery) สัดส่วน 80% ของรายได้และส่วนแบ่งกำไร 20% ของรายได้ แบ่งเป็นสัดส่วนของผู้ประกอบการ 20-40% ขึ้นอยู่กับอัตราการผลิตและประเภทของปิโตรเลียม - ภาษีเงินได้ อัตรา 55% - โบนัสพิเศษที่จ่ายให้รัฐ <ul style="list-style-type: none"> - เมื่อแรกเข้า ประมาณ 0.6 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ - เมื่อพบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ประมาณ 1 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ - ในปีแรกของการขายปิโตรเลียม ประมาณ 1 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ - ค่าเช่าที่จ่ายให้รัฐ <ul style="list-style-type: none"> - ก่อนพบปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ ประมาณ 0.1 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อปี - เมื่อพบปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ ประมาณ 0.15 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อปี
6. สิทธิประโยชน์ทางภาษี	- Petroleum Resource Rent Tax สามารถนำมาใช้ลดหย่อนภาษีเงินได้	ไม่มี
7. การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ในสัญญา	ไม่สามารถทำได้	ไม่สามารถทำได้

ตารางที่ 3-5 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน (ต่อ)

	อิหร่าน	บาห์เรน
1. ระบบการให้สิทธิ์	Service Contract ระหว่างผู้รับสัมปทาน กับ National Iranian Oil Company	Contractual System (สัญญาแบ่งปันผลผลิต: PSC)
2. ระยะเวลาการให้สัมปทาน การสำรวจ แหล่งต่างๆ	- Contractor จะลงทุนเพื่อทำการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม โดยในแผนเพื่อการสำรวจ และเพื่อการพัฒนาได้มีการตกลงค่าใช้จ่ายที่จะเกิดขึ้นไว้ล่วงหน้า ซึ่งหากค่าใช้จ่ายจริงเกินกว่าที่ตกลง จะต้องเป็นภาระของผู้รับสัมปทาน - ระยะเวลาสำรวจ 6 ปี ระยะเวลาประเมินผล 2 ปี และระยะเวลาพัฒนา 4 ปี - เมื่อเข้าสู่ช่วงการผลิต ผู้รับสัมปทานจะต้องโอนให้ National Iranian Oil Company เป็นผู้ดำเนินการ	- ระยะเวลาการสำรวจ 6 ปี (แบ่งเป็น 2 ช่วง ช่วงละ 3 ปี) ประเมินผล 2 ปี โดยมีอายุสัญญาเป็นเวลา 30ปี
4. ความเป็นเจ้าของในสินทรัพย์ต่างๆ ในการสำรวจและผลิต	เป็นของรัฐ	เป็นของรัฐ
5. รายละเอียดการจัดเก็บรายได้	- ไม่เก็บค่าภาคหลวง - รายได้จากการผลิต หลังจากหักส่วนของรัฐประมาณ 40-50% แล้ว ส่วนที่เหลือผู้รับสัมปทานจะได้รับผลตอบแทน ประกอบด้วย อัตราผลตอบแทน (Internal Rate of Return) ที่ตกลงกันและค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน (Cost recovery) รวม Bank charge (interest)	- ไม่เก็บค่าภาคหลวง - รายได้จากการขายปิโตรเลียม แบ่งเป็น ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน(Cost recovery) สัดส่วน 60% ของรายได้และส่วนแบ่งกำไร 40% ของรายได้ แบ่งเป็นสัดส่วนของผู้ประกอบการ 25-45% ขึ้นอยู่กับอัตราการผลิตและประเภทของปิโตรเลียม - ภาษีเงินได้ อัตรา 46% - โบนัสพิเศษที่จ่ายให้รัฐ: - เมื่ออนุมัติแผนพัฒนา ประมาณ 0.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ - เมื่อเริ่มผลิต ประมาณ 0.5 ล้านดอลลาร์สหรัฐฯ - จ่ายเพิ่มขึ้น อัตราตามขั้นการผลิตที่เพิ่มขึ้น
6. สิทธิประโยชน์ทางภาษี	- สามารถนำมาเป็นค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้	ไม่มี
7. การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ในสัญญา	แผนเพื่อการสำรวจและแผนเพื่อการพัฒนาสามารถเปลี่ยนแปลงได้ โดยต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการจัดการร่วม (Joint Management Committee)	ระยะเวลาสำรวจสามารถขยายเพิ่มจาก 3 ปี ได้ในกรณีที่งานตามข้อผูกพันดำเนินงานต่อเนื่องอยู่

ตารางที่ 3-5 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน (ต่อ)

	อัลจีเรีย	อียิปต์
1. ระบบการให้สิทธิ์	Contractual System (ระบบแบ่งปันผลผลิต: PSC)	Contractual System (ระบบแบ่งปันผลผลิต: PSC)
2. ระยะเวลาการให้สัมปทาน การสำรวจ แหล่งต่างๆ	- ระยะเวลาสำรวจ 5 ปี (ช่วงแรก 3 ปี ช่วงหลัง 2 ปี) ระยะเวลาพัฒนาและผลิต 25 ปีสำหรับแหล่งน้ำมันดิบ และ 30 ปีสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ	- ระยะเวลาการสำรวจ 6 ปี (แบ่งเป็น 2 ช่วง ช่วงละ 3 ปี) ประเมินผล 2 ปี โดยมีอายุสัญญาเป็นเวลา 30ปี
4. ความเป็นเจ้าของในสินทรัพย์ต่างๆ ในการสำรวจและผลิต	เป็นของรัฐ	เป็นของรัฐ
5. รายละเอียดการจัดเก็บรายได้	<ul style="list-style-type: none"> - ไม่เก็บค่าภาคหลวง - รายได้จากการขายปิโตรเลียม แบ่งให้รัฐบาลตามสัดส่วนที่คำนวณได้จาก อัตราการผลิต คือ ประมาณ 60% ของรายได้ ส่วนที่เหลือ แบ่งให้บริษัท น้ำมันแห่งชาติของอัลจีเรีย 25% และแบ่งให้หุ้นส่วนต่างชาติ 75% - ไม่มีภาษีเงินได้ - โบนัสพิเศษที่จ่ายให้รัฐ: <ul style="list-style-type: none"> - 0.5 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลของ Recoverable reserve - 3 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุมที่ใช้ในการดำเนินการ - ค่า training cost 150,000 เหรียญสหรัฐต่อคน 	<ul style="list-style-type: none"> - ไม่เก็บค่าภาคหลวง - 30% ของรายได้สามารถนำมาคิดเป็นค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้ แต่ถ้าต้นทุนที่เป็นจริงต่ำกว่า 30% ของรายได้ ส่วนต่างระหว่าง 30% ของรายได้กับต้นทุนที่เป็นจริงจะตกเป็นของรัฐ - 70% ของรายได้ นำมาคำนวณส่วนแบ่งกำไรของผู้รับสัมปทานกับรัฐบาล ตามชนิดของไฮโดรคาร์บอนกับปริมาณการผลิตแบบขั้นบันได
6. สิทธิประโยชน์ทางภาษี	ไม่มี	ไม่มี
7. การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ในสัญญา	ไม่สามารถทำได้	ไม่สามารถทำได้

ตารางที่ 3-5 การให้สิทธิสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังในต่างประเทศที่บริษัท ปตท.สผ. จำกัด เข้าไปลงทุน (ต่อ)

	พม่า	เวียดนาม
1. ระบบการให้สิทธิ์	Contractual System (ระบบแบ่งปันผลผลิต: PSC)	Contractual System
2. ระยะเวลาการให้สัมปทาน การสำรวจ แหล่งต่างๆ	- ระยะเวลาสำรวจ 5 ปี - ระยะเวลาพัฒนาและผลิต 20 ปี นับจากวันเริ่มขายก๊าซ หรือจนกว่าสัญญาซื้อขายก๊าซจะหมดอายุ	- ขึ้นอยู่กับสัญญาสัมปทานแต่ละฉบับ โดยประมาณ คือ ระยะเวลาสำรวจ 5-6 ปี ระยะเวลาการพัฒนา 2-4 ปี และ การผลิต 10-25 ปี - สามารถต่ออายุสัญญาได้ ตามแต่ที่จะตกลงกัน
4. ความเป็นเจ้าของในสินทรัพย์ต่างๆ ในการสำรวจและผลิต	เป็นของผู้รับสัมปทาน แต่จะตกเป็นของรัฐเมื่อสิ้นสุดสัญญาสัมปทาน	เป็นของรัฐ
5. รายละเอียดการจัดเก็บรายได้	- ค่าภาคหลวง อัตราคงที่ 10% - ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุน สามารถหักได้สูงสุด 50-60% ต่อปี ขึ้นอยู่กับระดับความลึกของน้ำ - ส่วนแบ่งกำไร ขึ้นอยู่กับปริมาณการผลิต และระดับความลึกของน้ำ ถ้าเป็นน้ำมัน ผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่งกำไร 20-50% ส่วนถ้าเป็นก๊าซธรรมชาติ ผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่งกำไร 40-55% - ภาษีเงินได้ อัตรา 30% - ผลตอบแทนพิเศษอื่นๆ ที่ต้องจ่ายให้รัฐ เช่น โบนัสการผลิตขึ้นอยู่กับอัตราการผลิตต่อวัน	- ค่าภาคหลวงประมาณ 6-25% หากการผลิตหลักเป็นน้ำมัน หรือประมาณ 0-10% หากการผลิตหลักเป็นก๊าซธรรมชาติ - ค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนประมาณ 35% หากการผลิตหลักเป็นน้ำมัน และประมาณ 60-70% หากการผลิตหลักเป็นก๊าซธรรมชาติ - ภาษีเงินได้ 50% - มีผลตอบแทนพิเศษให้รัฐ เช่น - เงินบริจาค - เงินสนับสนุนการฝึกอบรม - โบนัสเมื่อเริ่มทำสัญญาสัมปทาน - โบนัสการผลิต
6. สิทธิประโยชน์ทางภาษี	ได้รับการยกเว้นทางภาษี 3 ปี	สามารถนำรายได้คืนเป็นค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้ ก่อนการคำนวณภาษีเงินได้
7. การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ ในสัญญา	โดยปกติผู้รับสัมปทานจะปฏิบัติตามเงื่อนไขในสัญญาที่ตกลงกัน การเปลี่ยนแปลงเงื่อนไขต่างๆ อาจจะกระทำได้โดยการเจรจากับรัฐบาล	สามารถเจรจาต่อรองได้ แต่ต้องได้รับความเห็นชอบจากรัฐบาล

บทที่ 4

ระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทย

ในบทนี้จะเริ่มต้นโดยการกล่าวถึงสถาบันของรัฐที่เกี่ยวข้องกับการให้สัมปทานปีโตรเลียมของประเทศไทย ระบบการจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปีโตรเลียมของประเทศไทย รวมไปถึงการสำรวจและการผลิตปีโตรเลียมในประเทศไทยในช่วงเวลาที่ผ่านมา และจะกล่าวถึงระบบการคลังปีโตรเลียมและเครื่องมือทางการคลังที่ประเทศไทยใช้อยู่ภายใต้พระราชบัญญัติปีโตรเลียมและพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปีโตรเลียม รวมทั้งจะได้กล่าวถึงรายได้ที่รัฐได้รับจากกิจการปีโตรเลียม ดังมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1 สถาบันของรัฐ

หน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้องในการกำกับดูแล อนุมัติ จัดสรร กัดเลือก และให้สัมปทานปีโตรเลียมของประเทศไทยตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม ประกอบด้วย

1.1 รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน

รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นผู้รักษาการตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มีอำนาจแต่งตั้งพนักงานเจ้าหน้าที่ และออกกฎกระทรวงเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจและผลิตปีโตรเลียมตามมาตรา 14 แห่งพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ. 2514 โดยในมาตรา 6 แห่งพระราชบัญญัติปีโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 บัญญัติว่ารัฐมนตรีโดยได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีมีอำนาจ ดังต่อไปนี้

- (1) ให้สัมปทานตามมาตรา 23
- (2) ต่อระยะเวลาการสำรวจปีโตรเลียมตามมาตรา 25
- (3) ต่อระยะเวลาผลิตปีโตรเลียมตามมาตรา 26
- (4) อนุมัติให้เปลี่ยนแปลงปริมาณงานตามมาตรา 30
- (5) อนุญาตให้ผู้รับสัมปทานรับบริษัทอื่นเข้าร่วมประกอบกิจการปีโตรเลียมตามมาตรา 47
- (6) อนุญาตให้โอนสัมปทานตามมาตรา 50
- (7) แจ้งให้ผู้รับสัมปทานทราบว่ารัฐบาลจะเข้าใช้สิทธิประกอบกิจการปีโตรเลียมในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งด้วยความเสี่ยงภัยฝ่ายเดียวตามมาตรา 52 ทวิ
- (8) ลดหย่อนค่าภาคหลวงสำหรับปีโตรเลียมตามมาตรา 99 ทวิ และมาตรการ 99 ตริ
- (9) กำหนดค่าคงที่แสดงสภาพทางธรณีวิทยาของแปลงสำรวจตามมาตรา 100 ฉ

1.2 คณะกรรมการปีโตรเลียม

ในมาตรา 3 แห่งพระราชบัญญัติปีโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 บัญญัติว่า “คณะกรรมการปีโตรเลียม” ประกอบด้วย ปลัดกระทรวงพลังงานเป็นประธานกรรมการมีอำนาจหน้าที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำและความเห็นแก่รัฐมนตรีในเรื่องต่างๆ อธิบดีกรมที่ดิน อธิบดีกรมประมง อธิบดีกรมป่าไม้ อธิบดีกรมสรรพากร เลขาธิการสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ผู้แทนกระทรวงกลาโหม ผู้แทนกระทรวงการคลัง ผู้แทนกระทรวงอุตสาหกรรม และผู้ทรงคุณวุฒิอีกไม่เกินห้าคน ซึ่งคณะรัฐมนตรีแต่งตั้งจากบุคคลซึ่งมีความรู้ความเชี่ยวชาญ และประสบการณ์ในสาขาธรณีวิทยา วิศวกรรมศาสตร์ เศรษฐศาสตร์ การเงิน กฎหมาย หรือสาขาอื่นอันเป็นประโยชน์ต่อกิจการปีโตรเลียม เป็นกรรมการ โดยคณะกรรมการมีอำนาจหน้าที่ ดังนี้

- (1) ให้คำแนะนำแก่รัฐมนตรีตามมาตรา 22
- (2) ให้ความเห็นชอบแก่อธิบดีตามมาตรา 22/1
- (3) ทำความตกลงราคาขายก๊าซธรรมชาติในราชอาณาจักรตามมาตรา 58
- (4) อนุญาตให้ผู้รับสัมปทานถือกรรมสิทธิ์ในที่ดินตามมาตรา 65
- (5) มีคำสั่งเกี่ยวกับการนำคนต่างด้าวเข้ามาในราชอาณาจักรตามมาตรา 69
- (6) มีคำสั่งเกี่ยวกับการนำเข้าเครื่องจักรและอุปกรณ์โดยได้รับยกเว้นอากรขาเข้าและภาษีมูลค่าเพิ่มตามมาตรา 70
- (7) ดำเนินการอื่นตามที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัตินี้ หรือตามที่รัฐมนตรีมอบหมาย หรือตามที่กฎหมายอื่นกำหนดให้เป็นอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการ

1.3 คณะอนุกรรมการปีโตรเลียม

คณะอนุกรรมการปีโตรเลียมมีอำนาจหน้าที่พิจารณาเรื่องราวตามคำสั่งของคณะกรรมการปีโตรเลียม

1.4 อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

ภายหลังจากที่เอกชนได้รับสัมปทานให้สำรวจปีโตรเลียมในแปลงสำรวจแล้ว เมื่อมีการค้นพบปีโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ และต้องการดำเนินการผลิต จะต้องรายงานผลการสำรวจต่ออธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (เดิมก่อนการปฏิรูประบบราชการ พ.ศ.2543 เป็นหน้าที่ของอธิบดีกรมทรัพยากรธรณี) ซึ่งเป็นผู้มีอำนาจหน้าที่ในการอนุมัติพื้นที่ผลิตปีโตรเลียม

นอกจากนี้ อธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ยังมีหน้าที่ประเมินค่าภาคหลวงที่จะเก็บจากผู้ผลิตปีโตรเลียม และมีหน้าที่ออกประกาศของกรมด้วย

1.5 พนักงานเจ้าหน้าที่

พนักงานเจ้าหน้าที่เป็นผู้ซึ่งรัฐมนตรีแต่งตั้งมีอำนาจหน้าที่ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

2 ระบบการจัดสรรและให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของไทย

จากบทที่ 3 จะเห็นได้ว่าระบบการจัดสรรสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของไทยผ่านกระบวนการบริหาร โดยตรงจากรัฐ (Administrative Procedures) โดยรัฐจะเป็นผู้กำหนดหลักเกณฑ์และดำเนินการคัดเลือกผู้รับสัมปทานผ่านข้อมูลที่ผู้ขอสัมปทานได้จัดส่งให้ ในส่วนนี้จะกล่าวถึงกระบวนการและขั้นตอนในการให้สิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมภายใต้ระบบสัมปทาน (Concessionary system) รวมไปถึงจะกล่าวถึงหน่วยงานที่รับผิดชอบและกฎหมายและกฎระเบียบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในขั้นตอนต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

2.1 กระบวนการจัดสรรสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของไทย

ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้กำหนดวิธีให้สัมปทานโดย กำหนดให้มีการอนุญาตให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแก่เอกชนในพื้นที่สัมปทาน โดยผู้รับสัมปทานมีหน้าที่ต้องชำระภาษีอากรและค่าภาคหลวงให้แก่รัฐ การอนุญาตให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของไทยเป็น “ระบบสัมปทาน” ซึ่งมีลักษณะโดยทั่วไปที่สำคัญ คือ

- ผู้รับสัมปทานมีสิทธิแต่เพียงผู้เดียวในการสำรวจ ผลิตหรือประกอบกิจการปิโตรเลียมด้านอื่น ๆ ในพื้นที่สัมปทาน โดยผู้รับสัมปทานอาจเลือกใช้วิธีสำรวจหรือผลิตที่เสนอไว้ในคำขอสัมปทานของตน ภายในขอบเขตของกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม โดยรัฐไม่เข้าไปยุ่งเกี่ยวหรือควบคุมการดำเนินงานของผู้รับสัมปทาน เพียงแต่รับรายงานเกี่ยวกับการดำเนินการเท่านั้น

- ผู้รับสัมปทานจะได้กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ผลิตได้เมื่อชำระค่าภาคหลวงครบถ้วนแล้ว ซึ่งค่าภาคหลวงนั้นอาจจะเป็นตัวเงินหรืออยู่ในรูปปิโตรเลียม

- เมื่อได้เสียค่าภาคหลวงแก่รัฐบาลแล้ว ผู้รับสัมปทานมีอำนาจปิโตรเลียมได้ในหลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

จากพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และที่แก้ไขเพิ่มเติม รายงานประจำปีของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และการสัมภาษณ์เจ้าหน้าที่ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ผู้วิจัยสามารถสรุปขั้นตอนการออกสัมปทานได้ ดังนี้

(1) การได้มาซึ่งสัมปทาน ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514 หมวด 3 มาตรา 22 และมาตรา 23 บัญญัติให้รัฐมนตรีโดยคณะรัฐมนตรีมีอำนาจให้สัมปทานซึ่งใช้หลักกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมเป็นของรัฐ ผู้ซึ่งทำการสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใดไม่ว่าที่นั้นจะเป็นของตนหรือของบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน

(2) กระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะเป็นผู้ออกประกาศให้ยื่นขอแปลงสำรวจต่างๆ ในเขตพื้นที่บนบก อ่าวไทย และในทะเลอันดามัน โดยประกาศมีอายุ 1 ปี

(3) ผู้สนใจขอสัมปทานสามารถใช้ข้อมูลการสำรวจทางธรณีวิทยาในอดีตของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อพิจารณาประกอบการวางแผนการสำรวจที่จะต้องยื่นให้กับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการขอสัมปทาน

(4) วิธีขอสัมปทานตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 23 วรรค 2 และวรรค 3 กำหนดว่าการขอสัมปทานให้เป็นตามหลักเกณฑ์วิธีการและเงื่อนไขที่กำหนดในกฎกระทรวง ส่วนแบบขอสัมปทานให้เป็นตามที่กำหนดในกฎกระทรวง

กฎกระทรวง ฉบับที่ 3 (พ.ศ.2514) ซึ่งออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม กำหนดให้ การยื่นขอสัมปทาน ผู้ขอสัมปทานจะต้องมีหลักฐานโครงการประกอบคำขอสัมปทาน ดังต่อไปนี้

- หลักฐานแสดงการเป็นบริษัท ในกรณีที่ผู้ขอสัมปทานเป็นบริษัทที่ตั้งขึ้นตามกฎหมายต่างประเทศต้องมีหนังสือรับรองของสถานเอกอัครราชทูต สถานทูต หรือสถานกงสุลของประเทศนั้น ซึ่งตั้งอยู่ในประเทศไทย
- หลักฐานการเป็นผู้มีอำนาจลงชื่อแทนบริษัทผู้ขอสัมปทาน
- หลักฐานแสดงว่ามีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญเพียงพอที่จะสำรวจ ผลิต ขาย และจำหน่ายปิโตรเลียม โดยมีสถาบันที่เชื่อถือได้ออกหนังสือรับรองว่าเป็นจริง
- โครงการสำรวจปิโตรเลียมโดยสังเขป โดยระบุวิธีการ กำหนดเวลาที่จะดำเนินการ ตลอดจนประมาณการค่าใช้จ่ายในการนั้นๆ ด้วย
- ในกรณีที่ผู้ขอสัมปทานมีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ และผู้เชี่ยวชาญไม่เพียงพอหรือครบถ้วน ต้องมีบริษัทอื่นซึ่งรัฐบาลเชื่อถือ รับรองที่จะให้ทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์ หรือผู้เชี่ยวชาญจนเพียงพอที่จะสำรวจ ผลิต ขาย และจำหน่ายปิโตรเลียม โดยบริษัทผู้ขอสัมปทานจะต้องแสดงหลักฐานความสัมพันธ์ในด้านทุนหรือการจัดการระหว่างบริษัทที่รับรองกับผู้ขอสัมปทาน

ในกฎกระทรวง ฉบับที่ 3 นี้ยังกำหนดให้ผู้ขอสัมปทานต้องเสนอข้อผูกพันในด้านปริมาณเงิน ปริมาณงาน หรือทั้งปริมาณเงินและปริมาณงานในช่วงข้อผูกพันช่วงที่หนึ่ง และช่วงที่สอง สำหรับการสำรวจปิโตรเลียมในแปลงสำรวจแปลงหนึ่งๆ

นอกจากนี้ ผู้ขอสัมปทานยังสามารถเสนอให้ผลประโยชน์พิเศษ เช่น การให้เงินตอบแทนทุนการศึกษา หรือเงินอุดหนุน ในกรณีที่ได้รับสัมปทานด้วยก็ได้

(5) กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติมีหน้าที่รวบรวมคำขอสัมปทานจากผู้ยื่นขอทุกเดือน และส่งให้ “คณะกรรมการปิโตรเลียม” ซึ่งจะเป็นผู้ดำเนินการพิจารณาให้สัมปทาน โดยให้คะแนนการแผนโครงการสำรวจคิดเป็น 80% และคะแนนจากผลประโยชน์พิเศษที่จะให้แก่รัฐบาลคิดเป็น 20% ผู้ยื่นขอสัมปทานจะ

ได้รับสัมปทานเมื่อได้คะแนนสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำ และหากในแปลงใดมีผู้ยื่นขอสัมปทานสูงกว่าเกณฑ์ขั้นต่ำมากกว่า 1 ราย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จะพิจารณาให้สัมปทานแก่บริษัทที่ได้คะแนนสูงกว่า ซึ่งก็คือ บริษัทที่เสนอแผนโครงการสำรวจดีกว่า และ/หรือ เป็นผู้ที่ยื่นขอให้ผลประโยชน์แก่รัฐสูงกว่า

(6) ในแปลงที่มีผู้ยื่นขอสัมปทานและยังอยู่ในกระบวนการพิจารณาของคณะกรรมการปิโตรเลียม หากบริษัทอื่นสนใจที่จะยื่นขอสัมปทานในแปลงนี้ จะยังไม่สามารถทำได้ และจะดำเนินการได้ในกรณีที่ผลการพิจารณาสิ้นสุดแล้วว่าบริษัทที่ยื่นขอสัมปทานไว้อยู่แล้วนั้น ไม่ได้รับสิทธิ

(7) การให้สัมปทานเป็นอำนาจของรัฐมนตรีกระทรวงพลังงาน โดยความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรี

(8) พื้นที่และระยะเวลาในการดำเนินงานตามสัมปทาน

- พื้นที่ให้สัมปทาน ให้รัฐมนตรีมีอำนาจให้ผู้ขอสัมปทานได้รับสัมปทานไม่เกินรายละเอียดสำรวจ เว้นแต่กรณีรัฐมนตรีพิจารณาเห็นสมควรอาจให้ผู้ขอสัมปทานได้รับสัมปทานเพิ่มขึ้นอีก 1 แปลงสำรวจก็ได้ แต่เมื่อรวมพื้นที่ของแปลงสำรวจทั้งหมดแล้วต้องไม่เกิน 2 หมื่นตารางกิโลเมตร

- สัญญาสัมปทาน ตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 17 (พ.ศ. 2532) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ประกอบด้วยข้อมูลและหลักเกณฑ์ที่สำคัญ ดังนี้ (ตามแบบ กทช/ป2)

- แปลงสำรวจ
 - ระยะเวลาสำรวจ
 - ข้อมูลผูกพันสำหรับการสำรวจปิโตรเลียม ซึ่งระบุระยะเวลาการสำรวจ ข้อมูลผูกพันในด้านปริมาณเงินและปริมาณงาน ซึ่งระบุรายการทั้งในการสำรวจ ช่วงที่หนึ่ง ช่วงที่สอง และช่วงที่สาม
 - ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม
 - ผลประโยชน์พิเศษ ระบุผลประโยชน์ตามข้อตกลงระหว่างกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติกับผู้รับสัมปทาน
 - การเก็บรักษาและขนส่งปิโตรเลียม
 - การให้ความช่วยเหลือแก่ผู้รับสัมปทาน ซึ่งระบุว่ารัฐมนตรีจะให้ความสะดวกแก่ผู้รับสัมปทานในการติดต่อกับหน่วยราชการที่เกี่ยวข้อง หรือรวมถึงบุคคลที่เกี่ยวข้อง
 - ผลประโยชน์ของผู้รับสัมปทานให้กับรัฐบาล ได้แก่ ค่าสงวนพื้นที่ ค่าภาคหลวง ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ และภาษีเงินได้
 - อื่นๆ เช่น ข้อมูลผูกพันและหน้าที่ของผู้รับสัมปทาน การระงับข้อพิพาท การเพิกถอนสัมปทาน การสิ้นสุดสัมปทาน เป็นต้น
- ระยะเวลาตามสัมปทาน แบ่งเป็น ระยะเวลาสำรวจ และระยะเวลาการผลิต

- ระยะเวลาสำรวจปีโตรเลียมตามสัมปทานกำหนดให้ไม่เกิน 6 ปี นับจากวันได้รับสัมปทาน ซึ่งแบ่งเป็น 3 ช่วง
 - ช่วงที่หนึ่ง ได้แก่ ระยะเวลา 3 ปีแรกของระยะเวลาสำรวจ
 - ช่วงที่สอง ได้แก่ ระยะเวลาสำรวจที่เหลือจากช่วงที่หนึ่ง
 - ช่วงที่สาม ถ้ามีการต่อระยะเวลาสำรวจปีโตรเลียม ซึ่งจะต้องยื่นคำขอต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติก่อนสิ้นระยะเวลาสำรวจปีโตรเลียม ไม่น้อยกว่า 6 เดือน
- ระยะเวลาการผลิต กำหนดให้ไม่เกิน 20 ปี นับจากวันถัดจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจปีโตรเลียม แม้จะมีการผลิตปีโตรเลียมในช่วงเวลาการสำรวจก็ตาม โดยถ้าผู้รับสัมปทานปฏิบัติตามสัมปทานทุกประการและขอต่อระยะเวลาการผลิตปีโตรเลียมก่อนสิ้นระยะเวลาการผลิตปีโตรเลียม ไม่น้อยกว่า 6 เดือน ผู้รับสัมปทานมีสิทธิได้รับการต่อระยะเวลาการผลิตปีโตรเลียมภายใต้ข้อกำหนดข้อผูกพัน และเงื่อนไขที่ใช้อยู่ทั่วไป ขณะนั้นได้อีกหนึ่งครั้งเป็นเวลาไม่เกิน 10 ปี

ขั้นตอนที่ (1) – (8) เป็นขั้นตอนในการขอสัมปทานใน “การสำรวจปีโตรเลียม” ซึ่งเมื่อผู้รับสัมปทานสำรวจพบแล้วและต้องการดำเนิน “การผลิตปีโตรเลียม” จะต้องปฏิบัติตามขั้นตอนต่อไปนี้

(9) การผลิตปีโตรเลียม เมื่อผู้รับสัมปทานได้ทำการสำรวจและค้นพบหลุมปีโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ และต้องการดำเนินการผลิตและดำเนินการจำหน่ายจะต้องดำเนินการตามกฎหมาย กฏกระทรวง ฉบับที่ 13 (พ.ศ. 2530) ออกตามความในพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ. 2514

- ในข้อ 2 ของกฏกระทรวงกล่าวว่า สมรรถนะเชิงพาณิชย์ของหลุมปีโตรเลียม ได้แก่ การผลิตของหลุมปีโตรเลียมหนึ่งหรือหลายหลุมในโครงการเดียวกัน ซึ่งถ้าใช้ผลิตปีโตรเลียมในระยะเวลา 12 ปี จะต้องผลิตปีโตรเลียมได้เป็นมูลค่าที่คุ้มค่ากับค่าใช้จ่ายต่อไปนี้

- ค่าใช้จ่ายในการเจาะ การเตรียมการ และการติดตั้งอุปกรณ์ประจำหลุม
- ค่าใช้จ่ายในการผลิต แยก และขนส่งปีโตรเลียมจากหลุมจนถึงสถานที่ขายหรือจำหน่าย
- ค่าภาคหลวงปีโตรเลียม ค่าธรรมเนียมตามกฎหมายว่าด้วยปีโตรเลียม และค่าธรรมเนียม เพื่อตอบแทนบริการตามกฎหมายอื่น

- ข้อ 3 ของกฏกระทรวงกำหนดให้ ผู้รับสัมปทานต้องแจ้งกำหนดจุดพิกัดทางภูมิศาสตร์ของพื้นที่ผลิตให้ชัดเจน โดยจะต้องเป็นพื้นที่ที่มีหลักฐานยืนยันว่ามีปีโตรเลียมกักเก็บและสามารถผลิตปีโตรเลียมได้จากชั้นปีโตรเลียมที่พบในหลุมปีโตรเลียมหลุมหนึ่งหรือหลายหลุม โดยอาศัยข้อมูลของหลุมปีโตรเลียม ข้อมูลทางธรณีวิทยาและการวัดความไหวสะเทือน และข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวกับแหล่งกักเก็บปีโตรเลียม

- ในข้อ 4 ของกฎกระทรวงกล่าวว่า ผู้รับสัมปทานซึ่งประสงค์จะแสดงว่าได้พบหลุมปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ ให้ยื่นรายงานแสดงสมรรถนะเชิงพาณิชย์ต่ออธิบดีฯ เพื่อขอรับความเห็นชอบรายงานดังกล่าวให้แสดงหลักฐานทางธรณีวิทยา การคำนวณพลังผลิต การเปรียบเทียบเพื่อแสดงสมรรถนะเชิงพาณิชย์ คือ

- แผนการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่
- รายละเอียดเกี่ยวกับประมาณการค่าใช้จ่ายในการลงทุนพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ผลิต พร้อมทั้งการประมาณการจำนวนค่าใช้จ่ายในแต่ละช่วงเวลา
- ประมาณการค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าตอบแทนที่ต้องจ่ายให้แก่ราชการ
- รายละเอียดเกี่ยวกับปริมาณสำรองของปิโตรเลียมที่คาดว่าจะพบในพื้นที่ที่ขอเป็นพื้นที่ผลิต
- รายละเอียดประมาณอัตราการผลิตโดยเฉลี่ยต่อวันในช่วงระยะเวลา 12 ปี ในพื้นที่ผลิต และประมาณมูลค่าของผลผลิต โดยคำนวณจากราคาที่ใช้เป็นเกณฑ์ในการเรียกเก็บค่าภาคหลวงในขณะที่ยื่นรายงาน
- รายละเอียดเกี่ยวกับสมรรถนะเชิงพาณิชย์โดยเปรียบเทียบมูลค่าของปิโตรเลียมกับค่าใช้จ่ายในการผลิตและค่าใช้จ่ายให้รัฐ
- แผนที่แสดงแนวเขตพื้นที่ที่ขอเป็นพื้นที่ผลิต

- เมื่อได้รับความเห็นชอบจากอธิบดีในการกำหนดพื้นที่ผลิตแล้ว ตามกฎกระทรวง ฉบับที่ 18 (พ.ศ. 2534) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 กำหนดให้ผู้รับสัมปทานยื่นแผนการผลิตต่ออธิบดีฯ ซึ่งสามารถยื่นแผนการผลิตเพิ่มเติมหรือยื่นแผนการผลิตใหม่สำหรับพื้นที่ผลิตเดิมและพื้นที่ผลิตเพิ่มเติมรวมกันก็ได้ และต้องได้รับการอนุมัติจากอธิบดีก่อนดำเนินการผลิต แผนการผลิตนั้นจะต้องมีการทบทวนเป็นรายปี และแจ้งผลการทบทวนต่ออธิบดีก่อนสิ้นระยะเวลาบัญชี ตามแบบ กทช/ป8 มีข้อมูลที่ต้องรายงานแผนการผลิต ดังนี้

- พื้นที่ผลิต ได้แก่ ชื่อพื้นที่ วันที่ได้รับความเห็นชอบ เนื้อที่ แปลงสำรวจ/สัมปทานเลขที่
- ชนิดของปิโตรเลียม ได้แก่ เป็นน้ำมันดิบ หรือก๊าซธรรมชาติ
- ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียม
- ปริมาณปิโตรเลียม ได้แก่ ปริมาณสำรองรวม ปริมาณที่ผลิตไปแล้ว ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะเหลืออยู่
- อัตราการผลิตปิโตรเลียมต่อวัน ทั้งที่ผลิตไปแล้ว ประมาณการผลิต
- จำนวนหลุมเจาะในพื้นที่ผลิต
- อุปกรณ์การผลิต
- กระบวนการผลิต

- แผนการซ่อมบำรุงและกระตุ้นหลุมผลิตของรอบระยะเวลาบัญชีนี้
- วิธีการขนส่งปีโตรเลียม
- มาตรการป้องกันภัยและอุบัติเหตุ และมาตรการป้องกันและบำบัดความเสียหายต่อสิ่งแวดล้อม
- มาตรการในการอนุรักษ์ปีโตรเลียม

จากขั้นตอนที่กล่าวมาข้างต้น สรุปเป็นแผนภาพแสดงขั้นตอนการให้สัมปทานสำรวจและการผลิตปีโตรเลียมได้ ดังแสดงในรูปที่ 4-1

และนอกจากขั้นตอนในการให้สัมปทานสำรวจและการผลิตปีโตรเลียมที่กล่าวข้างต้นแล้ว ในกรณีที่เอกชนได้รับสัมปทานเพื่อการสำรวจและผลิตไปแล้ว ยังมีเงื่อนไขที่เกี่ยวข้องกัน คือ “การเข้าร่วมประกอบกิจการและการโอนสัมปทาน” รวมทั้ง “การเพิกถอนสัมปทาน” ซึ่งจะต้องดำเนินการ ดังนี้

(10) การเข้าร่วมประกอบกิจการและการ โอนสัมปทาน

- การเข้าร่วมประกอบกิจการ ผู้รับสัมปทานสามารถรับผู้อื่นเข้าร่วมประกอบกิจการปีโตรเลียมตามสัมปทานได้ โดยต้องได้รับอนุญาตจากรัฐมนตรี โดยผู้ร่วมประกอบกิจการแต่ละรายต้องชำระค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ และเงินอย่างอื่น ๆ และปฏิบัติตามข้อผูกพันที่เกี่ยวข้องกับการประกอบกิจการในส่วนของตน ผู้ร่วมประกอบกิจการปีโตรเลียมทุกรายต้องรับผิดชอบร่วมกันและแทนกันในการปฏิบัติตามสัมปทานและตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม แต่ผู้รับร่วมประกอบกิจการปีโตรเลียมไม่ต้องรับผิดชอบในการชำระภาษีเงินได้ตามกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ปีโตรเลียมในส่วนที่เป็นของผู้ร่วมกิจการรายอื่น

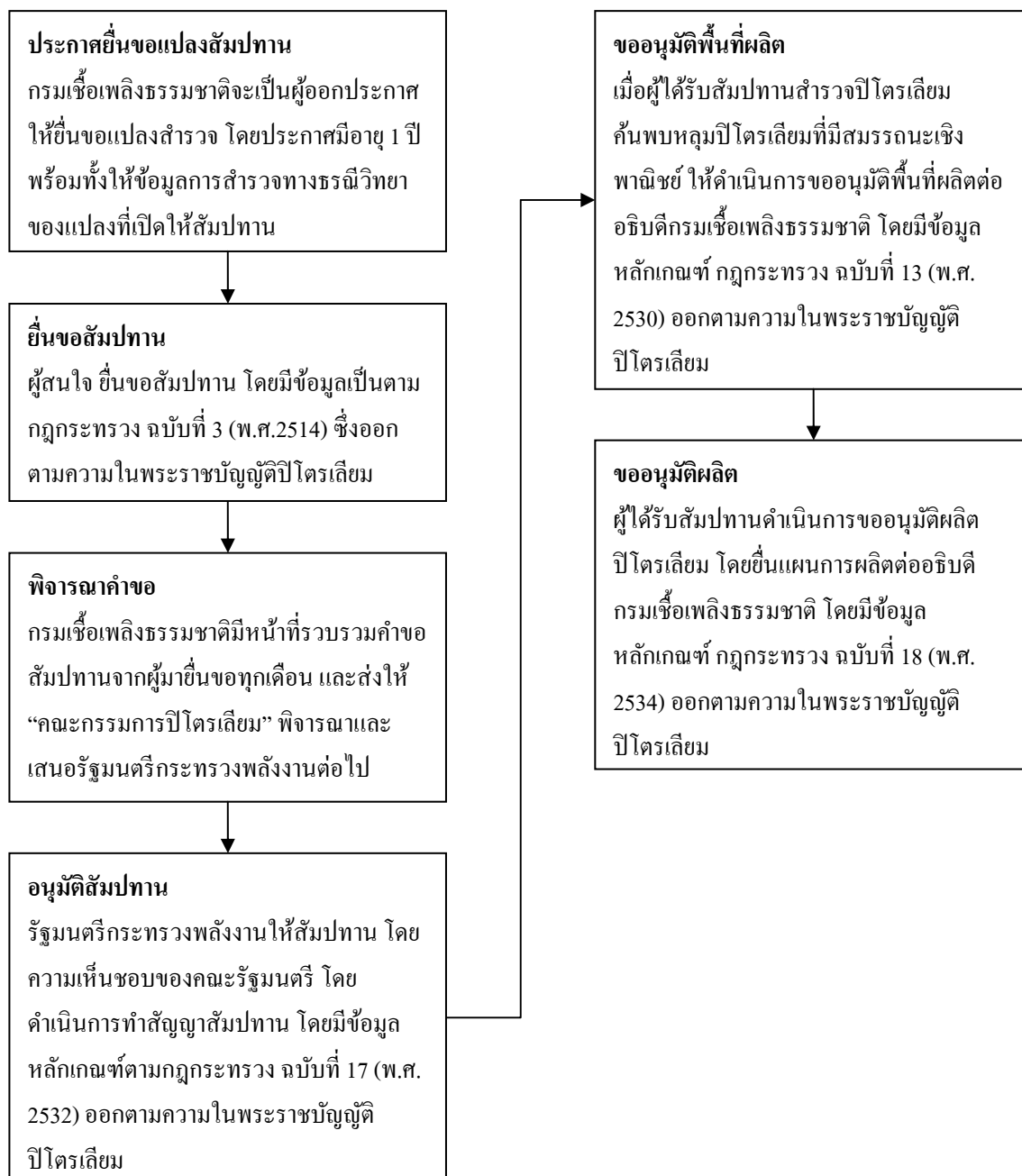
- การโอนสัมปทาน ผู้รับสัมปทานสามารถโอนสัมปทานให้แก่บริษัทอื่นได้นอกจากกรณีมาตรา 48 โดยได้รับอนุญาตจากรัฐมนตรี ผู้รับโอนสัมปทานจะต้องมีคุณลักษณะที่ผู้ขอสัมปทานได้และจำนวนและพื้นที่แปลงสำรวจที่ผู้รับโอนมีอยู่แล้วและที่จะรับโอนต้องไม่เกินที่กำหนด

- การโอนสัมปทานในกรณีมาตรา 48 กำหนดให้ผู้รับสัมปทานมีสิทธิโอนสัมปทานได้โดยไม่ต้องขออนุญาตในกรณีต่างๆ เช่น บริษัทผู้รับโอนสัมปทานถือหุ้นในบริษัทผู้รับสัมปทานเกิน 50% ของหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงเลือกตั้งได้ ทั้งนี้ ผู้โอนสัมปทานและผู้รับโอนสัมปทานตามมาตรา 49 ต้องรับผิดชอบร่วมกันและแทนกันในการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม

(11)การเพิกถอนสัมปทาน ตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 51 แก้ไขเพิ่มเติมตามพระราชบัญญัติปีโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ.2532 มาตรา 16 บัญญัติให้รัฐมนตรีมีอำนาจเพิกถอนสัมปทานเมื่อผู้รับสัมปทาน 1) ไม่ปฏิบัติตามข้อผูกพันสำหรับการสำรวจปีโตรเลียม 2) ไม่ปฏิบัติตามวิธีการปฏิบัติงานปีโตรเลียมที่ดี 3) ไม่ชำระค่าภาคหลวงหรือผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ 4) ไม่ชำระภาษีเงินได้ หรือ 5) ผ่าฝืนหรือไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในสัมปทานว่าเป็นเหตุเพิกถอนสัมปทานได้ เช่น กรณีที่

รัฐมนตรีมีหนังสือแจ้งให้ผู้ร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมชำระภาษีเงินได้ และถ้าไม่ได้มีการชำระภาษีเงินได้ภายใน 90 วัน นับแต่วันได้รับหนังสือ

รูปที่ 4-1 แผนภาพแสดงขั้นตอนการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



2.1.1 กรณีตัวอย่าง

ในส่วนนี้จะยกกรณีตัวอย่างของกระบวนการและขั้นตอนการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในการออกประกาศเชิญชวนบริษัทผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมให้ยื่นสัมปทานเพื่อสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม “ครั้งที่ 19” ของกระทรวงพลังงาน โดยกรมเชื้อเพลิงพลังงานได้ออกประกาศลงวันที่ 1 กรกฎาคม 2548 ให้ยื่นคำขอแปลงสำรวจต่างๆ ในเขตพื้นที่บนบก อ่าวไทย และในทะเลอันดามัน จำนวน 82 แปลง พื้นที่ 440,704 ตารางกิโลเมตร ประกาศดังกล่าวนี้มีอายุ 1 ปี กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รวบรวมคำขอสัมปทานในวันที่ 15 ของทุกเดือน ซึ่งมีบริษัทปิโตรเลียมทั้งในประเทศและต่างประเทศมาขอสัมปทานปิโตรเลียมในแปลงสำรวจต่าง ๆ รวม 19 ราย (22 บริษัท) 32 คำขอ จำนวน 25 แปลงสำรวจ (13 แปลงบนบก 9 แปลงในอ่าวไทย และ 3 แปลงในอันดามัน) จากรายงานประจำปี 2549 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีบริษัทได้รับสัมปทาน ดังนี้

1. สัมปทานปิโตรเลียมที่ออกเมื่อวันที่ 15 มีนาคม 2549 (ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 24 มกราคม 2549) จำนวน 3 สัมปทาน 3 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-1 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 15 มีนาคม 2549

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
1/2549/69	G4/48	บริษัท เซฟรอน ปัตตานี จำกัด
2/2549/70	G9/48	บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท เซฟรอน ปัตตานี จำกัด
3/2549/71	G12/48	บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท โททาล อี แอนด์ พี ไทยแลนด์ จำกัด และ บริษัท ไทยเอนเนอร์จี จำกัด

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2549 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

2. สัมปทานปิโตรเลียมที่ออกเมื่อวันที่ 8 ธันวาคม 2549 (ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 14 พฤศจิกายน 2549) จำนวน 5 สัมปทาน 7 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-2 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 8 ธันวาคม 2549

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
4/2549/62	L13/48	บริษัท Apico LLC.
5/2549/73	L17/48	บริษัท JSX Energy (Thailand) Ltd.
6/2549/74	L21/48 L28/48 L29/48	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด
7/2549/75	G1/48	บริษัท Syarikat Boroc Shipping Sdn. Bhd. และ บริษัท Occidental Exploration Pte. Ltd.
8/2549/76	G10/48	บริษัท เวิร์ด ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ฮอไรสัน ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท ธนา ออยล์ แอนด์ แก๊ส (ประเทศไทย) จำกัด

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2549 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

3. สัมปทานปิโตรเลียมที่ออกเมื่อวันที่ 8 มกราคม 2550 (ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 14 พฤศจิกายน 2549) จำนวน 4 สัมปทาน 4 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-3 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 8 มกราคม 2550

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
1/2550/77	L58/48	บริษัท Pan Orient Energy Corporation
2/2550/78	G2/48	บริษัท เวิร์ด ออยล์ ออฟชอร์ จำกัด
3/2550/79	G3/48	บริษัท Northern Gulf oil (Thailand) Ltd.
4/2550/80	G6/48	บริษัท Occidental Exploration Pte. Ltd.

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2549 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

4. สัมปทานปิโตรเลียมที่ออกเมื่อวันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2550 (ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 16 มกราคม 2550) จำนวน 3 สัมปทาน 6 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-4 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 13 กุมภาพันธ์ 2550

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
5/2550/77	L25/48 L39/48	บริษัท Adani Port Infrastructure Private Ltd.
6/2550/78	G11/48	บริษัท เวิร์ด ออยล์ บางกอก จำกัด บริษัท สอโรสัน ออยล์ (สยาม) จำกัด และ บริษัท ธนา ริชชอสเซส (ประเทศไทย) จำกัด
7/2550/79	A4/48 A5/48 A6/48	บริษัท พีทีอีพี ออฟชอร์ อินเวสต์เมนต์ จำกัด

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2549 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

5. คำขอสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง จำนวน 5 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-5 คำขอสัมปทานที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง พ.ศ. 2549

แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
L1/48 L2/48 L7/48	บริษัท TIC Energy
L3/48 L9/48	บริษัท JSX Energy (Thailand) Ltd.

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2549 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

อย่างไรก็ตาม จากข้อมูลในรายงานประจำปีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2550 พบว่า คำขอสัมปทานปิโตรเลียมของบริษัท TIC Energy ในแปลงสำรวจหมายเลข L1/48, L2/48 และ L7/48 และคำขอสัมปทานของ บริษัท JSX Energy (Thailand) Ltd. ในแปลงสำรวจหมายเลข L3/48, L9/48 ไม่ได้ปรากฏอยู่ในรายการของแปลงที่ได้รับสิทธิสัมปทานและรายการของแปลงที่ยังคงอยู่ในระหว่างการพิจารณา

ในประกาศเชิญชวนบริษัทผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมให้ยื่นสัมปทานเพื่อสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม “ครั้งที่ 20” ของกระทรวงพลังงาน ก็มีลักษณะการดำเนินงานเช่นเดียวกันกับครั้งที่ 19

โดยในครั้งนี้ออกประกาศลงวันที่ 23 พฤษภาคม 2550 จำนวน 65 แปลง พื้นที่ 235,606 ตารางกิโลเมตร และประกาศดังกล่าวมีอายุ 1 ปี และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้รวบรวมคำขอสัมปทานในวันที่ 15 ของทุกเดือน

ในรอบระยะเวลา 6 เดือนแรกหลังจากการประกาศครั้งนี้ หรือระหว่างเดือนกรกฎาคมถึงธันวาคม 2550 มีผู้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมทั้งหมด 32 ราย 54 คำขอ เป็นแปลงสำรวจ 34 แปลง ซึ่งกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้พิจารณาคำขอดังกล่าว และเสนอคณะกรรมการปิโตรเลียมเพื่อพิจารณา ซึ่งได้เสนอต่อให้รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานและคณะรัฐมนตรี จากข้อมูลรายงานประจำปี 2550 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีบริษัทได้อนุมัติให้ออกสัมปทานปิโตรเลียมเป็นจำนวน 18 สัมปทาน 21 แปลงสำรวจ ดังนี้

1. สัมปทานปิโตรเลียมที่ออกเมื่อวันที่ 19 ธันวาคม 2550 (ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 22 ตุลาคม 2550 และ 11 ธันวาคม 2550) จำนวน 7 สัมปทาน 8 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-6 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 19 ธันวาคม 2550

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
9/2550/85	G5/50	บริษัท นิวคอสตอล (ประเทศไทย) จำกัด
10/2550/86	G6/50	บริษัท เซฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ปตท.สผ. โครงการไทย จำกัด และ บริษัท มิตซูย ออยล์ เอ็กซ์โพลเรชั่น จำกัด
11/2550/87	G7/50	บริษัท เซฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ปตท.สผ. โครงการไทย จำกัด บริษัท เฮสส์ เอ็กซ์โพลเรชั่น (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท มิตซูย ออยล์ เอ็กซ์โพลเรชั่น จำกัด
12/2550/87	G8/50	บริษัท ปตท.สผ. โครงการไทย จำกัด บริษัท เซฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท มิตซูย ออยล์ เอ็กซ์โพลเรชั่น จำกัด
13/2550/87	L7/50 L13/50	บริษัท Twinza Oil Limited
14/2550/87	L26/50	บริษัท Salamander Energy (E&P) Limited
15/2550/87	G4/50	บริษัท เซฟรอน ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด และ บริษัท มิตซูย ออยล์ เอ็กซ์โพลเรชั่น จำกัด

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2550 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

2. สัมปทานปิโตรเลียมที่ออกเมื่อวันที่ 21 มกราคม 2551 (ตามมติคณะรัฐมนตรีวันที่ 11 และ 18 ธันวาคม 2550) จำนวน 11 สัมปทาน 13 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-7 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่ออก ณ วันที่ 21 มกราคม 2551

สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่	แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
1/2551/92	G2/50	บริษัท เวิร์ด ออยล์ (ประเทศไทย) จำกัด
2/2551/93	G3/50	บริษัท Sita Oil Exploration House, Inc.
3/2551/94	L1/50 L2/50	บริษัท นอร์ธเทิร์น กอล์ฟ ออย (ประเทศไทย) จำกัด
4/2551/95	L15/50	บริษัท Salamander Energy (E&P) Limited
5/2551/96	L18/50	บริษัท อ่าวสยามมารีน จำกัด
6/2551/97	L19/50	บริษัท Sita Oil Exploration House, Inc.
7/2551/98	L20/50	บริษัท Carnarvon Petroleum Limited และ บริษัท Sun Resources NL
8/2551/99	L21/50	บริษัท เวิร์ด ออยล์ (รีซอสเซส) จำกัด
9/2551/100	L22/50	บริษัท Adni Welspun Exploration Limited
10/2551/101	L45/50 L46/50	บริษัท Mitra Energy Limited
11/2551/102	L16/50	บริษัท Tatex Thailand, LLC

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2550 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

3. คำขอสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิงพลังงาน จำนวน 6 แปลงสำรวจ ดังนี้

ตารางที่ 4-8 คำขอสัมปทานที่อยู่ภายใต้การพิจารณาของกรมเชื้อเพลิง พ.ศ. 2550

แปลงสำรวจหมายเลข	ผู้รับสัมปทาน
L3/50	บริษัท JSX Energy (Thailand) Ltd.
L10/50 L11/50 L17/50 L24/50 L25/50	บริษัท Kra Energy Ltd.

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2550 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

อย่างไรก็ตาม จากข้อมูลในรายงานประจำปีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2551 พบว่า คำขอสัมปทานปิโตรเลียมของบริษัท JSX Energy (Thailand) Ltd. ในแปลงสำรวจหมายเลข L3/50 ยังคงอยู่ในระหว่างการพิจารณา ขณะที่คำขอสัมปทานปิโตรเลียมของบริษัท Kra Energy Ltd. ในแปลงหมายเลข L10/50, L11/50, L17/50, L24/50 และ L25/50 ไม่อยู่ทั้งในรายการของแปลงที่ได้รับสิทธิสัมปทานและรายการของแปลงที่ยังคงอยู่ในระหว่างการพิจารณา

จากการศึกษาการประกาศเชิญชวนผู้ประกอบการด้านปิโตรเลียมให้ยื่นสัมปทานเพื่อสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งสองครั้งมีข้อสังเกตดังต่อไปนี้ ในการประกาศเชิญชวนในแต่ละครั้ง ผู้ยื่นขอสัมปทานสามารถแสดงความจำนงว่าจะยื่นขอแปลงสำรวจใดก็ได้โดยไม่ให้ทับซ้อนกับแปลงที่ผู้ประกอบการรายอื่นยื่นขอ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะรวบรวมคำขอสัมปทานทุกเดือนและส่งให้คณะกรรมการปิโตรเลียมซึ่งจะเป็นผู้ดำเนินการพิจารณา ผู้ยื่นขอก่อนจะได้รับการพิจารณาให้สัมปทานในการสำรวจก่อน เมื่อพิจารณาแล้วจึงจะส่งให้รัฐมนตรีกระทรวงพลังงานพิจารณาให้สัมปทานตามความเห็นชอบของคณะรัฐมนตรี เมื่อได้รับสัมปทานตามมติคณะรัฐมนตรีแล้วจะต้องดำเนินการสำรวจภายในระยะเวลาที่กำหนด

ในหลายกรณีจะเห็นได้ว่าผู้ประกอบการสามารถรวมกลุ่มกับผู้ประกอบการรายอื่นที่มีเงินทุน ประสบการณ์และขีดความสามารถทางธรณีวิทยา ทางเทคโนโลยีในการสำรวจและขุดเจาะ หรือมีขีดความสามารถที่แตกต่างจากตนเอง จะสังเกตได้ว่าการรวมกลุ่มกันนั้นมักจะมีบริษัทที่ร่วมงานกันอยู่แล้วรวมตัวกันเป็นกลุ่มในการยื่นขอสัมปทาน ในหลาย ๆ กรณีผู้ขอสัมปทานจะเป็นผู้ประกอบการรายใหญ่เพียงรายเดียวที่มีขีดความสามารถ เงินทุน และประสบการณ์ในการดำเนินกิจการอยู่แล้ว เช่น บริษัทในกลุ่ม ปตท. เชฟรอน และเพิร์ล ออยล์ เป็นต้น

นอกจากนี้จะเห็นได้ว่าจำนวนคำขอสัมปทานและจำนวนแปลงที่ขอสำรวจมักจะน้อยกว่าจำนวนที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ประกาศเชิญชวนไว้ ทั้งนี้เนื่องจากเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศอื่น ๆ แล้วประเทศ

ไทยถือว่าเป็นประเทศเล็กและทรัพยากรปิโตรเลียมที่น้อยกว่าประเทศผู้ส่งออกน้ำมันรายใหญ่ในระดับโลก จึงทำให้มีความเสี่ยงในการสำรวจค่อนข้างสูงและมีศักยภาพในการสำรวจพบและผลิตได้ค่อนข้างต่ำ ด้วยเหตุดังกล่าวจึงไม่สามารถดึงดูดนักลงทุน โดยเฉพาะบริษัทน้ำมันข้ามชาติให้มาลงทุนได้มากนัก

2.2 การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของไทย

รัฐบาลได้ให้สัมปทานปิโตรเลียมครั้งแรกในปี พ.ศ. 2505 แก่บริษัทยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด (ปัจจุบัน คือบริษัทเชvronประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด) แต่การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเริ่มขึ้นอย่างจริงจังตั้งแต่มีการบังคับใช้ พรบ. ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 โดยรัฐบาลไทยได้เปิดรับและให้สัมปทานสำรวจและผลิตทั้งในแหล่งบนบก อ่าวไทย และทะเลอันดามันอย่างต่อเนื่องจนกระทั่งถึงเดือนกันยายน 2553 นับเป็นจำนวน 20 ครั้ง (ในเดือนพฤษภาคม 2554 รัฐบาลได้ประกาศเปิดให้ยื่นขอสัมปทานนับเป็นครั้งที่ 21) โดยใช้วิธีการจัดสรรสิทธิในอดีตซึ่งไม่ได้แตกต่างจากในปัจจุบันมากนัก เพียงแต่ในอดีตหน้าที่ในการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นของกรมทรัพยากรธรณี (ภายใต้กระทรวงอุตสาหกรรม) คณะกรรมการปิโตรเลียมและคณะรัฐมนตรีมีบทบาทหน้าที่สำคัญในการพิจารณาและอนุมัติให้สัมปทานแก่ผู้ประกอบการ ต่อมาภายหลังจากการปฏิรูประบบราชการ ในปี 2545 รัฐบาลได้จัดตั้งกระทรวงพลังงานและได้แยกและโอนย้ายงานทางด้านปิโตรเลียมจากกรมทรัพยากรธรณีมายังกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติภายใต้กระทรวงพลังงานที่ได้ตั้งขึ้นใหม่ โดยมีหน้าที่ในการกำกับดูแลและให้สิทธิสัมปทานในการสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมแทนกรมทรัพยากรธรณีและยังคงให้คณะกรรมการปิโตรเลียมและคณะรัฐมนตรีมีอำนาจในการพิจารณาและอนุมัติสัมปทาน ในส่วนที่แล้วผู้วิจัยได้กล่าวถึงกระบวนการและขั้นตอนในการให้สัมปทานสำรวจและการผลิตปิโตรเลียมภายหลังจากการปฏิรูประบบราชการแล้ว

ตั้งแต่ปี 2514 โดยรวมแล้วรัฐได้ออกใบอนุญาตสัมปทานแล้วทั้งสิ้น 93 สัมปทาน เป็นจำนวนแปลงรวม 137 แปลง และมีสัมปทานที่ผ่านการอนุมัติแล้วแต่ยังไม่ได้ออกใบสัมปทานอีก 39 สัมปทาน เป็นจำนวน 51 แปลง ดังแสดงในตารางที่ 4-9

โดยส่วนใหญ่แล้วรัฐบาลจะเปิดสัมปทานในหลายพื้นที่พร้อมกัน และจะให้สัมปทานโดยแบ่งออกเป็นสองประเภทอันได้แก่ “สัมปทานสำรวจ” และ “สัมปทานผลิต” ตามลำดับขั้นตอน โดยสัมปทานสำรวจจะอนุญาตให้ผู้รับสัมปทานดำเนินการสำรวจคลื่นไหวสะเทือนและเจาะสำรวจปิโตรเลียม หากสำรวจและพบปิโตรเลียม จึงจะออกสัมปทานผลิตโดยอนุญาตให้ผู้รับสัมปทานดำเนินการประเมินปริมาณสำรองและเจาะหลุมพัฒนาและผลิตปิโตรเลียม ตารางที่ 4-11-4-12 แสดงจำนวนสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจและผลิต ตามลำดับ จะเห็นได้ว่า ณ กรกฎาคม 2550 สัมปทานส่วนใหญ่จะอยู่ในช่วงการสำรวจทั้งบริเวณบนบก อ่าวไทย และอันดามัน ในขณะที่สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิตจะอยู่บนบกและอ่าวไทยเท่านั้น ต่อมาในปี 2554 สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงสำรวจและผลิตรวมแล้วเพิ่มขึ้นเป็น 61 สัมปทาน 79 แปลง (ตารางที่ 4-10)

ตารางที่ 4-9 การเปิดให้ยื่นขอและการออกสัมปทานปิโตรเลียมในประเทศไทย

ครั้งที่	วันที่เปิดสัมปทาน	บริเวณที่เปิดสัมปทาน	จำนวนแปลงที่เปิดสัมปทาน	การออกสัมปทาน		จำนวนคงเหลือ	
				สัมปทาน	แปลง	สัมปทาน	แปลง
1	13 ก.ย. 2514	บนบก อ่าวไทยและทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	10	22	6	13
2	31 มี.ค. 2515	ทะเลอันดามัน	2 แปลง	2	2	-	-
3	12 มิ.ย. 2515	ทะเลอันดามัน	2 แปลง	-	-	-	-
4	14 ก.ย. 2516	บนบกและทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	-	-	-	-
5	11 ก.พ. 2517	บนบกและทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	3	3	-	-
6	24 พ.ย. 2521	บนบก	ไม่ได้กำหนด	2	7	2	2
7	26 ม.ค. 2522	อ่าวไทยและทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	1	1	-	-
8	24 มิ.ย. 2523	บนบก อ่าวไทยและทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	4	9	1	1
9	5 ก.พ. 2525	บนบก	ไม่ได้กำหนด	2	3	2	2
10	3 มิ.ย. 2526	ทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	1	1	-	-
11	10 ส.ค. 2527	บนบก อ่าวไทยและทะเลอันดามัน	ไม่ได้กำหนด	3	3	2	2
12	22 มี.ค. 2528	บนบกและอ่าวไทย	ไม่ได้กำหนด	7	8	2	2
13	26 ก.ค. 2533	บนบก อ่าวไทยและทะเลอันดามัน	104 แปลง	12	21	2	2
14	12 ต.ค. 2538	ทะเลอันดามัน	9 แปลง	1	2	-	-

ครั้งที่	วันที่เปิดสัมปทาน	บริเวณที่เปิดสัมปทาน	จำนวนแปลงที่เปิดสัมปทาน	การออกสัมปทาน		จำนวนคงเหลือ	
				สัมปทาน	แปลง	สัมปทาน	แปลง
15	23 ก.พ. 2539	บนบก และอ่าวไทย	101 แปลง	6	7	3	3
16	16 มิ.ย. 2540	ทะเลอันดามัน	7 แปลง	1	1	-	-
17	16 มี.ค. 2541	บนบกและอ่าวไทย	81 แปลง	2	2	-	-
18	11 ก.ค. 2543	บนบกและอ่าวไทย	87 แปลง	11	14	10	13
19	1 ก.ค. 2548	บนบก อ่าวไทย และทะเลอันดามัน	82 แปลง	3	3	3	3
20	23 พ.ค. 2550	บนบกและอ่าวไทย	65 แปลง	22	26	6	8
รวม				93	135	39	51

ที่มา: กฤษฎีษาพร (2553)

ตารางที่ 4-10 จำนวนสัมปทานปิโตรเลียมของไทย

	สัมปทาน	แปลง
2549	32	42
2550	38	50
2551	52	68
2552	62	80
2553	61	79
2554	61	79
บนบก	31	40
อ่าวไทย	29	36
อันดามัน	1	3

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2553 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

ตารางที่ 4-10 ได้แสดงรายละเอียดของสัมปทานปิโตรเลียมตั้งแต่ปี 2549 ซึ่งมีจำนวนเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ จนกระทั่งในปี 2554 มีสัมปทานโดยรวมทั้งสิ้น 61 สัมปทาน และมีจำนวน 79 แปลง แบ่งเป็นแปลงบนบก 40 แปลง อ่าวไทย 36 แปลง และอันดามัน 3 แปลง

