Applied Economics Journal Vol. 20 No. 1 (June 2013): 23-46
Copyright © 2013 Center for Applied Economics Research
ISSN 0858-9291

Received: 10 September 2012
Received in revised form: 13 January 2013
Accepted: 26 February 2013

An Analysis of Petroleum Fiscal Regime in Thailand (in Thai)*

Puree Sirasoontorn**
Faculty of Economics, Thammasat University, Bangkok, Thailand
Napon Suksai
Faculty of Economics, Thammasat University, Bangkok, Thailand, E-mail: napon.suksai@gmail.com

This paper analyzes the Thai petroleum fiscal regimes, so called Thailand I and Thailand III, under the concession system for granting petroleum exploration and production rights. The analytical issues include the sharing of benefit between the government and concessionaires, assurance of the government's share of the profits, and the incentive for entrepreneurs to invest and generate efficient operation. The findings reveal that the Thai petroleum regimes are not flexible because only one set of fiscal instruments is applied. The regimes cannot be adjusted to either the context of project fields and operation or the uncertainty of petroleum price. However, the regimes could generate sufficient sharing of benefit although the share of government cannot be firmly assured. The Thai government revenue is based only on the royalty and petroleum income tax; it does not receive as much a share of the profit as the neighboring countries have been receiving under their sharing systems, which is based on production and the project contracts granted according to types of petroleum and exploration as well as production areas. The Thai petroleum regimes, however, give enough incentive to investors. If the Thai government continues the concession system, it should consider applying an additional fiscal instrument, i.e. "supplementary income tax" to increase government revenue.

Keywords: petroleum, fiscal regime, concession, taxation
JEL Classification: H27, L71, Q32

---

* This paper is a part of the research project on "Petroleum Fiscal Regime in Thailand: Survey and Analysis" granted by Public Policy Studies Institute, Chiang Mai University. An earlier version was presented at the 7th Thailand Economics Conference, June 8, 2012, Imperial Queen's Park Hotel, Bangkok.
** Corresponding author: Assist. Prof. Puree Sirasoontorn, Ph.D., Faculty of Economics, Thammasat University, Bangkok, 10200, Thailand. Tel: +66 2 6132442, Fax: +66 2 2249428, E-mail: puree.sirasoontorn@econ.tu.ac.th

วารสารเศรษฐศาสตร์ประยุกต์ ปีที่ 20 ฉบับที่ 1 (มิถุนายน 2556): 23-46
สงวนลิขสิทธิ์ © 2556 ศูนย์วิจัยเศรษฐศาสตร์ประยุกต์
ISSN 0858-9291

บทวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทย

ภูรี สิรสุนทร
คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ กรุงเทพฯ 10200 อีเมล์: puree.sirasoontorn@econ.tu.ac.th
ณพล สุกใส
คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ กรุงเทพฯ 10200 อีเมล์: napon.suksai@gmail.com

บทคัดย่อ

บทความนี้วิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทยภายใต้ระบบสัมปทาน Thailand I และ Thailand III โดยคำนึงถึงการแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ ความสามารถในการประกันส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐ และการสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการลงทุนและดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพ ผลการศึกษาพบว่า การจัดเก็บรายได้ของรัฐภายใต้ระบบสัมปทานยังขาดความยืดหยุ่น เนื่องด้วยการใช้เครื่องมือทางการคลังเพียงชุดเดียว และไม่สามารถปรับเปลี่ยนตามลักษณะพื้นที่ของโครงการและผลิตภัณฑ์ที่สำรวจพบ ตลอดจนความไม่แน่นอนของราคาปิโตรเลียมและผลการดำเนินงานในแต่ละโครงการ อย่างไรก็ตาม ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยก่อให้เกิดการแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ แต่การรับประกันรายได้ให้แก่รัฐยังไม่ดีนัก เพราะรัฐพึ่งพาแต่รายได้จากค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเป็นหลัก ประเทศไทยไม่ได้รับส่วนแบ่งกำไรมากนักเมื่อเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านที่ใช้ระบบแบ่งปันผลผลิต อย่างไรก็ตาม ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยสามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการเข้ามาดำเนินกิจการ หากรัฐยังคงใช้ระบบสัมปทานต่อไป รัฐควรพิจารณาเพิ่มเครื่องมือทางการคลังโดยการเก็บ “ภาษีเงินได้เพิ่มเติม” ร่วมกับเครื่องมือเดิมที่ใช้อยู่ เพื่อเพิ่มส่วนแบ่งรายได้ของรัฐเพิ่มขึ้น

คำสำคัญ: ปิโตรเลียม ระบบการคลัง สัมปทาน การจัดเก็บภาษี

บทนำ

ปิโตรเลียมเป็นทรัพยากรธรรมชาติที่ใช้แล้วหมดไป (exhaustible resource) ประเทศไทยได้นำระบบสัมปทานมาใช้ในการจัดสรรและให้สิทธิ์ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ผู้รับสัมปทานต้องดำเนินการขอรับสัมปทานตามหลักเกณฑ์ กฎและกติกา ภายใต้การกำกับดูแลของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน และต้องแบ่งส่วนรายได้ให้แก่รัฐผ่าน “ระบบการคลังปิโตรเลียม” (petroleum fiscal regime) ตามส่วนผสมเครื่องมือทางการคลังประกอบด้วย ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ และผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานในรูปแบบต่างๆ ตามที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ต่อมามีการเปลี่ยนแปลง

แก้ไขในปี พ.ศ.2516, 2522, 2532, 2534 และ 2550 และตาม พ.ร.บ.ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งทุกครั้งได้มีการแก้ไขปรับปรุงให้สอดคล้องตาม พ.ร.บ.ปิโตรเลียม

ในช่วงเวลาที่ผ่านมาสามารถแบ่งระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยได้เป็นสามระบบใหญ่ๆ คือ Thailand I, Thailand II และ Thailand III ภายใต้ระบบ Thailand II เป็นระบบแบ่งปันผลผลิตที่มีการกำหนดส่วนแบ่งผลกำไรระหว่างผู้ประกอบการกับรัฐบาล ระบบนี้เริ่มใช้เมื่อปี พ.ศ. 2522 และยกเลิกไปในปี 2532 ทั้งนี้พบว่ามีส่วนแบ่งรายได้ไม่จูงใจนักลงทุนนัก และไม่สามารถจูงใจให้ผู้ประกอบการมาลงทุนสำรวจและผลิตได้ ปัจจุบันจึงมีแต่เพียงผู้รับสัมปทานในระบบ Thailand I และ Thailand III โดยระบบแรกใช้ระหว่างปี พ.ศ.2516-2522 และระบบหลังใช้ตั้งแต่ พ.ศ.2532 จนถึงปัจจุบัน ทั้งสองระบบใช้หลักการให้สัมปทานเหมือนกัน แตกต่างแต่เพียงว่า ระบบหลังมีการเปลี่ยนการจัดเก็บค่าภาคหลวงจากเดิมเป็นอัตราเดียวเป็นระบบอัตราก้าวหน้าตามปริมาณ นอกจากนี้ ระบบหลังมีการใช้เครื่องมือทางการคลังอื่นร่วมด้วย (รายละเอียดดังตารางผนวกที่ 1) ทั้งนี้ผู้รับสัมปทานจะอยู่ภายใต้ระบบใดก็ขึ้นอยู่กับช่วงเวลาที่ได้รับสิทธิสัมปทาน บริษัทหนึ่งๆ อาจได้รับสัมปทานทั้งสองระบบและอาจได้รับสัมปทานมากกว่าหนึ่งแปลงในช่วงเวลาที่ต่างกัน ผู้รับสัมปทานจะต้องแบ่งผลประโยชน์ให้แก่รัฐตามปริมาณผลผลิตที่กำหนดไว้ในสัมปทานที่ได้รับ

ระหว่างปี พ.ศ.2524-2552 ประเทศไทยสามารถผลิตปิโตรเลียมได้มูลค่าสะสมรวมทั้งสิ้น 2,628,647.51 ล้านบาท และรัฐได้รับรายได้จากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง โดยเริ่มแรกรัฐมีรายได้จากค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเป็นหลัก[1] นอกจากนี้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2547 เป็นต้นมา ภายใต้ระบบ Thailand III รัฐยังได้รับผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษอีกด้วย โดยรวมหากนับตั้งแต่ปี พ.ศ.2524-2552 รัฐมีรายได้สะสมจากกิจการสำรวจ พัฒนา ขุดเจาะและผลิตปิโตรเลียมรวม 851,342.26 ล้านบาท ประกอบด้วย ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ คิดเป็นมูลค่า329,729.26, 491,822 และ 29,791 ล้านบาท หรือคิดเป็นสัดส่วนต่อมูลค่าปิโตรเลียมร้อยละ 12.54,18.71 และ 1.13 ตามลำดับ หากพิจารณารายได้รวมที่รัฐได้รับในช่วงเวลาดังกล่าว พบว่า มีสัดส่วนรายได้ที่รัฐได้รับต่อมูลค่าปิโตรเลียมที่ผลิตได้คิดเป็นร้อยละ 32.39 โดยตั้งแต่ปี พ.ศ.2549 มีสัดส่วนสูงเกินกว่าร้อยละ 30 และสูงถึงร้อยละ 42.77 ในปี พ.ศ.2552 ส่วนใหญ่เป็นรายได้จากภาษีเงินได้

อย่างไรก็ตาม ที่ผ่านมาแม้ประเทศไทยจะได้รับรายได้จากทรัพยากรปิโตรเลียมดังกล่าวนั้น แต่ยังมีข้อกังขาจากหลายฝ่ายไม่ว่าจะเป็นวุฒิสมาชิกและนักวิชาการในประเด็นเรื่องสัดส่วนรายได้จากมูลค่าปิโตรเลียมรวมไปถึงผลประโยชน์ต่างๆ ที่รัฐได้รับจากทรัพยากรปิโตรเลียมในประเทศ

[1] นอกจากระบบ Thailand I และ Thailand II แล้ว รัฐยังได้รับรายได้จากการพัฒนาพื้นที่ร่วมไทย-มาเลเซียในรูปค่าภาคหลวง ปิโตรเลียมส่วนที่เป็นกำไร โบนัสการผลิต และค่าเบ็ดเตล็ดอื่นๆ บทความนี้พิจารณาเฉพาะรายได้ที่ได้รับจากสัมปทานภายในประเทศ ไม่คิดรวมรายได้จากการพัฒนาพื้นที่ร่วมไทย-มาเลเซีย

