บทที่ 2

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

1. การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ทุกประเทศในอาเซียนจะมีกฎหมายและกฎเกณฑ์สำหรับปิโตรเลียมที่แตกต่างไปจากกฎหมายและกฎเกณฑ์ของแร่ประเภทอื่นๆ ทั้งนี้เพราะปิโตรเลียมมีความสำคัญต่อระบบเศรษฐกิจค่อนข้างมาก นอกจากนี้จะต้องอาศัยทุนและเทคโนโลยีของบริษัทต่างประเทศเป็นจำนวนมาก[1] การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยแยกการดำเนินการออกเป็นสองส่วนคือ ส่วนที่รัฐบาลดำเนินการเองในรูปของการจัดตั้งรัฐวิสาหกิจน้ำมันคือ การปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย และการดำเนินการโดยกรมการพลังงานทหารเฉพาะพื้นที่บนบกในจังหวัดภาคเหนือ (ปัจจุบันกรมการพลังงานทหารผลิตน้ำมันดิบที่แหล่งสำรวจฝาง จังหวัดเชียงใหม่) และส่วนที่รัฐบาลให้สัมปทานแก่เอกชนดำเนินการ โดยได้บัญญัติไว้ในกฎหมายปิโตรเลียมคือ พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับต่างๆ (พ.ศ. 2514, ฉบับที่ 2 พ.ศ. 2516, ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2522, ฉบับที่ 4 พ.ศ. 2532 และฉบับที่ 5 พ.ศ. 2534) ซึ่งเป็นการให้สิทธิระบบสัมปทานโดยรัฐเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียม แต่ก็ให้สิทธิแก่ผู้รับสัมปทานในการที่จะดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเพียงแต่ต้องปฏิบัติตามบทบัญญัติของพระราชบัญญัติปิโตรเลียมเกี่ยวกับเรื่องการรักษาความปลอดภัย การอนุรักษ์แหล่งปิโตรเลียมและราคาขาย เป็นต้น รัฐบาลจะไม่เข้าไปเกี่ยวข้องในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทาน แต่จะมีการสอดส่องดูแลว่าผู้รับสัมปทานได้ใช้จ่ายเงินและดำเนินงานไปตามที่สัญญาไว้ในสัมปทานหรือไม่เพียงใด การที่จะพิจารณาว่าผู้รับสัมปทานมีสิทธิและหน้าที่เพียงใด จึงต้องพิจารณาพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 เป็นหลักและพิจารณาสัมปทานเฉพาะรายประกอบด้วย[2]

---

[1] พรายพล คุ้มทรัพย์, "กฎหมายและข้อบังคับเกี่ยวกับการสำรวจและการพัฒนาแร่และพลังงานในกลุ่มประเทศอาเซียน," วารสารเศรษฐศาสตร์ธรรมศาสตร์ 4 (กันยายน 2529):93.

[2] ไชยวัฒน์ บุนนาค, "กฎหมายปิโตรเลียม," วารสารนิติศาสตร์ 13.1 (มีนาคม 2526): 19.

1.1 พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มีสาระสำคัญในเรื่องต่างๆ ดังต่อไปนี้

1.1.1 บุคคลและองค์กรของรัฐตามกฎหมาย

- รัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรมเป็นผู้รักษาการตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มีอำนาจแต่งตั้งพนักงานเจ้าหน้าที่และออกกฎกระทรวงเพื่อกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมตามมาตรา 14 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ.. 2514 โดยมาตรา 6 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ซึ่งยกเลิกความในมาตรา 22 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 บัญญัติว่ารัฐมนตรีโดยอนุมัติคณะรัฐมนตรีมีอำนาจให้สัมปทานตามมาตรา 23 ต่อระยะเวลาสำรวจการปิโตรเลียมตามมาตรา 25 ต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมตามมาตรา 47 อนุญาตให้โอนสัมปทานตามมาตรา 50 และแจ้งให้ผู้รับสัมปทานทราบว่ารัฐบาลจะเข้าใช้สิทธิประกอบกิจการการปิโตรเลียมในพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่งด้วยความเสี่ยงภัยฝ่ายเดียวตามมาตรา 52 ทวิ เป็นต้น