ตามข้อมูลในตารางที่ 4-11 “ช่วงการสำรวจ” ณ กรกฎาคม 2550 โดยรวมแล้วมีจำนวน 40 แปลง แบ่งเป็นแปลงบนบก 19 แปลง อ่าวไทย 18 แปลง และอันดามัน 3 แปลง โดยผู้รับสัมปทานในช่วงการสำรวจจะดำเนินการสำรวจตามช่วงข้อผูกพันช่วงที่ 1, 2 และ 3 แล้วแต่กรณี โดยในแต่ละช่วงข้อผูกพัน ผู้รับสัมปทานจะต้องเสนอข้อผูกพันในด้านปริมาณเงินและ ปริมาณงานสำหรับการสำรวจปิโตรเลียมในแปลงสำรวจแต่ละแปลง โดยผู้รับสัมปทานสามารถเสนอ “ผลประโยชน์พิเศษ” เช่น การให้เงินทุนการศึกษาเงินอุดหนุน เงินให้เปล่าในการลงนามในสัมปทาน หรือเงินให้เปล่าในการผลิต นอกเหนือไปจากเงื่อนไขที่ทางราชการได้กำหนดให้เป็นผลประโยชน์พิเศษไว้เมื่อมีการประกาศยื่นคำขอสัมปทานก็ได้ ตารางที่ 4-12 แสดงรายละเอียดของสัมปทานปิโตรเลียมใน “ช่วงการผลิต” ณ กรกฎาคม 2550 โดยรวมแล้วมีจำนวน 20 แปลง แบ่งเป็นแปลงบนบก 6 แปลง และอ่าวไทย 14 แปลง โดยยังไม่ได้มีการผลิตจากแปลงในอันดามัน โดยส่วนใหญ่แล้วจะผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก

ภายหลังจากการสำรวจขุดเจาะปิโตรเลียมแล้วพบว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วคิดเป็นปริมาณเทียบเท่าน้ำมันดิบ รวมทั้งสิ้น 2,477 ล้านบาร์เรล โดยแบ่งออกเป็นน้ำมันดิบ 195 ล้านบาร์เรล ก๊าซธรรมชาติ 11,697 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และก๊าซธรรมชาติเหลว 266 ล้านบาร์เรล จะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้วสูงถึง 82% ของปริมาณสำรองปิโตรเลียมทั้งหมด ในขณะที่ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วมีสัดส่วนเพียง 10% และ 8% ตามลำดับ ดังรายละเอียดในตารางที่ 4-13

ตารางที่ 4-11 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ ณ กรกฎาคม 2550

แปลงสัมปทาน	ผู้ดำเนินการ	ระยะเวลา	การดำเนินงาน
บนบก			
L21/43	บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด [CNPCHK (Thailand) Limited]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 2 (แหล่งหนองสระ และบึงหญ้าตะวันตก มีการผลิตน้ำมันดิบ 50 บาร์เรล/วัน)
L22/43	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด [PTTEP International Limited]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.52	
L33/43	บริษัท แพนโอเรียนท์รีซอร์สเซส (ประเทศไทย) จำกัด [Pan Orient Resources (Thailand) Limited]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.52	
L44/43	บริษัท แพนโอเรียนท์รีซอร์สเซส (ประเทศไทย) จำกัด [Pan Orient Resources (Thailand) Limited]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.52	
L15/43 L27/43	บริษัท อพิโก (โคราช) จำกัด [Apico (Korat) Limited]	25 ก.ย.49 - 24 ก.ย.52	
L10/43 L11/43	บริษัท สยาม โมเอโกะ จำกัด [Siam Moeco Co., Ltd.]	22 ม.ค.50 - 21 ม.ค.53	
L53/43 L54/43	บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด [PTTEP (Thailand) Limited.]	22 ม.ค.50 - 21 ม.ค.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
L13/48	บริษัท อพิโก แอลแอลซี [Apico LLC]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	
L17/48	บริษัท เจเอสเอ็กซ์เอ็นเนอร์ยี (ประเทศไทย) จำกัด [JSX Energy (Thailand) Ltd.]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	
L21/48 L28/48 L29/48	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด [PTTEP Siam Ltd.]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	
L53/48	บริษัท แพนโอเรียนท์เอ็นเนอร์ยี (สยาม) ลิมิเต็ด [Pan Orient Energy (Siam) Ltd.]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	
L39/48	บริษัท Adani Port Infrastructure Private Limited	20 เม.ย.50 - 19 เม.ย.53	

แปลงสัมปทาน	ผู้ดำเนินการ	ระยะเวลา	การดำเนินงาน
	[Adani Port Infrastructure Private Limited]		
L3/48 L9/48	บริษัท เจเอสเอ็กซ์เอ็นเนอร์จี้ (ประเทศไทย) จำกัด [JSX Energy (Thailand) Ltd.]	20 เม.ย.50 - 19 เม.ย.53	
อ่าวไทย			
5, 6	บริษัท Thailand Blocks 5 & 6 LLC [Thailand Blocks 5 & 6 LLC]	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อน ไทย-กัมพูชา)
7, 8, 9	บริษัท บริติช แกส เอเชีย อิงค์ [British Gas Asia Inc.]	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อน ไทย)
10*,11*	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด [Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.]	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อน ไทย)
13* และพื้นที่ 12(A)*,12(B)*	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด [Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.]	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อน ไทย-กัมพูชา)
พื้นที่14A, 15A*, 16A*	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) [PTT Exploration and Production Public Company Limited]	27 ก.พ.49 - 26 ก.พ.53	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 3
G4/43	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด [Chevron Offshore (Thailand) Ltd.]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 2
G5/43	บริษัท นิวคอสตอล (ประเทศไทย) จำกัด [NuCoastal (Thailand) Limited]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 2
G9/43	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด [PTTEP International Limited]	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อน ไทย-กัมพูชา)
พื้นที่ 9A*	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด [Chevron Offshore (Thailand) Ltd.,]	17 ก.ค.49 - 16 ก.ค.54	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 2 (แหล่งราชพฤกษ์มีการผลิต - ก๊าซธรรมชาติ 8.57 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน - น้ำมันดิบ 2,313 บาร์เรล/วัน)
G4/48	บริษัท เชฟรอน ปัตตานี จำกัด [Chevron Pattani, Ltd.]	15 มี.ค.49 - 14 มี.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1

แปลงสัมปทาน	ผู้ดำเนินการ	ระยะเวลา	การดำเนินงาน
G9/48	บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด [PTTEP (Thailand) Limited]	15 มี.ค.49 - 14 มี.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G12/48	บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด [PTTEP (Thailand) Limited]	15 มี.ค.49 - 14 มี.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G1/48	บริษัท เพิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด [Pearl Oil (Amata) Limited]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G10/48	บริษัท เพิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด [Pearl Oil (Thailand) Ltd.]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G2/48	บริษัท เพิร์ล ออย ออฟชอร์ จำกัด [Pearl Oil Offshore Limited]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G3/48	บริษัท เพิร์ล ออย (อ่าวไทย) จำกัด [Pearl Oil (Aoa Thai) Limited]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G6/48	บริษัท เพิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด [Pearl Oil (Amata) Limited]	8 ธ.ค.49 - 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
G11/48	บริษัท เพิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด [Pearl Oil (Amata) Limited]	13 ก.พ.50 - 12 ก.พ.53	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1
อันดามัน			
A4/48 A5/48 A6/48	บริษัท พีทีทีอีพี ออฟชอร์ อินเวสท์เมนต์ จำกัด [PTTEP Offshore Investment Company Limited]	13 ก.พ.50 - 12 ก.พ.53	ช่วงขุดค้นช่วงที่ 1

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ: *ไม่นับเป็นแปลงเนื่องจากรวมอยู่ในพื้นที่แปลงสำรวจหมายเลข 9,10,11,15 และ 16 อยู่แล้ว

ตารางที่ 4-12 รายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิต ณ กรกฎาคม 2550

แปลง	ผู้ดำเนินการ	แหล่ง	ประเภท	อัตราผลิต/วัน
บนบก				
E5 (น้ำพอง)	บริษัท เอ็กซอนโมบิล เอ็กซโพลเรชั่น แอนด์ โพรดักชั่น โคราช อิงค์ [ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.]	น้ำพอง	ก๊าซธรรมชาติ	25 ล้าน ลบ.ฟุต
E5 (นอกน้ำพอง)	บริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด [Hess (Thailand) Limited]	ภู่ออม	ก๊าซธรรมชาติ	103 ล้าน ลบ.ฟุต
EU1	บริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด [Hess (Thailand) Limited]	ภู่ออม	ก๊าซธรรมชาติ	
S1	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด [PTTEP Siam Ltd.]	สิริกิติ์, ทับแรด, หนองมะขาม, ประดู่เต่า, หนองคูม, วัดแดน, ปรีอกระเทียม	ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ	87 ล้าน ลบ.ฟุต 20,105 บาร์เรล
NC	บริษัท ซิโน-ยูเอส ปิโตรเลียม อิงค์ [Sino-U.S. Petroleum Inc.]	บึงหญ้า, บึงม่วง, หนองสระ	น้ำมันดิบ	943 บาร์เรล
PTTEP	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด [PTTEP International Limited]	กำแพงแสน, อุ้มทอง, สังฆจาย	น้ำมันดิบ	530 บาร์เรล
SW1	บริษัท แพน โอเรียนท์เอ็นเนอร์ยี (ไทยแลนด์) ลิมิเต็ด [Pan Orient Energy (Thailand) Limited]	วิเชียรบุรี, ศรีเทพ, นาสุ่น	น้ำมันดิบ	1,151 บาร์เรล
อ่าวไทย				
10, 11, 12, 13	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด [Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.]	เอราวัณ, บรรพต, สตูล, ปลาทอง, ปลาแดง, ฟูนาน, โกมิน, จักรवाल, ปลาหมึก, ตราด, สุราษฎร์, ยะลา	ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว น้ำมันดิบ	1,183.56 ล้าน ลบ.ฟุต 36,080 บาร์เรล 39,879 บาร์เรล

แปลง	ผู้ดำเนินการ	แหล่ง	ประเภท	อัตราผลิต/วัน
พื้นที่ 10A*, 11A*				
15, 16, 17	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิต ปิโตรเลียม จำกัด [PTT Exploration and Production Public Company Limited]	บงกช	ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว	660. ล้าน ลบ.ฟุต 17,802 บาร์เรล
B5/27	บริษัท เพิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด [Pearl Oil (Thailand) Ltd.]	จัสมิน	น้ำมันดิบ	7,532 บาร์เรล
B6/27	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด [PTTEP Siam Ltd]	นางนวล	น้ำมันดิบ	2,242 บาร์เรล
B12/27	บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด [Chevron Thailand Exploration and Production, Ltd.]	ไพลิน	ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว	499.83 ล้าน ลบ.ฟุต 21,116 บาร์เรล
	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์(ประเทศไทย) จำกัด [Chevron Offshore (Thailand) Ltd.]	ทานตะวัน, เบญจมาศ, มะลิวัลย์, จามจุรี, ชบา	ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ	216.09 ล้าน ลบ.ฟุต 43,762 บาร์เรล
B8/38	บริษัท โซโค เอ็กซ์พลอเรชั่น(ประเทศไทย) จำกัด [Soco Exploration (Thailand) Co., Ltd.]	บัวหลวง	เตรียมการผลิต	
B11/38	บริษัท เพิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด [Pearl Oil (Thailand) Ltd.]	ช้างแดง	เตรียมการผลิต	
B13/38	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด [PTTEP International Limited]	พิบูล	เตรียมการผลิต	

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

ตารางที่ 4-13 ปริมาณสำรวจปิโตรเลียม ณ เมษายน 2551 จำแนกตามประเภทปิโตรเลียม

	Proved Reserves (P1)	Probable Reserves (P2)	Possible Reserves (P3)
ก๊าซธรรมชาติ (พื้นผิวน้ำมัน)	11,697	10,638	8,321
- กลุ่มเซฟรอน	5,514 (47.1%)	6,274 (59.0%)	1,161(14.0%)
- กลุ่ม ปตท.	3,558 (30.4%)	2,633 (24.8%)	4,036(48.5%)
- เฮสส์	2,545 (21.7%)	1,700 (16.0%)	3,110(37.3%)
- อื่น ๆ	80 (0.7%)	31 (0.3%)	13.5(0.16%)
ก๊าซธรรมชาติเหลว (ล้านบาร์เรล)	266	293	161
- กลุ่มเซฟรอน	179.1 (67.3%)	222.0 (75.7%)	38.23(23.8%)
- กลุ่ม ปตท.	61.5 (23.1%)	54.2 (18.5%)	80.6(50.1%)
- เฮสส์	25.4 (9.5%)	16.8 (5.8%)	42.0(26.1%)
- อื่น ๆ	0.2 (0.07%)	0.2 (0.07%)	0.11(0.07%)
น้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	195	117	44
- กลุ่มเซฟรอน	130.4 (67.0%)	88.1 (75.1%)	16.2(37.2%)
- กลุ่ม ปตท.	45.6 (23.4%)	13.5 (11.5%)	8.6(19.7%)
- เฮสส์	10.4 (5.3%)	11.8 (10.1%)	10.3(23.7%)
- อื่น ๆ	8.3 (4.3%)	4.0 (3.4%)	8.5(19.3%)
กิตเทียบเท่า้ำมันดิบ (ล้านบาร์เรล)	2,477	2,239	1,642
- กลุ่มเซฟรอน	1,255(50.7%)	1,384(61.8%)	254(15.4%)
- กลุ่ม ปตท.	722(29.2%)	522(23.3%)	786(47.9%)
- กลุ่มเฮสส์	467(18.9%)	312(13.9%)	581(35.4%)
- อื่น ๆ	32.8(1.3%)	21.4(1.0%)	21.3(1.3%)

ที่มา: กฤติยาพร (2553) และกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

หมายเหตุ: ตัวเลขในวงเล็บแสดงสัดส่วนปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves: P1) น่าจะพบ (Probable Reserves: P2) และอาจจะพบ (Possible Reserves: P3) ของเครือข่ายต่าง ๆ

จากตารางที่ 4-13 พบว่าในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีลักษณะการกระจุกตัวสูงมาก การดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยกระจุกตัวอยู่ที่กลุ่มผู้ประกอบการสามกลุ่มใหญ่ ๆ อันได้แก่ผู้ประกอบการในกลุ่มเซฟรอน ปตท. และเฮสส์ โดยผู้ประกอบการทั้งสามกลุ่มนี้ถือปริมาณสำรวจ

ปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วรวมกันแล้วสูงกว่า 99% โดยเฉพาะในก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว สำหรับน้ำมันดิบพบว่าอัตราการกระจุกตัวสูงกว่า 90%

เมื่อพิจารณารายประเภทปิโตรเลียมแล้วพบว่า กลุ่มเซฟรอนมีสัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วในสัดส่วนที่สูงที่สุดเมื่อเปรียบเทียบกับกลุ่มอื่น โดยมีสัดส่วนอยู่ที่ 47.1%, 67.3% และ 67% ตามลำดับ ตามมาด้วยกลุ่มปตท. ซึ่งมีสัดส่วนน้อยกว่าอยู่ที่ 30.4%, 23.1% และ 23.4% ตามลำดับ และเฮสส์ มีสัดส่วนปริมาณก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลวและน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วน้อยที่สุดอยู่ที่ 21.7% 9.5% และ 5.3% ตามลำดับ เป็นที่น่าสังเกตว่ามีบริษัทอีกกลุ่มหนึ่งที่เข้ามามีบทบาทในกิจการสำรวจและผลิตน้ำมันดิบโดยมีปริมาณน้ำมันดิบที่พิสูจน์แล้วเป็นอันดับสามรองจากกลุ่มเซฟรอนและกลุ่มปตท. อันได้แก่บริษัท เวิร์ด ออย จำกัด

เมื่อพิจารณาเฉพาะกลุ่มบริษัทที่มีปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่พิสูจน์แล้วในสามอันดับแรก ตารางที่ 4-14-4-16 (รายละเอียดสัมปทานสามารถดูได้ในภาคผนวกที่ 2) แสดงรายละเอียดของบริษัทในกลุ่มเหล่านี้ ซึ่งเป็นบริษัทที่ได้รับสัมปทานสำรวจและผลิต และดำเนินการผลิตอยู่ ณ วันที่ 1 เดือนมกราคม 2554 อันได้แก่กลุ่มเซฟรอน กลุ่ม ปตท. บริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด และกลุ่มเวิร์ด ออยล์ ตามลำดับ จะเห็นได้ว่ากลุ่มเซฟรอนและกลุ่ม ปตท. เป็นกลุ่มที่ได้รับสัมปทานผลิตมากที่สุดทั้งบนบกและในทะเลและสามารถผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบได้เป็นจำนวนมาก

นอกจากนี้ จะเห็นได้ว่าลักษณะการลงทุนของบริษัทในกลุ่มเซฟรอนและกลุ่ม ปตท. เป็นบริษัทที่ดำเนินธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยร่วมลงทุนกับบริษัทอื่น ๆ ในกลุ่มของตนเองและหลายกรณีได้ตกลงร่วมลงทุนกับบริษัทในกลุ่มอื่น ๆ ด้วยโดยเฉพาะในแปลงและแหล่งที่มีขนาดใหญ่ที่ต้องใช้เงินทุนจำนวนมากและเทคโนโลยีขั้นสูงในการสำรวจและผลิต ดังนั้นจะเห็นได้ว่าบริษัทที่ได้รับสัมปทานสำรวจและผลิตจะกระจุกตัวอยู่ที่ บริษัท ปตท. สผ. จำกัด บริษัท ปตท. สผ. อินเตอร์เนชันแนล จำกัด บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด บริษัท เซฟรอน ประเทศไทย สำรวจและผลิต จำกัด และบริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด

กลุ่มเวิร์ด ออย เป็นกลุ่มบริษัทอีกกลุ่มหนึ่งที่ได้เริ่มเข้ามามีบทบาทสำคัญโดยบริษัท เวิร์ด ออย (ประเทศไทย) ได้รับสัมปทานผลิตสองแปลง และบริษัท เวิร์ด ออย (อมตะ) จำกัด บริษัท เวิร์ด ออย ออฟชอร์ จำกัด และบริษัทเวิร์ด ออย (อ่าวไทย) ได้รับสัมปทานสำรวจอยู่ในขณะนี้ โดยได้สัมปทานสำรวจทั้งสิ้น 6 แปลง

ตารางที่ 4-14 รายละเอียดสัมปทานของกลุ่มเชฟรอน

รายละเอียดสัมปทาน		ผู้ดำเนินการ	Project Interest	ประเภท	ปริมาณการผลิตต่อวัน	ที่ตั้ง
แปลง	แหล่ง					
สัมปทานผลิต						
10, 11, 12, 13 พื้นที่ 10A*, 11A*	เอราวัณ, บรรพต, สตูล, ปลาทอง, ปลาแดง, ฟูนาน, โกมิน, จักรवाल , ปลาหมึก, ตราด, สุราษฎร์, ยะลา	บริษัท เชฟรอนประเทศไทย สำรวจและผลิต จำกัด	Contract 1 Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.* 80% MOECO 20% <hr/> Contract 2 Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.* 70% ▪ MOECO 30% <hr/> Contract 3 ▪ Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.* 71.25% ▪ MOECO 23.75% ▪ PTT Exploration and Production plc. 5% <hr/> Contract 5 ▪ Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.* 60% ▪ MOECO 40%	ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว น้ำมันดิบ	1,183.56 ล้าน ลบ.ฟุต 36,080 บาร์เรล 39,879 บาร์เรล	อ่าวไทย
แปลง B8/32, แปลง 9A	แหล่งทานตะวัน แหล่งเบญจมาศ แหล่งมะลิวัลย์ แหล่งจามจุรี และ แหล่งชบา	บริษัท เชฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด	PTTEP 25.00% MOECO 16.71% Palang Sophon 2% Kris Energy 4.63% Chevron Offshore (Thailand) Ltd. 51.66% <hr/> Tantawan Area Chevron Offshore (Thailand) Ltd. 44.34146% Orange Energy Limited 46.34147%	ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ	8.57 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน 2,313 บาร์เรล/วัน	-

รายละเอียดสัมปทาน		ผู้ดำเนินการ	Project Interest	ประเภท	ปริมาณการผลิตต่อวัน	ที่ตั้ง
แปลง	แหล่ง					
			Chevron Block B8/32 (Thailand) Ltd. 7.31707% Palang Sophon			
สัมปทานสำรวจ						
G4/43		Chevron Offshore	Chevron Offshore (Thailand) Ltd. 51% ▪ PTTEP International Ltd. 21.375% ▪ MOECO 21.25% ▪ Palang Sophon International Ltd. 6.375%	-	-	-
G4/48		บริษัท เชฟรอน ปัตตานี จำกัด	▪ PTTEP (Thailand) Ltd.* 80% ▪ Chevron Pattani Ltd. 16% ▪ MOECO 4%	-	-	-
5, 6		บริษัท Thailand Blocks 5 & 6 LLC	Idemitsu Oil & Gas Co., Ltd. 50% Mitsui Oil Exploration Co., Ltd. (MOECO) 20% Chevron Thailand Exploration & Production, Ltd. (Chevron) 20% Chevron Blocks 5 and 6 LLC (Chevron) (operator) 10%	-	-	หยุดการดำเนินงาน (อยู่ในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)
10*,11*		บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด	-	-	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)
13* และพื้นที่ 12(A)*,12(B)*		บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต จำกัด	-	-	-	หยุดการดำเนินงาน(อยู่ในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)

ตารางที่ 4-15 รายละเอียดสัมปทานของกลุ่ม ปตท.

รายละเอียดสัมปทาน		ผู้ดำเนินการ	ผู้ถือหุ้น	Project Interest	ประเภท	ปริมาณการผลิต ต่อวัน	ที่ตั้ง
แปลง	แหล่ง						
สัมปทานผลิต							
บี 6/27	นางนวล	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (ปตท.สผ.ส.)	ปตท.สผ. 51% PTTEPO 49%	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด 60% JX Nippon Oil & Gas Exploration Corporation 40%	น้ำมันดิบ	2,242 บาร์เรล	(อ่าวไทย)
PTTEP 1	กำแพงแสน, อุทอง, สังขจาย	บริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.)	ปตท.สผ. 100%	บริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่น แนล จำกัด 100%	น้ำมันดิบ	530 บาร์เรล	(อ่าวไทย)
S1	สิริกิติ์, ทับแรด, หนองมะขาม, ประ คูเต่า, หนองดุม, วัดแตง, ปรีอ กระเทียม	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (ปตท.สผ.ส.)	ปตท.สผ. 51% PTTEPO 49%	บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด 75% บริษัท ปตท.สำรวจและผลิต ปิโตรเลียม จำกัด 25%	ก๊าซธรรมชาติ, น้ำมันดิบ	87 ล้าน ลบ.ฟุต 20,105 บาร์เรล	จังหวัดสุโขทัย พิจิตร โลก และ กำแพงเพชร
15, 16, 17	บงกช	บริษัท ปตท.สำรวจและผลิต ปิโตรเลียม จำกัด	-	-	ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว	660. ล้าน ลบ.ฟุต 17,802 บาร์เรล	อ่าวไทย
B13/38	พิกุล	บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์ เนชั่นแนล จำกัด	ปตท.สผ. 100%		เตรียมการผลิต		อ่าวไทย
สัมปทานสำรวจ							
G9/43 (อ่าวไทย)		บริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	ปตท.สผ. 100%	(ปตท.สผ.อ.) 100%	ก๊าซธรรมชาติ และ คอนเดนเสท	-	(หยุดการดำเนินงาน(อยู่ใน พื้นที่ทับซ้อน ไทย-กัมพูชา)
14A, 15A*, 16A*		บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	-	PTTEP 80% Chevron Thailand Exploration and Production., Ltd. (CTEP) 16% MOECO Thailand 4%	น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และ คอนเดนเสท	-	ในอ่าวไทย ห่างจากฝั่งจังหวัด สงขลาประมาณ 230 กิโลเมตร และทางด้านทิศ ตะวันตกติดกับแปลง สัมปทานบงกช

รายละเอียดสัมปทาน		ผู้ดำเนินการ	ผู้ถือหุ้น	Project Interest	ประเภท	ปริมาณการผลิต ต่อวัน	ที่ตั้ง
แปลง	แหล่ง						
G9/48		บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	-	PTTEP I 80% Chevron Thailand Exploration and Production., Ltd. (CTEP) 16% MOECO Thailand 4%	น้ำมันดิบ, ก๊าซธรรมชาติ และ คอนเดนเสท	-	
A4/48, A5/48, A6/48		บริษัท พีทีทีอีพี ออฟชอร์ อินเวสต์เมนต์ จำกัด [PTTEP Offshore Investment Company Limited]	ปตท.สผ. 75% ปตท.สผ.อ. 25%	-	ก๊าซธรรมชาติ	-	อยู่ในทะเลอันดามัน ทางฝั่งตะวันตกของประเทศไทย
L21/48, L28/48, L29/48		บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (ปตท.สผ.ส.)	ปตท.สผ. 51% PTTEPO 49%	บริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด (ปตท.สผ.อ.)70% Resourceful Petroleum (Thailand) Limited (RPL)30%	ก๊าซธรรมชาติ	-	จังหวัดขอนแก่นและจังหวัดชัยภูมิในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย
L22/43		บริษัท ปตท.สผ.อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	ปตท.สผ. 100%	ปตท.สผ.อ. 100%	น้ำมันดิบ	-	จังหวัดพิจิตร และพิจิตร
L53/43 , L54/43		บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด	ปตท.สผ.อ. 100%	-	-	-	บนบก
G12/48		บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด	ปตท.สผ.อ. 100%	-	-	-	อ่าวไทย

ตารางที่ 4-16 รายละเอียดสัมปทานของบริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด

รายละเอียดสัมปทาน		ผู้ดำเนินการ	Project Interest	ประเภท	ผลิตต่อวัน
แปลง	แหล่ง				
สัมปทานผลิต					
แปลง E5 North (นอกน้ำพอง)	กูฮ่อม	บริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) จำกัด	PTTEP Siam Limited (PTTEPS) 20% Hess (Thailand) Ltd. 35% Apico 35%, ExxonMobil 10%	ก๊าซธรรมชาติ	103 ล้าน ลบ.ฟุต

ตารางที่ 4-17 รายละเอียดสัมปทานของกลุ่มเฟิร์ล ออย

รายละเอียดสัมปทาน		ผู้ดำเนินการ	ประเภท	ผลิตต่อวัน
แปลง	แหล่ง			
สัมปทานผลิต				
B5/27	จัสมิน	บริษัท เฟิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด	น้ำมันดิบ	7,532 บาร์เรล
B11/38	ช้างแดง	บริษัท เฟิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด	เตรียมการผลิต	
สัมปทานสำรวจ				
G1/48		บริษัท เฟิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด	-	
G2/48		บริษัท เฟิร์ล ออย ออฟชอร์ จำกัด	-	
G3/48		บริษัท เฟิร์ล ออย (อ่าวไทย) จำกัด	-	
G6/48		บริษัท เฟิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด	-	
G11/48		บริษัท เฟิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด	-	
G10/48		บริษัท เฟิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด	-	

งานศึกษาของกฤติยาพร (2553) ยังพบว่าการผลิตปิโตรเลียมของไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องนับจากปี พ.ศ. 2519 – 2552 โดยการผลิตเพิ่มขึ้นในระยะสิบปีให้หลังอันเนื่องมาจากการผลิตอย่างต่อเนื่องจากแหล่งบนบก เมื่อพิจารณาในระหว่างปี 2548-2553 แล้วพบว่าโดยเฉลี่ยแล้วประเทศไทยผลิตก๊าซธรรมชาติ 2,860 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ก๊าซธรรมชาติเหลว 88,632 บาร์เรลต่อวัน และน้ำมันดิบ 152,800 บาร์เรลต่อวัน หรือเทียบเป็นการผลิตเฉลี่ยเท่ากับ 983,909 บาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน ดังรายละเอียดในตารางที่ 4-18

ในตารางที่ 4-19 แสดงปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของไทยจากแหล่งผลิตในประเทศ และแหล่งผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย ในปี 2553 ซึ่งจะเห็นว่าสำหรับแหล่งผลิตภายในประเทศมีผลผลิตที่ได้เป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และน้ำมันดิบเป็นหลัก ในขณะที่ปิโตรเลียมที่ได้จากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย จะอยู่ในรูปของก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ขณะที่ในตารางที่ 4-20 แสดงข้อมูลการผลิตปิโตรเลียมของไทยแยกตามแปลงสัมปทาน

ตารางที่ 4-18 การผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยระหว่างปี 2529-2552

พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน	ก๊าซธรรมชาติเหลว บาร์เรลต่อวัน	น้ำมันดิบ บาร์เรลต่อวัน	เทียบเท่าน้ำมันดิบ บาร์เรลต่อวัน
2529	350	14,265	20,039	94,054
2530	489	15,185	16,733	115,827
2531	580	17,919	19,181	136,632
2532	579	18,441	21,351	139,103
2533	631	19,270	23,968	151,542
2534	782	21,753	24,503	180,670
2535	834	26,530	26,317	195,898
2536	939	28,778	24,940	214,878
2537	1,038	30,615	26,553	235,428
2538	1,099	29,964	23,763	242,684
2539	1,270	35,639	26,419	280,324
2540	1,564	44,800	27,463	340,975
2541	1,698	46,341	29,420	368,052
2542	1,860	49,631	34,006	403,709
2543	1,953	52,220	57,937	474,816
2544	1,900	51,847	61,914	526,936
2545	1,986	53,724	75,567	578,398
2546	2,077	62,663	96,322	635,187
2547	2,158	68,204	85,516	650,524
2548	2,292	69,487	113,890	726,281
2549	2,353	75,250	128,950	759,314
2550	2,515	78,845	134,563	802,903
2551	2,778	84,893	143,935	850,040
2552	2,990	83,900	154,041	892,030
2553	2,860	88,632	152,800	983,909
เฉลี่ย 2548-53	2,631	80,168	138,030	835,746

ที่มา: กฤติยาพร (2553) และรายงานประจำปีของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

ตารางที่ 4-19 การผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยจำแนกตามแหล่งผลิต มกราคม-กรกฎาคม 2553

เดือน	ก๊าซธรรมชาติ (ล้านลบ.ฟุตต่อวัน)	ก๊าซธรรมชาติเหลว (บาร์เรลต่อวัน)	น้ำมันดิบ (บาร์เรลต่อวัน)	รวม (บาร์เรลต่อวัน)
แหล่งในประเทศ				
มกราคม	2,750	82,844.65	147,002.45	719,643
กุมภาพันธ์	2,730	82,263.25	152,382.54	720,880
มีนาคม	3,015	93,641.90	155,700.39	786,337
เมษายน	2,679	85,001.20	150,417.67	712,569
พฤษภาคม	2,770	87,957.68	156,837.94	738,154
มิถุนายน	2,958	91,123.97	164,489.13	782,455
กรกฎาคม	2,890	91,808.16	161,978.58	768,518
สิงหาคม	2,884	88,739.68	160,770.03	763,172
กันยายน	2,891	88,811.50	158,299.57	762,020
ตุลาคม	2,921	92,011.06	142,398.68	754,662
พฤศจิกายน	2,933	89,574.93	141,896.27	753,861
ธันวาคม	2,891	89,254.03	132,183.39	736,347
เฉลี่ย	2,859	88,586.00	152,029.72	749,885
พื้นที่พัฒนาร่วม ไทย-มาเลเซีย				
มกราคม	444	4,186	-	81,314
กุมภาพันธ์	537	6,072	-	99,159
มีนาคม	619	7,476	-	114,775
เมษายน	698	8,954	-	129,954
พฤษภาคม	688	8,356	-	127,588
มิถุนายน	709	8,929	-	131,803
กรกฎาคม	541	6,722	-	100,479
เฉลี่ย	605	6,957	-	112,153
เฉลี่ยรวม	3,434	94,749	155,668	838,777

ที่มา: กฤติยาพร (2553) และรายงานประจำปีของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