ว่ามีความเหมาะสมเพียงพอ และเป็นธรรมต่อรัฐในฐานะเจ้าของทรัพยากรและเป็นธรรมต่อผู้ประกอบการแล้วหรือไม่ (Isranews Agency, 2010; Independent News Network, 2012)

งานศึกษาวิเคราะห์และประเมินระบบการให้สิทธิสำรวจ พัฒนา และผลิตปิโตรเลียม และระบบการคลังปิโตรเลียม ส่วนใหญ่พบในงานต่างประเทศ ซึ่งมีการใช้วิธีการศึกษาหลากหลาย ตัวอย่างเช่น Abdo (2010) ศึกษากรณีของประเทศสหราชอาณาจักร Oliveira (2010) ศึกษาและเปรียบเทียบระบบสัมปทานและระบบแบ่งปันผลผลิตในประเทศบราซิล Goldsworthy and Zakharova (2010) ใช้ simulation model ประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศรัสเซีย Blake and Roberts (2006) ศึกษาและเปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมห้าระบบในหลายประเทศ ภายใต้สมมติฐานความไม่แน่นอนของราคาน้ำมันดิบ Sunley *et al*. (2002) ศึกษาและเปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมในประเทศกำลังพัฒนารวมทั้งประเทศไทย ทั้งนี้พบข้อสรุปสำคัญจากงานวิจัยเชิงประจักษ์เหล่านี้ว่า ไม่มีระบบการคลังปิโตรเลียมใดดีที่สุด แต่ละระบบสามารถที่จะใช้เครื่องมือทางการคลังในส่วนผสมและอัตราที่เหมือนหรือแตกต่างกันก็ได้ เครื่องมือแต่ละชนิดมีประโยชน์แตกต่างกัน และควรนำมาปรับใช้ให้เหมาะสมตามลักษณะทางธรณีวิทยา ปัจจัยทางเศรษฐกิจ และสภาวะแวดล้อมในการดำเนินกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของแต่ละประเทศ ในระบบแบ่งปันผลผลิตมีการแบ่งส่วนกำไรชัดเจน ส่วนระบบสัมปทานสามารถทดแทนได้ด้วยการจัดเก็บภาษีการใช้ประโยชน์จากทรัพยากร นอกจากนี้พบว่า ควรมีการเปลี่ยนแปลงระบบการคลังปิโตรเลียมอย่างต่อเนื่องตามปัจจัยแวดล้อมที่เปลี่ยนแปลงไป การพัฒนาเครื่องมือทางการคลังใหม่ๆ เป็นสิ่งจำเป็น และระบบการจัดเก็บรายได้ควรเป็นอัตราก้าวหน้า (Khelil, 1995; Sunley *et al*., 2002)

สำหรับงานวิจัยในประเทศไทยยังมีค่อนข้างจำกัด งานศึกษาเริ่มแรกเป็นงานของ Koomsup (1986) พบว่า ระบบภาษีปิโตรเลียมของไทยในเวลาที่ศึกษายังไม่มีความเหมาะสม โดยระบบภาษีของไทยมีความสามารถในการสร้างส่วนแบ่งรายได้ให้แก่รัฐต่ำกว่าระบบภาษีของประเทศอินโดนีเซียและมาเลเซีย ผลการศึกษานี้สอดคล้องกับงานของ Limsuk (1999) ที่ศึกษาเรื่องระบบค่าภาคหลวงกับการตัดสินใจผลิตก๊าซธรรมชาติ และพบว่าพฤติกรรมการผลิตก๊าซธรรมชาติขึ้นอยู่กับวิธีการจัดเก็บค่าภาคหลวง กล่าวคือ หากมีการเก็บค่าภาคหลวง ผู้ผลิตจะยืดระยะเวลาในการผลิตออกไปเพื่อทำให้ค่าภาคหลวงที่ต้องจ่ายคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันน้อยที่สุด นอกจากนี้ Peutthipongsapuc (1997) ศึกษาเปรียบเทียบระบบสัมปทานของไทยและมาเลเซีย และระบบแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย Chotipanvittayakul and Mantajit (2011) เปรียบเทียบระบบสัมปทาน ระบบแบ่งปันผลผลิต และระบบรับจ้างบริการ เสนอให้ประเทศไทยพิจารณานำระบบรับจ้างบริการมาใช้ และ Preechametta *et al*. (2001) ศึกษาการจัดสรรภาษีให้กับองค์กรปกครองท้องถิ่นในการแก้ปัญหาอุปสรรคในการดำเนินโครงการของธุรกิจปิโตรเลียม

บทความนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์และประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยภายใต้ระบบ Thailand I และ Thailand III โดยศึกษาเครื่องมือทางการคลังของรัฐในการจัดสรรผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการของไทย และศึกษากรณีของประเทศเพื่อนบ้านด้วย เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับกรณีของประเทศไทย กรอบการวิเคราะห์อาศัยหลักทฤษฎีค่าเช่าทางเศรษฐกิจ และอาศัยตัวชี้วัดต่างๆ ที่จะสะท้อนประโยชน์ที่รัฐและผู้ประกอบการได้รับ และวิเคราะห์สถานการณ์จำลองในกรณีที่ผู้ประกอบการมีต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำ รวมถึงนำเสนอและวิเคราะห์ทางเลือกในการใช้เครื่องมือทางการคลังอื่นๆ เพื่อเพิ่มรายได้ให้แก่รัฐ ตอนต่อไปจะกล่าวถึงแนวคิดในการวิเคราะห์ วิธีการศึกษาและข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ ผลการศึกษา สรุปและข้อเสนอแนะ ตามลำดับ

แนวคิดในการวิเคราะห์

รัฐจำเป็นต้องพัฒนาเครื่องมือจัดเก็บรายได้ เพื่อให้แน่ใจว่าจะได้รับรายได้สูงสุดจากการเข้าถึงหรือใช้ทรัพยากรพลังงานที่รัฐผู้เป็นเจ้าของทรัพยากรควรได้รับ ตามหลักทฤษฎีค่าเช่าทางเศรษฐกิจ มูลค่าดังกล่าวควรสะท้อนถึงต้นทุนค่าเสียโอกาสในการนำทรัพยากรขึ้นมาใช้ กล่าวคือการเพิ่มปริมาณการผลิตในวันนี้ จะทำให้ทรัพยากรที่มีเหลืออยู่สำหรับใช้ในอนาคตลดลง นั่นคือมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value) ของกำไรในอนาคตที่จะสูญเสียไปเพราะทรัพยากรลดลงจากการผลิตเพิ่มขึ้นหนึ่งหน่วยในปัจจุบัน ดังนั้นการพิจารณานำทรัพยากรขึ้นมาใช้ควรคำนึงถึงราคาตลาดของทรัพยากรที่จะได้รับ โดยจะต้องไม่น้อยไปกว่าผลรวมของต้นทุนการผลิตและต้นทุนค่าเสียโอกาสดังกล่าว มิฉะนั้นแล้วก็ควรจะเก็บทรัพยากรไว้ใช้ในอนาคต ณ เวลาที่จะได้รับราคาสูงกว่าในปัจจุบัน ต้นทุนค่าเสียโอกาสนี้อาจเรียกว่าเป็นค่าเช่าของ Hotelling หรือค่าเช่าจากความหายาก (scarcity rent) หรือต้นทุนของผู้ใช้ (user cost)

Bhattacharyya (2011) ได้กล่าวว่า การจัดสรรค่าเช่าทางเศรษฐกิจโดยรวมที่เกิดขึ้นจากการใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมถือเป็นโจทย์สำคัญสำหรับประเทศเจ้าของทรัพยากร โดยทั่วไปจะดำเนินการผ่านเครื่องมือทางการคลังในรูปของการเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมโดยตรง ค่าภาคหลวง และภาษีเงินได้นิติบุคคล หรืออาจใช้เครื่องมือกึ่งการคลัง (quasi-fiscal instrument) ในรูปของการมีส่วนร่วมของรัฐ ทั้งนี้ Tordo (2007) ได้ศึกษาเครื่องมือทางการคลังในกิจการปิโตรเลียมที่ใช้อยู่ทั่วโลกและได้ให้รายละเอียดเกี่ยวกับข้อดีและข้อเสียของเครื่องมือทางการคลังไว้อย่างครบถ้วน

เครื่องมือทางการคลังมีหน้าที่แตกต่างกัน รัฐสามารถดูดซับค่าเช่าทางเศรษฐกิจได้ทันทีที่ให้สิทธิในการสำรวจและผลิตโดยอาศัยโบนัส หรือระหว่างการผลิตตามสัญญาสัมปทานหรือสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยใช้เครื่องมือทางการคลังต่างๆ เช่นค่าภาคหลวง ภาษี ส่วนแบ่งกำไร เป็นต้น ค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่รัฐได้รับระหว่างการผลิตถือเป็นค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่ขึ้นอยู่กับปริมาณและ

มูลค่าการผลิต จึงมีความเสี่ยงระดับหนึ่งทั้งด้านการผลิตและความผันผวนของราคาปิโตรเลียม ซึ่งเป็นความเสี่ยงที่รัฐและผู้ประกอบการแบ่งส่วนกัน แต่ในระหว่างการสำรวจปิโตรเลียม รัฐมักจะยกเว้นหรือเก็บเฉพาะโบนัส ซึ่งมีมูลค่าไม่สูงนัก เพื่อจูงใจให้ผู้ประกอบการมาลงทุนสำรวจ ระหว่างการสำรวจรัฐจึงแบกรับความเสี่ยงมากกว่าผู้ประกอบการ ในตลาดที่มีประสิทธิภาพ มูลค่าโบนัสควรเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่คาดหมายโดยรวม (present value of the total expected economic rent) ทั้งนี้หากรัฐกลัวความเสี่ยงรัฐควรใช้โบนัสและค่าภาคหลวงเป็นเครื่องมือทางการคลังในการดูดซับค่าเช่าทางเศรษฐกิจเพื่อป้องกันความเสี่ยงจากการสำรวจแล้วไม่ประสบความสำเร็จ แต่หากรัฐสามารถรับความเสี่ยงได้บ้าง รัฐควรใช้การแบ่งส่วนการผลิตหรือการแบ่งส่วนกำไรโดยผ่านระบบภาษีเพื่อดึงดูดให้ผู้ประกอบการมาลงทุน