- คณะกรรมการการปิโตรเลียม ประกอบไปด้วยผู้แทนจากส่วนราชการต่างๆ โดยมีปลัดกระทรวงอุตสาหกรรมเป็นประธานกรรมการ (ดูมาตรา 4 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532) มีอำนาจหน้าที่ให้คำปรึกษา คำแนะนำและความเห็นแก่รัฐมนตรีในเรื่องต่างๆ ตามมาตรา 5 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 เป็นต้น

- คณะอนุกรรมการปิโตรเลียม มีอำนาจหน้าที่พิจารณาเรื่องราวตามคำสั่งของคณะกรรมการปิโตรเลียม

- อธิบดีกรมทรัพยากรธรณี/กรมทรัพยากรธรณี มีอำนาจหน้าที่อนุมัติพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม ประเมินค่าภาคหลวงและออกประกาศกรมทรัพยากร เป็นต้น

- พนักงานเจ้าหน้าที่ เป็นผู้ซึ่งรัฐมนตรีแต่งตั้งมีอำนาจหน้าที่ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

1.1.2 ระบบสัมปทาน (Concession)

วิธีให้สัมปทาน (Royalty-Tax Concession Arrangement) ซึ่งบัญญัติไว้ในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้กำหนดให้มีการอนุญาตสิทธิสำรวจและผลิต

ปิโตรเลียมแก่เอกชนในพื้นที่สัมปทาน จึงสร้างความมั่นใจในการลงทุน ผู้รับสัมปทานมีภาระหน้าที่ต้องชำระภาษีอากรและค่าภาคหลวงให้แก่รัฐ การอนุญาตสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยวิธีนี้ได้นิยมใช้กันมานานและแพร่หลายอย่างกว้างขวาง ดังจะเห็นได้ว่าแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ที่สำคัญของโลกจะพบการให้สิทธิภายใต้วิธีดังกล่าวเป็นส่วนมาก[3] เช่น ประเทศกลุ่มโอเปค (OPEC)* เป็นต้น

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยนั้น เป็นระบบสัมปทาน** ซึ่งสัญญาสัมปทานนี้เป็นสัญญาระหว่างรัฐกับเอกชน[4] หรือสัญญาทางปกครอง[5] โดยลักษณะของกฎหมายในเรื่องสัมปทานจะไม่เหมือนกันในกรณีที่ระบบกฎหมายนั้นมีความแตกต่างกัน[6] ลักษณะสำคัญของระบบสัมปทาน[7] ได้แก่

---

[3] จารุอุดม เรืองสุวรรณ, การให้สัมปทานปิโตรเลียมและแร่ (กรุงเทพมหานคร : กรมทรัพยากรธรณี, 2530), หน้า 8.

* และเป็นกลุ่มประเทศส่งออกน้ำมันรายใหญ่ของโลก ดู ชมเพลิน จันทร์เรืองเพ็ญ และคนอื่นๆ พันธนาการน้ำมัน : หนทางหลุดพ้น (กรุงเทพมหานคร : บริษัท พิมักษ์ประชา จำกัด, 2540), หน้า 13-28 โดยผลิตน้ำมันเป็นปริมาณเท่ากับ 2.6% ของปริมาณสำรองน้ำมันทั้งหมดของโลกในปี 2522 ดู อมรรัตน์ รัตน์ธราธร, แหล่งพลังงานในอนาคตภาวะการณ์น้ำมันในอนาคต เอกสารประกอบ Work Shop Series ของ Nieo ครั้งที่ 7 26 มกราคม 2524, หน้า 7.

** ดูพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มาตรา 6 และพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 23. และดูประวัติการให้สัมปทานภายใต้กฎหมายแร่ในกรมทรัพยากรธรณี, "ปิโตรเลียมกับการพัฒนาประเทศ," 100 ปี กรมทรัพยากรธรณี (กรุงเทพมหานคร : กรมทรัพยากรธรณี, 2535), หน้า 240.

[4] ไชยวัฒน์ บุนนาค และเยาวรัตน์ กุหลาบเพชรทอง, "สัญญาระหว่างรัฐกับเอกชน", บทบัณฑิตย์ 46 (มิถุนายน 2533) : 66.

[5] คัมภีร์ แก้วเจริญ, "สัญญาสัมปทาน," วารสารอัยการ 13 (สิงหาคม 2533) : 193. และคนเดียวกัน, "สัมปทานทรัพยากรธรรมชาติ," วารสารอัยการ 13 (กันยายน 2533): 51-66.