ตารางที่ 4-20 การผลิตปิโตรเลียมของไทยจำแนกตามแหล่งผลิตในปี 2553

แหล่ง	ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟุต/วัน)	ก๊าซธรรมชาติเหลว (บาร์เรล/ วัน)	น้ำมันดิบ (บาร์เรล/วัน)
ในทะเลอ่าวไทย			
Erawan	254.93	11,180.02	-
Baanpot	70.04	3,789.42	-
South Satun	8.48	169.98	-
Satun	81.52	2,729.76	-
Pladang	-	-	-
Trat	40.17	1,566.92	-
Platong	2.01	1.25	27.09
Kaphong	35.65	-	5,040.89
Surat	32.41	-	2,789.46
Plamuk	64.35	-	16,536.29
YongThong	5.85	-	1,907.85
N.Kung	0.24	-	228.99
Funan	92.10	5,171.39	-
Jakrawan	36.78	1,517.41	-
West Jakrawan	70.28	47.45	-
Gomin	46.75	320.43	-
South Gomin	37.51	2,198.02	-
Pailin	210.27	10,408.95	-
Yala	94.61	-	12,604.34
North Pailin	219.50	12,026.00	-
Bongkot	596.25	19,568.44	-
North Arthit	107.39	2,321.83	-
Arthit	393.62	15,185.74	-
Tantawan	26.60	-	3,860.26
Rajapreuk	4.28	-	3,647.42
Benchamas	75.17	-	24,943.70
Maliwan	72.98	-	2,890.04
North Benchamas	1.12	-	1,721.03
North Jamjuree	0.41	-	285.47
Chaba	7.20	-	3,739.11
Lanta	3.60	-	7,019.53
Jasmine	-	-	13,868.16
Banyen	-	-	3,890.93
Bualuang	-	-	8,326.75
Songkhla	-	-	7,925.75
รวม	2,692.08	88,203.00	121,253.07

แหล่ง	ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟุต/วัน)	ก๊าซธรรมชาติเหลว (บาร์เรล/ วัน)	น้ำมันดิบ (บาร์เรล/วัน)
บนบก			
Sirikit	62.98	-	21,654.98
Nam Phong	18.09	-	-
Phu Hom	87.26	429.03	-
Kampangsaen	-	-	19.07
U-Thong	-	-	252.83
Sangkrajai	-	-	202.20
Bung Kratiem	-	-	1.12
Bung Ya	-	-	609.72
Bung Muang	-	-	136.10
Bung Ya West	-	-	135.55
Bung Muang West	-	-	175.64
Bung Ya North	-	-	430.30
Wichienburi	-	-	105.29
Na Sanun	-	-	208.40
Srithep	-	-	8.39
Na Sanun East+Borang North	-	-	6,496.67
L33	-	-	119.20
L53-A	-	-	66.54
Arunotai	-	-	20.02
Burapa	-	-	249.59
รวม	168.33	429.03	30,891.59
รวมทั้งหมด	2,860.42	88,632.03	152,004.94

ที่มา: รายงานประจำปี 2553 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

2.3 พื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (Malaysia –Thailand Joint Development Area)

นอกจากการให้สัมปทานในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ของประเทศไทย ประเทศไทยยังได้ร่วมจัดตั้งองค์กรร่วมไทย – มาเลเซีย (Malaysia –Thailand Joint Authority) ในปี 2533 ตามพระราชบัญญัติองค์กรร่วมไทย – มาเลเซีย พ.ศ. 2533 เพื่อสรรวมสิทธิแทนรัฐบาลทั้งสองประเทศในการสำรวจและแสวงหาผลประโยชน์จากทรัพยากรปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย (Joint development areas) ซึ่งเป็นบริเวณที่ไทยและมาเลเซียอ้างสิทธิในไหล่ทวีปทับซ้อนกันในบริเวณอ่าวไทยตอนล่าง ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 7,250 ตารางกิโลเมตร โดยในการสำรวจและแสวงหาผลประโยชน์ในพื้นที่ดังกล่าวใช้หลักแบ่งปันผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายเท่า ๆ กัน

องค์กรร่วมไทย – มาเลเซีย มีฐานะเป็นนิติบุคคล มีอำนาจทำสัญญา ได้มา รับซื้อ รับเอา ถือเอา ประโยชน์ซึ่งสงวนทรัพย์สินและอสังหาริมทรัพย์ทุกรูปแบบ ยกเว้นการถือกรรมสิทธิ์ในที่ดิน และมีอำนาจ

โคโนสิททิ มอบ คีน ก่อให้เกิดภาวะติดพัน จำนวน มอบช่วงโอนหรือจำหน่ายโดยวิธีอื่นใด หรือจัดการเกี่ยวกับสังหาริมทรัพย์และอสังหาริมทรัพย์ใดๆ หรือประโยชน์ใดๆ ในทรัพย์สินดังกล่าวซึ่งเป็นขององค์กรร่วม ทั้งนี้ตามข้อกำหนดที่องค์กรร่วมเห็นสมควร

รัฐบาลไทยและมาเลเซียได้แต่งตั้งประธานองค์กรร่วมฯ และสมาชิกร่วมฯ ฝ่ายละ 7 คน เพื่อทำหน้าที่กำกับดูแลการทำงานขององค์กรร่วมฯ รวมเป็น 14 คน สำหรับฝ่ายไทยสมาชิกชุดแรกประกอบด้วย ม.ร.ว.เกษมสโมสร เกษมศรี เป็นประธานองค์กรร่วมฯ ปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม อธิบดีกรมทรัพยากรธรณี อธิบดีกรมสนธิสัญญาและกฎหมาย เลขานุการคณะกรรมการกฤษฎีกา ผู้บัญชาการทหารเรือ อธิบดีกรมบัญชีกลาง เป็นสมาชิกองค์กรร่วมฯ โดยมีวาระการดำรงตำแหน่ง 3 ปี โดยหลังจากที่มีการพระราชบัญญัติปรับปรุง กระทรวง ทบวง กรม พ.ศ. 2545 ได้มีพระราชกฤษฎีกาแก้ไขบทบัญญัติให้สอดคล้องกับการโอนอำนาจหน้าที่ของส่วนราชการ โดยได้เปลี่ยนจากปลัดกระทรวงอุตสาหกรรม เป็นปลัดกระทรวงพลังงาน

2.3.1 การสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วม

ภารกิจหลักขององค์กรร่วมฯ คือ การเจรจาเพื่อตกลงในร่างสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract) ภายใต้พระราชบัญญัติองค์กรร่วมไทย – มาเลเซีย พ.ศ. 2533 เพื่อให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมกับผู้ประกอบการ โดยบริษัทผู้ได้รับสิทธิตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตแต่ละกลุ่ม จะดำเนินการทำสัญญาดำเนินการร่วมซึ่งเรียกว่า Joint Operating Agreement (JOA) เพื่อตั้งบริษัทร่วมดำเนินการ Joint Operating Company (JOC) เป็นผู้รับผิดชอบดำเนินการแทน

ตามข้อมูลในรายงานประจำปีของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ พ.ศ. 2553 พื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย มีทั้งหมด 3 แปลงสำรวจ ได้แก่ แปลง A-18 แปลง B-17&C-19 และแปลง B-17-01 โดยมีบริษัทผู้ประกอบการที่ได้รับสัญญาแบ่งปันผลผลิตกับองค์กรร่วมฯ ดังนี้

1. บริษัท Hess Oil Company of Thailand (JDA) Ltd. (49.5%) บริษัท Hess Oil Company of Thailand Inc. (0.5%) และบริษัท PCJDA Ltd. จากประเทศมาเลเซีย (50%) ในแปลง A-18 โดยมีบริษัท Carigali Hess Operating Company Sdn.Bhd. (Carigali Hess) เป็นผู้ดำเนินการ
2. บริษัท PTTEP International Ltd. จากประเทศไทย (50%) กับบริษัท PCJDA Ltd. จากประเทศมาเลเซีย (50%) ในแปลง B-17 และแปลง B-17-01 โดยบริษัท Carigali PTTEPI Operating Company Sdn.Bhd. (CPOC) เป็นผู้ดำเนินการ

บริษัทผู้ดำเนินงานได้สำรวจพบก๊าซธรรมชาติในแปลง A-18 จำนวน 9 แหล่ง แปลง B-17 จำนวน 9 แหล่ง และในแปลง B-17-01 อีก 7 แหล่ง ในปี 2553 แปลง A-18 สามารถผลิตและส่งก๊าซได้ปริมาณซื้อขายก๊าซธรรมชาติรวมแล้วได้ 300,718 ล้านลูกบาศก์ฟุต และคอนเดนเสท 2,817,471 บาร์เรล แปลง B-17 บริษัท CPOC ผลิตและส่งก๊าซได้ปริมาณซื้อขายก๊าซธรรมชาติเป็นจำนวน 83,752 ล้านลูกบาศก์ฟุต และปริมาณการซื้อขายคอนเดนเสท 2,695,078 บาร์เรล (รายงานประจำปี 2553 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ)

ตามพระราชบัญญัติองค์กรรร่วมไทย – มาเลเซีย พ.ศ. 2533 กำหนดให้บริษัทคู่สัญญาเป็นผู้รับภาระด้านการลงทุนทั้งหมด และเมื่อสำรวจพบปิโตรเลียมและมีการผลิตปิโตรเลียมแล้วองค์กรรร่วมฯ ยินยอมให้บริษัทคู่สัญญาหักปิโตรเลียมที่ผลิตได้ส่วนหนึ่งออกเพื่อการชดเชยการลงทุน แล้วนำปิโตรเลียมส่วนที่เหลือมาหักค่าภาคหลวง จะกลายเป็นปิโตรเลียมส่วนกำไรซึ่งจะมีการแบ่งผลประโยชน์ร่วมกันระหว่างองค์กรรร่วมฯ กับบริษัทคู่สัญญา ส่วนเครื่องมืออุปกรณ์ที่บริษัทคู่สัญญาซื้อเพื่อกิจการปิโตรเลียมจะตกเป็นกรรมสิทธิ์ขององค์กรรร่วมฯ ทันทีที่ซื้อ

สัญญาแบ่งปันผลประโยชน์ที่จัดทำขึ้นมีกำหนดระยะเวลาสำรวจและผลิตปิโตรเลียม 35 ปี โดยในกรณีของน้ำมันแบ่งเป็น 3 ช่วง คือ ช่วงแรกเป็นระยะเวลาของการสำรวจ 5 ปี ช่วงถัดมาเป็นช่วงของการพัฒนา 5 ปี และช่วงสุดท้ายเป็นระยะเวลาการผลิต 25 ปี ส่วนในกรณีของก๊าซธรรมชาติ แบ่งเป็น 4 ช่วง คือ ช่วงแรกเป็นระยะเวลาของการสำรวจ 5 ปี ช่วงที่ 2 ช่วงของการศึกษาตลาด 5 ปี ช่วงที่ 3 เป็นช่วงของการพัฒนา 5 ปี และช่วงสุดท้ายเป็นระยะเวลาการผลิต 20 ปี

3 พัฒนาการของระบบและเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมของไทย

3.1 เครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมของไทย

เครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมมีอยู่หลากหลายรูปแบบดังได้กล่าวไว้ในบทที่ 3 ในส่วนนี้จะกล่าวถึงเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียมที่ประเทศไทยใช้อยู่ โดยผู้รับสัมปทานจะต้องจ่ายค่าตอบแทนแก่รัฐในรูปแบบต่างๆ ที่ถูกกำหนดอยู่ในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

3.1.1 ค่าภาคหลวง

ผู้รับสัมปทานจะต้องเสียค่าภาคหลวงสำหรับปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายโดยจะจ่ายเป็นตัวเงินหรือปิโตรเลียมก็ได้ ในอัตราก้าวหน้าแบบขึ้นบันได (Sliding scale royalty) อัตรา 5-15%

ในกรณีเสียเป็นตัวเงินให้เสียค่าภาคหลวงตามมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายได้ในเดือนนั้น ในอัตราที่กำหนดในบัญชีอัตราค่าภาคหลวง คือ อัตรา 5-15%

ในกรณีเสียเป็นปิโตรเลียม ให้เสียเป็นปริมาณปิโตรเลียมที่คำนวณเป็นมูลค่าได้เท่ากับจำนวนค่าภาคหลวงที่พึงเสียเป็นตัวเงิน

สำหรับปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากพื้นที่ในแปลงสำรวจที่กรมทรัพยากรธรณีกำหนดว่าเป็นแปลงสำรวจในทะเลที่มีน้ำลึกเกิน 200 เมตร ให้ผู้รับสัมปทานเสียค่าภาคหลวง 70% ของจำนวนค่าภาคหลวงที่ต้องเสีย

การชำระค่าภาคหลวงให้เป็นรายรอบ 1 เดือนปฏิทิน โดยปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายได้ในรอบเดือนใด ให้ชำระค่าภาคหลวงภายในเดือนถัดไป

3.1.2 ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

กำหนดในอัตราไม่น้อยกว่า 50% แต่ไม่เกิน 60% ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียม

3.1.3 ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ

เมื่อผู้รับสัมปทานหักค่าใช้จ่ายในการลงทุนแล้ว หากมีผลกำไรเกิดขึ้นเกินกว่าที่ควรได้รับตามปกติ เช่น กรณีที่ราคาปิโตรเลียมสูงขึ้นโดยไม่คาดคิด หรือค้นพบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพเชิงพาณิชย์สูงมาก ผู้รับสัมปทานต้องแบ่งผลประโยชน์ให้รัฐเพิ่มขึ้นจากกำไรนั้น โดยให้เสียผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปีในอัตราที่กำหนดจากค่าของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร ซึ่งมีอัตราสูงสุดที่ 75%

3.1.4 ผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทาน

พระราชบัญญัติปิโตรเลียมไม่มีการกำหนดเรื่องผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานแล้ว ซึ่งแต่เดิมตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2525 เป็นต้นมาได้กำหนดให้ผู้ขอสัมปทานบนบกเสนอผลประโยชน์พิเศษแก่รัฐเป็นผลประโยชน์รายปีหรือโบนัสรายปี โดยผลประโยชน์รายปี หมายถึง จำนวนเงินเท่ากับค่าใช้จ่ายที่ผู้รับสัมปทานนำไปคำนวณกำไรสุทธิเพื่อเสียภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเฉพาะส่วนที่เกิน 20% ของรายได้ ส่วน โบนัสรายปี หมายถึง จำนวนเงินที่ผู้รับสัมปทานต้องจ่ายตามระดับการผลิต

โดยสาเหตุที่มีการยกเลิกผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานนั้น เนื่องจากข้อกำหนดไม่จูงใจให้มีการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียม โดยเฉพาะในแหล่งขนาดเล็ก และในภาวะที่ราคาน้ำมันในตลาดโลกตกต่ำ

อย่างไรก็ตาม ในปัจจุบันผู้ขอรับสัมปทานอาจจะมีการเสนอให้ผลประโยชน์พิเศษ ในรูปทุนการศึกษา เงินอุดหนุน เงินให้เปล่าในการลงนามในสัมปทานหรือเงินให้เปล่าในการผลิตนอกเหนือจากเงื่อนไขที่ราชการกำหนดให้เป็นผลประโยชน์พิเศษในการประกาศยื่นขอสัมปทานก็ได้

3.2 ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทย

รัฐบาลได้ออกกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยไว้ 2 ฉบับ อันได้แก่พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 เพื่อเป็นหลักเกณฑ์ในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ โดยสามารถแบ่งออกเป็น 3 ระบบได้ดังต่อไปนี้

3.2.1 ระบบ Thailand I

ภายใต้ระบบ Thailand I ผู้รับสัมปทานที่รัฐบาลได้รับผลประโยชน์ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 อันได้แก่ ค่าภาคหลวง กรณีเสีย

เป็นตัวเงินอัตรา 12.5% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย และหากเสียเป็นปิโตรเลียม เสียมูลค่าเท่ากับ 1 ใน 7 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย และกรณีน้ำมันดิบส่งออก เสียเป็นปริมาณมูลค่าเท่ากับ 1 ใน 7 ของปริมาณน้ำมันดิบที่ส่งออกคูณด้วยราคาประกาศและหารด้วยราคามาตรฐาน และภาษีเงินได้ปิโตรเลียม อัตรา 50% ของกำไรสุทธิ

จากพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้มีการเพิ่มเติมอัตราค่าภาคหลวงสำหรับแปลงสำรวจในทะเลที่มีน้ำลึกเกิน 200 เมตร ในปี พ.ศ. 2516 ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2516 คือ คิดค่าภาคหลวงอัตรา 8.75% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย หากเสียเป็นปิโตรเลียม เสียมูลค่าเท่ากับ 7 ใน 73 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย และเป็นกรณีน้ำมันดิบส่งออก เสียเป็นปริมาณมูลค่าเท่ากับ 7 ใน 73 ของปริมาณน้ำมันดิบที่ส่งออกคูณด้วยราคาประกาศและหารด้วยราคามาตรฐาน

3.2.2 ระบบ Thailand II

ในช่วงทศวรรษที่ 1980 ราคาน้ำมันในตลาดโลกเพิ่มสูงขึ้นอย่างมาก รวมทั้งมีการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ ๆ มากขึ้นในภูมิภาคนี้ รัฐบาลซึ่งเป็นเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียมจึงต้องการเพิ่มบทบาทในการควบคุมการดำเนินการสำรวจและผลิต และมีความต้องการที่จะรับผลประโยชน์จากการสำรวจและผลิตเพิ่มสูงขึ้น ประกอบกับมีการค้นพบแหล่งน้ำมันดิบที่กำแพงเพชรซึ่งเป็นแหล่งน้ำมันดิบขนาดกลาง รัฐบาลจึงมีแนวคิดว่ามีบริเวณพื้นที่ต่าง ๆ ที่ยังไม่ได้มีการสำรวจอาจจะมีการค้นพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดกลางได้อีกเช่นกัน ดังนั้น จึงมีการปรับเปลี่ยนเงื่อนไขผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับที่เพิ่มเติมจากระบบ Thailand I คือ

1) ค่าภาคหลวงตามพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2522 ได้กำหนดให้เก็บค่าภาคหลวงเช่นเดียวกับระบบ Thailand I แต่ก่อนที่จะมีการออก พรบ. ฉบับนี้ ได้มีการออกพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2516 โดยได้ริเริ่มเพิ่มเติมการเก็บค่าภาคหลวงโดยแบ่งตามแหล่งสำรวจและปิโตรเลียมที่ค้นพบ พรบ. ฉบับนี้ได้กำหนดเพิ่มเติมว่าปิโตรเลียมที่ได้จากแปลงสำรวจในทะเลที่มีน้ำลึกเกินสองร้อยเมตร จะจัดเก็บค่าภาคหลวงใน กรณีตัวเงิน เป็น 8 ¼ % ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย หรือ ในกรณีที่เสียเป็นปิโตรเลียม จะจัดเก็บค่าภาคหลวงเป็นปริมาณที่มีมูลค่าเท่ากับ 7/73 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่าย และในกรณีน้ำมันดิบส่งออก ให้เป็นปริมาณมูลค่าเท่ากับ 7/73 ของปริมาณน้ำมันดิบที่ส่งออกคูณด้วยราคาประกาศและหารด้วยราคามาตรฐาน

2) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ตามพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2522 มาตราที่ 65 กำหนดให้บริษัทมีหน้าที่เสียภาษีเงินได้ดังต่อไปนี้

(1) ภาษีเงินได้เป็นรายรอบระยะเวลาบัญชีในอัตราที่กำหนด โดยพระราชกฤษฎีกา ซึ่งต้องไม่น้อยกว่า 35% แต่ไม่เกิน 48% ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียม

(2) ภาษีเงินได้ในอัตรา 23.08% ของเงินกำไรที่เหลือจากการชำระภาษีเงินได้ตาม (1) หรือเงินประเภทอื่นใดที่กั้นไว้จากกำไรดังกล่าวหรือที่ถือว่าเป็นเงินกำไรดังกล่าวทั้งนี้ เฉพาะจำนวนที่จำหน่ายออกนอกราชอาณาจักร

เพื่อประโยชน์ในการคำนวณภาษีเงินได้ตาม (2) ให้ถือภาษีเงินได้ตาม (2) นั้นเป็นเงินกำไรที่จำหน่ายออกนอกราชอาณาจักรด้วย

3) การหักค่าชดเชยรายจ่ายที่เป็นทุน ตามพระราชกฤษฎีกากำหนดประเภท อัตรา และเงื่อนไขในการหักค่าชดเชยรายจ่ายที่เป็นทุนเกี่ยวกับภาษีเงินได้ปีโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2522 ข้อ 3.

(1) รายจ่ายที่เป็นทุนที่จ่ายไปเพื่อให้ได้มาซึ่งทรัพย์สินที่มีรูปร่าง 20%

(2) รายจ่ายที่เป็นทุนนอกจากตาม (2) เฉพาะที่จ่ายไปสำหรับแปลงสำรวจที่กรมทรัพยากรธรณีกำหนดว่าเป็นแปลงสำรวจในทะเลที่มีน้ำลึกเกิน สองร้อยเมตร ตามกฎหมายว่าด้วยปีโตรเลียม 20%

(3) รายจ่ายที่เป็นทุนที่จ่ายไปเพื่อให้ได้มาซึ่งทรัพย์สินไม่มีรูปร่างก่อนการผลิตและจำหน่ายของผู้ผลิตก๊าซธรรมชาติ ทั้งนี้ เฉพาะสัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ได้ทำกับองค์การก๊าซธรรมชาติแห่งประเทศไทย ก่อนปี พ.ศ.2522 20%

(4) รายจ่ายที่เป็นทุนนอกจากตาม (1) (2) และ (3) 10%

4) ผลประโยชน์รายปี บริษัทผู้รับสัมปทานต้องจำกัดค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในแต่ละปี ภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปีโตรเลียมมิให้เกิน 20% ของรายได้ในรอบปีนั้น มิฉะนั้นต้องจ่ายเงินผลประโยชน์เป็นรายปีให้แก่รัฐเท่ากับจำนวนค่าใช้จ่ายส่วนที่เกิน

5) โบนัสรายปี ผู้รับสัมปทานต้องจ่ายเงินเพิ่มเป็นพิเศษ นอกจากค่าภาคหลวงเป็นอัตราร้อยละตามปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตเพิ่มขึ้น ดังนี้

- 27.5% ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 10,000 – 20,000 บาร์เรล
- 37.5% ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 20,000 – 30,000 บาร์เรล
- 43.5% ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 30,000 บาร์เรล ขึ้นไป

ระบบ Thailand II จะสร้างผลประโยชน์แก่รัฐเพิ่มขึ้นได้ในกรณีที่มีการค้นพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดใหญ่เท่านั้น แต่เนื่องจากในประเทศไทยไม่มีการค้นพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดใหญ่เกิดขึ้นเลย และหลังจากการประกาศใช้ระบบนี้เป็นเวลา 6 ปี รัฐบาลไม่สามารถเรียกเก็บผลประโยชน์ในระบบนี้ได้เลย เนื่องจากไม่มีนักลงทุนขอสัมปทานภายใต้ระบบนี้ โดยผู้ประกอบการให้ความเห็นว่าตนเองเสียเปรียบส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับระบบ Thailand I

3.2.3 ระบบ Thailand III

จากระบบ Thailand I ที่มีลักษณะจูงใจต่อเอกชนผู้ลงทุนแต่รัฐบาลก็ยังเห็นว่าได้รับผลประโยชน์ไม่มากเท่าที่ควร จึงได้ปรับเปลี่ยนเป็นระบบ Thailand II ที่รัฐได้วางกฎเกณฑ์เพื่อชิงส่วนแบ่ง

รายได้ให้รัฐมากยิ่งขึ้นแต่ในทางปฏิบัติแล้วหลักเกณฑ์เหล่านี้ไม่สามารถจูงใจให้ผู้ประกอบการมาลงทุนสำรวจและผลิตได้ รัฐจึงไม่สามารถเรียกเก็บผลประโยชน์ได้จริง จึงได้มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐบาลและผู้ประกอบการใหม่ ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ.2532 ดังนี้

- 1) เปลี่ยนอัตราค่าภาคหลวงจากอัตราคงที่ 12.5% เป็นอัตราก้าวหน้าแบบขั้นบันไดตามปริมาณการผลิตดังนี้
 - 5% เมื่อผลิตไม่เกิน 60,000 บาร์เรล
 - 6.25% เมื่อผลิตมากกว่า 60,000 บาร์เรล แต่ไม่เกิน 150,000 บาร์เรล
 - 10% เมื่อผลิตมากกว่า 150,000 บาร์เรล แต่ไม่เกิน 300,000 บาร์เรล
 - 12.5% เมื่อผลิตมากกว่า 300,000 บาร์เรล แต่ไม่เกิน 600,000 บาร์เรล
 - 15% เมื่อผลิตเกิน 600,000 บาร์เรล
- 2) เก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียม อัตรา 50% ของกำไรสุทธิ
- 3) ยกเลิกการเก็บผลประโยชน์รายปี และโบนัสรายปีตามระบบ Thailand II แต่มีการเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (Special remuneration benefit) จากกำไรส่วนเกิน หรือ Windfall profit tax ในอัตราส่วนของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร
- 4) ยกเลิกมิให้นำค่าภาคหลวงมาเครดิตภาษี โดยถือว่าค่าภาคหลวงและผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี
- 5) มีผลประโยชน์พิเศษ ที่ผู้ขอสัมปทานอาจจะเสนอให้แก่รัฐ เช่น การให้ทุนการศึกษา เงินอุดหนุน เงินให้เปล่าในการลงนามในสัมปทานหรือในการผลิต เป็นต้น

เมื่อพิจารณาถึงระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยแล้วพบว่า ในปัจจุบันไม่มีผู้ได้รับสัมปทานภายใต้ระบบ Thailand II มีแต่เพียงผู้ได้รับสัมปทานในระบบ Thailand I และ Thailand III แล้วเท่านั้น ตาราง 4-21 แสดงถึงรายละเอียดของผู้รับสัมปทานที่อยู่ภายใต้ระบบ Thailand I และ Thailand III จะเห็นได้ว่าในบางบริษัทจะได้รับสัมปทานภายใต้ทั้งสองระบบ และโดยส่วนใหญ่แล้วบริษัทหนึ่ง ๆ มักได้รับสัมปทานมากกว่าหนึ่งแปลงในช่วงเวลาที่ต่างกันด้วย อย่างไรก็ตามในส่วนนี้จะไม่ได้กล่าวถึงผู้รับสัมปทานทุกรายแต่จะเลือกผู้ประกอบการที่ได้รับสัมปทาน ดำเนินงานเองและ/หรือไม่ได้ดำเนินงานเอง และมีข้อมูลรายงานการเงินที่สามารถหาได้อยู่บ้าง¹

การสรุปรายงานทางการเงินในตารางที่ 4-21 ซึ่งให้เห็นเฉพาะผลการดำเนินงานทางการเงินในระดับบริษัทเท่านั้นแต่ไม่ปรากฏข้อมูลทางการเงินรายโครงการหรือรายแปลงสัมปทาน ซึ่งจะเห็นได้ว่าผู้รับสัมปทานส่วนใหญ่จะอยู่ภายใต้ระบบ Thailand III และมีผู้รับสัมปทานที่ได้ดำเนินการผลิตและจัดส่ง

¹ สามารถดูรายละเอียดได้ในภาคผนวก

ค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมให้แก่รัฐเป็นจำนวนมากแล้วมักจะเป็นผู้ประกอบการที่ได้สัมปทานผลิตและดำเนินการผลิตภายใต้ระบบ Thailand I เป็นส่วนใหญ่และได้สัมปทานสำรวจและดำเนินการผลิตบ้างแล้วภายใต้ระบบ Thailand III โดยรวมแล้วจะเห็นว่าผู้ประกอบการได้จ่ายค่าภาคหลวง ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ และภาษีเงินได้ปิโตรเลียมให้แก่รัฐ โดยแสดงเป็นยอดรวมจำนวนไม่น้อยและยังคงดำเนินงานจนสามารถสร้างกำไรส่วนเกินให้แก่บริษัทของตนอีกด้วย²

ตารางที่ 4-22 แสดงให้เห็นว่าในปี 2552 รายได้ที่รัฐได้รับจากผู้ประกอบการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (เฉพาะบริษัทที่รายงานการเงินอย่างครบถ้วน) คิดเป็นสัดส่วนระหว่าง 21-38% โดยผู้ประกอบการแต่ละรายจะส่งรายได้ให้รัฐในมูลค่าที่แตกต่างกันขึ้นอยู่กับว่าผู้ประกอบการอยู่ในช่วงสำรวจหรือช่วงผลิต หากอยู่ในช่วงผลิตแล้วจะสามารถนำส่งค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมให้แก่รัฐได้เป็นจำนวนมาก โดยภาษีเงินได้ปิโตรเลียมถือว่าเป็นเงินรายได้ที่รัฐได้รับมากที่สุดจากผู้ประกอบการ โดยมีสัดส่วนเฉลี่ยอยู่ที่ 18% ของรายได้ของรัฐโดยรวม ผู้ประกอบการชำระภาษีเงินได้ปิโตรเลียมโดยคิดเป็นสัดส่วนต่อรายได้หลักของตนเองไม่เท่ากัน บริษัท ปตท. สผ. สยาม จำกัด ชำระภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในสัดส่วนต่อรายได้หลักของบริษัทสูงถึง 26.27% ในขณะที่บริษัทบางบริษัทชำระอยู่ที่สัดส่วนประมาณ 17-25%

รัฐเก็บค่าภาคหลวงในอัตราตามปริมาณการผลิตที่ได้และคิดคำนวณจากมูลค่าปิโตรเลียมที่จำหน่ายได้ สำหรับผู้ประกอบการแล้วค่าภาคหลวงถือว่าเป็นส่วนแบ่งรายได้หลักที่จัดส่งให้รัฐ โดยมีสัดส่วนน้อยกว่าภาษีก่อนข้างมากเฉลี่ยอยู่ที่ 10% โดยบริษัทออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด ชำระมากที่สุดคิดเป็น 16% ของรายได้หลัก รองลงมาได้แก่บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย) จำกัด บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด และบริษัท เวิร์ด ออย (ประเทศไทย) จำกัด รัฐได้รับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษไม่มากนักจากผู้ประกอบการเมื่อคิดเป็นสัดส่วนต่อรายได้หลักโดยจะเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 3% และในบางบริษัทก็ไม่ได้ให้ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษแก่รัฐเลย

หากเปรียบเทียบรายได้ที่รัฐได้รับและกำไรสุทธิที่ผู้ประกอบการได้รับ โดยคิดเป็นสัดส่วนต่อรายได้หลักแล้วพบว่าโดยเฉลี่ยรัฐจะมีส่วนแบ่งอยู่ที่ 27.8% ของรายได้หลักซึ่งสูงกว่าที่ผู้ประกอบการได้รับเฉลี่ยอยู่ที่ 26% ของรายได้หลัก ผู้ประกอบการที่ดำเนินการผลิตมาได้ระยะเวลาหนึ่งและมีมูลค่าการผลิตเป็นจำนวนมากจะมีกำไรคิดเป็นสัดส่วนต่อรายได้หลักที่สูงมากอันได้แก่ บริษัท ปตท.สผ. สยาม จำกัด (35.3%) บริษัท เวิร์ด ออย (ประเทศไทย) จำกัด (28.2%) และบริษัท เซฟรอน บล๊อค บี8 32 (ประเทศไทย) จำกัด (23.35%) เป็นต้น