นอกจากนี้ รัฐบาลควรจะต้องคำนึงถึงระบบการคลังปิโตรเลียมของตนเองโดยเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านด้วย โดยหากสมมติให้ตลาดของการสำรวจ พัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในโลกเป็นตลาดที่มีการแข่งขันสมบูรณ์ ประเทศที่มีศักยภาพทางธรณีวิทยาสูง ราคาเนื้อก๊าซ (wellhead price) สูง ต้นทุนการพัฒนาโครงการต่ำ และความเสี่ยงทางการเมืองน้อยจะสามารถเสนอเครื่องมือทางการคลังที่เข้มงวดได้มากกว่าประเทศที่ไม่มีลักษณะดังกล่าวหรือมีลักษณะดังกล่าวไม่มากนัก นอกจากนี้ความเข้มแข็งทางเศรษฐกิจ เสถียรภาพทางการเมือง อุปสงค์และอุปทานของตลาด รวมไปถึงสภาพทางการเงินและเศรษฐกิจของโลก ซึ่งมีผลกระทบต่อการเลือกใช้เครื่องมือทางการคลังด้วยเช่นกัน

ในบทความนี้จะคำนวณตัวชี้วัดที่สำคัญ ได้แก่ ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (government take, GT) และส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการหรือผู้รับสัมปทานหรือผู้ทำสัญญาได้รับ (company take หรือ contractor take, CT) โดยคำนวณ GT และ CT โดยตรงจากระบบการคลังปิโตรเลียมที่รัฐกำหนดไว้ Johnston (2003) เรียกวิธีดังกล่าวว่า quick-look approach วิธีนี้ให้ผลการศึกษาที่ใกล้เคียงกับวิธีการวิเคราะห์ส่วนลดกระแสเงินสด (discounted cash flow analysis)[2] ถึงร้อยละ 95 จึงเป็นวิธีที่ได้รับการยอมรับและใช้กันอย่างแพร่หลายในปัจจุบัน โดยเฉพาะในกรณีที่ข้อมูลไม่ครบถ้วน

[2] เป็นการวิเคราะห์เพื่อหามูลค่าปัจจุบันของมูลค่าคาดหมาย (expected value) ของ GT และ CT โดยคำนึงถึงความเสี่ยงตลอดทั้งโครงการ การวิเคราะห์ด้วยวิธีนี้เป็นวิธีที่ละเอียดและรัดกุมที่สุด สามารถใช้ประมาณการ GT และ CT ได้อย่างถูกต้องและใกล้เคียงกับลักษณะของโครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มีลักษณะที่แตกต่างกันตามสภาพภูมิประเทศ เทคโนโลยีในการสำรวจ ขุดเจาะและผลิต และความเสี่ยง แต่การวิเคราะห์ดังกล่าวจำเป็นต้องใช้ข้อมูลโครงการที่ละเอียด ไม่ว่าจะเป็นข้อมูลกระแสเงินสด ข้อมูลทางเทคนิค ปริมาณและมูลค่าการผลิต ซึ่งในขณะที่ทำวิจัยนี้ยังไม่สามารถเข้าถึงข้อมูลดังกล่าวได้

วิธีการศึกษา

ในส่วนนี้จะกล่าวถึงวิธีการคำนวณ GT และ CT และตัวชี้วัดอื่นๆ เพื่อใช้ประกอบในการประเมินและเปรียบเทียบส่วนแบ่งรายได้ของรัฐและผู้ประกอบการภายใต้ระบบการคลังปิโตรเลียม โดยคำนึงถึงผลประโยชน์ของรัฐและผู้ประกอบการร่วมกัน Johnston (2003) ได้เสนอแนะว่า การออกแบบระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีประสิทธิภาพ ความยืดหยุ่น และมีเสถียรภาพ ควรคำนึงถึงหลักสามประการ ดังนี้ ประการแรก ระบบการคลังปิโตรเลียมควรแบ่งส่วนกำไร (division of profits) ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอและเป็นธรรม ประการที่สอง ระบบการคลังปิโตรเลียมควรจะประกันส่วนแบ่งรายได้ของรัฐเพื่อลดความเสี่ยงทางด้านรายได้ของรัฐ และประการสุดท้าย ระบบการคลังปิโตรเลียมควรสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการดำเนินกิจการอย่างมีประสิทธิภาพ โดยสามารถลดและควบคุมต้นทุนได้และเป็นระบบที่มีความยืดหยุ่น ทำให้ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับแปรผันตามผลการดำเนินงานที่เปลี่ยนแปลงเนื่องด้วยปัจจัยภายนอก เช่น การเปลี่ยนแปลงราคาปิโตรเลียม เป็นต้น (Tordo, 2007: 14)

โครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจะเริ่มต้นด้วยการสำรวจ ในระยะแรกนี้ผู้ประกอบการจะยังไม่มีรายได้ และจะมีรายได้เมื่อดำเนินการผลิตแล้ว ซึ่งเป็นช่วงที่รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้หรือส่วนแบ่งกำไร สำหรับในการศึกษานี้จะศึกษาเฉพาะกรณีที่ผู้ประกอบการได้สำรวจ ขุดเจาะ และดำเนินการผลิตอย่างเต็มกำลังในโครงการหนึ่งๆ และเป็นตัวชี้วัดของช่วงเวลาหนึ่ง มิใช่ตัวชี้วัดที่คิดคำนวณตลอดอายุโครงการโดยใช้ตัวชี้วัดหลากหลายเพื่อตรวจสอบให้แน่ชัดว่าผลการประเมินทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศมีความคงเส้นคงวาและสามารถเปรียบเทียบได้ ได้แก่ ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (GT), effective royalty rate (ERR), ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ, ส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ (CT), การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ, R factor, entitlement index และ saving index วิธีคำนวณแสดงไว้ดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 การคำนวณตัวชี้วัดต่างๆ ภายใต้ระบบสัมปทานและระบบแบ่งปันผลผลิตปิโตรเลียม

ระบบสัมปทาน *สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม*		
A	Gross revenue	รายรับรวม
B	Royalty	ค่าภาคหลวง
C	Net revenue	รายรับสุทธิ
D	Total cost (deduction)	ค่าใช้จ่ายรวม
E	Taxable income	รายได้ที่นำมาหักภาษี
F	Total income taxes	ภาษีรายได้ปิโตรเลียมหรือภาษีเงินได้นิติบุคคล
G	Company cash flow	กระแสเงินสดของผู้ประกอบการ
G/(A-D)	Company take	ส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ

ตารางที่ 1 (ต่อ)

(B+F)/(A-D)	Government take	ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ
D+G	Access to gross revenue	การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ
B	Effective royalty rate	
(D+G)/D	R factor	
D+E	Entitlement index	
(B+F)/(A-0)	Marginal government take	ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ
Saving index (บาท)		
H	Assumed cost savings	ต้นทุนที่สามารถประหยัดได้
I = H	Profit oil increase	กำไรที่เพิ่มขึ้นจากการประหยัดต้นทุน
J	Government share from profit split	ส่วนแบ่งกำไรที่ให้แก่รัฐ
K	Company share of profit	ส่วนแบ่งกำไรที่ให้แก่ผู้ประกอบการ
L = K*tax rate	Income tax	ภาษีรายได้ปิโตรเลียมหรือภาษีเงินได้นิติบุคคล
M = K-L	Company share - net	ส่วนแบ่งกำไรที่ผู้ประกอบการได้รับหลังหักภาษี
N = M	Saving index	
ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต		
สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม		
A	Gross revenue	รายรับรวม
B	Royalty	ค่าภาคหลวง
C	Net revenue	รายรับสุทธิ
D	Total cost (cost recovery)	การหักคืนต้นทุน
E	Profit oil/gas	กำไร
F	Government share (from profit split)	ส่วนแบ่งกำไรที่ให้แก่รัฐ
G	Company share (from profit split)	ส่วนแบ่งกำไรที่ให้แก่ผู้ประกอบการ
H	Total income taxes	ภาษีเงินได้นิติบุคคล
I	Company cash flow	กระแสเงินสดของผู้ประกอบการ
I/(A-D)	Company take	ส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ
(B+F+H)/(A-D)	Government take	ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ
Cost recovery+I	Access to gross revenue	การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ
B+F	Effective royalty rate	
(D+I)/D	R factor	
D+G	Entitlement index	
(B+F+H)/(A-0)	Marginal government take	ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ
Saving index (บาท)		
J	Assumed cost savings	ต้นทุนที่สามารถประหยัดได้
K = J	Profit oil increase	กำไรที่เพิ่มขึ้นจากการประหยัดต้นทุน
L	Government share from profit split	ส่วนแบ่งกำไรที่ให้แก่รัฐ
M	Company share from profit split	ส่วนแบ่งกำไรที่ให้แก่ผู้ประกอบการ
N = M*tax rate	Income tax	ภาษีรายได้ปิโตรเลียมหรือภาษีนิติบุคคล
O = M-L	Company share –net	ส่วนแบ่งกำไรที่ผู้ประกอบการได้รับหลังหักภาษี
P = O	Saving index	

ที่มา: Johnston (2003)

ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ หรือ GT คือ สัดส่วนรายได้ที่รัฐได้รับต่อรายรับหักด้วยต้นทุน โดยรายได้ที่รัฐได้รับอยู่ในรูปแบบต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้นิติบุคคลหรือภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และ/หรือ ส่วนแบ่งกำไร (profit sharing) ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ คำนวณจาก 1-CT โดย CT คือ ส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับ แสดงโดยสัดส่วนรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับต่อรายรับหักด้วยต้นทุน โดยรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับนั้นเกิดจากรายรับทั้งหมดหักด้วยค่าภาคหลวง การหักค่าต้นทุน (cost recovery) ภาษีเงินได้นิติบุคคลหรือภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และ/หรือ ส่วนแบ่งกำไร ทั้งนี้รัฐจะพิจารณาจากส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับเพื่อคาดการณ์ว่า การให้สัมปทานหรือการให้สิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแก่ผู้ประกอบการจะก่อให้เกิดรายได้ต่อรัฐอย่างคุ้มค่า เพียงพอ และเป็นธรรมหรือไม่ และเพื่อพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของผลตอบแทนที่รัฐและผู้ประกอบการจะได้รับในขณะที่ยังมีความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม ดังนั้น GT และ CT จึงเป็นข้อมูลที่เป็นประโยชน์ในการพิจารณาว่าโครงการนี้น่าจะดำเนินการหรือไม่ในสายตาของรัฐและผู้ประกอบการ