[6] Henry Cattan, The Law of Oil Concession in the Middle East and North africa (New york : Oceana Publications, Inc., 1967), P.19.

[7] ไชยวัฒน์ บุนนาค, "กฎหมายปิโตรเลียม," วารสารนิติศาสตร์ 13,1 (มีนาคม 2526): 10.

1. ผู้รับสัมปทานมีสิทธิแต่ผู้เดียวในการสำรวจ ผลิตหรือประกอบกิจการปิโตรเลียมด้านอื่นๆ ในพื้นที่สัมปทาน ทั้งนี้โดยผู้รับสัมปทานอาจเลือกใช้วิธีการสำรวจหรือผลิตที่เสนอไว้ในคำขอสัมปทานของตนภายในขอบเขตของกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียม โดยรัฐจะไม่เข้ายุ่งเกี่ยวหรือควบคุมการดำเนินงานของผู้รับสัมปทานเพียงแต่รับรายงานเกี่ยวกับการดำเนินการดังกล่าว[8]

2. ผู้รับสัมปทานสรวมสิทธิเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ผลิตได้เมื่อได้ชำระค่าภาคหลวงครบถ้วนแล้ว ซึ่งค่าภาคหลวงอาจเป็นตัวเงินหรือปิโตรเลียม

3. เมื่อได้เสียค่าภาคหลวงให้แก่รัฐบาลแล้ว ผู้รับสัมปทานก็มีสิทธิจำหน่ายปิโตรเลียมได้ภายใต้หลักเกณฑ์และวิธีการที่กำหนดไว้ในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514

ในส่วนระบบสัมปทานของไทยตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับต่างๆ นั้นจะกล่าวเฉพาะในส่วนสำคัญๆ ดังนี้

1.1.2.1 การได้มาซึ่งสัมปทานตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 หมวด 3 มาตรา 22 และมาตรา 23 ได้บัญญัติให้รัฐมนตรีโดยอนุมัติคณะรัฐมนตรีมีอำนาจให้สัมปทานซึ่งใช้หลักกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมเป็นของรัฐ[9] ผู้จะทำการสำรวจหรือผลิตปิโตรเลียมในที่ใดไม่ว่าที่นั้นจะเป็นของตนเองหรือของบุคคลอื่นต้องได้รับสัมปทาน

1.1.2.2 วิธีขอสัมปทานตามมาตรา 23 วรรค 2 และวรรค 3 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้กำหนดว่าการขอสัมปทานให้เป็นไปตามหลักเกณฑ์วิธีการและเงื่อนไขที่กำหนดในกฎกระทรวง ส่วนแบบของสัมปทานให้เป็นไปตามที่กำหนดในกฎกระทรวง*

---

[8] กลุ่มเศรษฐศึกษา, พลังงาน (กรุงเทพมหานคร : มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2525), หน้า 5.

[9] Richard W. Benthamt," A Petroleum Regime ; Background and Legalities," Houston Journal of International Law 15,2 (Wint/SPR., 1993), P.493.

* ดู กฎกระทรวงฉบับที่ 17 (พ.ศ. 2532) ออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งเป็นแบบสัญญาสัมปทานมาตรฐาน

1.1.2.3 การพิจารณาให้สัมปทานผู้ขอสัมปทานต้อง (1) เป็นบริษัท (2) มีทุน เครื่องจักร เครื่องมือ อุปกรณ์และผู้เชี่ยวชาญ เพียงพอที่จะสำรวจ ผลิตขายและจำหน่ายปิโตรเลียมในกรณีที่ผู้ขอสัมปทานไม่มีลักษณะครบถ้วนตาม (2) ต้องมีบริษัทอื่นซึ่งรัฐบาลเชื่อถือและมีลักษณะตาม (2) และมีความสัมพันธ์ในด้านทุนหรือการจัดการกับผู้ขอสัมปทานรับรองที่จะให้สิ่งต่างๆ ตาม (2) (ดูมาตรา 24 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514)

1.1.2.4 พื้นที่และระยะเวลาในการดำเนินงานตามสัมปทาน พื้นที่ให้สัมปทานตามมาตรา 9 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ให้ยกเลิกความในมาตรา 28 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2516 ได้บัญญัติว่า