² ไม่มีข้อมูลทางการเงินแยกตามพื้นที่และตามสัมปทาน

ตารางที่ 4-21 ข้อมูลการดำเนินงานและข้อมูลทางการเงินของบริษัทผู้รับสัมปทาน

บริษัท	ระบบ		ข้อมูลการการเงิน (บาท)				
	Thailand I	Thailand III	รายได้หลัก	ค่าภาคหลวง	ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	กำไรสุทธิ
บริษัท เจเอสเอ็กซ์ เอ็นเนอร์จี้ (ประเทศไทย) จำกัด	-	/	-	-	-	-	244,866
บริษัท เซฟรอน บล็อก บี8 32 (ประเทศไทย) จำกัด	/	/	2,837,034,585	325,081,871	57,332,501	571,299,244	662,512,231
บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย)	/	/	17,204,324,113	2,170,187,338	604,343,811	3,724,030,791	3,573,269,034
บริษัท ซีโน-ไทย เอ็นเนอร์จี้ จำกัด	-	-	118,173,658	5,908,683	-	29,701,862	46,236,883
บริษัท ซีเอ็นพีซีเอชเค (ไทยแลนด์) จำกัด	-	/	774136991	ไม่ปรากฏใน รายงานการเงิน	ไม่ปรากฏใน รายงานการเงิน	114,456,592	293,211,948
บริษัท โซโค เอ็กซ์พลอเรชั่น (ประเทศไทย) จำกัด	-	/	3,750,930,362	320,587,258	675,604	478,913,100	356,802,450
บริษัท ไทย เอนเนอจี้ ริซอสเซส จำกัด	/	-	118,173,659	-	-	29,846,455	45,435,065
บริษัท ไทย เอนเนอจี้ จำกัด	-	/	-	-	-	-	-
บริษัท นิวคอสตอล (ประเทศไทย)	-	/	-	-	-	-	28,757,361
บริษัท ปตท.สผ. (ประเทศไทย) จำกัด	-	/	7,197,622	359,818 (รายงานค่าภาคหลวงร่วมกับ ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ)		396,472	89,902,055
บริษัท ปตท.สผ. อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด	-	-	12,964,630,713	1,730,114,776	ไม่ปรากฏใน รายงานการเงิน	1,511,983,589	1,065,661,431
บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด	-	/	12,815,598,279	1,601,949,786	ไม่ปรากฏใน รายงานการเงิน	3,366,681,153	4,522,868,312

บริษัท	ระบบ		ข้อมูลการการเงิน (บาท)				
	Thailand I	Thailand III	รายได้หลัก	ค่าภาคหลวง	ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	กำไรสุทธิ
บริษัท พลังโสมณ จำกัด	/	/	1,249,666,967	145,186,983	40,690,509	268,093,725	253,571,921
บริษัท เพิร์ล ออย (ประเทศไทย) จำกัด	/	/	14,534,616,244	1,817,118,781	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	2,326,673,430	4,098,512,731
บริษัท เพิร์ล ออย (อมตะ) จำกัด	-	/	-	-	-	-	-5,265,590
บริษัท เพิร์ล ออย (อ่าวไทย) จำกัด	-	/	-	-	-	-	-649,018
บริษัท เพิร์ล ออย ออฟชอร์ จำกัด	-	/	-	-	-	-	
บริษัท แพนโอเรียนท์ริชออสเชส (ประเทศไทย) จำกัด	-	/	4,298,379,495	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	335,998,626	749,327,396	749,279,356
บริษัท สยาม โมเอโกะ จำกัด	-	/	-	-	-	-	-9,737
บริษัท อพิโก้ (โคราช) จำกัด	-	/	6,388,604	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	-23,063,641
บริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด	/	/	15,083,893,059	2,424,731,503 (รายงานค่าภาคหลวงรวมกับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ)		2,326,275,733	2,455,051,295

ที่มา: รายงานการเงินปี 2552 (รายละเอียดอยู่ในภาคผนวก)

ตารางที่ 4-22 ข้อมูลทางการเงินและสัดส่วนต่อรายได้หลักของบริษัทที่ได้รับสัมปทานบางรายในปี 2552

บริษัท	ข้อมูลการการเงิน (บาท)					สัดส่วนต่อรายได้หลัก (%)				
	รายได้หลัก	ค่าภาคหลวง	ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	กำไรสุทธิ	ค่าภาคหลวง	ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	รายได้ของรัฐโดยรวม	กำไรสุทธิ
บริษัท เซฟรอน บล๊อค บี8 32 (ประเทศไทย) จำกัด	2,837,034,585	325,081,871	57,332,501	571,299,244	662,512,231	11.46	2.02	20.14	33.62	23.35
บริษัท เซฟรอน ออฟชอร์ (ประเทศไทย)	17,204,324,113	2,170,187,338	604,343,811	3,724,030,791	3,573,269,034	12.61	3.51	21.65	37.77	20.77
บริษัท โซโค เอ็กซ์พลอเรชั่น (ประเทศไทย) จำกัด	3,750,930,362	320,587,258	675,604	478,913,100	356,802,450	8.55	0.02	12.77	21.33	9.51
บริษัท ปตท.สผ.สยาม จำกัด	12,815,598,279	1,601,949,786	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	3,366,681,153	4,522,868,312	12.50	-	26.27	38.77	35.29
บริษัท พลังโสภณ จำกัด	1,249,666,967	145,186,983	40,690,509	268,093,725	253,571,921	11.62	3.26	21.45	36.33	20.29
บริษัท เฟอร์ด ออย (ประเทศไทย) จำกัด	14,534,616,244	1,817,118,781	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	2,326,673,430	4,098,512,731	12.50	-	16.01	28.51	28.20
บริษัท แพนโอเรียนท์ริชออสเชส (ประเทศไทย) จำกัด	4,298,379,495	ไม่ปรากฏในรายงานการเงิน	335,998,626	749,327,396	749,279,356	-	7.82	17.43	25.25	17.43
บริษัท ออเรนจ์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด	15,083,893,059	2,424,731,503	2,326,275,733 (รายงานค่าภาคหลวงรวมกับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ)		2,455,051,295		16.07	15.42	31.50	16.28

3.2.4 ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการสำรวจและการพัฒนาปิโตรเลียมในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย

ในมาตราที่ 10 ของพระราชบัญญัติองค์การร่วมไทย – มาเลเซีย พ.ศ. 2533 กำหนดให้องค์กรร่วมฯ ชำระค่าภาคหลวงแก่รัฐบาลทั้งสอง แต่ละฝ่ายในอัตราฝ่ายละ 5% ของผลผลิตรวมของปิโตรเลียม และในมาตราที่ 11 กำหนดให้ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นและผลประโยชน์ที่องค์กรร่วมฯ ได้รับจากกิจกรรมที่ดำเนินไปในพื้นที่พัฒนาร่วม เป็นภาระและส่วนแบ่งเท่าๆ กันของรัฐบาลทั้งสองประเทศ

เมื่อองค์กรร่วมฯ ดำเนินการให้สิทธิสำรวจและผลิตแก่บริษัทคู่สัญญาตามสัญญาแบ่งปันผลผลิต จะต้องดำเนินการตามข้อกำหนดและเงื่อนไข ดังนี้

- 1) ผู้ได้รับสิทธิต้องจ่ายชำระค่าภาคหลวงเป็นจำนวน 10% ของผลผลิตรวมของปิโตรเลียมให้แก่องค์กรร่วมฯ ทั้งนี้ก็เพื่อให้องค์กรร่วมฯ สามารถจ่ายค่าภาคหลวงให้แก่รัฐบาลทั้งสองประเทศได้ตามข้อกำหนดในมาตรา 10
- 2) ผู้ได้สัญญาสามารถหักค่าใช้จ่ายในการประกอบกิจการปิโตรเลียมได้สูงสุดในอัตรา 50% ของผลผลิตปิโตรเลียม
- 3) ผลผลิตปิโตรเลียมที่ผู้ได้สัญญาสามารถผลิตได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายในข้อ 1) และ 2) ให้ถือเป็นผลผลิตปิโตรเลียมส่วนกำไร ซึ่งกำหนดให้แบ่งให้แก่องค์กรร่วมฯ และผู้ได้รับสัญญาเท่ากันคือ องค์กรร่วมฯ ได้รับส่วนแบ่งผลผลิต 50% และผู้ได้สัญญาได้รับส่วนแบ่งผลผลิต 50%
- 4) เงินบำรุงการวิจัย ผู้รับสัญญาต้องชำระแก่องค์กรร่วมฯ ในอัตรา 0.5% ของปิโตรเลียมส่วนต้นทุนรวมกับปิโตรเลียมส่วนกำไร ซึ่งเงินบำรุงนี้จะไม่สามารถหักจากผลผลิตได้
- 5) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Petroleum income tax) 8 ปีแรกของการผลิตไม่ต้องชำระภาษีเงินได้ปิโตรเลียม 7 ปีถัดไปชำระในอัตรา 10% และหลังจากนั้นอัตรา 20% ของรายได้ที่พึงต้องชำระ (Taxable income)

ตามรายงานประจำปี 2548-2552 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ แสดงให้เห็นว่ากรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดเก็บรายได้จากองค์กรร่วมฯ ซึ่งประกอบการในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย และนำส่งเป็นรายได้ของรัฐประกอบด้วย ค่าภาคหลวง ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร การจ่ายเงินตามข้อ 5.3 ของสัญญาใบอนุญาตผลิต และรายได้อื่นๆ ซึ่งมีเครื่องมือทางการคลังที่หลากหลายมากกว่าที่รัฐเก็บภายใต้สัมปทานในประเทศไทย โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4-23 จะเห็นได้ว่าเงินนำส่งรัฐบาลไทยในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย สูงขึ้นโดยตลอดนับแต่ปี 2548 โดยในปี 2552 รายได้เพิ่มขึ้นเป็น 233.18 ล้านดอลลาร์สหรัฐ รายได้เกินกว่ากึ่งหนึ่งมาจากปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร รองลงมาคือรายได้จากค่าภาคหลวง

ตารางที่ 4-23 รายได้ของรัฐบาลไทยจากการประกอบการในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย – มาเลเซีย

รายการ	จำนวนเงินที่นำส่งรัฐบาลไทย (ดอลลาร์สหรัฐ)				
	2548	2549	2550	2551	2552
Discovery Bonus	500,000	500,000	-	-	-
ค่าภาคหลวง	9,707,147	29,274,418.83	27,577,343.71	57,707,317	77,813,146.94
ปีโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร	13,166,728	46,713,133.91	47,348,233.05	114,670,021.55	154,356,346.71
การจ่ายเงินตามข้อ 5.3 ของสัญญา	365,636	2,035,096.43	3,359,548.92	9,181,727.56	1,655,884.79
โบนัสการผลิต	175,000	350,000	-	350,000	175,000
เบ็ดเตล็ดอื่น ๆ	1,593	26,505.26	21,752.44	104,725.31	177,093.73
รวม	23,916,105	78,899,154.43	78,306,878.11	182,013,792.42	233,177,472.17

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2548-2552 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

4 ผลประโยชน์ของรัฐจากกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็นค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และ ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ ดังแสดงในตารางที่ 4-24

ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก ปี 2524 โดยเริ่มแรกรัฐมีรายได้จากค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเป็นหลัก ต่อมาเมื่อมีการพัฒนาพื้นที่ร่วมไทย-มาเลเซีย รัฐจึงได้รับส่วนแบ่งรายได้ในรูปของค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยรายได้ในส่วนนี้รัฐได้รับตั้งแต่ปี 2548 นอกจากนี้ภายใต้ Thailand III รัฐยังได้รับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษอีกด้วย โดยได้รับตั้งแต่ปี 2547 หากพิจารณาเฉพาะในปี 2552 จะเห็นได้ว่า รายได้ที่รับส่วนใหญ่ในการดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจะได้รับจะเห็นได้ว่า ในปี 2552 ผลประโยชน์ที่รัฐได้รับโดยรวมแล้วสูงถึง 140,959 ล้านบาท โดยผลประโยชน์ที่รัฐได้รับเกินกว่ากึ่งหนึ่งมาจากภาษีเงินได้ปิโตรเลียมคิดเป็นมูลค่า 86,664 ล้านบาท ในขณะที่ค่าภาคหลวงมีสัดส่วนน้อยกว่าอยู่ที่ 33.6% คิดเป็นมูลค่ารวมในประเทศและพื้นที่ไทยมาเลเซีย 47,370 ล้านบาท และรัฐได้รับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษไม่มากนักคิดเป็นมูลค่าประมาณ 6.9 พันล้านบาท

โดยรวมแล้วจะเห็นได้ว่านับตั้งแต่ปี 2524-2552 รัฐมีรายได้จากค่าภาคหลวงรวมทั้งสิ้น 351,440 ล้านบาท ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมรวมทั้งสิ้น 405,158 ล้านบาท และได้รับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษรวมทั้งสิ้น 22,866 ล้านบาท คิดเป็นมูลค่ารวม 732,101 ล้านบาท

ในส่วนของค่าภาคหลวงปิโตรเลียม เป็นค่าภาคหลวงปิโตรเลียมที่มาจากแหล่งในประเทศ มูลค่า 329,729 ล้านบาท คิดเป็น 93.8% ของรายได้จากค่าภาคหลวงทั้งหมด และค่าภาคหลวงปิโตรเลียมที่มาจาก

พื้นที่ไทย-มาเลเซีย 21,711 ล้านบาท หรือคิดเป็น 6.2% ของรายได้จากค่าภาคหลวงทั้งหมด โดยค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจากในประเทศเก็บจากน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว รวมเป็นมูลค่า 37,704 ล้านบาท ในปี 2552 จะเห็นได้ว่าค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจะเก็บได้จากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก รองลงมาคือ การเก็บจากน้ำมันดิบ ดังรายละเอียดในตารางที่ 4-24

จากตารางที่ 4-25 แสดงให้เห็นว่านับจากปี 2524-2553 รายได้ของรัฐในรูปของค่าภาคหลวงปิโตรเลียมคิดเป็นประมาณ 12.5% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้

การจัดสรรรายได้จากค่าภาคหลวงปิโตรเลียมตามพื้นที่ในประเทศ โดยจะต้องจัดสรรค่าภาคหลวงสำหรับแหล่งบนบกและแหล่งในทะเลให้แก่ท้องถิ่นและ/หรือส่วนกลาง โดยใช้เกณฑ์ วิธีการ เงื่อนไข และอัตราดังต่อไปนี้

1. ค่าภาคหลวงสำหรับแหล่งบนบก ให้จัดสรรแก่ท้องถิ่นตามประกาศคณะกรรมการการกระจายอำนาจให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ดังนี้

- อัตรา 20% ให้แก่ องค์การบริหารส่วนตำบล (อบต.) และเทศบาลในเขตพื้นที่สัมปทานที่มีการผลิตปิโตรเลียม จัดสรรตามจำนวนองค์กร
- อัตรา 10% ให้แก่ อบต. และเทศบาลอื่นที่อยู่ในจังหวัดที่มีพื้นที่ครอบคลุมการผลิตปิโตรเลียม จัดสรรตามสัดส่วนจำนวนประชากรตามหลักฐานทะเบียนราษฎร
- อัตรา 10% ให้แก่ อบต. และเทศบาลที่อยู่ในจังหวัดอื่น (ทั่วประเทศ) จัดสรรตามสัดส่วนจำนวนประชากรตามหลักฐานทะเบียนราษฎร
- อัตรา 20% ให้แก่ องค์การบริหารส่วนจังหวัด (อบจ.)
- ส่วนที่เหลือ 40% นำส่งคลังเป็นรายได้แผ่นดิน

2. ค่าภาคหลวงสำหรับแหล่งในทะเล ให้นำส่งคลังเป็นรายได้แผ่นดินทั้งหมด

เมื่อครบกำหนดเวลาที่จะต้องจัดสรรเงินค่าภาคหลวงปิโตรเลียม ให้แก่ ท้องถิ่นให้จัดทำรายงานสรุปรายละเอียดจำนวนเงินที่จัดสรรและนำฝากไว้ที่กรมบัญชีกลาง และโอนเงินดังกล่าวให้แก่องค์กรท้องถิ่นต่างๆ โดยส่งรายงานการจัดสรรเงินให้แก่กองคลัง ปีละ 4 งวด รายไตรมาส ภายใน 1 เดือนถัดจากแต่ละไตรมาส

จากตารางที่ 4-26 จะเห็นได้ว่าค่าภาคหลวงกว่า 95% นำส่งคลังเป็นรายได้แผ่นดิน มีเพียงประมาณ 5% เท่านั้นที่จัดสรรให้แก่องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น

ตารางที่ 4-24 ผลประโยชน์ของรัฐจากกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ล้านบาท)

ปีงบประมาณ พ.ศ.	รวม	ค่าภาคหลวง		ภาษีเงินได้ ปิโตรเลียม	ผลประโยชน์ ตอบแทนพิเศษ
		ในประเทศ	ไทย-มาเลเซีย		
2524	111	111	-	-	-
2525	492	492	-	-	-
2526	763	763	-	-	-
2527	1,278	1,278	-	-	-
2528	2,308	2,126	-	182	-
2529	1,545	1,545	-	-	-
2530	1,794	1,765	-	29	-
2531	2,592	1,968	-	624	-
2532	3,780	2,104	-	1,676	-
2533	5,154	2,451	-	2,703	-
2534	5,513	2,821	-	2,692	-
2535	6,139	3,137	-	3,002	-
2536	6,520	3,223	-	3,297	-
2537	6,319	3,400	-	2,919	-
2538	6,465	3,478	-	2,987	-
2539	9,011	4,577	-	4,434	-
2540	12,151	6,834	-	5,317	-
2541	18,911	8,042	-	10,869	-
2542	18,461	8,497	-	9,964	-
2543	29,272	13,475	-	15,797	-
2544	33,000	14,657	-	18,343	-
2545	34,846	15,663	-	19,183	-
2546	45,617	18,292	-	27,318	-
2547	61,337	21,306	-	38,992	1,039
2548	78,395	29,443	771	46,104	2,077
2549	108,390	35,228	2,742	62,610	7,810
2550	107,410	37,457	2,407	60,349	7,197
2551	124,527	47,892	6,125	65,767	4,743
2552	140,959	37,704	9,666	86,664	6,925
รวม	732,101	329,729	21,711	405,158	22,866

ที่มา: กฤติยาพร (2553)

ตารางที่ 4-25 มูลค่าผลผลิตปิโตรเลียม และรายได้ของรัฐบาลในรูปค่าภาคหลวงปิโตรเลียม

	2524-2533	2534-2538	2539-2543	2544-2548	2549	2550	2551	2552	2553	รวม
ก๊าซธรรมชาติ										
ปริมาณ (MMcf)	1,232,100.09	1,644,619.64	2,904,415.81	3,598,614.69	810,371.58	871,230.36	916,739.43	861,875.70	939,517.47	13,779,484.77
มูลค่า (ล้านบาท)	68,848.31	86,094.32	225,491.07	412,836.01	112,794.10	125,770.49	148,803.26	146,129.48	163,623.32	1,490,390.36
ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	8,623.96	10,761.78	28,026.16	52,007.94	14,219.54	15,816.37	18,669.16	18,343.91	20,501.96	186,970.78
Condensate										
ปริมาณ (Mbbbl)	43,910.14	49,726.33	83,467.64	101,164.58	23,668.25	24,020.36	27,846.86	26,695.85	29,296.47	409,796.48
มูลค่า (ล้านบาท)	22,827.42	22,144.01	58,078.61	137,689.17	54,642.33	56,877.18	84,655.86	52,306.17	67,363.45	556,584.20
ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	2,857.37	2,767.98	7,259.49	17,209.98	6,830.29	7,109.65	10,581.98	6,538.27	8,420.43	69,575.44
น้ำมันดิบ										
ปริมาณ (Mbbbl)	50,667.47	43,203.73	60,816.62	153,694.04	45,921.18	48,705.74	51,078.61	54,029.91	55,978.50	564,095.80
มูลค่า (ล้านบาท)	24,966.89	20,699.06	49,468.80	231,527.96	109,158.51	114,528.78	153,787.36	108,522.36	134,667.62	947,327.34
ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	3,120.86	2,529.91	6,139.24	30,142.65	14,178.30	14,531.07	18,641.34	12,822.06	15,614.54	117,719.97
รวมทั้งหมด										
มูลค่า (ล้านบาท)	116,642.62	128,937.39	333,038.48	782,053.14	276,594.94	297,176.45	387,246.48	306,958.01	365,654.39	2,994,301.90
ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	14,602.19	16,059.67	41,424.89	99,360.57	35,228.13	37,457.09	47,892.48	37,704.24	44,536.93	374,266.19
สัดส่วนค่าภาคหลวงต่อ มูลค่าปิโตรเลียม (ร้อยละ)	12.52	12.46	12.44	12.71	12.74	12.60	12.37	12.28	12.18	12.50

ที่มา: รายงานประจำปี พ.ศ.2548-2553 ของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

ตารางที่ 4-26 ค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจากในประเทศจำแนกตามผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมและพื้นที่ที่ได้รับการจัดสรรรายได้

ปี	ค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจากในประเทศ (ล้านบาท)					จัดสรรให้ (ล้านบาท)			
	น้ำมันดิบ	ก๊าซฯ	ก๊าซฯเหลว	LPG	รวม	อบต. ในพื้นที่	อบจ.	อบต. นอกพื้นที่	รวม
2539	525	3,149	830	73	4,577	0	0	69	69
2540	653	4,825	1,266	91	6,834	0	0	157	157
2541	622	6,218	1,127	75	8,042	0	0	206	206
2542	934	6,000	1,472	92	8,497	0	305	203	509
2543	2,929	7,834	2,565	146	13,475	0	496	331	827
2544	2,921	9,180	2,414	141	14,657	159	435	343	936
2545	3,663	9,532	2,344	123	15,663	273	273	273	820
2546	5,160	10,196	2,806	130	18,292	301	301	301	903
2547	6,278	10,879	4,009	140	21,306	292	292	292	877
2548	11,440	12,221	5,637	145	29,443	421	421	421	1,263
2549	14,046	14,220	6,830	133	35,228	511	511	511	1,532
2550	14,531*	16,816	7,110	-	37,457	612	612	612	1,836
2551	18,642*	18,669	10,582	-	47,893	1,017	1,017	1,017	3,051
2552	12,822*	18,344	6,538	-	37,704	636	636	636	1,908

ที่มา: กฤติยาพร (2553)

หมายเหตุ: * หมายความว่าได้รวม LPG เข้าไปด้วย

บทที่ 5

การวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทย

ในบทนี้จะวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียม (Petroleum Fiscal Regime) ของประเทศไทย โดยจะเริ่มจากการวางกรอบการวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียม และจะกล่าวถึงวิธีการศึกษา ข้อสมมติที่จำเป็นในการศึกษา ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา การวิเคราะห์สถานการณ์ และรายงานผลการศึกษาในส่วนสุดท้าย

1 กรอบการวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียม

ปิโตรเลียมถือว่าเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่สำคัญของประเทศ รัฐจึงพยายามที่จะนำทรัพยากรพลังงานนี้มาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นกิจการที่สามารถสร้างรายได้ให้แก่รัฐได้เป็นจำนวนมาก อย่างไรก็ตามปิโตรเลียมเป็นทรัพยากรธรรมชาติซึ่งมีปริมาณจำกัดและเมื่อผลิตและนำมาใช้แล้วก็จะค่อย ๆ หดหายไป ในที่สุด รัฐบาลทุกประเทศทั่วโลกตระหนักถึงความสำคัญและลักษณะของทรัพยากรธรรมชาติพลังงานนี้จึงใช้หลักการในการดำเนินกิจการว่าเมื่อมีการสำรวจ ขุดเจาะ และผลิตแล้วรัฐจะต้องสามารถดึง “ค่าเช่าทางเศรษฐกิจ” จากการดำเนินงานในกิจการนี้ให้ได้มูลค่าสูงสุด

ดังที่ได้กล่าวไว้ในบทที่ 2 ค่าเช่าทางเศรษฐกิจแสดงถึงความแตกต่างของมูลค่าการผลิต (Value of production) และต้นทุนในการดึงทรัพยากรมาใช้ (Extraction cost) โดยต้นทุนนี้ประกอบด้วยต้นทุนในการสำรวจ พัฒนา ขุดเจาะ ดำเนินงาน รวมไปถึงอัตราผลตอบแทน (Rate of return) หรือส่วนแบ่งกำไร (Share of profit) ที่ผู้ประกอบการควรได้รับ ค่าเช่าทางเศรษฐกิจจึงเป็นมูลค่าของปิโตรเลียมที่เป็นส่วนเกิน (Surplus) ของต้นทุนที่เกิดขึ้นนี้

รัฐบาลในแต่ละประเทศมักจะวางระบบการคลังปิโตรเลียมโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจให้ได้มูลค่าสูงสุดผ่านเครื่องมือทางการคลังที่หลากหลาย อาทิเช่น ภาษี ค่าภาคหลวง และผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ เป็นต้น อย่างไรก็ตามกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นกิจการที่มีความเสี่ยงเป็นอย่างมาก ดังนั้นการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมจึงต้องพิจารณาถึงความเสี่ยงและผลตอบแทนที่ผู้ประกอบการควรได้รับด้วย การวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมจึงมักจะใช้ทฤษฎีค่าคาดหวัง (Expected value theory) ทฤษฎีภาษี (Taxation theory) ทฤษฎีมูลค่าปัจจุบัน (Present value theory) เป็นรากฐานในการวิเคราะห์และออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียม

วัตถุประสงค์ของการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมของรัฐคือสร้างระบบที่มีประสิทธิภาพที่จะทำให้ผู้ประกอบการที่เสนอมูลค่าสูงสุดให้แก่รัฐควรได้รับสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ในตลาดที่มีประสิทธิภาพ การประมูลแข่งขัน (competitive bidding) เพื่อสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นวิธีที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดที่รัฐสามารถให้สิทธิแก่ผู้ประกอบการที่เสนอมูลค่าสูงสุดให้แก่รัฐ แต่ข้อจำกัดในโลกของความเป็นจริงที่ทำให้วิธีดังกล่าวไม่สามารถบรรลุวัตถุประสงค์ในการจัดสรรสิทธิอย่างมี

ประสิทธิภาพก็คือข้อมูลข่าวสารที่ไม่สมบูรณ์ เนื่องจากกิจการการสำรวจปิโตรเลียมมีความไม่แน่นอนอยู่มากขึ้นอยู่กับเทคนิคในการสำรวจและข้อมูลทางธรณีวิทยา จึงมีผู้ประกอบการเพียงไม่กี่รายเข้าร่วมประมูลเพื่อสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งเป็นข้อจำกัดสำคัญในการจัดประมูลแข่งขันอย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้น เพื่อให้แน่ใจว่ารัฐจะได้รับมูลค่าสูงสุดจากทรัพยากรพลังงาน รัฐบาลจึงมักใช้ระบบการคลังเป็นเครื่องมือแทนเพื่อให้เกิดประสิทธิภาพในการจัดเก็บรายได้เพื่อสะท้อนมูลค่าสูงสุดจากทรัพยากรพลังงานที่รัฐควรได้รับ

รัฐบาลสามารถอุดหนุนค่าเช่าทางเศรษฐกิจได้ทันทีที่ให้สิทธิในการสำรวจและผลิตโดยอาศัยโบนัสหรือระหว่างการผลิตตามสัญญาสัมปทานหรือสัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยใช้เครื่องมือทางการคลังต่าง ๆ เช่น ค่าภาคหลวง ภาษี ส่วนแบ่งกำไร เป็นต้น

จะเห็นได้ว่าค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่รัฐได้รับระหว่างการผลิตถือว่าเป็นค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่ขึ้นอยู่กับปริมาณและมูลค่าการผลิต จึงมีความเสี่ยงอยู่ระดับหนึ่งทั้งความเสี่ยงทางด้านการผลิตและความเสี่ยงต่อความผันผวนของราคาปิโตรเลียม และเป็นความเสี่ยงที่รัฐและผู้ประกอบการแบ่งส่วนกัน ในทางตรงกันข้าม ระหว่างการสำรวจปิโตรเลียม รัฐมักจะยกเว้นหรือเก็บเฉพาะโบนัสเมื่อให้สิทธิแก่ผู้ประกอบการแล้ว ซึ่งมีมูลค่าไม่สูงนักเพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการมาลงทุนสำรวจ ระหว่างการสำรวจรัฐจึงแบกรับความเสี่ยงมากกว่าผู้ประกอบการ ในตลาดที่มีประสิทธิภาพ โบนัสควรจะมีมูลค่าเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่คาดหมายโดยรวม (Present value of the total expected economic rent)

หากรัฐกลัวความเสี่ยงรัฐควรใช้โบนัสและค่าภาคหลวงเป็นเครื่องมือทางการคลังในการอุดหนุนค่าเช่าทางเศรษฐกิจเพื่อป้องกันความเสี่ยงหากการสำรวจไม่ประสบความสำเร็จ แต่หากรัฐต้องการแบ่งส่วนความเสี่ยง รัฐควรใช้การแบ่งส่วนการผลิตหรือการแบ่งส่วนกำไร โดยผ่านระบบภาษีเพื่อดึงดูดให้ผู้ประกอบการมาลงทุน

นอกจากจะพิจารณาถึงลักษณะของระบบการคลังปิโตรเลียมในประเทศของตนแล้ว รัฐบาลจะต้องคำนึงถึงระบบการคลังปิโตรเลียมของตนเอง โดยเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านด้วย หากสมมติให้ตลาดของการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในโลกเป็นตลาดที่มีการแข่งขันสมบูรณ์ ประเทศที่มีศักยภาพทางธรณีวิทยาสูง ราคา wellhead สูง ต้นทุนการพัฒนาโครงการต่ำ และความเสี่ยงทางการเมืองน้อยจะสามารถเสนอเครื่องมือทางการคลังที่เข้มงวดได้มากกว่าประเทศที่ไม่มีลักษณะดังกล่าวหรือมีลักษณะดังกล่าวไม่มากนัก นอกจากนี้ความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจ เสถียรภาพทางการเมือง ความต้องการของตลาด อุปทานในตลาด รวมไปถึงสภาพทางการเงินและเศรษฐกิจของโลกก็มีผลกระทบต่อการใช้เครื่องมือทางการคลังด้วยเช่นกัน

เมื่อพิจารณาถึงปัจจัยต่าง ๆ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจึงมักจะใช้การวิเคราะห์ส่วนลดกระแสเงินสด (Discounted cash flow analysis) เพื่อหามูลค่าปัจจุบันของมูลค่าคาดหมาย (Expected value) ของ “ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ” (Government take: GT) และ “ส่วนแบ่ง

รายได้ที่ผู้ประกอบการหรือผู้รับสัมปทานหรือผู้ทำสัญญาได้รับ” (Company take หรือ Contractor take: CT) โดยคำนึงถึงความเสี่ยงตลอดทั้งโครงการ การวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้เป็นวิธีที่ละเอียดและรัดกุมที่สุดที่จะสามารถประมาณการ GT และ CT ได้อย่างถูกต้องและใกล้เคียงกับลักษณะของโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มีลักษณะที่แตกต่างกันตามสภาพภูมิประเทศ เทคโนโลยีในการสำรวจ ขุดเจาะและผลิต และความเสี่ยง แต่แนวทางการวิเคราะห์ดังกล่าวจำเป็นต้องใช้ข้อมูลของโครงการโดยละเอียดไม่ว่าจะเป็นข้อมูลกระแสเงินสด ข้อมูลทางเทคนิค และปริมาณและมูลค่าการผลิต ซึ่งในขณะที่ดำเนินงานวิจัยอยู่นี้ผู้วิจัยยังไม่สามารถเข้าถึงข้อมูลของโครงการได้ อย่างไรก็ตามยังมีอีกแนวทางหนึ่งที่รัฐบาลและผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียมทั่วโลกนิยมนำมาใช้ในการคำนวณ GT และ CT โดยไม่จำเป็นต้องอาศัยข้อมูลกระแสเงินสดตลอดทั้งโครงการ และคำนวณ GT และ CT โดยตรงจากระบบการคลังปิโตรเลียมที่รัฐกำหนดไว้ Johnston (2003) เรียกวิธีดังกล่าวว่า Quick-look approach วิธีนี้ให้ผลการศึกษาที่ใกล้เคียงกับวิธี Discounted cash flow analysis ถึง 95% จึงเป็นวิธีที่ได้รับการยอมรับให้ใช้แทนวิธี Discounted cash flow analysis ในกรณีที่มีขาดข้อมูลโดยละเอียดในการศึกษา