การเข้าถึงรายรับรวมของผู้ประกอบการ (access to gross revenue, AGR) คำนวณจากค่าต้นทุนสูงสุดที่ผู้ประกอบการได้รับอนุญาตให้นำมาหักได้ (full cost recovery limit) รวมกับกำไรสุทธิหลังหักภาษีที่ผู้ประกอบการได้รับ AGR แสดงให้เห็นถึง สัดส่วนสูงสุดของรายรับทั้งหมดที่ผู้ประกอบการสามารถเข้าถึงได้และได้รับคืนในรูปของการหักต้นทุนและกำไรสุทธิ ถ้าค่า AGR สูงจะยิ่งจูงใจให้ผู้ประกอบการสนใจลงทุนในกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ค่า AGR มักจะถูกนำมาพิจารณาในขั้นตอนที่ผู้ประกอบการคืนทุน (capital cost recovery stage) เนื่องจาก AGR สะท้อนให้เห็นว่าผู้ประกอบการจะคืนทุนได้รวดเร็วเพียงใด

Effective royalty rate (ERR) หรือบางครั้งเรียกว่า RP (royalty and government profit oil/gas) เป็นตัวชี้วัดที่ใช้ประกอบกันกับ AGR โดย ERR จะพิจารณาจากมุมมองของรัฐ ERR แสดงให้เห็นถึง สัดส่วนต่ำสุดของรายรับทั้งหมดที่รัฐสามารถเข้าถึงได้และได้รับคืนในรูปของค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไร จึงเป็นตัวชี้วัดที่แสดงการประกันการเข้าถึงรายได้ให้แก่รัฐ

เมื่อผู้ประกอบการได้รับอนุญาตให้หักต้นทุนได้สูงสุด ผู้ประกอบการจะมีกำไรเพียงเล็กน้อยและได้รับอนุญาตให้ไม่ต้องจ่ายภาษีในระบบสัมปทาน แต่หากรัฐอนุญาตให้ผู้ประกอบการสามารถหักต้นทุนได้เต็มที่โดยไม่มีการจำกัด และรัฐไม่เก็บค่าภาคหลวง ค่า ERR จะเท่ากับศูนย์ หรือรัฐไม่ได้รับรายได้ใดๆ เลย แต่หากรัฐเก็บค่าภาคหลวงเพียงอย่างเดียว ERR จะมีค่าเท่ากับอัตราค่าภาคหลวง ในขณะที่ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต หาก ERR มีค่าสูง ก็ยิ่งแสดงให้เห็นว่ารัฐสามารถได้รับรายได้มากขึ้น

R factor เป็นสัดส่วนรายรับรวมที่ผู้ประกอบการได้รับต่อค่าใช้จ่ายที่ผู้ประกอบการจ่ายตามจริง (cost recovery) โดยรายรับรวมนี้ครอบคลุมต้นทุนจริงและกำไรสุทธิหลังหักภาษีแล้ว ค่า R factor จะแสดงให้เห็นถึงผลตอบแทนที่ผู้ประกอบการจะได้รับเมื่อเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายของตน ถ้า R factor มีอัตราส่วนสูง แสดงว่าผู้ประกอบการจะได้รับผลประโยชน์มาก

Entitlement index บอกถึงผลตอบแทนที่ผู้ประกอบการได้รับก่อนหักภาษีโดยรวมทั้งต้นทุนการผลิตและกำไรก่อนหักภาษี แสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการมีสิทธิที่จะได้รับผลตอบแทนสูงสุดจากโครงการเป็นสัดส่วนเท่าใด ภายใต้ระบบสัมปทาน entitlement index มักจะอยู่ที่ร้อยละ 90 สูงกว่าภายใต้ระบบแบ่งปันผลผลิตซึ่ง entitlement index จะอยู่ที่ร้อยละ 50-60 company saving incentive หรือ saving index ในระบบสัมปทาน ต้นทุนที่สามารถนำมาหักลดได้เรียกว่า deduction ขณะที่ในระบบแบ่งปันผลผลิตมีการหักค่าต้นทุน (cost recovery) ประเด็นคือ หากต้นทุนลดลงทุก 1 บาท รัฐและผู้ประกอบการจะแบ่งผลประโยชน์ที่ได้จากการลดต้นทุนกันอย่างไร หากปัจจัยอื่นๆ ไม่เปลี่ยนแปลง เพราะเมื่อต้นทุนลดลงทุก 1 บาท กำไรของผู้ประกอบการจะเพิ่มขึ้นเช่นกัน รัฐจะได้รับส่วนแบ่งกำไรและได้รับภาษีจากกำไรที่ผู้ประกอบการได้รับ ทั้งนี้ saving index จะคำนวณจากกำไรสุทธิหลังหักภาษีสะท้อนให้เห็นว่า เมื่อผู้ประกอบการลดต้นทุนได้ 1 บาท แล้ว จะได้ส่วนแบ่งกำไรจากต้นทุนที่ลดลงไปนั้นเป็นจำนวนเท่าไร และส่วนที่เหลือจาก 1 บาทนี้จะเป็นส่วนแบ่งกำไรที่เกิดขึ้นจากต้นทุนที่ลดลงที่รัฐได้รับ (1- saving index)

ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับ (marginal government take) คำนวณโดยใช้สูตรเดียวกันกับ GT เพียงแต่สมมติให้ต้นทุนเท่ากับศูนย์ ถึงแม้ว่าสมมติฐานนี้จะไม่เป็นจริงแต่สมมติฐานนี้มีประโยชน์ โดย MGT จะนำมาใช้เพื่อตอบคำถามว่า หากปัจจัยอื่นๆ ไม่เปลี่ยนแปลง แล้วราคาน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติสูงขึ้นเพียง 1 บาท รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มเท่าใด เนื่องจากการที่ราคาเพิ่มขึ้นไม่ทำให้ผู้ประกอบการมีต้นทุนในการผลิตเพิ่มขึ้นแต่กลับมีรายรับเพิ่มขึ้น ดังนั้นในการคำนวณจึงกำหนดว่าไม่มีต้นทุนเกิดขึ้น MGT จึงสะท้อนให้เห็นถึงส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มที่รัฐได้รับเมื่อราคามีการเปลี่ยนแปลง และยังสะท้อนให้เห็นว่าหากมีกำไรที่ได้รับมาโดยมิได้คาดหมาย (windfall profit) จากราคาน้ำมันที่สูงขึ้น รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้เท่าใด จากนิยามข้างต้นจะเห็นว่าค่าของ MGT จะต่ำกว่า GT เสมอ

ในการศึกษานี้จะประเมินและวิเคราะห์เปรียบเทียบเครื่องมือทางการคลังของประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่กัมพูชา พม่า อินโดนีเซีย และเวียดนาม ซึ่งเป็นประเทศที่ผู้ประกอบการของไทยไปลงทุน ทั้งนี้เพื่อพิจาณาว่าภายใต้ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยและเครื่องมือทางการคลังที่รัฐใช้ ก่อให้เกิดส่วนแบ่งรายได้แก่รัฐเพียงพอหรือไม่ และเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านเหล่านี้ อย่างไรก็ตาม ปัจจัยการตัดสินใจลงทุนของผู้ประกอบการของไทยทั้งในประเทศและต่าง

ประเทศอาจมีปัจจัยอื่นๆ ที่นอกเหนือจากระบบการคลังปิโตรเลียมประกอบด้วย เช่น ความเป็นไปได้ทางเทคนิค ความเป็นไปได้ทางธรณีวิทยา ปัจจัยเหล่านี้อยู่นอกเหนือขอบเขตการศึกษาในครั้งนี้

แม้ในทางปฏิบัติจะมีเครื่องมือทางการคลังหลากหลายประเภท ขึ้นอยู่กับสัญญาที่ได้ตกลงกันระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ แต่เพื่อให้การเปรียบเทียบระหว่างประเทศเป็นไปอย่างเหมาะสมบนพื้นฐานเดียวกัน ในที่นี้จึงพิจารณาเฉพาะเครื่องมือทางการคลังที่ใช้กันอยู่ในทุกๆ ประเทศที่ศึกษาและเป็นเครื่องมือที่สะท้อนถึงผลตอบแทนที่รัฐจะได้รับ ส่วนเครื่องมือทางการคลังอื่นๆ ที่พบเห็นในสัญญาจะไม่นำมาพิจารณาในที่นี้ ยกตัวอย่างเช่น โบนัสในการลงนามในสัญญา (signature bonuses) ซึ่งรัฐจะได้รับในสัดส่วนต่อกำไรเพียงเล็กน้อยเท่านั้น และการเก็บโบนัสยังมีจำนวนที่แตกต่างกันตามพื้นที่และโครงการที่ผู้ประกอบการเข้าไปสำรวจและขุดเจาะ จึงยากที่จะหาโบนัสที่เป็นฐานเดียวกันเพื่อใช้ในการคำนวณส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐได้รับ (Johnston and Johnston, 2010) สำหรับผลประโยชน์อื่นๆ อาทิเช่น เงินบริจาค การอบรมบุคลากรในประเทศ เป็นต้น ผลประโยชน์เหล่านี้มักไม่มีความสัมพันธ์โดยตรงกับปริมาณหรือมูลค่าการผลิตที่ได้ และไม่มีความสัมพันธ์โดยตรงกับผลการดำเนินงานของผู้ประกอบการ อีกทั้งยังมีความหลากหลายขึ้นอยู่กับสัญญาที่ได้ตกลงกัน ดังนั้นเพื่อให้การคำนวณตัวชี้วัดมีความคงเส้นคงวาและสามารถนำตัวชี้วัดมาเปรียบเทียบทั้งภายในและระหว่างประเทศ และเพื่อสะท้อนการสร้างรายได้ให้แก่รัฐบนพื้นฐานของการดำเนินงานที่มีประสิทธิภาพของผู้ประกอบการ ในที่นี้จะไม่นำเครื่องมือเหล่านี้มาประกอบการพิจารณา

ในที่นี้จะมีการวิเคราะห์สถานการณ์จำลอง (scenario analysis) ทางด้านต้นทุนที่แตกต่างกันร่วมด้วย เพื่อพิจารณาว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุน จะมีผลต่อส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐและผู้ประกอบการได้รับอย่างไร และตัวชี้วัดต่างๆ ว่ามีการเปลี่ยนแปลงอย่างไร โดยแบ่งสถานการณ์ต้นทุนเป็น 2 กรณี ดังนี้ กรณีต้นทุนสูง และกรณีต้นทุนต่ำ โดยต้นทุนคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 60 และร้อยละ 30 ของมูลค่าปิโตรเลียม ตามลำดับ ทั้งนี้ผู้ประกอบการจะเผชิญกับสถานการณ์ต้นทุนในการดำเนินงานสูงหรือต่ำขึ้นอยู่กับความสามารถในการผลิตและช่วงการผลิตภายใต้เงื่อนไขลักษณะทางธรณีวิทยา เทคโนโลยี และความสามารถในการประกอบการ สำหรับในระบบสัมปทาน ผู้ประกอบการจะสามารถหักต้นทุนที่เกิดขึ้นตามจริงได้ทั้งหมด ขณะที่ในระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ผู้ประกอบการจะสามารถหักต้นทุนที่เกิดขึ้นได้แต่ไม่เกินกว่า cost recovery limit ที่ตกลงไว้ในสัญญา

ในการวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยและประเทศอื่นๆ จำเป็นต้องอาศัยข้อมูลเครื่องมือทางการคลังปิโตรเลียม งานศึกษานี้จะเปรียบเทียบระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทยในปัจจุบัน ได้แก่ Thailand I และ Thailand III โดยใช้ข้อมูลจาก พ.ร.บ. ปิโตรเลียม และ พ.ร.บ. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ปี พ.ศ. 2514 และ 2532 ตามลำดับ ส่วนระบบการคลังปิโตรเลียมของ

ประเทศพม่า เวียดนาม อินโดนีเซีย และกัมพูชา จะใช้ข้อมูล ณ ปี 2552 ประเทศเหล่านี้ใช้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต ขณะที่มีแต่เพียงประเทศไทยที่ยังใช้ระบบสัมปทาน ข้อมูลระบบการคลังของประเทศเพื่อนบ้านได้มาจาก บริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ซึ่งเป็นผู้รับสัมปทานรายใหญ่ของประเทศไทยและได้ออกไปลงทุนในประเทศเหล่านี้ด้วย

เครื่องมือทางการคลังที่สำคัญมีดังนี้ ค่าภาคหลวงและการหักค่าต้นทุน (คำนวณตามมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายได้) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมหรือภาษีเงินได้นิติบุคคล (คำนวณตามกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้ประกอบการ) และส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ (profit sharing ratio) ซึ่งเครื่องมือเหล่านี้จะเป็นตัวแปรหลักในการคำนวณตัวชี้วัดต่างๆ

ภายใต้ระบบสัมปทาน รัฐมักจะไม่กำหนดหรือจำกัดสัดส่วนการหักค่าต้นทุน โดยอนุญาตให้ผู้ประกอบการสามารถหักค่าต้นทุนหรือเรียกว่า deduction ได้เต็มเม็ดเต็มหน่วย และมักจะไม่กำหนดส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ แต่จะเก็บค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้เท่านั้น ขณะที่ภายใต้ระบบสัญญาแบ่งปันผลผลิต รัฐสามารถที่จะเลือกใช้เครื่องมือทางการคลังที่หลากหลาย ได้แก่ ค่าภาคหลวง การหักค่าต้นทุน ภาษีเงินได้ และส่วนแบ่งกำไรที่รัฐได้รับ

สำหรับค่าภาคหลวงนั้น ระบบ Thailand I กัมพูชา และพม่า ใช้ค่าภาคหลวงแบบอัตราเดียว ส่วนระบบ Thailand III และประเทศเวียดนาม ใช้ค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได (sliding scale) โดยหากผู้ประกอบการผลิตได้มาก รัฐก็ยิ่งจะได้รับค่าภาคหลวงในอัตราที่สูงขึ้นด้วย มีเพียงประเทศอินโดนีเซียเท่านั้นที่ไม่มีการเก็บค่าภาคหลวง

ในงานศึกษานี้ ประเทศไทยเป็นประเทศเดียวที่ไม่ได้กำหนดส่วนแบ่งกำไรให้แก่รัฐ ขณะที่ประเทศอื่นกำหนดส่วนแบ่งกำไรโดยแบ่งแยกตามประเภทปิโตรเลียม ได้แก่ น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ และยังกำหนดส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันได มีเพียงประเทศอินโดนีเซียที่กำหนดส่วนแบ่งกำไรไว้เพียงอัตราเดียวโดยแยกตามประเภทน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ ในการเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคล ทุกประเทศกำหนดอัตราไว้อย่างชัดเจนในอัตราที่แตกต่างกัน ในขณะที่ประเทศไทยเรียกเก็บเฉพาะภาษีเงินได้ปิโตรเลียมแต่ไม่เรียกเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคล อย่างไรก็ตามวิธีการเก็บของภาษีทั้งสองประเภทนี้ไม่แตกต่างกันมากนัก

การกำหนดอัตราส่วนค่าภาคหลวงและการแบ่งส่วนกำไรที่รัฐและผู้ประกอบการได้รับนั้นมีความหลากหลาย โดยขึ้นอยู่กับประเภทของปิโตรเลียม ปริมาณการผลิต และพื้นที่ที่เปิดให้สำรวจและผลิต ในการศึกษานี้เลือกใช้กรณีที่อัตราขั้นบันไดสูงสุด ทั้งนี้เนื่องจากต้องการประเมินเปรียบเทียบในกรณีส่วนแบ่งรายได้สูงสุดที่รัฐบาลในประเทศไทยและประเทศเพื่อนบ้านพึงจะได้รับจากระบบการคลังปิโตรเลียมของตนเอง

ผลการศึกษา

จากตารางที่ 2 พบว่า ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยภายใต้ Thailand I ให้ส่วนแบ่งรายได้แก่รัฐ หรือ GT คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 65.6และ 58.9 ของมูลค่าปิโตรเลียมในสถานการณ์ต้นทุนสูงและต้นทุนต่ำ ตามลำดับ ค่า ERR ในระบบนี้เท่ากับค่าภาคหลวง แสดงถึงสัดส่วนต่ำสุดของรายได้ที่รัฐจะสามารถเข้าถึงได้ และ MGT แสดงให้เห็นว่า หากราคาปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น 1 บาท รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้เป็นสัดส่วนร้อยละ 56.3 ของมูลค่าปิโตรเลียม และค่า R factor ทั้งสองกรณีสะท้อนให้เห็นว่าผู้ประกอบการได้รับรายรับรวมในสัดส่วนที่สูงกว่าค่าใช้จ่ายจริงที่เกิดขึ้น ขณะที่ entitlement index แสดงให้เห็นว่าผู้ประกอบการมีสิทธิที่จะได้รับผลตอบแทนสูงสุดถึงร้อยละ 87.5 ของมูลค่าปิโตรเลียมในทั้งสองกรณี เนื่องจากไม่มีการกำหนด cost recovery limit และ saving index ชี้ได้ว่าหากผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพและสามารถลดต้นทุนลงได้ทุก 1 บาท ผู้ประกอบการจะได้รับส่วนแบ่งกำไรเป็นจำนวน 0.5 บาท

ตารางที่ 2 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมแบบ Thailand I

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม	
	กรณีต้นทุนสูง	กรณีต้นทุนต่ำ
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

ในภาพรวมจะเห็นได้ว่า ภายใต้ระบบ Thailand I มีการแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ แต่การรับประกันรายได้ให้แก่รัฐยังไม่ดีนัก เนื่องจากรัฐพึ่งพาแต่รายได้จากค่าภาคหลวงเป็นหลักและไม่ได้รับส่วนแบ่งรายได้ เมื่อพิจารณาในด้านผู้ประกอบการจะเห็นว่า ระบบนี้สามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการในการดำเนินงานได้เป็นอย่างดี โดยสามารถเข้าถึงรายได้และได้มีโอกาสได้รับผลตอบแทนค่อนข้างสูง แต่เป็นที่น่าสังเกตว่าภายใต้ระบบนี้ เมื่อผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนลงได้ รัฐกลับได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยลง ซึ่งเป็นลักษณะทั่วไปของระบบสัมปทานที่มีค่าภาคหลวงเป็นเครื่องมือในการจัดสรรรายได้ให้แก่รัฐ กล่าว

เรื่อง แก้ไขเนื้อหาบทความ

เรียน ท่านผู้สนใจผลงานของบทความเรื่อง “บทวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทย”

เนื่องจากผู้เขียนบทความได้ตรวจสอบพบว่าบทความเรื่อง “บทวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทย” ที่ได้ตีพิมพ์ในวารสารเศรษฐศาสตร์ประยุกต์ ปีที่ 20 ฉบับที่1 เดือนมิถุนายน 2556 มีข้อความที่แตกต่างจากต้นฉบับ ดังนี้

ตารางที่ 3 หน้าที่ 36 ของวารสารฯ ค่า Saving index ในกรณีต้นทุนสูง เท่ากับ 0.5, 1.5, 2.5, 3.5, 4.5 ในระดับการผลิตต่างๆ และในกรณีต้นทุนต่ำ เท่ากับ 4.5, 5.5, 6.5, 7.5, 8.5 ในระดับการผลิตต่างๆ แต่ผลการศึกษาที่ถูกต้องคือ ค่า Saving index จะต้องเท่ากับ 0.5 ในทั้งกรณีต้นทุนสูง และต้นทุนต่ำ ในทุกระดับปริมาณการผลิต

จึงเรียนมาเพื่อทราบ

วารสารเศรษฐศาสตร์ประยุกต์

ตารางที่ 3 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมแบบ Thailand III

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม									
	กรณีต้นทุนสูง					กรณีต้นทุนต่ำ				
ปริมาณการผลิต (Kbpm)	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600
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	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5	0.5
Marginal government take	52.5	53.1	55.0	56.3	57.5	52.5	53.1	55.0	56.3	57.5

คือ เมื่อผู้ประกอบการสามารถดำเนินงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้แบบถดถอย และเมื่อผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างไร้ประสิทธิภาพและมีต้นทุนสูง รัฐกลับจะได้ส่วนแบ่งรายได้มากกว่า ระบบการคลังปิโตรเลียมลักษณะนี้จึงไม่กระตุ้นให้รัฐส่งเสริมให้ผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพเท่าที่ควร