"ในการให้สัมปทานรัฐมนตรีมีอำนาจให้ผู้ขอสัมปทานได้รับสัมปทานไม่เกินรายละ 4 แปลงสำรวจ เว้นแต่ในกรณีรัฐมนตรีพิจารณาเห็นสมควรอาจให้ผู้ขอสัมปทานได้รับสัมปทานเพิ่มขึ้นอีกหนึ่งแปลงสำรวจก็ได้ แต่เมื่อรวมพื้นที่ของแปลงสำรวจทั้งหมดแล้วต้องไม่เกิน 2 หมื่นตารางกิโลเมตร

เขตพื้นที่แปลงสำรวจที่ไม่ใช่อยู่ในทะเลให้เป็นไปตามที่กรมทรัพยากรธรณีกำหนด โดยประกาศในราชกิจจานุเบกษา แต่แปลงสำรวจที่มิใช่อยู่ในทะเลจะกำหนดให้มีพื้นที่เกินแปลงละสี่พันตารางกิโลเมตรไม่ได้

เขตพื้นที่แปลงสำรวจในทะเลให้เป็นไปตามที่กรมทรัพยากรธรณีกำหนด โดยประกาศในราชกิจจานุเบกษา เขตพื้นที่แปลงสำรวจในทะเลให้รวมถึงพื้นที่เกาะที่อยู่ในเขตแปลงสำรวจนั้นด้วย

บทบัญญัติในวรรคหนึ่งไม่ใช้บังคับแก่การให้สัมปทานสำหรับแปลงสำรวจในทะเลที่กรมทรัพยากรธรณีกำหนดว่าเป็นแหล่งสำรวจที่มีน้ำลึกเกิน 200 เมตร ในกรณีดังกล่าวรัฐมนตรีมีอำนาจให้ผู้ขอสัมปทานได้รับสัมปทานตามจำนวนแปลงสำรวจและจำนวนพื้นที่ของแปลงสำรวจทั้งหมดที่รัฐมนตรีพิจารณาเห็นสมควร"

ส่วนระยะเวลาตามสัมปทานแบ่งเป็น 2 ส่วน คือระยะเวลาสำรวจ และระยะเวลาผลิต

- ระยะเวลาสำรวจ ระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมตามสัมปทานให้มีกำหนดไม่เกิน 6 ปี นับแต่วันให้สัมปทานโดยแบ่งระยะเวลาการสำรวจออกเป็น 3 ช่วง (ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 31 ซึ่งเป็นข้อผูกพันการสำรวจ) คือ

ช่วงที่หนึ่ง ได้แก่ ระยะเวลา 3 ปีแรก ของระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมในกรณีที่มีระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมไม่ถึง 3 ปี ได้แก่ ระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมในสัมปทาน

ช่วงที่สอง ได้แก่ ระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมที่เหลือจากช่วงข้อผูกพันช่วงที่หนึ่ง

ช่วงที่สาม ถ้ามีการต่อระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียม ได้แก่ ระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมที่ได้รับการต่อนั้น

ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานประสงค์จะขอต่อระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมให้ผู้รับสัมปทานยื่นคำขอต่อระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมพร้อมกับเสนอข้อผูกพันด้านปริมาณเงินปริมาณงานหรือทั้งประมาณเงินและปริมาณงานสำหรับการสำรวจปิโตรเลียมในช่วงข้อผูกพันช่วงที่สามก่อนสิ้นระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมไม่น้อยกว่า 6 เดือน แต่ถ้าผู้รับสัมปทานขอสำรวจปิโตรเลียมจะทำได้เมื่อสำรวจปิโตรเลียมก่อนสิ้นช่วงข้อผูกพันช่วงที่สองไม่น้อยกว่า 15 วัน และการต่อระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียมให้ทำได้เพียงครั้งเดียวเป็นเวลาไม่เกิน 3 ปี (ตามมาตรา 7 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2522)

- ระยะเวลาผลิต ระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมตามสัมปทานให้มีกำหนดไม่เกิน 20 ปี นับแต่วันถัดจากวันสิ้นระยะเวลาสำรวจปิโตรเลียม แม้จะมีการผลิตปิโตรเลียมในระหว่างสำรวจปิโตรเลียมด้วยก็ตาม (ตามมาตรา 8 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ให้ยกเลิกความในวรรคหนึ่งของมาตรา 26 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2522) ถ้าผู้รับสัมปทานปฏิบัติตามสัมปทานทุกประการและขอต่อระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมก่อนสิ้นระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมไม่น้อยกว่า 6 เดือน ผู้รับสัมปทานมีสิทธิได้รับการต่อระยะเวลาการผลิตปิโตรเลียมภายใต้ข้อกำหนดข้อผูกพัน และเงื่อนไขที่ใช้อยู่ทั่วไปในขณะนั้นได้อีกหนึ่งครั้งเป็นเวลาไม่เกิน 10 ปี (ตามมาตรา 26 วรรคสองแห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514)