2 วิธีการศึกษา

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงวิธีการศึกษาโดยเริ่มต้นจากนิยามและวิธีคำนวณ GT และ CT และจะกล่าวถึงนิยามและวิธีคำนวณตัวชี้วัดอื่น ๆ เพื่อใช้ประกอบในการประเมินและเปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมต่าง ๆ โดยคำนึงถึงผลประโยชน์ของรัฐและผู้ประกอบการร่วมกัน หากการออกแบบสัญญา (ไม่ว่าจะเป็นสัญญาประเภทใด) เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพแล้วผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจะเป็นผลประโยชน์ร่วมกันระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ (Alignment of interest) ดังนั้น Johnston (2003) ได้เสนอแนะว่าการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมจึงควรมีข้อคำนึงหลัก ๆ อยู่สามประการอันได้แก่

ประการแรก ระบบการคลังปิโตรเลียมควรแบ่งส่วนกำไร (Division of profits) ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอและเป็นธรรม

ประการที่สอง ระบบการคลังปิโตรเลียมควรจะประกันส่วนแบ่งรายได้ของรัฐ (Government guaranteed share of revenue) เพื่อลดความเสี่ยงทางด้านรายได้ปิโตรเลียมให้แก่รัฐ

ประการที่สาม ระบบการคลังปิโตรเลียมควรสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพโดยสามารถลดและควบคุมต้นทุน

ดังนั้น ระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีประสิทธิภาพจึงควรครอบคลุมข้อคำนึงเหล่านี้ซึ่งจะทำให้สัญญามีประสิทธิภาพ ยืดหยุ่น ครอบคลุม และมีเสถียรภาพ สามารถดึงดูดให้ผู้ประกอบการมาลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมและขณะเดียวกันยังสามารถรักษาผลประโยชน์ให้แก่รัฐในฐานะเจ้าของทรัพยากรพลังงานอย่างคุ้มค่าอีกด้วย ลักษณะของระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีความยืดหยุ่น (Flexible fiscal regime) จะทำให้ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับแปรผันตามผลการดำเนินงานที่เปลี่ยนแปลงไปอันเนื่องมาจากปัจจัยภายนอกเช่นการเปลี่ยนแปลงของราคาปิโตรเลียมเป็นต้น (Tordo, 2007, p.14)

ในส่วนนี้จะนิยามและกล่าวถึงวิธีคำนวณตัวชี้วัดต่าง ๆ เพื่อใช้วิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยและกรณีศึกษาจากต่างประเทศ โดยจะคำนึงถึงหลักเกณฑ์เหล่านี้ในการวิเคราะห์ต่อไปด้วย

โครงการสำรวจ ขุดเจาะ และผลิตปิโตรเลียม มักจะเริ่มต้นตั้งแต่การสำรวจซึ่งในระยะเวลาดังกล่าวผู้ประกอบการยังไม่มีรายได้ และจะมีรายได้เมื่อดำเนินการผลิตแล้ว ดังนั้นรัฐบาลส่วนใหญ่มักจะได้รับส่วนแบ่งรายได้หรือส่วนแบ่งกำไรก็ต่อเมื่อโครงการนั้น ๆ ดำเนินงานจนถึงช่วงที่มีการผลิตแล้ว เพื่อให้เข้าใจง่ายต่อการคำนวณและเพื่อแสดงให้เห็นถึง “ส่วนแบ่งรายได้สูงสุดที่รัฐพึงได้รับหากมีการดำเนินการผลิตอย่างเต็มที่” ผู้วิจัยจะศึกษาเฉพาะกรณีที่ผู้ประกอบการได้สำรวจ ขุดเจาะ และดำเนินการผลิตอย่างเต็มกำลัง (Full cycle) ในโครงการหนึ่ง ๆ และตัวชี้วัดที่จะกล่าวถึงนี้เป็นตัวชี้วัดในช่วงเวลาหนึ่งเท่านั้น ไม่ใช่ตัวชี้วัดที่คิดคำนวณตลอดอายุโครงการ

ผู้วิจัยได้ใช้ตัวชี้วัดสำหรับประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมอยู่หลากหลายตัวก็เพื่อตรวจสอบให้แน่ชัดว่าผลการประเมินทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศมีความคงเส้นคงวาและสามารถเปรียบเทียบได้ โดยตัวชี้วัดจะประกอบด้วยตัวชี้วัดที่สะท้อนผลประโยชน์ที่รัฐได้รับอันได้แก่ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (GT) Effective Royalty Rate (ERR) และ ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ และตัวชี้วัดที่สะท้อนผลประโยชน์ที่ผู้ประกอบการได้รับอันได้แก่ ส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ (CT) การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ (Access to Gross Revenue) R factor, Entitlement Index และ Saving Index โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1 ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government take) และส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ (Company take)

ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Government Take: GT) คือสัดส่วนรายได้ที่รัฐได้รับต่อรายรับหักด้วยต้นทุน โดยรายได้ที่รัฐได้รับอยู่ในรูปแบบต่าง ๆ ไม่ว่าจะเป็นค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้นิติบุคคลหรือภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และ/หรือ ส่วนแบ่งกำไร (profit sharing)

ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับสามารถคำนวณได้จาก 1-CT โดย CT หรือ Company take คือส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ แสดงโดยสัดส่วนรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับต่อรายรับหักด้วยต้นทุน โดยรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับนั้นเกิดจากรายรับทั้งหมดหักด้วยค่าภาคหลวง การหักค่าต้นทุน (Cost Recovery) ภาษีเงินได้นิติบุคคลหรือภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และ/หรือ ส่วนแบ่งกำไร

รัฐมักนำ GT มาพิจารณาว่าการให้สัมปทานหรือการให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมให้แก่ผู้ประกอบการจะก่อให้เกิดรายได้ต่อรัฐอย่างคุ้มค่า เพียงพอ และเป็นธรรมหรือไม่ ส่วนใหญ่แล้วรัฐและผู้ประกอบการจะให้ความสำคัญแก่ GT ก่อนและในขณะที่ตกลงเจรจาไปถึงการทำสัญญาในช่วงที่สำรวจเป็นอย่างมากเพื่อพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของผลตอบแทนที่ต่างฝ่ายจะได้รับในขณะที่ยังมีความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม เมื่อโครงการได้รับการพัฒนาและเป็นที่แน่ชัดว่าได้สำรวจพบปิโตรเลียมในชั้นตอนนี้รัฐและผู้ประกอบการจะให้ความสำคัญแก่อัตราผลตอบแทนที่ตนจะได้รับมากกว่า GT หรือ CT

ดังนั้น GT และ CT จึงมีประโยชน์ในการพิจารณาว่าโครงการนี้น่าจะดำเนินการหรือไม่ในสายตาของรัฐ และผู้ประกอบการตามลำดับ

2.2 การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ (Access to Gross Revenue)

การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ หรือ Access to Gross Revenue (AGR) จะคำนวณจากค่าต้นทุนสูงสุดที่ผู้ประกอบการได้รับอนุญาตให้นำมาหักได้ (Full cost recovery limit) รวมกับกำไรสุทธิหลังหักภาษีที่ผู้ประกอบการได้รับ AGR แสดงให้เห็นถึง “สัดส่วนสูงสุด” ของรายรับทั้งหมดที่ผู้ประกอบการสามารถเข้าถึงได้และได้รับคืนในรูปของการหักต้นทุนและกำไรสุทธิ ยิ่งค่า AGR สูงจะยิ่งจูงใจให้ผู้ประกอบการสนใจมาลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม AGR มักจะถูกนำมาพิจารณาในขั้นตอนที่ผู้ประกอบการคืนทุน (Capital Cost Recovery Stage) เนื่องจาก AGR สะท้อนให้เห็นว่าผู้ประกอบการจะคืนทุนได้รวดเร็วเพียงใด

2.3 Effective Royalty Rate

Effective Royalty Rate (ERR) หรือบางครั้งเรียกว่า RP (Royalty and Government Profit Oil/Gas) เป็นตัวชี้วัดที่ใช้ประกอบกัน (Complement) กับ AGR โดย ERR จะพิจารณาจากมุมมองของรัฐ ERR แสดงให้เห็นถึง “สัดส่วนต่ำสุด” ของรายรับทั้งหมดที่รัฐสามารถเข้าถึงได้และได้รับคืนในรูปของค่าภาคหลวง และส่วนแบ่งกำไร ERR จึงเป็นตัวชี้วัดที่ประกันการเข้าถึงรายได้ให้แก่รัฐ แม้แต่ในกรณีที่รัฐไม่เก็บค่าภาคหลวงเลยรัฐก็ยังมีทางเข้าถึงรายได้ในทางอื่น ส่วนใหญ่แล้วเมื่อรัฐอนุญาตให้ผู้ประกอบการได้รับอนุญาตให้หักต้นทุนได้สูงสุด ผู้ประกอบการมักจะมีกำไรเพียงเล็กน้อยแต่ละได้รับอนุญาตไม่ให้จ่ายภาษี

ERR สะท้อนให้เห็นถึงระดับรายได้ที่รัฐได้รับประกันว่าจะได้รับเป็นอย่างน้อย (Guaranteed share of revenue) สำหรับในระบบสัมปทาน หากรัฐอนุญาตให้ผู้ประกอบการสามารถหักต้นทุนได้เต็มที่โดยไม่มี การจำกัด (No cost recovery limit) และไม่เก็บค่าภาคหลวง ERR จะเท่ากับศูนย์ หรือรัฐไม่ได้รับรายได้ใด ๆ เลย แต่หากรัฐเก็บค่าภาคหลวงเพียงอย่างเดียว ERR จะมีค่าเท่ากับอัตราค่าภาคหลวง ในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต หาก ERR มีค่าสูง ก็ยังแสดงให้เห็นว่ารัฐสามารถได้รับรายได้มากขึ้น

ในขณะที่ GT สามารถนำมาพิจารณาได้ตลอดอายุโครงการ ERR มักถูกนำมาพิจารณาในช่วงแรก ของโครงการหรือที่เรียกว่า Capex recovery phase ว่าในขณะที่รัฐอนุญาตให้ผู้ประกอบการสามารถหักคืน ต้นทุนได้เต็มที่ ผู้ประกอบการจะคืนทุนได้รวดเร็วเพียงใด และถูกนำมาพิจารณาอีกครั้งในช่วงสุดท้ายของ โครงการเพื่อสะท้อนให้เห็นถึงความสามารถในการคืนทุนในส่วนของต้นทุนในการดำเนินงาน Opex recovery phase

2.4 R factor

R factor คำนวณจากสัดส่วนรายรับรวมที่ผู้ประกอบการได้รับต่อค่าใช้จ่ายที่ผู้ประกอบการจ่ายตามจริง (cost recovery) โดยรายรับรวมนี้ครอบคลุมต้นทุนจริงและกำไรสุทธิหลังหักภาษีแล้ว R factor จะแสดงให้เห็นถึงผลตอบแทนที่ผู้ประกอบการจะได้รับเมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายของตนเอง ยิ่ง R factor มีค่าสูงผู้ประกอบการยิ่งได้รับประโยชน์มากยิ่งขึ้น

2.5 Entitlement Index

Entitlement Index แสดงให้เห็นถึงผลตอบแทนที่ผู้ประกอบการได้รับก่อนหักภาษีโดยรวมทั้งต้นทุนการผลิตและกำไรก่อนหักภาษี แสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการมีสิทธิที่จะได้รับผลตอบแทนสูงสุดจากโครงการเป็นสัดส่วนเท่าใด ส่วนใหญ่แล้วบริษัทน้ำมันข้ามชาติจะมีความหวังไขว่คว้าตนเองจะมีกรรมสิทธิ์เหนือทรัพยากรปิโตรเลียมที่ค้นพบและผลิตได้เท่าไร ทั้งนี้เพื่อนำมาเป็นปริมาณสำรองของตนเอง และปริมาณสำรองนี้มีผลทางจิตวิทยาต่อราคาหุ้นของบริษัทน้ำมันข้ามชาติเหล่านี้ ภายใต้ระบบสัมปทาน Entitlement Index จะอยู่ที่ประมาณ 90% ซึ่งสูงกว่าภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตซึ่ง Entitlement Index จะอยู่ที่ประมาณ 50-60% เท่านั้น โดยส่วนใหญ่แล้ว Entitlement Index สามารถเปลี่ยนแปลงได้ตลอดอายุโครงการขึ้นอยู่กับประเภทของสัญญา การเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมัน รวมทั้งความรู้เกี่ยวกับหลุมที่สำรวจ ขุดเจาะ และผลิตที่มีมากยิ่งขึ้น

2.6 Company Saving Incentive หรือ Saving Index

ในระบบสัมปทานต้นทุนที่สามารถนำมาหักลดได้เรียกว่า Deductions ในขณะที่ในระบบ PSC มีการหักค่าต้นทุน (Cost recovery) ทั้งผู้ประกอบการและรัฐบาลมีแรงจูงใจที่จะลดต้นทุนให้ต่ำลง ดังนั้นหากว่าต้นทุนลดต่ำลง 1 บาท รัฐและผู้ประกอบการจะแบ่งผลประโยชน์ที่ได้จากการลดต้นทุนกันอย่างไร

หากปัจจัยอื่น ๆ ไม่เปลี่ยนแปลง เมื่อต้นทุนลดลงไป 1 บาท กำไรที่ผู้ประกอบการได้รับจะเพิ่มขึ้นเช่นกัน รัฐจะได้รับส่วนแบ่งกำไรและได้รับภาษีจากกำไรที่ผู้ประกอบการได้รับ ในขณะที่ผู้ประกอบการจะได้รับกำไรสุทธิหลังหักภาษี

Saving index จะคำนวณจากกำไรสุทธิหลังหักภาษีที่ผู้ประกอบการได้รับซึ่งสะท้อนให้เห็นว่าเมื่อผู้ประกอบการลดต้นทุนได้ 1 บาทแล้ว ผู้ประกอบการจะได้ส่วนแบ่งกำไรจากต้นทุนที่ลดลงไปนั้นเป็นจำนวนเท่าไร และส่วนที่เหลือจาก 1 บาทนี้จึงเป็นส่วนแบ่งกำไรที่เกิดขึ้นจากต้นทุนที่ลดลงที่รัฐได้รับ (1-Saving index)

2.7 ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ (Marginal Government Take)

ในขณะที่ GT คำนวณจากรายรับของโครงการหักด้วยต้นทุน Marginal Government Take (MGT) คำนวณโดยใช้สูตรเดียวกันเพียงแต่สมมติให้ต้นทุนเท่ากับศูนย์ ถึงแม้ว่าสมมติฐานนี้จะไม่เป็นจริงแต่อย่าง

ใดแต่สมมติฐานนี้ก็มิมีประโยชน์ โดย Marginal government take มักจะถูกนำมาใช้เพื่อตอบคำถามว่า หากปัจจัยอื่น ๆ ไม่เปลี่ยนแปลง แล้วราคาน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติขึ้นเพียง 1 บาท รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มเท่าใด เนื่องจากการที่ราคาเพิ่มขึ้นไม่ได้ทำให้ผู้ประกอบการมีต้นทุนในการผลิตเพิ่มขึ้นแต่อย่างใดแต่กลับมีรายรับเพิ่มขึ้น ดังนั้นในการคำนวณจึงกำหนดว่าไม่มีต้นทุนเกิดขึ้น Marginal government take จึงสะท้อนให้เห็นถึงส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับเมื่อราคามีการเปลี่ยนแปลง และยังสะท้อนให้เห็นว่าหากมี “กำไรส่วนเกินที่ไม่ได้คาดหมาย (Windfall profit)” จากราคาน้ำมันที่สูงขึ้น รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้เท่าใด

ในการคำนวณ Marginal government take จะมีค่าต่ำกว่า GT เสมอ เนื่องจาก “ส่วน” มีค่ามากกว่านั่นเอง

3 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาและการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง

การศึกษานี้จะประเมินและวิเคราะห์เปรียบเทียบเครื่องมือทางการคลังของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านอันได้แก่กัมพูชา พม่า อินโดนีเซีย และเวียดนาม ซึ่งเป็นประเทศที่ผู้ประกอบการของไทยไปลงทุนด้วย ทั้งนี้เพื่อพิจารณาว่าภายใต้ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทย เครื่องมือทางการคลังที่รัฐใช้ได้ให้ผลตอบแทนแก่รัฐเพียงพอและเป็นธรรมหรือไม่เมื่อเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านที่ผู้ประกอบการของไทยเลือกที่จะไปลงทุน อย่างไรก็ตามผู้วิจัยตระหนักดีว่าการตัดสินใจลงทุนของผู้ประกอบการของไทยทั้งในประเทศและต่างประเทศนั้นมีปัจจัยอื่น ๆ ประกอบอีกด้วยนอกเหนือจากระบบการคลังปีโตรเลียม อาทิ เช่น ความเป็นไปได้ทางเทคนิค ความเป็นไปได้ทางธรณีวิทยา ซึ่งอยู่นอกเหนือขอบเขตของงานวิจัยนี้

3.1 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา

ในการวิเคราะห์ระบบการคลังปีโตรเลียมของไทยและประเทศอื่น ๆ จำเป็นต้องอาศัยข้อมูลเครื่องมือทางการคลังปีโตรเลียม โดยข้อมูลที่จำเป็นในการวิเคราะห์ได้นำเสนอไว้ในตารางที่ 5-1 และ 5-2

การศึกษานี้จะเปรียบเทียบระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศไทยในปัจจุบันอันได้แก่ Thailand I และ Thailand III กับระบบการคลังปีโตรเลียมของประเทศเพื่อนบ้านอันได้แก่ พม่า เวียดนาม อินโดนีเซีย และกัมพูชา จากตารางที่ 5-2 จะเห็นได้ว่าประเทศเหล่านี้ใช้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตทั้งหมดในขณะที่มีแต่เพียงประเทศไทยที่ยังใช้ระบบสัมปทาน ผู้วิจัยได้อาศัยข้อมูลจาก บมจ. ปตท.สผ. ซึ่งผู้รับสัมปทานรายใหญ่ของประเทศไทยและได้ออกไปลงทุนในต่างประเทศด้วย โดยทางบมจ. ปตท.สผ. ได้ให้ข้อมูลรายละเอียดของระบบและเครื่องมือทางการคลังในประเทศต่าง ๆ ที่ บมจ. ปตท.สผ. ไปลงทุนอยู่ในปัจจุบัน

ในระบบการคลังปีโตรเลียมของแต่ละประเทศจะประกอบด้วยเครื่องมือทางการคลังที่สำคัญดังนี้ ค่าภาคหลวง (คำนวณตามมูลค่าปีโตรเลียมที่ขายได้) การหักค่าต้นทุน (คำนวณตามมูลค่าปีโตรเลียมที่ขายได้) ภาษีเงินได้ได้ปีโตรเลียมหรือภาษีเงินได้นิติบุคคล (คำนวณตามกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการ

ปีโตรเลียมของผู้ประกอบการ) และส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ ซึ่งเครื่องมือเหล่านี้จะเป็นตัวแปรหลักในการคำนวณตัวชี้วัดต่าง ๆ

จะสังเกตได้ว่าภายใต้ระบบสัมปทาน รัฐมักจะไม่งำหนดหรือจำกัดสัดส่วนการหักค่าต้นทุน โดยอนุญาตให้ผู้ประกอบการสามารถหักค่าต้นทุนหรือเรียกว่า Deduction ได้เต็มเม็ดเต็มหน่วย และมักจะไม่งำหนดส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ (Profit sharing) แต่จะเก็บค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้เท่านั้น ในขณะที่ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต รัฐสามารถที่จะเลือกใช้เครื่องมือทางการคลังที่หลากหลายอันได้แก่ ค่าภาคหลวง การหักค่าต้นทุน ภาษีเงินได้ และส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ

ผู้วิจัยตระหนักดีว่าในทางปฏิบัติแล้วเครื่องมือทางการคลังมีอยู่ด้วยกันหลากหลายประเภทขึ้นอยู่กับสัญญาที่ได้ตกลงกันระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ แต่เพื่อให้การเปรียบเทียบระหว่างประเทศเป็นไปอย่างเหมาะสมบนพื้นฐานเดียวกัน ผู้วิจัยจึงได้ตีกรอบเฉพาะเครื่องมือทางการคลังที่ใช้กันอยู่ในทุก ๆ ประเทศที่ทำการศึกษาและเป็นเครื่องมือที่สะท้อนถึง “ผลตอบแทน” ที่รัฐจะได้รับ หากพิจารณาถึงเครื่องมือทางการคลังที่มักพบเห็นในสัญญาอันได้แก่ “โบนัสในการลงนามในสัญญา” (Signature Bonuses) แล้ว Johnston and Johnston (2010) ได้กล่าวไว้ว่าในการประเมินส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ ผู้ศึกษามักไม่นำโบนัสมาพิจารณาด้วย เนื่องจากโบนัสที่รัฐได้รับมีสัดส่วนต่อกำไรเพียงเล็กน้อยเท่านั้น ส่วนใหญ่แล้วรัฐจะเก็บโบนัสเพื่อประกัน “ความเสี่ยง” หากโครงการขุดเจาะและสำรวจไม่ประสบผลสำเร็จในท้ายที่สุดรัฐยังได้รับรายได้อยู่บ้าง นอกจากนี้การเก็บโบนัสยังมีจำนวนที่แตกต่างกันตามพื้นที่และโครงการที่ผู้ประกอบการเข้าไปสำรวจและขุดเจาะจึงยากที่จะหาโบนัสที่เป็นฐานเดียวกันเพื่อใช้ในการคำนวณส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับด้วยเหตุนี้ผู้วิจัยจึงไม่รวมโบนัสในการลงนามในสัญญาเข้าไปในการประเมินระบบการคลังปีโตรเลียม

จากตารางที่ 5-1 และ 5-2 จะเห็นได้ว่าในขณะที่ประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I กัมพูชาและพม่าใช้ค่าภาคหลวงแบบอัตราเดียวโดยกำหนดค่าภาคหลวงไว้ที่ 12.5% และ 10% ตามลำดับ ประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand III และประเทศเวียดนามกลับเป็นประเทศที่ใช้ค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได (Sliding scale) โดยในแบบขั้นบันไดนี้ผู้ประกอบการผลิตได้มากเท่าใด รัฐก็ยิ่งจะได้รับค่าภาคหลวงในอัตราที่สูงขึ้นเท่านั้น มีเพียงประเทศอินโดนีเซียเท่านั้นที่ไม่เก็บค่าภาคหลวง

ในงานศึกษานี้ ประเทศไทยเป็นประเทศเดียวที่ไม่มีส่วนแบ่งกำไรให้แก่รัฐ ทุกประเทศจะกำหนดส่วนแบ่งกำไรไว้โดยแบ่งแยกตามประเภทปีโตรเลียมอันได้แก่น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ และยังกำหนดส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันไดไว้ด้วยโดยใช้หลักการเดียวกันกับค่าภาคหลวงคือยิ่งผลิตมากรัฐยิ่งได้อัตราส่วนแบ่งกำไรสูงไปด้วย และมีเพียงประเทศอินโดนีเซียที่กำหนดส่วนแบ่งกำไรไว้เพียงอัตราเดียวโดยแยกตามน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ทุกประเทศยังเก็บภาษีเงินได้ดังแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 5-2

งานศึกษานี้จะคำนวณตัวชี้วัดเพื่อประเมินระบบการคลังปีโตรเลียมตามข้อมูลที่ได้แสดงในตารางที่ 5-1 และ 5-2

ตารางที่ 5-1 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบสัมปทานของประเทศไทย

เครื่องมือ	Thailand I	Thailand III
ระบบ	สัมปทาน	สัมปทาน
ค่าภาคหลวง (% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายได้ในรอบเดือน)	12.5%	5% ไม่เกิน 60,000 บาร์เรล 6.25% มากกว่า 60,000 บาร์เรล แต่ไม่เกิน 150,000 บาร์เรล 10% มากกว่า 150,000 บาร์เรล แต่ไม่เกิน 300,000 บาร์เรล 12.5% มากกว่า 300,000 บาร์เรล แต่ไม่เกิน 600,000 บาร์เรล 15% ส่วนที่เกิน 600,000 บาร์เรล
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (% ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม)	50%	50%

ตารางที่ 5-2 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตในประเทศเพื่อนบ้าน

เครื่องมือ	กัมพูชา	พม่า
ระบบ	สัญญา (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)	สัญญา (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)
ค่าภาคหลวง (% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายได้)	12.5%	10%
การหักค่าต้นทุน (Cost Recovery) (% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายได้)	70-80% สำหรับน้ำมัน 90% สำหรับก๊าซธรรมชาติ	50-60% ขึ้นอยู่กับระดับความลึกของน้ำ
ภาษีเงินได้นิติบุคคล (% ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม)	30%	30%
ส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ (% ของรายรับที่หักค่าต้นทุน)	น้ำมัน 42% 0-10 Kbpd 47% 10-25 Kbpd 52% 25-50 Kbpd 57% 50-75 Kbpd 62% 75-100 Kbpd 67% 100+ Kbpd ก๊าซ 40% 0-175 MMscfd 45% 175-350 MMscfd 50% 350-525 MMscfd 60% 525+ MMscfd	ขึ้นอยู่กับปริมาณการผลิต onshore/offshore และระดับความลึกของน้ำ น้ำมัน (กรณี offshore และ deepwater) 60% <25 Kbpd 65% <50 Kbpd 75% <100 Kbpd 80% <150 Kbpd 85% >150 Kbpd ก๊าซธรรมชาติ 65% <300 MMscfd 75% <600 MMscfd 85% <900 MMscfd 90% >900 MMscfd

ตารางที่ 5-2 เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตในประเทศเพื่อนบ้าน (ต่อ)

เครื่องมือ	เวียดนาม	อินโดนีเซีย
ระบบ	สัญญา (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)	สัญญา (สัญญาแบ่งปันผลผลิต)
ค่าภาคหลวง (% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายได้)	<p><u>Standard royalty rate</u> น้ำมัน:</p> <p>6% 0-20 Kbpd 8% 20-50 Kbpd 10% 50-75 Kbpd 15% 75-100 Kbpd 20% 100-150 Kbpd 25% >150 Kbpd</p> <p>ก๊าซธรรมชาติ:</p> <p>0% 0-175 MMscfd 5% 175-355 MMscfd 10% >355 MMscfd</p> <p><u>Frontier royalty rate</u> น้ำมัน:</p> <p>4% 0-20 Kbpd 6% 20-50 Kbpd 8% 50-75 Kbpd 10% 75-100 Kbpd 15% 100-150 Kbpd 20% >150 Kbpd</p> <p>ก๊าซธรรมชาติ:</p> <p>0% 0-175 MMscfd 3% 175-355 MMscfd 6% >355 MMscfd</p>	-
การหักค่าต้นทุน (Cost Recovery) (% ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายได้)	50% พื้นที่มาตรฐาน 70% Frontier area	90% (รายได้หลังจากหัก First Tranche Petroleum 10% สามารถนำไปหักเป็นค่าใช้จ่ายได้ทั้งหมด 100%)
ภาษีเงินได้นิติบุคคล (% ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม)	50% พื้นที่มาตรฐาน 32% Frontier area	44%
ส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ (% ของรายรับที่หักค่าต้นทุน)	น้ำมัน 70% 0-30 Kbpd 75% 30-50 Kbpd 80% >50 Kbpd ก๊าซธรรมชาติ ใช้ conversion factor ที่ 6 mcf/bbl เพื่อเปลี่ยนกำไรน้ำมันให้เป็นกำไรก๊าซ ใช้ช่วงเดียวกันกับส่วนแบ่งกำไรน้ำมัน	Frontier Area: 65% สำหรับน้ำมัน 60% สำหรับก๊าซธรรมชาติ (หลังหักภาษีแล้ว) Proven Area: รัฐจะได้รับมากขึ้นแล้วแต่กรณีไป

ที่มา: บมจ. ปตท.สผ.