จากตารางที่ 3 จะเห็นได้ว่า ภายใต้ Thailand III เมื่อพิจารณาค่าภาคหลวงในบันไดขั้นแรก รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยที่สุดและจะเพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ เมื่ออัตราขั้นบันไดสูงขึ้น โดยในกรณีต้นทุนสูง ขั้นต่ำสุดรัฐได้รับส่วนแบ่งร้อยละ 56.3 และเพิ่มสูงขึ้นจึงถึงขั้นสุดท้ายเป็นร้อยละ 68.8 และในกรณีต้นทุนต่ำ ขั้นต่ำสุดอยู่ที่ร้อยละ 53.6 และขั้นสูงสุดที่ร้อยละ 60.7 สำหรับ ERR ยังคงสะท้อนอัตราค่าภาคหลวงอยู่เช่นเดิม และ MGT จะสูงขึ้นตามลำดับอัตราขั้นบันได การที่รัฐนำอัตราค่าภาคหลวงแบบขั้นบันไดมาใช้ ทำให้ผู้ประกอบการได้รับส่วนแบ่งรายได้ลดลงเมื่อปริมาณการผลิตสูงขึ้น โดยจะเห็นได้ว่า CT ในขั้นบันไดต่ำสุดคือร้อยละ 43.8 และลดลงเหลือร้อยละ 31.3 ในขั้นสูงสุดในกรณีต้นทุนสูง ขณะที่ในกรณีต้นทุนต่ำ CT ในขั้นบันไดต่ำสุดคือร้อยละ 46.4 และลดลงเหลือร้อยละ 39.3 ในขั้นสูงสุด เมื่อพิจารณา AGR และ entitlement index จะเห็นได้ว่า ผู้ประกอบการจะสามารถเข้าถึงรายได้มากกว่าในขั้นบันไดที่ต่ำกว่า และหากผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนของตนเองได้ จะได้รับ R factor สูงขึ้น และเมื่อพิจารณาจาก Saving index พบว่า สามารถได้รับกำไรเพิ่มขึ้นอีกด้วย

ตารางที่ 3 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียมแบบ Thailand III

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม									
	กรณีต้นทุนสูง					กรณีต้นทุนต่ำ				
ปริมาณการผลิต (Kbpm)	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600	0- 60	60-150	150-300	300-600	>600
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

เมื่อเปรียบเทียบระบบภายใต้ Thailand I ที่ใช้อัตราค่าภาคหลวงเพียงอัตราเดียว กับระบบภายใต้ Thailand III ที่ใช้อัตราค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได พบว่า Thailand III จะสามารถแบ่งส่วนกำไรระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ และรัฐยังมีโอกาสได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงขึ้นเมื่อ

ผู้ประกอบการผลิตได้มากขึ้น ระบบนี้จึงมีความยืดหยุ่นกว่าระบบ Thailand I และสามารถส่งเสริมให้เกิดการสำรวจและผลิต อย่างไรก็ตาม การรับประกันรายได้ให้แก่รัฐยังไม่ดีนัก เพราะยังคงเป็นระบบที่พึ่งพารายได้จากค่าภาคหลวงเพียงอย่างเดียวเช่นกัน แต่การกำหนดอัตราขั้นบันไดเช่นนี้อาจทำให้ผู้ประกอบการผลิตในปริมาณน้อย หรือโอนสิทธิในการผลิตปิโตรเลียมให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่นเพื่อลดปริมาณการผลิตของตนเอง

กรณีประเทศเพื่อนบ้าน เมื่อพิจารณาจากประเทศที่เก็บอัตราค่าภาคหลวงคงที่ ได้แก่ กัมพูชา และพม่า ซึ่งมีการแบ่งระบบการคลังปิโตรเลียมเป็นก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน โดยเก็บค่าภาคหลวงเท่ากัน แต่กำหนดส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันไดที่แตกต่างกันตารางที่ 4 และ 5 เป็นผลการประเมินกรณีประเทศกัมพูชา พบว่า กัมพูชาเก็บค่าภาคหลวงในอัตราที่เท่ากันกับประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I ทั้งในทรัพยากรน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ แต่เนื่องจากประเทศกัมพูชามีการเก็บส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันไดด้วย จึงทำให้ได้รับส่วนแบ่งกำไรสูงกว่าที่ประเทศไทยได้รับในทุกขั้นบันไดของส่วนแบ่งกำไร เป็นที่น่าสังเกตว่าเมื่อผู้ประกอบการสามารถลดต้นทุนลงได้ รัฐกลับได้รับส่วนแบ่งรายได้ในอัตราที่ลดลงในทุกขั้นบันไดของส่วนแบ่งกำไร (พิจารณากรณีต้นทุนต่ำ) จะเห็นได้ว่า ถึงแม้ว่ารัฐจะเก็บส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันได การถดถอยของรายได้ที่รัฐได้รับยังเกิดขึ้นในระบบที่มีการจัดเก็บค่าภาคหลวงเสมอ ทั้งนี้เพราะการจัดเก็บค่าภาคหลวง ทำให้กำไรที่สามารถนำมาแบ่งได้ลดน้อยลง เนื่องจากมีส่วนแบ่งกำไรให้แก่รัฐ จึงทำให้ ERR และ MGT ของประเทศกัมพูชามีค่าสูงกว่าของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I และเมื่อพิจารณาถึงส่วนแบ่งรายได้ที่ผู้ประกอบการในประเทศกัมพูชาได้รับ พบว่า ต่ำกว่าที่ผู้ประกอบการของไทยได้รับ โดยหากยิ่งผลิตมาก ผู้ประกอบการยิ่งได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยลง

ตารางที่ 4 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีก๊าซธรรมชาติในประเทศกัมพูชา

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม							
	กรณีต้นทุนสูง				กรณีต้นทุนต่ำ			
ปริมาณการผลิต (MMscfd)	0-175	175-350	350-525	>525	0-175	175-350	350-525	>525
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 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีน้ำมันในประเทศกัมพูชา

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม											
	กรณีต้นทุนสูง						กรณีต้นทุนต่ำ					
ปริมาณการผลิต (Kbpm)	0-10	10-25	25-50	50-75	75-100	>100	0-10	10-25	25-50	50-75	75-100	>100
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

อย่างไรก็ตาม ความสามารถในการเข้าถึงรายได้มีสัดส่วนเกินกว่าร้อยละ 80 ในทุกขั้นบันไดและทุกกรณี จึงสะท้อนให้เห็นว่า ระบบการคลังปิโตรเลียมของกัมพูชาสามารถสร้างแรงจูงใจให้แก่ผู้ประกอบการได้ระดับหนึ่ง และยังสามารถจูงใจให้ผู้ประกอบการเพิ่มประสิทธิภาพและลดต้นทุน โดยพบว่า CT ในกรณีต้นทุนต่ำมีค่าสูงกว่าในกรณีต้นทุนสูง

จากตารางที่ 6 และ 7 พบว่า ประเทศพม่ามีการเก็บค่าภาคหลวงในอัตราต่ำกว่าประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I โดยเก็บร้อยละ 10 ของมูลค่าปิโตรเลียมทั้งกรณีน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ประเทศพม่ามีการเก็บส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันได โดยเริ่มต้นขั้นต่ำที่ร้อยละ 60 และร้อยละ 65 ของกำไรสุทธิสำหรับน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ ทำให้ส่วนแบ่งรายได้ที่รัฐพม่าได้รับสูงกว่าของประเทศไทยเป็นอย่างมาก โดยในกรณีต้นทุนสูง รัฐบาลพม่าจะได้รับส่วนแบ่งรายได้ขั้นต่ำอยู่ที่ร้อยละ 81.6 และร้อยละ 79 ของมูลค่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน ตามลำดับ และจะสูงขึ้นเรื่อยๆ เมื่อขั้นบันไดสูงขึ้น ในขั้นบันไดสูงสุดรัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงถึงร้อยละ 94.8 และร้อยละ 92.1 ตามลำดับ และได้ผลสรุปเดียวกันสำหรับในกรณีต้นทุนต่ำ และไม่ว่าจะพิจารณา ERR และ MGT พบว่า รัฐสามารถเข้าถึงรายรับจากปิโตรเลียมได้สูงกว่าของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand I สำหรับส่วนแบ่งของรายได้ที่ผู้ประกอบการได้รับมีค่าไม่สูงนักและลดลงเรื่อยๆ เมื่อผลิตเพิ่มขึ้น ความสามารถในการเข้าถึงรายได้ของผู้ประกอบการยังต่ำกว่าในกรณีของประเทศกัมพูชา ที่เป็นเช่นนี้เพราะประเทศพม่ากำหนดส่วนแบ่งกำไรให้แก่รัฐในอัตราสูงกว่ากัมพูชาอยู่เกือบร้อยละ10 รัฐบาลพม่าได้รับส่วนแบ่งรายได้จากก๊าซธรรมชาติสูงกว่าน้ำมัน ขณะที่กัมพูชาได้ส่วนแบ่งรายได้จากน้ำมันสูงกว่าก๊าซ อย่างไรก็ตาม กรณีทั้งสองประเทศนี้จัดว่ามีระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีทิศทางเหมาะสมกับทรัพยากรพลังงานที่มีอยู่ในประเทศ

ตารางที่ 6 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีก๊าซธรรมชาติในประเทศพม่า

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม							
	กรณีต้นทุนสูง				กรณีต้นทุนต่ำ			
ปริมาณการผลิต (MMscfd)	<300	<600	<900	>900	<300	<600	<900	>900
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 7 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีน้ำมันในประเทศพม่า

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม									
	กรณีต้นทุนสูง					กรณีต้นทุนต่ำ				
ปริมาณการผลิต (Kbpm)	<25	<50	<100	<150	>150	<25	<50	<100	<150	>150
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

สำหรับกรณีประเทศอินโดนีเซียนั้น รัฐไม่ได้เก็บค่าภาคหลวง และรัฐเก็บเฉพาะส่วนแบ่งกำไรที่อัตราร้อยละ 65 และร้อยละ 60 ของกำไรสุทธิสำหรับน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ จากตารางที่ 8 พบว่า รัฐได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงถึงร้อยละ 80.4 และ 77.6 ของมูลค่าน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ สูงกว่ากรณี Thailand I และได้รับ ERR และ MGT ค่อนข้างสูงทำให้รัฐสามารถเข้าถึงรายรับจากปิโตรเลียมได้เป็นอย่างดี สำหรับส่วนแบ่งรายได้ของผู้ประกอบการอยู่ที่ร้อยละ 19.6 และ 22.4 ของมูลค่าน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ตามลำดับ แต่มีความสามารถในการเข้าถึงรายได้ค่อนข้างสูง คือ ร้อยละ92 เนื่องจาก AGR คำนวณจาก full cost recovery limit และกำไรหลักหักภาษี เมื่อรัฐอนุญาตให้หักค่าต้นทุนมากเท่าใด ผู้ประกอบการก็ยิ่งมีโอกาสเข้าถึงรายได้มากขึ้นเท่านั้น สำหรับ R factor และ saving index กลับมีค่าไม่สูงนัก ระบบการคลังปิโตรเลียมเช่นนี้จึงไม่จูงใจให้ผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพและไม่จูงใจให้ลดต้นทุนเท่าใดนัก