ถึงแม้ว่าแต่ละประเทศจะใช้เครื่องมือการคลังที่ไม่แตกต่างกันมาก แต่การกำหนดอัตราส่วนค่าภาคหลวงและการแบ่งส่วนกำไรที่รัฐและผู้ประกอบการได้รับมีความหลากหลายโดยขึ้นอยู่กับประเภทของปิโตรเลียม ปริมาณการผลิต และพื้นที่ที่เปิดให้สำรวจและผลิต ในงานศึกษานี้ผู้วิจัยจะคำนวณตัวชี้วัดสำหรับประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน โดยละเอียด และในกรณีศึกษาของต่างประเทศ โดยจะศึกษาทั้งเครื่องมือทางการคลังที่ใช้กับการสำรวจและผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ และผู้วิจัยจะเลือกกรณีที่อยู่อัตราในชั้นบันไดมีอัตราสูงสุด ตัวอย่างเช่น ผู้วิจัยจะศึกษาระบบการคลังของประเทศ “เวียดนาม” เฉพาะในกรณีมาตรฐานทั้งในน้ำมันและก๊าซธรรมชาติเท่านั้นเนื่องจากผู้วิจัยเห็นว่าอัตราชั้นบันไดในกรณีมาตรฐานมีอัตราที่สูงกว่าในกรณี Frontier area ในกรณีของประเทศ “พม่า” ผู้วิจัยได้เลือกกรณี Offshore และทะเลน้ำลึก ในกรณีของประเทศ “อินโดนีเซีย” จะศึกษากรณี Frontier Area และในกรณีของประเทศ “กัมพูชา” จะศึกษาทุกกรณี ทั้งนี้เนื่องจากผู้วิจัยต้องการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยโดยเปรียบเทียบกับ “อัตราสูงสุด” ที่รัฐบาลในประเทศเพื่อนบ้านพึงจะได้รับ เพื่อให้ผลการศึกษามีความชัดเจนและสามารถเปรียบเทียบกันได้

ผู้วิจัยตระหนักดีว่านอกจากเครื่องมือทางการคลังที่ได้กล่าวมานี้ ในการให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รัฐบาลยังมีเครื่องมืออื่น ๆ อีกที่มักจะเรียกเก็บจากผู้ประกอบการ อาทิเช่นผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษในรูปของโบนัสพิเศษที่จ่ายให้รัฐเมื่อลงนามในสัญญา (Signature bonus) โบนัสเมื่อค้นพบแหล่งปิโตรเลียม เงินบริจาค การอบรมบุคลากรในประเทศ เป็นต้น เครื่องมือเหล่านี้มักไม่มีความสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณหรือมูลค่าการผลิตที่ได้ และไม่มีความสัมพันธ์โดยตรงกับผลการดำเนินงานของผู้ประกอบการด้วยเช่นกัน อีกทั้งยังมีความหลากหลายขึ้นอยู่กับสัญญาที่ได้ตกลงกันไว้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณตัวชี้วัดมีความคงเส้นคงวาและสามารถนำตัวชี้วัดมาเปรียบเทียบทั้งภายในและระหว่างประเทศ และเพื่อสะท้อนการสร้างรายได้ให้แก่รัฐบาลพื้นฐานของการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพของผู้ประกอบการ ผู้วิจัยจึงจะไม่นำเครื่องมือเหล่านี้มาประกอบการพิจารณา

3.2 การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario analysis)

งานศึกษานี้จะใช้การวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (Scenario analysis) ทางด้านต้นทุนที่แตกต่างกันออกไป เพื่อพิจารณาว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนมีผลต่อ take ที่รัฐและผู้ประกอบการจะได้รับอย่างไร และตัวชี้วัดต่าง ๆ จะมีการเปลี่ยนแปลงอย่างไร โดยแบ่งสถานการณ์ต้นทุนเป็น 2 กรณีดังนี้

1. กรณีต้นทุนสูง (High cost case) โดยต้นทุนคิดเป็นสัดส่วน 60% ของมูลค่าปิโตรเลียม
2. กรณีต้นทุนต่ำ (Low cost case) โดยต้นทุนคิดเป็นสัดส่วน 30% ของมูลค่าปิโตรเลียม

ผู้ประกอบการจะเผชิญกับสถานการณ์ต้นทุนในการดำเนินงานสูงหรือต่ำก็ขึ้นอยู่กับความสามารถในการผลิตและช่วงในการผลิต โดยแต่ละช่วงการผลิตผู้ประกอบการจะเผชิญกับต้นทุนในระดับที่แตกต่างกัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับลักษณะทางธรณีวิทยา เทคโนโลยี และความสามารถในการประกอบการ ในระบบสัมปทาน ผู้ประกอบการจะสามารถหักต้นทุนที่เกิดขึ้นตามจริงได้ทั้งหมด ขณะที่ในระบบสัญญาแบ่งปัน

ผลผลิต ผู้ประกอบการจะสามารถหักต้นทุนที่เกิดขึ้นได้แต่ไม่เกินกว่า Cost recovery limit ที่ตกลงไว้ในสัญญา

4 ผลการศึกษา

จากตารางที่ 5-3 พบว่าภายใต้ “ระบบการคลังปีโตรเลียม Thailand I” รัฐได้รับ GT เป็นสัดส่วน 65.6% และ 58.9% ของมูลค่าปีโตรเลียมในสถานการณ์ต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำตามลำดับ ERR ในระบบนี้เท่ากับค่าภาคหลวง ซึ่งแสดงถึงสัดส่วนต่ำสุดของรายได้จากปีโตรเลียมที่รัฐจะสามารถเข้าถึงได้ และ MGT ซึ่งแสดงให้เห็นว่าหากราคาปีโตรเลียมเพิ่มขึ้น 1 บาท รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้เป็นสัดส่วนเท่ากับ 56.3% ของมูลค่าปีโตรเลียม

ภายใต้ Thailand I ผู้ประกอบการจะได้รับ CT เป็นสัดส่วน 34.4% และ 41.1% ของมูลค่าปีโตรเลียมในสถานการณ์ต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำตามลำดับ และสามารถเข้าถึงรายรับรวมในอัตรา 73.8% และ 58.8% ของมูลค่าปีโตรเลียมในสถานการณ์ต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำตามลำดับ R factor ที่ 1.2 และ 2 เท่าในกรณีต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำตามลำดับ สะท้อนให้เห็นว่าผู้ประกอบการได้รับรายรับรวมในสัดส่วนที่สูงกว่าค่าใช้จ่ายจริงที่เกิดขึ้น ในขณะที่ Entitlement Index ซึ่งแสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการมีสิทธิที่จะได้รับผลตอบแทนสูงสุดถึง 87.5% ของมูลค่าปีโตรเลียม ภายใต้ Thailand I AGR มีค่าเท่ากับ Entitlement Index เนื่องจากไม่มีการกำหนด Cost Recovery Limit และ Saving index สามารถชี้ได้ว่าหากผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพและสามารถลดต้นทุนลงได้ 1 บาท ผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่งกำไรเป็นจำนวน 0.5 บาท

ในภาพรวมจะเห็นได้ว่าระบบการคลังปีโตรเลียมภายใต้ Thailand I ยังมีการแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ แต่การรับประกันรายได้ให้แก่รัฐยังไม่ดีนักเนื่องจากรัฐพึ่งพาแต่รายได้จากค่าภาคหลวงเป็นหลักและไม่ได้รับส่วนแบ่งรายได้แต่อย่างใด เมื่อพิจารณาในมุมมองของผู้ประกอบการจะเห็นได้ว่า Thailand I สามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการดำเนินงานได้เป็นอย่างดี โดยสามารถเข้าถึงรายได้และได้มีโอกาสได้รับผลตอบแทนค่อนข้างสูง

เป็นที่น่าสังเกตว่าภายใต้ Thailand I เมื่อผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนลงได้รัฐกลับได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยลง ลักษณะนี้เป็นลักษณะทั่วไปของระบบสัมปทานที่มีค่าภาคหลวงเป็นเครื่องมือหลักทางการคลังในการจัดสรรรายได้ให้แก่รัฐคือรัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้แบบถดถอย (Regression) เมื่อผู้ประกอบการสามารถดำเนินงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ หากเมื่อผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างไร้ประสิทธิภาพและมีต้นทุนสูงรัฐกลับได้ส่วนแบ่งรายได้มากกว่า ดังนั้นระบบการคลังปีโตรเลียมลักษณะนี้จึงไม่กระตุ้นให้รัฐส่งเสริมให้ผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพเท่าที่ควร

ตารางที่ 5-3 ผลการประเมินระบบการคลังปีโตรเลียม:Thailand I

% ของมูลค่าปีโตรเลียม	High cost case	Low cost case
Gross revenue	100.0	100.0
Royalty	12.5	12.5
Net Revenue	87.5	87.5
Deductions (Costs)	60.0	30.0
Taxable income	27.5	57.5
Total taxes	13.8	28.8
Company cash flow	13.8	28.8
Company take	34.4	41.1
Government take	65.6	58.9
Access to Gross Revenue	73.8	58.8
Effective Royalty Rate	12.5	12.5
R factor (times)	1.2	2.0
Entitlement Index	87.5	87.5
Saving Index (Baht)	0.5	0.5
Marginal government take	56.3	56.3

เมื่อนำระบบการคลังปีโตรเลียมภายใต้ Thailand III มาพิจารณา จากตารางที่ 5-4 จะเห็นได้ว่าเมื่อพิจารณาค่าภาคหลวงในขั้นแรกรัฐจะได้รับ GT น้อยที่สุดและ GT จะเพิ่มสูงขึ้นเรื่อย ๆ เมื่ออัตราขั้นบันไดสูงขึ้นตาม โดยขั้นบันไดขั้นต่ำสุดรัฐได้รับ GT ที่ 56.3% และเพิ่มสูงขึ้นจึงถึงขั้นบันไดขั้นสุดท้ายเป็น 68.8% ในกรณีต้นทุนสูง และ ขั้นต่ำสุดที่ 53.6% และขั้นสูงสุดอยู่ที่ 60.7% ในกรณีต้นทุนต่ำ สำหรับ ERR ยังคงสะท้อนอัตราค่าภาคหลวงอยู่เช่นเดิม และ MGT จะสูงขึ้นตามลำดับอัตราขั้นบันได

จะเห็นว่าภายใต้ Thailand III การที่รัฐนำอัตราค่าภาคหลวงแบบขั้นบันไดมาใช้กลับทำให้ผู้ประกอบการได้รับส่วนแบ่งรายได้ลดน้อยลงเมื่อปริมาณการผลิตสูงขึ้น โดยจะเห็นว่า CT ในขั้นบันไดต่ำสุดคือ 43.8% และลดลงเหลือ 31.3% ในขั้นสูงสุดในกรณีต้นทุนสูง ในขณะที่ในกรณีต้นทุนต่ำ CT ในขั้นบันไดต่ำสุดคือ 46.4% และลดลงเหลือ 39.3% ในขั้นสูงสุด เมื่อพิจารณา AGR และ Entitlement Index จะเห็นว่าผู้ประกอบการจะสามารถเข้าถึงรายได้มากกว่าในขั้นบันไดที่ต่ำกว่า และหากผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนของตนเองได้จะได้รับ R factor ที่สูงขึ้นด้วย และสามารถได้รับกำไรเพิ่มขึ้นอีกด้วยเมื่อพิจารณาจาก Saving index

เมื่อเปรียบเทียบกับ Thailand I ที่ใช้อัตราค่าภาคหลวงเพียงอัตราเดียว การนำอัตราค่าภาคหลวงแบบ
ขั้นบันไดมาใช้ภายใต้ Thailand III สามารถแบ่งส่วนกำไรระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ และ
รัฐยังมีโอกาสได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงขึ้นเมื่อผู้ประกอบการผลิตได้มากขึ้นจึงมีลักษณะที่ยืดหยุ่นกว่าภายใต้
ระบบ Thailand I และสามารถส่งเสริมให้เกิดการสำรวจและผลิตในหลุมใหญ่และเล็ก อย่างไรก็ตาม การ
รับประกันรายได้ให้แก่รัฐยังคงไม่มั่นคงเพราะยังคงเป็นระบบที่พึ่งพารายได้จากค่าภาคหลวงเพียงอย่างเดียว
และการกำหนดอัตราขั้นบันไดเช่นนี้ยังอาจจะสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการผลิตในปริมาณน้อย สำหรับ
ผู้ประกอบการแล้วจะเห็นได้ว่า Thailand III สามารถจูงใจให้ผู้ประกอบการดำเนินงานได้อย่างมี
ประสิทธิภาพ โดยหากผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนการผลิตได้ ผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่ง
รายได้มากขึ้นและได้รับกำไรสูงขึ้น

เมื่อพิจารณาประเทศเพื่อนบ้าน โดยเริ่มต้นจากประเทศที่มี “อัตราค่าภาคหลวงคงที่” อันได้แก่
ประเทศ “กัมพูชา” และ “พม่า” จะเห็นได้ว่าทั้งสองประเทศมีการแบ่งแยกระบบการคลังปิโตรเลียมตาม
ประเภทของปิโตรเลียมออกเป็นก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน โดยเก็บค่าภาคหลวงเท่ากันในปิโตรเลียมทั้งสอง
ชนิดนี้ แต่กำหนดส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันไดที่แตกต่างกัน

จากตารางที่ 5-5 และ 5-6 จะเห็นได้ว่าประเทศ “กัมพูชา” เก็บค่าภาคหลวงในอัตราที่ “เท่ากัน” กับ
ประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I ทั้งในทรัพยากรน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ แต่เนื่องจากประเทศกัมพูชา
เก็บส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันไดด้วยจึงทำให้รัฐได้รับส่วนแบ่งกำไรสูงกว่าที่ประเทศไทยได้รับในทุก
ขั้นบันไดของส่วนแบ่งกำไร เป็นที่น่าสังเกตว่าเมื่อผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนลงได้รัฐกลับได้รับส่วน
แบ่งรายได้ในอัตราที่ลดลงในทุกขั้นบันไดของส่วนแบ่งกำไร (พิจารณากรณีต้นทุนต่ำ) จึงเป็นที่ประจักษ์ว่า
ถึงแม้ว่ารัฐจะเก็บส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันไดด้วย การถดถอยของรายได้ที่รัฐได้รับ (Regression of GT) ยัง
เกิดขึ้นในระบบที่มีการจัดเก็บค่าภาคหลวงเสมอ ทั้งนี้เพราะการจัดเก็บค่าภาคหลวงทำให้กำไรที่สามารถ
นำมาแบ่งได้ลดน้อยลงนั่นเอง เนื่องจากมีส่วนแบ่งกำไรให้แก่รัฐจึงทำให้ ERR และ MGT ของประเทศ
กัมพูชามีค่าสูงกว่าของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I

เมื่อพิจารณาถึงส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการในประเทศกัมพูชาได้รับนั้นต่ำกว่าที่ผู้ประกอบการ
ของไทยได้รับโดยยิ่งผลิตมาก ผู้ประกอบการยิ่งได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยลง อย่างไรก็ตามความสามารถใน
การเข้าถึงรายได้ (AGR) มีสัดส่วนที่สูงอยู่เกินกว่า 80% ในทุกขั้นบันไดและทุกกรณี จึงสะท้อนให้เห็นว่า
ระบบการคลังปิโตรเลียมของกัมพูชาสามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการได้ระดับหนึ่ง และยัง
สามารถจูงใจให้ผู้ประกอบการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุนของตนเองอีกด้วยเนื่องจาก CT ในกรณี
ต้นทุนต่ำนั้นสูงกว่าในกรณีต้นทุนสูง

ตารางที่ 5-4 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand III

	High cost case					Low cost case				
	ปริมาณการผลิต (Kbpm)					ปริมาณการผลิต (Kbpm)				
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0
Net Revenue	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0
Deductions (Total costs)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Taxable income	35.0	33.8	30.0	27.5	25.0	65.0	63.8	60.0	57.5	55.0
Total taxes	17.5	16.9	15.0	13.8	12.5	32.5	31.9	30.0	28.8	27.5
Company cash flow	17.5	16.9	15.0	13.8	12.5	32.5	31.9	30.0	28.8	27.5
Company take	43.8	42.2	37.5	34.4	31.3	46.4	45.5	42.9	41.1	39.3
Government take	56.3	57.8	62.5	65.6	68.8	53.6	54.5	57.1	58.9	60.7
Access to Gross Revenue	77.5	76.9	75.0	73.8	72.5	62.5	61.9	60.0	58.8	57.5
Effective Royalty Rate	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0
R factor	1.3	1.3	1.3	1.2	1.2	2.1	2.1	2.0	2.0	1.9
Entitlement Index	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0
Saving Index	0.5	1.5	2.5	3.5	4.5	4.5	5.5	6.5	7.5	8.5
Marginal government take	52.5	53.1	55.0	56.3	57.5	52.5	53.1	55.0	56.3	57.5

จากตารางที่ 5-7 และ 5-8 พบว่าประเทศ “พม่า” เก็บค่าภาคหลวงในอัตราที่ “ต่ำกว่า” ของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I โดยเก็บ 10% ของมูลค่าปิโตรเลียมทั้งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ แต่ประเทศพม่าเก็บส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันได โดยเริ่มต้นขึ้นต่ำที่ 60% และ 65% ของกำไรสุทธิสำหรับน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ จึงทำให้ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับของประเทศพม่าสูงกว่าประเทศไทยเป็นอย่างมาก โดยใน “กรณีต้นทุนสูง” พม่าจะได้รับ GT ขั้นต่ำสุดอยู่ที่ 81.6% และ 79% ของมูลค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน ตามลำดับ และ GT จะสูงขึ้นเรื่อย ๆ เมื่อขั้นบันไดสูงขึ้น ในขั้นบันไดสูงสุดพม่าจะได้รับ GT สูงถึง 94.8 และ 92.1% ของมูลค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน ตามลำดับ ในกรณีต้นทุนต่ำก็ได้ผลสรุปอย่างเดียวกัน และไม่ว่าจะพิจารณา ERR และ MGT ก็จะเห็นว่ารัฐสามารถเข้าถึงรายรับจากปิโตรเลียมได้สูงกว่าของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I

สำหรับส่วนแบ่งของรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับนั้นไม่สูงนักและลดลงเรื่อย ๆ เมื่อผลิตเพิ่มขึ้นความสามารถในการเข้าถึงรายได้ (AGR) ของผู้ประกอบการยังต่ำกว่าในกรณีของประเทศกัมพูชา ที่เป็นเช่นนี้เพราะประเทศพม่ากำหนดส่วนแบ่งกำไรให้แก่อุตสาหกรรมปิโตรเลียมที่ต่ำกว่ากัมพูชาอยู่กว่าเกือบ 10%

เป็นที่น่าสังเกตว่ารัฐได้รับส่วนแบ่งรายได้จากก๊าซธรรมชาติสูงกว่าน้ำมันในประเทศพม่า ในขณะที่ในประเทศกัมพูชารัฐกลับได้ส่วนแบ่งรายได้จากน้ำมันสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ โดยทั้งสองประเทศได้วางระบบการคลังปิโตรเลียมในทิศทางที่เหมาะสมกับทรัพยากรพลังงานที่มีอยู่ในประเทศ

ประเทศที่น่าสนใจอีกประเทศหนึ่งคือประเทศ “อินโดนีเซีย” ที่รัฐ “ไม่ได้เก็บค่าภาคหลวง” แต่อย่างไรก็ตามรัฐเก็บเฉพาะส่วนแบ่งกำไรที่อัตรา 65% และ 60% ของกำไรสุทธิสำหรับน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ จากตารางที่ 5-9 ผลการศึกษาพบว่าใน “กรณีต้นทุนสูง” และใน “กรณีต้นทุนต่ำ” รัฐได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงถึง 80.4% และ 77.6% ของมูลค่าน้ำมันและก๊าซธรรมชาติตามลำดับ ซึ่งสูงกว่ากรณี Thailand I และได้รับ ERR และ MGT ค่อนข้างสูงจึงทำให้รัฐสามารถเข้าถึงรายรับจากปิโตรเลียมได้เป็นอย่างดี สำหรับส่วนแบ่งรายได้ของผู้ประกอบการนั้นอยู่ที่ 19.6% และ 22.4% ของมูลค่าน้ำมันและก๊าซธรรมชาติตามลำดับ แต่มีความสามารถในการเข้าถึงรายได้ (AGR) ค่อนข้างสูงอยู่ที่ 92% เนื่องจาก AGR คำนวณจาก Full cost recovery limit และกำไรหลักหักภาษี เมื่อรัฐอนุญาตให้หักค่าต้นทุนมากเท่าใดผู้ประกอบการก็ยังมีโอกาสเข้าถึงรายได้มากขึ้นเท่านั้น สำหรับ R factor และ Saving Index กลับมีค่าไม่สูงนัก ระบบการคลังปิโตรเลียมเช่นนี้จึงไม่จูงใจให้ผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพและลดต้นทุนเท่าใดนัก

ประเทศที่ได้กล่าวมาทั้งหมดนี้มีภาษีเงินได้นิติบุคคลที่ต่ำกว่าภาษีเงินได้ปิโตรเลียมของไทยโดยทั้งสิ้น แต่รัฐยังได้รับ GT ที่สูงกว่าประเทศไทยเนื่องมาจากการกำหนดให้มีการแบ่งส่วนแบ่งกำไรให้แก่รัฐ และจะเห็นได้ว่ารัฐจะได้ GT เพิ่มมากขึ้นเมื่อโครงการนั้น ๆ มีกำไรสูงขึ้นด้วย การเก็บค่าภาคหลวงจะช่วยให้ประกันว่ารัฐจะได้รับส่วนแบ่งจากมูลค่าปิโตรเลียมไม่ว่าผู้ประกอบการจะมีกำไรหรือไม่ แต่การเก็บ

ค่าภาคหลวงเพียงอย่างเดียวไม่สามารถรับประกันได้ว่ารัฐจะมี GT ที่สูง จะเห็นได้ว่าในกรณีของประเทศ อินโดนีเซียการที่รัฐเก็บส่วนแบ่งกำไรเพียงอย่างเดียวกลับทำให้รัฐได้รับ GT ที่สูงกว่าประเทศไทย

ประเทศ “เวียดนาม” มีลักษณะที่แตกต่างจากประเทศอื่น ๆ ตรงที่มีการกำหนดค่าภาคหลวงแบบ ขึ้นบันไดในลักษณะเดียวกันกับประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand III โดยได้กำหนดขั้นบันไดของ ค่าภาคหลวงและขั้นบันไดของส่วนแบ่งกำไร โดยแยกเป็นน้ำมันและก๊าซธรรมชาติอีกด้วย โดยใช้หลักการ เดียวกันในการกำหนดขั้นบันไดคือยิ่งผลิตมากรัฐยิ่งได้รับค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไรในอัตราที่สูงขึ้น

เมื่อพิจารณาเฉพาะขั้นบันไดของค่าภาคหลวง พบว่าประเทศเวียดนามกำหนดขั้นบันไดไว้สูงกว่า ของประเทศไทยโดยตลอด ตัวอย่างเช่น จากตารางที่ 5-11 ขั้นบันไดต่ำสุดของน้ำมันคือ 0-20 Kbpd และเก็บ ค่าภาคหลวง 6% ในขณะที่ขั้นบันไดต่ำสุดของ Thailand III คือ 0-60 Kbpd และเก็บค่าภาคหลวงที่ 5% เท่านั้น และขั้นบันไดสำหรับน้ำมันสามารถไต่สูงได้ถึง 25% หากปริมาณการผลิตสูงกว่า 150 Kbpd ในขณะที่ ขั้นบันไดสูงสุดของประเทศไทยคือ 15% โดยต้องผลิตในปริมาณที่สูงถึง 600 Kbpd

ประเทศเวียดนามมีข้อกำหนดเรื่องการหักค่าต้นทุน (Cost recovery limit) ที่ค่อนข้างต่ำซึ่งเป็นวิธี หนึ่งที่รัฐสามารถใช้เพื่อเก็บส่วนแบ่งกำไรของตนเองให้ได้มูลค่ามากยิ่งขึ้น จึงทำให้ใน “กรณีต้นทุนสูง” ผู้ประกอบการไม่สามารถหักต้นทุนได้ทั้งหมดโดยจะหักได้เพียง 50% ของมูลค่าปิโตรเลียม จึงมีต้นทุนที่ยัง ไม่ได้หักและนำมาหักภายหลังอีก 10% นอกจากนี้ส่วนแบ่งกำไรที่รัฐบาลเวียดนามกำหนดค่อนข้างสูงโดย กำหนดบันไดขั้นต่ำสุดไว้ที่ 70% และขั้นสูงสุดไว้ที่ 80% จึงทำให้เมื่อผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติได้มาก ขึ้นผู้ประกอบการกลับได้กำไรลดลงและขาดทุนในท้ายที่สุด จึงไม่จูงใจให้ผู้ประกอบการมาลงทุนมากนัก

แต่ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศเวียดนามกลับให้ส่วนแบ่งรายได้แก่รัฐค่อนข้างสูงโดยได้ จาก 75% จนถึง 80-90% ในบันไดขั้นสุดท้ายซึ่งสูงกว่าของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand III ซึ่งได้จาก 56% จนถึง 68.8% (ในกรณีต้นทุนสูง) (ตารางที่ 5-10 และ 5-11) นอกจากนี้ ERR และ MGT ของประเทศ เวียดนามก็สูงมากด้วยเช่นกัน ดังนั้นรัฐจะได้รับประโยชน์และมีโอกาสเข้าถึงรายได้จากปิโตรเลียมเป็นอย่างมาก

ผลการศึกษายังพบว่าระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยและประเทศเพื่อนบ้านมีความยืดหยุ่น (Fiscal flexibility) อยู่บ้างโดยอยู่ในรูปของค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันได แต่ระบบฯ ดังกล่าวก็มีข้อจำกัดเนื่องจากอัตราขั้นบันไดจะเปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณการผลิตเท่านั้นและไม่ได้ เปลี่ยนแปลงตามราคาปิโตรเลียมและต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง ดังนั้นระบบฯ เหล่านี้จึงทำให้รัฐและ ผู้ประกอบการไม่สามารถแบ่งสรรผลประโยชน์ได้อย่างเป็นธรรม (misalignment of interests) โดยในกิจการ ปิโตรเลียมที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว องค์กรใดก็ตามระบบนี้มีข้อดีในการบริหารจัดการและมี ประสิทธิภาพในการแบ่งสรรค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่ได้จากการใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมระหว่างรัฐและ ผู้ประกอบการหากว่าโครงการนั้นมีความไม่แน่นอนต่ำโดยเฉพาะความไม่แน่นอนทางด้านราคา

ตารางที่ 5-5 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ก๊าซธรรมชาติในประเทศกัมพูชา

	High cost case				Low cost case			
	ปริมาณการผลิต (MMscfd)				ปริมาณการผลิต (MMscfd)			
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	0-175	175-350	350-525	>525	0-175	175-350	350-525	>525
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Net Revenue	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5
Total cost (80% Cost Recovery Limit)	60.0	60.0	60.0	60.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Profit	27.5	27.5	27.5	27.5	57.5	57.5	57.5	57.5
Government share	11.0	12.4	13.8	16.5	23.0	25.9	28.8	34.5
Company share	16.5	15.1	13.8	11.0	34.5	31.6	28.8	23.0
Total taxes	5.0	4.5	4.1	3.3	10.4	9.5	8.6	6.9
Company cash flow	11.6	10.6	9.6	7.7	24.2	22.1	20.1	16.1
Company take	28.9	26.5	24.1	19.3	34.5	31.6	28.8	23.0
Government take	71.1	73.5	75.9	80.8	65.5	68.4	71.3	77.0
Access to Gross Revenue	83.2	82.9	82.6	82.1	83.2	82.9	82.6	82.1
Effective Royalty Rate	23.5	24.9	26.3	29.0	35.5	38.4	41.3	47.0
R factor	1.2	1.2	1.2	1.1	1.8	1.7	1.7	1.5
Entitlement Index	76.5	75.1	73.8	71.0	64.5	61.6	58.8	53.0
Saving Index	0.4	0.4	0.4	0.3	0.4	0.4	0.4	0.3
Marginal government take	63.3	66.3	69.4	75.5	63.3	66.3	69.4	75.5

ตารางที่ 5-6 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: น้ำมันในประเทศกัมพูชา

	High cost case						Low cost case					
	ปริมาณการผลิต (Kbpd)						ปริมาณการผลิต (Kbpd)					
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	0-10	10-25	25-50	50-75	75-100	>100	0-10	10-25	25-50	50-75	75-100	>100
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5	12.5
Net Revenue	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5	87.5
Total cost (80% Cost Recovery Limit)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Profit	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	27.5	57.5	57.5	57.5	57.5	57.5	57.5
Government share	11.6	12.9	14.3	15.7	17.1	18.4	24.2	27.0	29.9	32.8	35.7	38.5
Company share	16.0	14.6	13.2	11.8	10.5	9.1	33.4	30.5	27.6	24.7	21.9	19.0
Total taxes	4.8	4.4	4.0	3.5	3.1	2.7	10.0	9.1	8.3	7.4	6.6	5.7
Company cash flow	11.2	10.2	9.2	8.3	7.3	6.4	23.3	21.3	19.3	17.3	15.3	13.3
Company take	27.9	25.5	23.1	20.7	18.3	15.9	33.4	30.5	27.6	24.7	21.9	19.0
Government take	72.1	74.5	76.9	79.3	81.7	84.1	66.7	69.5	72.4	75.3	78.2	81.0
Access to Gross Revenue	83.0	82.8	82.5	82.3	82.0	81.7	83.0	82.8	82.5	82.3	82.0	81.7
Effective Royalty Rate	24.1	25.4	26.8	28.2	29.6	30.9	36.7	39.5	42.4	45.3	48.2	51.0
R factor	1.2	1.2	1.2	1.1	1.1	1.1	1.8	1.7	1.6	1.6	1.5	1.4
Entitlement Index	76.0	74.6	73.2	71.8	70.5	69.1	63.4	60.5	57.6	54.7	51.9	49.0
Saving Index	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2	0.4	0.4	0.3	0.3	0.3	0.2
Marginal government take	64.5	67.5	70.6	73.7	76.7	79.8	64.5	67.5	70.6	73.7	76.7	79.8

ตารางที่ 5-7 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ก๊าซธรรมชาติในประเทศพม่า

	High cost case				Low cost case			
	ปริมาณการผลิต (MMscfd)				ปริมาณการผลิต (MMscfd)			
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	<300	<600	<900	>900	<300	<600	<900	>900
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Net Revenue	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
Total cost (60% Cost Recovery)	60.0	60.0	60.0	60.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Profit	30.0	30.0	30.0	30.0	60.0	60.0	60.0	60.0
Government share	19.5	22.5	25.5	27.0	39.0	45.0	51.0	54.0
Company share	10.5	7.5	4.5	3.0	21.0	15.0	9.0	6.0
Total taxes	3.2	2.3	1.4	0.9	6.3	4.5	2.7	1.8
Company cash flow	7.4	5.3	3.2	2.1	14.7	10.5	6.3	4.2
Company take	18.4	13.1	7.9	5.3	21.0	15.0	9.0	6.0
Government take	81.6	86.9	92.1	94.8	79.0	85.0	91.0	94.0
Access to Gross Revenue	67.4	65.3	63.2	62.1	67.4	65.3	63.2	62.1
Effective Royalty Rate	29.5	32.5	35.5	37.0	49.0	55.0	61.0	64.0
R factor	1.1	1.1	1.1	1.0	1.5	1.4	1.2	1.1
Entitlement Index	70.5	67.5	64.5	63.0	51.0	45.0	39.0	36.0
Saving Index	0.2	0.2	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1
Marginal government take	78.0	84.3	90.6	93.7	78.0	84.3	90.6	93.7

ตารางที่ 5-8 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: น้ำมันในประเทศพม่า

	High cost case					Low cost case				
	ปริมาณการผลิต (Kbpd)					ปริมาณการผลิต (Kbpd)				
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	<25	<50	<100	<150	>150	<25	<50	<100	<150	>150
Gross revenue	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Royalty	10	10	10	10	10	10	10	10	10	10
Net Revenue	90	90	90	90	90	90	90	90	90	90
Total cost (60% Cost Recovery Limit)	60	60	60	60	60	30	30	30	30	30
Profit	30	30	30	30	30	60	60	60	60	60
Government share	18	19.5	22.5	24	25.5	36	39	45	48	51
Company share	12	10.5	7.5	6	4.5	24	21	15	12	9
Total taxes	3.6	3.15	2.25	1.8	1.35	7.2	6.3	4.5	3.6	2.7
Company cash flow	8.4	7.35	5.25	4.2	3.15	16.8	14.7	10.5	8.4	6.3
Company take	21	18.375	13.125	10.5	7.875	24	21	15	12	9
Government take	79	81.625	86.875	89.5	92.125	76	79	85	88	91
Access to Gross Revenue	68.4	67.35	65.25	64.2	63.15	68.4	67.35	65.25	64.2	63.15
Effective Royalty Rate	28	29.5	32.5	34	35.5	46	49	55	58	61
R factor	1.14	1.1225	1.0875	1.07	1.0525	1.56	1.49	1.35	1.28	1.21
Entitlement Index	72	70.5	67.5	66	64.5	54	51	45	42	39
Saving Index	0.28	0.245	0.175	0.14	0.07	0.28	0.245	0.175	0.14	0.07
Marginal government take	74.8	77.95	84.25	87.4	90.55	74.8	77.95	84.25	87.4	90.55

ตารางที่ 5-9 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ประเทศอินโดนีเซีย

%ของมูลค่าปิโตรเลียม	น้ำมัน		ก๊าซธรรมชาติ	
	High cost case	Low cost case	High cost case	Low cost case
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	0.0	0.0	0.0	0.0
Net Revenue	100.0	100.0	100.0	100.0
Total cost (90% Cost Recovery)	60.0	30.0	60.0	30.0
Profit	40.0	70.0	40.0	70.0
Government share	26.0	45.5	24.0	42.0
Company share	14.0	24.5	16.0	28.0
Total taxes (44%)	6.2	10.8	7.0	12.3
Company cash flow	7.8	13.7	9.0	15.7
Company take	19.6	19.6	22.4	22.4
Government take	80.4	80.4	77.6	77.6
Access to Gross Revenue	92.0	92.0	92.2	92.2
Effective Royalty Rate	26.0	45.5	24.0	42.0
R factor	1.1	1.5	1.1	1.5
Entitlement Index	74.0	54.5	76.0	58.0
Saving Index	0.2	0.2	0.2	0.2
Marginal government take	80.4	80.4	77.6	77.6

ตารางที่ 5-10 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: ก๊าซธรรมชาติในประเทศเวียดนาม

	High cost case			Low cost case		
	ปริมาณการผลิต (MMscfd)			ปริมาณการผลิต (MMscfd)		
	0-175	175-355	>355	0-175	175-355	>355
% ของมูลค่าปิโตรเลียม						
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	0.0	5.0	10.0	0.0	5.0	10.0
Net Revenue	100.0	95.0	90.0	100.0	95.0	90.0
Total cost (50% Cost Recovery limit)	50.0	50.0	50.0	30.0	30.0	30.0
Profit	50.0	45.0	40.0	70.0	65.0	60.0
Government share	35.0	33.8	32.0	49.0	48.8	48.0
Company share	15.0	11.3	8.0	21.0	16.3	12.0
Unrecovered cost	10.0	10.0	10.0	-	-	-
Taxable income	5.0	1.3	-2.0	-	-	-
Total taxes	2.5	0.6	0.0	10.5	8.1	6.0
Company cash flow	2.5	0.6	-2.0	10.5	8.1	6.0
Company take	5.0	1.3	-4.0	15.0	11.6	8.6
Government take	75.0	78.8	84.0	85.0	88.4	91.4
Access to Gross Revenue	57.5	55.6	54.0	57.5	55.6	54.0
Effective Royalty Rate	35.0	38.8	42.0	49.0	53.8	58.0
R factor	1.1	1.0	1.0	1.4	1.3	1.2
Entitlement Index	65.0	61.3	58.0	51.0	46.3	42.0
Saving Index	0.2	0.2	0.1	0.2	1.2	2.2
Marginal government take	85.0	88.1	91.0	85.0	88.1	91.0