ตารางที่ 8 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีประเทศอินโดนีเซีย

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม			
	น้ำมัน		ก๊าซธรรมชาติ	
	กรณีต้นทุนสูง	กรณีต้นทุนต่ำ	กรณีต้นทุนสูง	กรณีต้นทุนต่ำ
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

กรณีประเทศที่ได้กล่าวมาข้างต้นทั้งหมด พบว่า มีอัตราภาษีเงินได้นิติบุคคลต่ำกว่าอัตราภาษีเงินได้ปิโตรเลียมของไทยทั้งสิ้น กล่าวคือ กัมพูชาและพม่าเก็บที่อัตราร้อยละ 30 ของรายรับที่หักค่าต้นทุน ขณะที่อินโดนีเซียเก็บอัตราร้อยละ 44 แต่รัฐยังได้รับส่วนแบ่งรายได้ GT สูงกว่าประเทศไทย เนื่องมาจากการกำหนดให้มีการแบ่งส่วนกำไรให้แก่รัฐ และรัฐจะได้ GT เพิ่มมากขึ้นเมื่อโครงการนั้นๆ มีกำไรสูงขึ้น การเก็บค่าภาคหลวงจะช่วยรับประกันว่ารัฐจะได้รับส่วนแบ่งจากมูลค่าปิโตรเลียมไม่ว่าผู้ประกอบการจะมีกำไรหรือไม่ แต่การเก็บค่าภาคหลวงเพียงอย่างเดียวไม่สามารถรับประกันได้ว่ารัฐจะมีส่วนแบ่งรายได้สูง ดังจะเห็นได้จากกรณีประเทศอินโดนีเซียที่รัฐเก็บส่วนแบ่งกำไรเพียงอย่างเดียว แต่กลับทำให้รัฐอินโดนีเซียได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงกว่าประเทศไทย

ส่วนประเทศเวียดนามจะมีลักษณะแตกต่างจากประเทศข้างต้น โดยมีการกำหนดค่าภาคหลวงแบบขั้นบันไดในลักษณะเดียวกันกับระบบ Thailand III กล่าวคือ กำหนดขั้นบันไดของค่าภาคหลวงและขั้นบันไดของส่วนแบ่งกำไร และจำแนกเป็นน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นหากยิ่งผลิตมาก รัฐก็จะได้รับค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไรในอัตราที่สูงขึ้น

เมื่อพิจารณาเฉพาะขั้นบันไดของค่าภาคหลวง พบว่า ประเทศเวียดนามกำหนดขั้นบันไดสูงกว่าของประเทศไทย บันไดต่ำสุดของปริมาณน้ำมัน คือ 0-20 Kbpd และเก็บค่าภาคหลวงร้อยละ 6 ขณะที่ขั้นบันไดต่ำสุดของ Thailand III คือ 0-60 Kbpm และเก็บค่าภาคหลวงร้อยละ 5 เท่านั้น และขั้นบันไดน้ำมันสามารถไต่สูงได้ถึงร้อยละ 25 หากปริมาณการผลิตสูงกว่า 150 Kbpd ขณะที่ขั้นบันไดสูงสุดของประเทศไทยเป็นร้อยละ 15 โดยต้องผลิตในปริมาณที่สูงถึง 600 Kbpm ประเทศเวียดนามมีข้อกำหนดเรื่องการหักค่าต้นทุนค่อนข้างต่ำ ซึ่งเป็นวิธีหนึ่งที่รัฐสามารถใช้เพื่อเก็บส่วนแบ่งกำไรของตนเองให้ได้มูลค่ามากยิ่งขึ้น จึงทำให้ในกรณีต้นทุนสูง ผู้ประกอบการไม่สามารถหักต้นทุนได้ทั้งหมด โดยจะหักได้เพียงร้อยละ 50 ของมูลค่าปิโตรเลียม จึงมีต้นทุนที่ยังไม่ได้หักและนำมาหัก

ภายหลังอีกร้อยละ 10 นอกจากนี้ส่วนแบ่งกำไรที่รัฐบาลเวียดนามกำหนดค่อนข้างสูง โดยกำหนดบันไดขั้นต่ำสุดไว้ที่ร้อยละ 70 และขั้นสูงสุดที่ร้อยละ 80 ทำให้เมื่อผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติได้มากขึ้น ผู้ประกอบการกลับได้กำไรลดลงและขาดทุนในท้ายที่สุด จึงไม่จูงใจให้ผู้ประกอบการมาลงทุนมากนัก แต่ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศเวียดนามกลับให้ส่วนแบ่งรายได้แก่รัฐค่อนข้างสูง โดยเริ่มจากร้อยละ 75 จนถึงร้อยละ 90 ในบันไดขั้นสุดท้าย ซึ่งสูงกว่าของประเทศไทยภายใต้ระบบ Thailand III ซึ่งเริ่มจากร้อยละ 56 จนถึงร้อยละ 68.8 ในกรณีต้นทุนสูง นอกจากนี้ ERR และ MGT ของประเทศเวียดนามก็สูงมากด้วยเช่นกัน ดังนั้นรัฐจะได้รับประโยชน์และมีโอกาสเข้าถึงรายได้จากปิโตรเลียมเป็นอย่างมาก (ตารางที่ 9 และ 10)

ตารางที่ 9 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีก๊าซธรรมชาติในประเทศเวียดนาม

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม					
	กรณีต้นทุนสูง			กรณีต้นทุนต่ำ		
ปริมาณการผลิต (MMscfd)	0-175	175-355	>355	0-175	175-355	>355
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 10 ผลการประเมินระบบการคลังปิโตรเลียม กรณีน้ำมันในประเทศเวียดนาม

ดัชนี	สัดส่วนร้อยละของมูลค่าปิโตรเลียม											
	กรณีต้นทุนสูง						กรณีต้นทุนต่ำ					
ปริมาณการผลิต (Kbpm)	0-20	20-50	50-75	75-100	100-150	>150	0-20	20-50	50-75	75-100	100-150	>150
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

ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยและประเทศเพื่อนบ้านมีความยืดหยุ่นอยู่บ้าง โดยอยู่ในรูปของค่าภาคหลวงและส่วนแบ่งกำไรแบบขั้นบันได แต่ก็มีข้อจำกัดเนื่องจากอัตราขั้นบันไดจะเปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณการผลิตเท่านั้นและไม่ได้เปลี่ยนแปลงตามราคาปิโตรเลียมและต้นทุนที่เกิดขึ้นจริง ดังนั้นระบบเหล่านี้ทำให้รัฐและผู้ประกอบการไม่สามารถแบ่งสรรประโยชน์ได้อย่างเป็นธรรม (misalignment of interests) อย่างไรก็ตาม ระบบนี้มีข้อดีในการบริหารจัดการและมีประสิทธิภาพในการแบ่งสรรค่าเช่าทางเศรษฐกิจที่ได้จากการใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมระหว่างรัฐและผู้ประกอบการ โดยเฉพาะเมื่อโครงการมีความไม่แน่นอนด้านราคา ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยมีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงด้านราคามากกว่าระบบของประเทศเพื่อนบ้าน หรือระบบมีความยืดหยุ่นต่ำกว่าของประเทศเพื่อนบ้าน จะเห็นได้ว่า MGT ของไทยอยู่ที่ร้อยละ 50 และเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้น แต่ยังน้อยกว่าร้อยละ 60 สะท้อนให้เห็นว่า กรณีที่ราคาเปลี่ยนแปลง แม้ประเทศไทยจะผลิตได้มากขึ้นแต่รัฐกลับจะได้ส่วนแบ่งรายได้ส่วนเพิ่มเพิ่มขึ้นไม่มากนัก ขณะที่ในประเทศกัมพูชา พม่า และเวียดนาม ค่า MGT เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 70-90 เมื่อปริมาณการผลิตเพิ่มขึ้น

นอกจากนี้ Bhattacharyya (2011) กล่าวไว้ว่า ส่วนแบ่งรายได้ที่เหมาะสมจะทำหน้าที่ดึงค่าเช่าเศรษฐกิจกลับไปเป็นส่วนรายได้ให้แก่รัฐ และส่วนแบ่งรายได้รัฐควรอยู่ระหว่างร้อยละ 60-85 สำหรับโครงการที่มีความเสี่ยงระดับปานกลาง และถ้าโครงการมีความเสี่ยงสูง สามารถลดส่วนแบ่งรายได้ลงเป็นร้อยละ 40-60 เพื่อดึงดูดนักลงทุน

สำหรับประเทศไทย หากรัฐไม่เปลี่ยนระบบการให้สิทธิและยังคงใช้ระบบสัมปทานต่อไป รัฐควรพิจารณานำเครื่องมือทางการคลังอื่นๆ มาใช้เพิ่มเติม เพื่อดึงค่าเช่าทางเศรษฐกิจออกมาให้ได้มากยิ่งขึ้น ทางเลือกหนึ่งที่ง่ายในการปฏิบัติคือการเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติม (supplementary income tax) ซึ่งเป็นที่นิยมใช้ในประเทศที่ใช้ระบบสัมปทาน เช่นที่พบในประเทศสหราชอาณาจักร นอกจากนี้ยังพบการเก็บภาษีกำไรส่วนเกินในประเทศคาซัคสถาน นอกจากนี้ หากประเทศไทยเก็บค่าภาคหลวงร่วมกับภาษีเงินได้เพิ่มเติมโดยกำหนดภาษีเงินได้เพิ่มเติมไว้ที่ร้อยละ 60 ของกำไรสุทธิก่อนหักภาษี ภายใต้ระบบ Thailand I ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่า รัฐจะได้รับส่วนแบ่งรายได้เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 86.3 และร้อยละ 83.6 ของมูลค่าปิโตรเลียมในกรณีต้นทุนสูงและต่ำ ตามลำดับ อัตราส่วนนี้สูงกว่าในระบบ Thailand I ที่ไม่มีการเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติมเป็นอย่างมาก และเมื่อพิจารณาตัวชี้วัดอื่น ได้แก่ ERR และ MGT พบว่า รัฐมีโอกาสเข้าถึงส่วนแบ่งรายได้มากขึ้น ในกรณีที่รัฐเก็บค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้เพิ่มเติมที่ร้อยละ 50 พบว่า หากรัฐเก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติมน้อย รัฐยิ่งได้ส่วนแบ่งลดลง ไม่ว่าจะเป็นกรณีใด รัฐยังได้ส่วนแบ่งสูงกว่ากรณีที่ไม่เก็บภาษีเงินได้เพิ่มเติม และจากการนำภาษีเงินได้เพิ่มเติมมาใช้กับ Thailand III พบผลการศึกษาในทำนองเดียวกันการนำ

ภาษีเงินได้เพิ่มเติมมาใช้ร่วมกับค่าภาคหลวง และจะทำให้ผู้ประกอบการได้รับส่วนแบ่งรายได้น้อยลง อย่างไรก็ตาม ผู้ประกอบการยังสามารถเข้าถึงส่วนแบ่งรายได้ในอัตราที่สูงพอสมควร ทั้งนี้ขึ้นอยู่ความสามารถของผู้ประกอบการในการลดต้นทุนเพื่อให้ได้รับส่วนแบ่งรายได้เพิ่มขึ้น[3]

สรุปและข้อเสนอแนะ

บทความนี้ได้ศึกษาและวิเคราะห์ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยภายใต้ระบบ Thailand I และ Thailand III และเปรียบเทียบระบบของไทยกับประเทศเพื่อนบ้าน เมื่อผู้ประกอบการดำเนินการผลิตแล้วอย่างเต็มกำลัง ผลการศึกษาพบว่า ส่วนแบ่งรายได้ของรัฐภายใต้ระบบ Thailand III สามารถแบ่งส่วนรายได้ระหว่างรัฐและผู้ประกอบการอย่างเพียงพอ และรัฐยังมีโอกาสได้รับส่วนแบ่งรายได้สูงขึ้นเมื่อผู้ประกอบการผลิตได้มากขึ้น ซึ่งมีลักษณะที่ยืดหยุ่นกว่าระบบ Thailand I และสามารถส่งเสริมให้เกิดการสำรวจและผลิตในหลุมใหญ่และเล็ก แต่ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยไม่สามารถประกันรายได้ให้แก่รัฐได้ดีนักเพราะว่ายังเป็นระบบที่พึ่งพารายได้จากค่าภาคหลวงและภาษีเงินได้ปิโตรเลียมท่านั้น แต่สามารถสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการดำเนินงานอย่างมีประสิทธิภาพได้

หากเปรียบเทียบกับประเทศเพื่อนบ้านพบว่า ระบบการคลังปิโตรเลียมของไทยยังให้ส่วนแบ่งรายได้แก่รัฐน้อยกว่า สำหรับส่วนแบ่งรายได้ของรัฐควรเป็นเท่าใดนั้น จะต้องพิจารณาถึงความเสี่ยงของโครงการ และสภาพการแข่งขันในตลาดพื้นที่สำรวจปิโตรเลียมระหว่างประเทศโดยเปรียบเทียบกับประเทศคู่แข่งที่อยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงกัน

จะเห็นได้ว่าในประเทศเพื่อนบ้านมีการแบ่งแยกเครื่องมือทางการคลังตามลักษณะพื้นที่ เช่น บนบก ในทะเล หรือในน้ำลึก เพื่อให้เหมาะสมแก่ลักษณะพื้นที่ที่มีลักษณะทางธรณีวิทยาและมีต้นทุนในการสำรวจ พัฒนา และผลิตที่แตกต่างกัน และยังแบ่งแยกตามประเภทผลิตภัณฑ์ ซึ่งเป็นสิ่งที่ประเทศไทยควรจะนำมาพิจารณาด้วยเช่นกัน เพื่อให้การใช้เครื่องมือทางการคลังภายใต้ระบบการคลังปิโตรเลียมมีความยืดหยุ่นมากกว่าเครื่องมือที่ใช้อยู่

รัฐควรพิจารณาให้มีการสร้างความยืดหยุ่นในระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทยโดยอนุญาตให้มีกลไกการปรับเปลี่ยนโดยอัตโนมัติตามการเปลี่ยนแปลงที่ไม่สามารถคาดการณ์ได้ในตลาดปิโตรเลียม การลงทุน ลักษณะและพื้นที่ของโครงการ และการดำเนินงาน ซึ่งจะสร้างเสริมประสิทธิภาพในการบริหารจัดการและการจัดเก็บรายได้ และลดต้นทุนในการเจรจาต่อรองหรือการเจรจาในอนาคต ตัวอย่างเช่นควรจะยืดหยุ่นตามการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมันในตลาดโลก

[3] ไม่ได้แสดงรายละเอียดผลการศึกษาส่วนนี้ไว้ในบทความนี้ ผู้สนใจสามารถติดต่อผู้เขียนได้โดยตรง

นอกจากนี้ รัฐควรจะประเมินผลการดำเนินงานและปรับตัวแปรทางการคลังเป็นครั้งคราว เพื่อให้ระบบการคลังสามารถนำมาใช้ได้กับโครงการในอนาคตได้อย่างเหมาะสม โดยพิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงในสภาพตลาด สภาพเศรษฐกิจ นโยบายของรัฐ ธรณีวิทยา และความเสี่ยงในประเทศ และควรประเมินผลกระทบของระบบการคลังปิโตรเลียมที่มีต่อเศรษฐกิจมหภาคโดยรวมอย่างสม่ำเสมอ

เอกสารอ้างอิง

Abdo, H. 2010. "The story of the UK oil and gas taxation policy: History and trends." **Oil, Gas and Energy Law** (Online). www.ogel.org/article.asp?key=3054, June 6, 2011.

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

Blake, A. J. and M. C. Roberts. 2006. "Comparing petroleum fiscal regimes under oil price uncertainty." **Resources Policy** 31 (2): 95-105.

Chotipanvittayakul, S. and J. 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, May 26-27, 2011, Auditorium Conference Room, 9th floor, Shinnawatra Tower III, Bangkok.

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

Independent News Network. 2012. **High Prices of Products are Due to Energy Monopoly** (Online). www.innnews.co.th/shownews/show?newscode=376286, June 6, 2012. (in Thai)

Isranews Agency. 2010. **Rosana Revealed Energy Inequality in Thailand and Said Government Back up Private Monopolist** (Online). www.isranews.org/reform-the-news/item/11091-2010-08-16-07-46-31.html, February 8, 2011. (in Thai)

Johnston, D. 2003. **International Exploration Economics, Risk, and Contract Analysis**. Oklahoma: Penn Well Corporation.

_____ and D. Johnston. 2010. "Petroleum fiscal system analysis – state of play." **Oil, Gas and Energy Law** (Online). www.ogel.org/article.asp?key=3051, June 6, 2011.

Khelil, C. 1995. "Fiscal systems for oil." **Public Policy for the Private Sector Note no. 46.** Industry and Energy Department, World Bank.

Koomsup, P. 1986. "Laws and regulations on exploration and development of minerals and energy in ASEAN countries." **Thammasat Economic Journal** 4 (3): 80-128. (in Thai)

Limsuk, S. 1999. **The Royalty and the Optimal Extraction Path in Natural Gas.** Master Thesis in Economics, University of the Thai Chamber of Commerce. (in Thai)

Oliveira, M. R. 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** (Online). www.ogel.org/article.asp?key=3059, June 6, 2011.

Otto, J., C. Andrews, F. Cawood, M. Doggett, P. Guj, F. Stermole, J. Stermole, and J. Tilton. 2006. **Mining Royalties: A Global Study of Their Impact on Investors, Government, and Civil Society**. World Bank.

Peutthipongsapuc, S. 1997. **Introduction of the Production Sharing in Granting the Right of Exploitation and Exploitation Petroleum Resources in Thailand.** Master Thesis in Laws, Chulalongkorn University. (in Thai)

Preechametta, A., S. Siriprachai, P. Suzuki, S. Cintakulchai, and P. Kulthanavit. 2001. **Tax Allocated to Local Authorities to Solve the Problems in the Implementation of the Petroleum Business.** Economic Research and Training Center, Faculty of Economics, Thammasat University. (in Thai)

Sunley, E. M., T. Baunsgaard, and D. Simard. 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, 2002.

Tordo, S. 2007. "Fiscal systems for hydrocarbons: Design issues." **World Bank Working Paper No. 123.** World Bank.

ตารางผนวกที่ 1 ระบบการคลังปิโตรเลียมของประเทศไทย

ระบบการคลังปิโตรเลียม	ค่าภาคหลวง (% ของมูลค่าปิโตรเลียม)	ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม[4/] (% ของกำไรสุทธิ)	เครื่องมืออื่นๆ
Thailand I ระบบสัมปทาน[1/]	12.5%	50%	-
Thailand II ระบบแบ่งปันผลผลิต[2/]	12.5%	ไม่น้อยกว่า 35% แต่ไม่เกิน 48%	1. การหักค่าชดเชยรายจ่ายที่เป็นทุน (cost recovery) ร้อยละ 20 2. ผลประโยชน์รายปี บริษัทผู้รับสัมปทานต้องจำกัดค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในแต่ละปี ภายใต้พ.ร.บ.ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมมิให้เกินร้อยละ 20 ของรายได้ในรอบปีนั้น มิฉะนั้นต้องจ่ายเงินผลประโยชน์เป็นรายปีให้แก่รัฐเท่ากับจำนวนค่าใช้จ่ายส่วนที่เกิน 3. โบนัสรายปี - ร้อยละ 27.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 10,000 – 20,000 บาเรล - ร้อยละ 37.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 20,000 – 30,000 บาเรล - ร้อยละ 43.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 30,000 บาเรล ขึ้นไป
Thailand III ระบบสัมปทาน[3/]	อัตราขั้นบันไดแบบก้าวหน้าดังนี้ 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	50%	1. ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (special remuneration benefit) จากกำไรส่วนเกิน (windfall profit tax) ในอัตราส่วนของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร 2. ผลประโยชน์พิเศษ ที่ผู้ขอสัมปทานอาจจะเสนอให้แก่รัฐ เช่น การให้ทุนการศึกษา เงินอุดหนุน เงินให้เปล่าในการลงนามในสัมปทานหรือในการผลิต (signature bonus) เป็นต้น

หมายเหตุ: [1/] พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และ พ.ร.บ.ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

[2/] พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2522 และ พ.ร.บ.ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2522

[3/] พ.ร.บ.ปิโตรเลียม พ.ศ. 2532 และ พ.ร.บ.ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2532

[4/] พ.ร.บ.ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมจะได้รับการแก้ไขปรับปรุงให้สอดคล้องกับการเปลี่ยนแปลงของ พ.ร.บ. ปิโตรเลียม