ตารางที่ 5-11 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: น้ำมันในประเทศเวียดนาม

% ของมูลค่าปิโตรเลียม	High cost case						Low cost case					
	ปริมาณการผลิต (Kbpd)						ปริมาณการผลิต (Kbpd)					
	0-20	20-50	50-75	75-100	100-150	>150	0-20	20-50	50-75	75-100	100-150	>150
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	6.0	8.0	10.0	15.0	20.0	25.0	6.0	8.0	10.0	15.0	20.0	25.0
Net Revenue	94.0	92.0	90.0	85.0	80.0	75.0	94.0	92.0	90.0	85.0	80.0	75.0
Total cost (50% Cost Recovery Limit)	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Profit	44.0	42.0	40.0	35.0	30.0	25.0	64.0	62.0	60.0	55.0	50.0	45.0
Government share	30.8	31.5	32.0	28.0	24.0	20.0	44.8	46.5	48.0	44.0	40.0	36.0
Company share	13.2	10.5	8.0	7.0	6.0	5.0	19.2	15.5	12.0	11.0	10.0	9.0
Unrecovered cost	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	-	-	-	-	-	-
Taxable income	3.2	0.5	-2.0	-3.0	-4.0	-5.0	-	-	-	-	-	-
Total taxes	1.6	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	9.6	7.8	6.0	5.5	5.0	4.5
Company cash flow	1.6	0.3	-2.0	-3.0	-4.0	-5.0	9.6	7.8	6.0	5.5	5.0	4.5
Company take	3.2	0.5	-4.0	-6.0	-8.0	-10.0	13.7	11.1	8.6	7.9	7.1	6.4
Government take	76.8	79.5	84.0	86.0	88.0	90.0	86.3	88.9	91.4	92.1	92.9	93.6
Access to Gross Revenue	56.6	55.3	54.0	53.5	53.0	52.5	56.6	55.3	54.0	53.5	53.0	52.5
Effective Royalty Rate	36.8	39.5	42.0	43.0	44.0	45.0	50.8	54.5	58.0	59.0	60.0	61.0
R factor	1.0	1.0	1.0	0.9	0.9	0.9	1.3	1.3	1.2	1.2	1.2	1.2
Entitlement Index	63.2	60.5	58.0	57.0	56.0	55.0	49.2	45.5	42.0	41.0	40.0	39.0
Saving Index	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.1	0.1	0.1	0.1
Marginal government take	85.9	88.5	91.0	91.5	92.0	92.5	85.9	88.5	91.0	91.5	92.0	92.5

ตารางที่ 5-12 สถิติระบบการคลังปิโตรเลียมของโลก

ระบบ	สัญญาแบ่งปันผลผลิต	เฉลี่ยของโลก	สัมปทาน
จำนวน	68	123	55
Government take (%)	70	67	64
Royalty (%)	5.7	7.1	8.9
Cost recovery limit (%)	63	79	98
Access to gross revenue (%)	73	81	90
Effective royalty rate (%)	27	19	10
Entitlement index (%)	69	79	91

ที่มา: Johnston(2005)

MGT สามารถสะท้อนให้เห็นได้ว่าหากมีการเปลี่ยนแปลงราคาปิโตรเลียมแล้วระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยมีความยืดหยุ่นต่ำกว่าของประเทศเพื่อนบ้าน โดยจะเห็นได้ว่า MGT ของไทยอยู่ประมาณ 50% และเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นแต่ MGT ยังน้อยกว่า 60% สะท้อนให้เห็นได้ว่าหากราคาเปลี่ยนแปลงไป ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะผลิตได้มากขึ้นแต่รัฐกลับได้ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มเพิ่มขึ้นไม่มากนัก โดยเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านจะเห็นได้ว่า MGT ของประเทศกัมพูชา พม่า และเวียดนาม เพิ่มขึ้นสูงมากเมื่อปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้นและ MGT อยู่ที่ 70-90%

เมื่อเปรียบเทียบกับค่าเฉลี่ยในระบบสัมปทานของโลกดังแสดงในตารางที่ 5-12 จะเห็นได้ว่าภายใต้ระบบ Thailand I และ Thailand III รัฐได้รับ GT ในระดับที่สูงกว่าค่าเฉลี่ยของโลก (64%) เพียงเล็กน้อย ในขณะที่ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ประเทศเพื่อนบ้านของไทยได้รับ GT ที่สูงกว่าค่าเฉลี่ยของโลก (70%) เป็นจำนวนมาก

สำหรับประเทศไทย หากรัฐไม่เปลี่ยนระบบการให้สิทธิฯ หรือไม่นำระบบการให้สิทธิฯ ประเภทอื่น อาทิเช่นระบบแบ่งปันผลผลิต และเลือกที่จะยังคงใช้ระบบสัมปทาน รัฐสามารถออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมได้โดยอาศัยเครื่องมือทางการคลังอื่น ๆ เพิ่มเติมเพื่อดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาให้ได้มากยิ่งขึ้น ทางเลือกหนึ่งที่ยั่งยืนในการปฏิบัติคือการเก็บ “ภาษีเงินได้เพิ่มเติม” ซึ่งเป็นที่นิยมในประเทศที่ใช้ระบบสัมปทาน (ดังได้กล่าวรายละเอียดไว้ในบทที่ 3)

หากรัฐเก็บค่าภาคหลวงควบคู่ไปกับภาษีเงินได้เพิ่มเติมโดยสมมติให้รัฐเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติม 60% ของกำไรสุทธิก่อนหักภาษี ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าภายใต้ระบบ Thailand I (ตารางที่ 5-13) รัฐจะได้รับ GT สูงเพิ่มขึ้นเป็น 86% และ 83.6% ของมูลค่าปิโตรเลียมในกรณีต้นทุนสูงและต่ำตามลำดับ ซึ่งอัตราส่วนนี้สูงกว่าในระบบ Thailand I ที่ไม่มีการแบ่งส่วนกำไรเป็นอย่างมาก และเมื่อพิจารณาตัวชี้วัดอื่นอันได้แก่

ERR และ MGT ผู้วิจัยพบว่ารัฐมีโอกาสเข้าถึงส่วนแบ่งรายได้ได้มากขึ้น นอกจากนี้ผู้วิจัยยังได้คำนวณตัวชี้วัดต่าง ๆ ในกรณีที่รัฐเก็บค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้เพิ่มเติม 50% (ตารางที่ 5-15) ผลการศึกษาพบว่ายิ่งรัฐได้ส่วนแบ่งกำไรน้อยรัฐยิ่งได้ GT ลดน้อยลง แต่ไม่ว่าจะเป็นกรณีใด รัฐยังได้ GT สูงกว่ากรณีที่ไม่เก็บส่วนแบ่งกำไรเลย สำหรับการทดลองนำภาษีเงินได้เพิ่มเติมมาใช้กับ Thailand III ผลการศึกษาที่ได้ก็ออกมาในทำนองเดียวกันดังแสดงในตารางที่ 5-14 และ 5-16

การนำภาษีเงินได้เพิ่มเติมมาใช้ร่วมกับค่าภาคหลวงภายใต้ระบบสัมปทานจะทำให้ผู้ประกอบการได้รับส่วนแบ่งรายได้ลดลง แต่อย่างไรก็ตามผู้ประกอบการยังสามารถเข้าถึงส่วนแบ่งรายได้ในอัตราที่สูงพอสมควร จึงขึ้นอยู่กับความสามารถของผู้ประกอบการเองที่จะลดต้นทุนเพื่อให้ได้รับส่วนแบ่งรายได้ที่เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 5-13 ผลการประเมินระบบการคลังปีโตรเลียม: Thailand I และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (60%)

% ของมูลค่าปีโตรเลียม	High cost case	Low cost case
Gross revenue	100.0	100.0
Royalty	12.5	12.5
Net Revenue	87.5	87.5
Total cost (60% Cost Recovery)	60.0	30.0
Profit	27.5	57.5
Government share	16.5	34.5
Company share	11.0	23.0
Total taxes	5.5	11.5
Company cash flow	5.5	11.5
Company take	13.8	16.4
Government take	86.3	83.6
Access to Gross Revenue	65.5	71.5
Effective Royalty Rate	29.0	47.0
R factor	1.1	1.4
Entitlement Index	71.0	53.0
Saving Index (Baht)	0.2	0.2
Marginal government take	82.5	82.5

ตารางที่ 5-14 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand III และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (60%)

	High cost case					Low cost case				
	ปริมาณการผลิต (Kbpd)					ปริมาณการผลิต (Kbpd)				
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0
Net Revenue	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0
Total cost (60% Cost Recovery)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Taxable income	35.0	33.8	30.0	27.5	25.0	65.0	63.8	60.0	57.5	55.0
Government share	21.0	20.3	18.0	16.5	15.0	39.0	38.3	36.0	34.5	33.0
Company share	14.0	13.5	12.0	11.0	10.0	26.0	25.5	24.0	23.0	22.0
Total taxes	7.0	6.8	6.0	5.5	5.0	13.0	12.8	12.0	11.5	11.0
Company cash flow	7.0	6.8	6.0	5.5	5.0	13.0	12.8	12.0	11.5	11.0
Company take	17.5	16.9	15.0	13.8	12.5	18.6	18.2	17.1	16.4	15.7
Government take	82.5	83.1	85.0	86.3	87.5	81.4	81.8	82.9	83.6	84.3
Access to Gross Revenue	67.0	66.8	66.0	65.5	65.0	67.0	66.8	66.0	65.5	65.0
Effective Royalty Rate	26.0	26.5	28.0	29.0	30.0	44.0	44.5	46.0	47.0	48.0
R factor	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
Entitlement Index	74.0	73.5	72.0	71.0	70.0	56.0	55.5	54.0	53.0	52.0
Saving Index (Baht)	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Marginal government take	81.0	81.3	82.0	82.5	83.0	81.0	81.3	82.0	82.5	83.0

ตารางที่ 5-15 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand I และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (50%)

% ของมูลค่าปิโตรเลียม	High cost case	Low cost case
Gross revenue	100.0	100.0
Royalty	12.5	12.5
Net Revenue	87.5	87.5
Total cost (60% Cost Recovery)	60.0	30.0
Profit	27.5	57.5
Government share	13.8	28.8
Company share	13.8	28.8
Total taxes	6.9	14.4
Company cash flow	6.9	14.4
Company take	17.2	20.5
Government take	82.8	79.5
Access to Gross Revenue	66.9	74.4
Effective Royalty Rate	26.3	41.3
R factor	1.1	1.5
Entitlement Index	73.8	58.8
Saving Index	0.2	0.2
Marginal government take	82.5	82.5

ตารางที่ 5-16 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม: Thailand III และภาษีเงินได้เพิ่มเติม (50%)

	High cost case					Low cost case				
	ปริมาณการผลิต (Kbpd)					ปริมาณการผลิต (Kbpd)				
% ของมูลค่าปิโตรเลียม	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600
Gross revenue	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
Royalty	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0	5.0	6.3	10.0	12.5	15.0
Net Revenue	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0	95.0	93.8	90.0	87.5	85.0
Total cost (60% Cost Recovery)	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	30.0	30.0	30.0	30.0	30.0
Taxable income	35.0	33.8	30.0	27.5	25.0	65.0	63.8	60.0	57.5	55.0
Government share	17.5	16.9	15.0	13.8	12.5	32.5	31.9	30.0	28.8	27.5
Company share	17.5	16.9	15.0	13.8	12.5	32.5	31.9	30.0	28.8	27.5
Total taxes	8.8	8.4	7.5	6.9	6.3	16.3	15.9	15.0	14.4	13.8
Company cash flow	8.8	8.4	7.5	6.9	6.3	16.3	15.9	15.0	14.4	13.8
Company take	21.9	21.1	18.8	17.2	15.6	23.2	22.8	21.4	20.5	19.6
Government take	78.1	78.9	81.3	82.8	84.4	76.8	77.2	78.6	79.5	80.4
Access to Gross Revenue	68.8	68.4	67.5	66.9	66.3	68.8	68.4	67.5	66.9	66.3
Effective Royalty Rate	22.5	23.1	25.0	26.3	27.5	37.5	38.1	40.0	41.3	42.5
R factor	1.1	1.1	1.1	1.1	1.1	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
Entitlement Index	77.5	76.9	75.0	73.8	72.5	62.5	61.9	60.0	58.8	57.5
Saving Index	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
Marginal government take	76.3	76.6	77.5	78.1	78.8	76.3	76.6	77.5	78.1	78.8

บทที่ 6

บทสรุปและข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ในบทนี้จะสรุปผลการศึกษาเพื่อนำไปสู่ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย อย่างไรก็ตามงานศึกษานี้ยังมีข้อจำกัดในการศึกษาและมีประเด็นที่ควรศึกษาต่อยอดเกี่ยวกับกิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในอนาคตต่อไป ดังมีรายละเอียดต่อไปนี้

1 บทสรุป

งานวิจัยนี้ได้ศึกษาระบบสัมปทานในการให้สิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียมพร้อมทั้งศึกษาเครื่องมือทางการคลังของรัฐในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการที่ใช้ในระบบ Thailand I และ Thailand III และพบว่าระบบสัมปทานของไทยนั้นมีเครื่องมือทางการคลังที่สามารถสร้างรายได้ให้แก่รัฐก่อนข้างจำกัดโดยรัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้จากค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และผลประโยชน์พิเศษ

ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทยสามารถดึงดูดนักลงทุนได้ในระดับหนึ่งแต่ยังไม่สามารถสร้างส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐในสัดส่วนที่สูงมากนัก การจัดเก็บรายได้ให้แก่รัฐภายใต้ระบบสัมปทานยัง “ขาดความยืดหยุ่น” เนื่องจากลักษณะและเครื่องมือทางการคลังในปัจจุบันมีลักษณะเดียวและนำมาใช้กับทุกโครงการไม่ว่าจะเป็นโครงการในพื้นที่ลักษณะใด ผลิตปิโตรเลียมประเภทใด และได้รับผลตอบแทนต่อโครงการเท่าไร การกำหนดเครื่องมือทางการคลังของไทยผ่านดำเนินการผ่านกฎหมายและกฎระเบียบข้อบังคับซึ่งแตกต่างจากระบบสัญญาซึ่งรัฐสามารถกำหนดรายละเอียดในสัญญาและ/หรือปรับเปลี่ยนสัญญา (Renegotiation) ให้เหมาะสมกับคู่สัญญา พื้นที่และผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมที่ค้นพบ

ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยสามารถสร้างรายได้ให้แก่รัฐเป็นจำนวนมากโดยเฉพาะจากภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและค่าภาคหลวง การเก็บค่าภาคหลวงสะท้อนให้เห็นว่ารัฐกลัวความเสี่ยง (Risk Averse) หากผู้ประกอบการไม่สามารถทำกำไรได้อย่างน้อย ๆ รัฐก็สามารถได้รับส่วนแบ่งรายได้ผ่านค่าภาคหลวงที่เก็บบนฐานของการผลิต

งานศึกษานี้ยังได้วิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยภายใต้ระบบ Thailand I และ Thailand III และเปรียบเทียบระบบของไทยกับประเทศเพื่อนบ้านเมื่อผู้ประกอบการดำเนินการผลิตแล้วอย่างเต็มกำลัง ผลการศึกษาพบว่าส่วนแบ่งรายได้ของรัฐภายใต้ระบบ Thailand III สามารถแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอและรัฐยังมีโอกาสได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงขึ้นเมื่อผู้ประกอบการผลิตได้มากขึ้นซึ่งมีลักษณะที่ยืดหยุ่นกว่าระบบ Thailand I และสามารถส่งเสริมให้เกิดการสำรวจและผลิตในกลุ่มใหญ่และเล็ก แต่ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยไม่สามารถประกันรายได้ให้แก่รัฐได้มากนักเพราะว่ายัง

เป็นระบบที่พึงพาราขายได้จากค่าภาคหลวงและภาษีปิโตรเลียมเท่านั้น แต่สามารถสร้างแรงจูงใจให้
ผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพได้

แต่หากเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านแล้วพบว่าระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยยังให้ส่วน
แบ่งรายได้แก่รัฐน้อยกว่าและอยู่ในระดับเฉลี่ยของโลกเท่านั้น อย่างไรก็ตาม ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐควรเป็น
เท่าใดจะต้องพิจารณาถึงความเสี่ยงของโครงการ สภาพการแข่งขันในตลาดพื้นที่สำรวจปิโตรเลียมระหว่าง
ประเทศ (International market for exploration acreage) โดยเปรียบเทียบกับประเทศคู่แข่งที่อยู่ในพื้นที่
ใกล้เคียงกัน

จะเห็นได้ว่าในประเทศเพื่อนบ้านได้มีการแบ่งแยกเครื่องมือทางการคลังตามลักษณะพื้นที่เช่นบน
บก ในทะเล หรือน้ำลึก เพื่อให้เหมาะสมแก่ลักษณะพื้นที่ที่มีลักษณะทางธรณีวิทยาและมีต้นทุนในการ
สำรวจ พัฒนา และผลิตที่แตกต่างกัน และยังแบ่งแยกตามประเภทผลิตภัณฑ์เนื่องจากปิโตรเลียมแต่ละ
ประเภทมีราคาซื้อขายในตลาดที่ไม่เท่ากัน การแบ่งแยกเช่นนี้ทำให้ประเทศเหล่านี้มีความยืดหยุ่นและ
ช่องทางในการจัดเก็บรายได้มากขึ้น

2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยไม่ส่งเสริมให้มีการออกแบบ (design) เครื่องมือทางการคลังให้
เหมาะสมแก่แต่ละโครงการ ในการขยายกิจการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมเพื่อให้รัฐและ
ผู้ประกอบการได้รับผลตอบแทนที่เหมาะสมจึงควรนำระบบการให้ส่วนแบ่งรายได้แก่รัฐโดยใช้ส่วนผสม
ระหว่างเครื่องมือทางการคลังที่จัดเก็บบนฐานของรายได้ (Revenue-based regime) ผ่านการเก็บค่าภาคหลวง
และ ฐานกำไร (Profit-based system) ผ่านการใช้ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมและภาษีเงินได้เพิ่มเติม ก็จะสามารถ
ช่วยให้รัฐสร้างความสมดุล (Balance) ระหว่างความเสี่ยงที่เกิดจากความไม่แน่นอนของราคาปิโตรเลียมและ
กำไรโดยอาศัยการจัดเก็บรายได้จากฐานรายได้ และรายได้ที่อาจจะสูญเสียไปหากโครงการนั้น ๆ เป็น
โครงการที่มีศักยภาพในการผลิตและมีกำไรสูง โดยรัฐควรจัดเก็บรายได้จากฐานกำไร

ประเทศไทยควรพิจารณาเพิ่มเครื่องมือทางการคลังหรือปรับเปลี่ยนกลไกการจัดเก็บเพื่อให้
ระบบการคลังปิโตรเลียมมีความยืดหยุ่นมากยิ่งขึ้น งานศึกษานี้ได้ยกกรณีศึกษาโดยกำหนดให้รัฐมีเครื่องมือ
ทางการคลังโดยใช้ภาษีเงินได้เพิ่มเติมในการจัดเก็บภาษีเพิ่มเติมหากผู้ประกอบการมีกำไรเกินปกติและ
พบว่าหากใช้ภาษีเงินได้เพิ่มเติมแล้วรัฐจะได้ส่วนแบ่งรายได้มากยิ่งขึ้น

อย่างไรก็ตามการจัดเก็บรายได้ของรัฐบนฐานกำไรจำเป็นต้องอาศัยการบริหารจัดการที่ดีเพื่อ
หลีกเลี่ยงการกำหนดราคาโอน (Transfer pricing) ระหว่างบริษัทน้ำมันในเครือทั้งในและระหว่างประเทศ
เพื่อให้กำไรลดลงและเสียภาษีได้น้อยลง การบังคับใช้มาตรการป้องกันไม่ให้ผู้ประกอบการโอนกำไร
ระหว่างโครงการในประเทศหรือระหว่างบริษัททั้งในและระหว่างประเทศ (Ring fencing rules) จึงต้อง
เป็นไปอย่างเข้มงวด

นอกจากการพิจารณาเพิ่มเครื่องมือทางการคลังโดยใช้ภาษีเงินได้เพิ่มเติมภายใต้ระบบสัมปทานดั้งเดิม รัฐควรสร้างกลไกเพื่อปรับเปลี่ยนส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังให้คล่องตัวยิ่งขึ้นและสามารถปรับเปลี่ยนได้ตามการเปลี่ยนแปลงที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ในตลาดปิโตรเลียม การลงทุน และการดำเนินงานซึ่งจะสร้างเสริมประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและการจัดเก็บรายได้ และลดต้นทุนในการเจรจาต่อรองหรือการเจรจาต่อรองใหม่ (renegotiation) ในอนาคต ตัวอย่างเช่นส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังควรจะยืดหยุ่นตามการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันในตลาดโลก

รัฐควรประเมินผลการดำเนินงานและปรับตัวแปรทางการคลังเป็นครั้งคราวเพื่อให้ระบบการคลังปิโตรเลียมสามารถนำมาใช้ได้อย่างเหมาะสมกับโครงการในอนาคตซึ่งอาจมีลักษณะที่ไม่สามารถคาดเดาได้ล่วงหน้า โดยพิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงในสภาพตลาด นโยบายของรัฐ ธรณีวิทยา และความเสี่ยงในประเทศ รัฐสามารถจำแนกเครื่องมือทางการคลังตามลักษณะพื้นที่เช่นบนบก ในทะเล หรือน้ำลึก เพื่อให้เหมาะสมแก่ลักษณะพื้นที่ที่มีต้นทุนที่แตกต่างกัน

รัฐบาลในประเทศเจ้าของทรัพยากรควรประเมินผลกระทบของระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีต่อเศรษฐกิจมหภาคโดยรวมอย่างสม่ำเสมออีกด้วย อย่างไรก็ตามการกำหนดส่วนแบ่งรายได้ของรัฐจะต้องพิจารณาถึงสภาพการแข่งขันในตลาดพื้นที่สำรวจปิโตรเลียมระหว่างประเทศ (International market for exploration acreage) โดยเปรียบเทียบกับประเทศคู่แข่งที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกัน เพื่อส่งเสริมการลงทุนด้วย

3 ข้อจำกัดในการศึกษาและการศึกษาในอนาคต

งานศึกษานี้ได้กำหนดขอบเขตในการศึกษาและวิเคราะห์ไว้แต่เพียงการวิเคราะห์และประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยเท่านั้น อย่างไรก็ตามคงปฏิเสธไม่ได้ว่าระบบการจัดสรรสิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียม (Allocation of Petroleum Exploration and Production Rights) มีความสำคัญเช่นกันในการเสริมสร้างความแข็งแกร่งให้แก่ระบบการคลังปิโตรเลียม โดยระบบการจัดสรรสิทธิฯ ที่มีประสิทธิภาพ โปร่งใส และยึดหลักธรรมาภิบาลที่ดี จะทำให้รัฐฯ สามารถคัดเลือกผู้ประกอบการที่มีความรู้ความสามารถ เทคโนโลยีที่เหมาะสมและทันสมัย มีฐานะทางการเงินที่แข็งแกร่ง และมีความสามารถในการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ ระบบการจัดสรรสิทธิฯ ที่มีประสิทธิภาพยังสามารถลดต้นทุนในการบริหารจัดการ ติดตาม ตรวจสอบ จัดเก็บรายได้ และกำกับดูแลกิจการปิโตรเลียมให้แก่รัฐอีกด้วย

ในการให้สิทธิในการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมแก่ผู้ประกอบการ ไม่ว่าจะใช้วิธีการคัดเลือกแบบใดก็นำมาซึ่งการให้สิทธิฯ ด้วยระบบสัมปทานหรือระบบแบ่งปันผลผลิต ซึ่งในแต่ละระบบมักจะใช้เครื่องมือทางการคลังที่คล้ายคลึงกันดังที่ได้วิเคราะห์ไว้ในงานศึกษานี้ ผู้วิจัยเห็นว่างานศึกษาในอนาคตนั้นควรที่จะศึกษาและวิเคราะห์ถึงประสิทธิผลของระบบการจัดสรรสิทธิฯ ในการบรรลุเป้าหมายของรัฐ และเพื่อแสวงหาข้อเสนอแนะและแนวทางในการจัดสรรสิทธิฯ ที่มีประสิทธิภาพต่อไป

นอกจากนี้ Tordo (2007) ได้กล่าวไว้ว่าการออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมที่ดี นอกจากจะต้องคำนึงถึงการให้เครื่องมือทางการคลังแล้วยังจะต้องประกอบด้วยโครงสร้างทางสถาบันในการจัดสรรสิทธิใน

การสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมที่ดีด้วย โดยหน่วยงานที่รับผิดชอบในการจัดสรรควรจะต้องมีขีดความสามารถในการตรวจสอบและบริหารจัดการการดำเนินงานของผู้ประกอบการ นอกจากนี้ระบบการจัดสรรสิทธิฯ ก็ควรมีกฎเกณฑ์ตามหลักธรรมาภิบาล โดยมีลักษณะที่เปิดเผยข้อมูล โปร่งใส สามารถตรวจสอบได้ และมีการรับผิดชอบที่ชัดเจน งานศึกษาในอนาคตจึงควรวางกรอบการประเมินระบบการจัดสรรฯ ในประเทศไทย และวิเคราะห์เรื่องบทบาทหน้าที่ของสถาบัน กลไก และธรรมาภิบาลในการให้จัดสรรสิทธิ และการให้สัมปทานในประเทศไทยและของต่างประเทศเพื่อนำมาเปรียบเทียบกับกรณีของประเทศไทย

เนื่องจากข้อจำกัดทางด้านข้อมูล งานศึกษานี้จึงใช้ Quick look approach สำหรับการศึกษานในอนาคตหากสามารถหาข้อมูลรายโครงการได้ก็จะสามารถใช้วิธีการประเมินแบบ discounted cash flow analysis ในการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมเพื่อเปรียบเทียบกับผลที่ได้จาก Quick look approach

นอกจากนี้แล้ว งานวิจัยในอนาคตควรจะพิจารณาประเมินผลได้/ผลเสียทางเศรษฐกิจ ทั้งในพื้นที่ที่มีการสำรวจ และขุดเจาะปิโตรเลียม และผลได้ในภาพรวมของประเทศ เพื่อประเมินความคุ้มค่าจากการนำทรัพยากรปิโตรเลียม

ในท้ายที่สุด งานวิจัยในอนาคตควรจะครอบคลุมการศึกษาและประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและผลกระทบอื่นๆ ที่เกิดขึ้น รวมทั้งผู้ที่สมควรจะต้องเข้ามามีส่วนร่วมรับผิดชอบในเรื่องดังกล่าว เพื่อนำไปสู่การกำหนดแนวทาง กลไก วิธีการ และมูลค่าของการประกัน รวมทั้งรูปแบบของการวางระบบการประกันความเสี่ยงหรือความเสียหายต่อทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ตลอดจนการพิจารณากฎหมายที่จะใช้รองรับเพื่อบังคับใช้กับผู้ประกอบการอย่างเหมาะสม และเป็นธรรมต่อไป

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

กฤติยาพร วงษา, 2553. *อุตสาหกรรมปิโตรเลียมของไทย*, รายงานวิจัย, สถาบันศึกษานโยบายสาธารณะ.

กฎกระทรวง ฉบับที่ 3 (พ.ศ.2514) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514

กฎกระทรวง ฉบับที่ 13 (พ.ศ.2530) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514

กฎกระทรวง ฉบับที่ 17 (พ.ศ.2532) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514

กฎกระทรวง ฉบับที่ 18 (พ.ศ.2534) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.2514

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ.2516

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ.2522

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ.2532

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 5) พ.ศ.2534

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ.2550

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ.2514

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ.2516

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ.2522

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ.2532

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 5) พ.ศ.2541

พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ.2550

พรายพล คุ่มทรัพย์, 2529. ‘กฎหมายและข้อบังคับเกี่ยวกับการสำรวจและการพัฒนาแร่และพลังงานในกลุ่มประเทศอาเซียน’. วารสารเศรษฐศาสตร์ธรรมศาสตร์ ปีที่ 4 ฉบับที่ 3 หน้า 80-128.

สมบัติ พฤติพิงศภัค, 2540. *การนำระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing) มาใช้ในการให้สิทธิสำรวจและผลผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย*. วิทยานิพนธ์นิติศาสตรมหาบัณฑิต, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

สุวรรณณี ลีมีสุข, 2542. *ระบบค่าภาคหลวงกับการตัดสินใจผลิตก๊าซธรรมชาติ*. วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย.

เสถียรภาพ นาหลวง, 2542. *ปัญหากฎหมายเกี่ยวกับการจัดเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียม*. วิทยานิพนธ์นิติศาสตรมหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยรามคำแหง.

อารยะ ปรีชาเมตตา และคณะ, 2544. *การจัดสรรภาษีให้กับองค์กรปกครองท้องถิ่นในการแก้ปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการของธุรกิจปิโตรเลียม*. ศูนย์บริการวิชาการเศรษฐศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

ภาษาอังกฤษ

Abdo, H., 2010. 'The Story of the UK Oil and Gas Taxation Policy: History and Trends', *Oil, Gas and Energy Law Intelligence*, Vol. 8, Issue 4.

Battacharyya, S.C., 2011. *Energy Economics: Concepts, Issues, Markets and Governance*, Springer-Verlag London Limited.

Blake, A.J. and Roberts, M.C., 2006. 'Comparing Petroleum Fiscal Regimes under Oil Price Uncertainty', *Resources Policy*, Vol. 31, pp.95-105.

Goldsworthy, B. and Zakharova, D., 2010. *Evaluation of the Oil Fiscal Regime in Russia and Proposals for Reform*, IMF Working Paper WP/10/33, International Monetary Fund.

Johnston, D., 1994a. *International Petroleum Fiscal Systems and Production Sharing Contracts*, PennWell Publishing Company.

Johnston, D., 1994b. 'Global Petroleum Fiscal Systems Compared by Contractor Take', *Oil & Gas Journal*, Dec 12, pp. 47-50.

Johnston, D., 2003. *International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis*, PenWell Corporation.

Johnston, D., 2008. 'Changing Fiscal Landscape', *Journal of World Energy Law & Business*, Vol 1, No.1, pp. 31-54.

Johnston, D., and Johnston, D., 2010. 'Petroleum Fiscal System Analysis – State of Play', *Oil, Gas and Energy Law Intelligence*, Vol. 8, Issue 4.

Khelil, C., 1995. *Fiscal Systems for Oil*, Public Policy for the Private Sector Note No. 46, Industry and Energy Department, The World Bank, May.

Land, B.C., 2008. *Resource Rent Taxation – Theory and Experience*. IMF conference on Taxing natural resources: New challenges, new perspectives.

Oliveira, M.R.d., 2010. 'The Overhaul of the Brazilian Oil and Gas Regime: Does the Adoption of a Production Sharing Agreement Bring Any Advantage Over the Current Modern Concession System?', *Oil, Gas and Energy Law Intelligence*, Vol. 8, Issue 4.

- Otto, J. Andrews, C., Cawood, F., Doggett, M., Guj, P., Stermole, F., Stermole, J. and Tilton, J., 2006. *Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society*, Directions in Development, Energy and Mining, The World Bank.
- Sirinuch Chotipanvittayakul and Jittima Mantajit, 2011. Comparison of Petroleum Arrangements: Concession, Production Sharing Contract and Service Contract, Paper Presented at the 4th Petroleum Forum: Approaching to the 21st Petroleum Concession Bidding Round, Bangkok, 26-27.
- Sunley, E.M., Baunsgaard, T. and Simard, D., 2002. *Revenue from the Oil and Gas Sector: Issues and Country Experience*, Background Paper Prepared for the IMF Conference on Fiscal Policy Formulation and Implementation in Oil Producing Countries, June 5-6.
- Tordo, S., 2007. *Fiscal Systems for Hydrocarbons: Design Issues*. World Bank Working Paper No. 123.
- Tordo, S., Johnston, D. and Johnston, D., 2010. *Petroleum Exploration and Production Rights: Allocation Strategies and Design Issues*. World Bank Working Paper No. 179.