จะเห็นได้ว่าระยะเวลาตามสัมปทานของไทยตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยปกติมีระยะเวลา 26 ปี (ระยะเวลาสำรวจ 6 ปี และระยะเวลาผลิต 20 ปี) แต่กรณีมีการขยายอายุสัมปทานระยะเวลาตามสัมปทานก็จะเพิ่มขึ้น ซึ่งอาจมีระยะเวลามากที่สุดรวม 39 ปี (ระยะเวลาสำรวจอาจขยายได้อีก 3 ปี และระยะเวลาผลิตอาจขยายได้อีก 10 ปี) ทั้งนี้ไม่รวมถึงกรณีขอขยายอายุสัมปทานอันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัย*

1.1.2.5 การเข้าร่วมประกอบกิจการและการโอนสัมปทาน

- การเข้าร่วมประกอบกิจการ การที่ผู้รับสัมปทานจะรับผู้อื่นเข้าร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมตามสัมปทานได้นั้นจะต้องได้อนุญาตจากรัฐมนตรี โดยผู้ร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมแต่ละรายต้องชำระค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ และเงินอย่างอื่นและปฏิบัติตามข้อผูกพันที่เกี่ยวข้องกับประกอบกิจการปิโตรเลียมในส่วนที่เป็นของตน ผู้ร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมทุกรายต้องรับผิดร่วมกันและแทนกันในการปฏิบัติตามสัมปทานและตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม แต่ผู้รับร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมไม่ต้องรับผิดชอบในการชำระภาษีเงินได้ตามกฎหมายว่าด้วยภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในส่วนที่เป็นของผู้ร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมรายอื่น (ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 47)

- การโอนสัมปทาน ผู้รับสัมปทานอาจโอนสัมปทานให้แก่บริษัทอื่นได้นอกจากกรณีมาตรา 48 เมื่อได้รับอนุญาตจากรัฐมนตรีโดยผู้รับโอนสัมปทานต้องมีลักษณะตามมาตรา 24 คือมีคุณสมบัติซึ่งเป็นผู้ขอสัมปทานได้และจำนวนและพื้นที่แปลงสำรวจที่ผู้รับโอนมีอยู่แล้วและที่จะรับโอนต้องไม่เกินที่กำหนดไว้ในมาตรา 28 คือจำนวนและพื้นที่ที่กำหนดไว้ในการให้สัมปทานได้นั้นเอง (ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2516 มาตรา 6 ให้ยกเลิกตามในมาตรา 50 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514)

ส่วนการโอนสัมปทานตามมาตรา 48 นั้น ได้กำหนดให้ผู้รับสัมปทานมีสิทธิโอนสัมปทานได้โดยไม่ต้องขออนุญาตในกรณีต่างๆ เช่น บริษัทผู้รับสัมปทานถือหุ้นในบริษัทผู้รับสัมปทานเกินร้อยละ 50 ของหุ้นที่มีสิทธิออกเสียงลงคะแนนได้ เป็นต้น และยังมีหลักเกณฑ์การมีผลของการโอนสัมปทานไว้ด้วย** ทั้งนี้ผู้โอนสัมปทานและผู้รับโอนสัมปทานตามมาตรา 48 ต้องรับผิดร่วมกันและแทนกันในการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ตามมาตรา 49 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514)

---

* ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 27

** ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มาตรา 15

1.1.2.6 การเพิกถอนสัมปทานตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 51 แก้ไขเพิ่มเติมตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มาตรา 16 ได้บัญญัติให้รัฐมนตรีมีอำนาจเพิกถอนสัมปทานเมื่อผู้รับสัมปทาน (1) ไม่ปฏิบัติตามข้อผูกพันสำหรับการสำรวจปิโตรเลียม (2) ไม่ปฏิบัติตามวิธีการปฏิบัติงานปิโตรเลียมที่ดี (3) ไม่ชำระค่าภาคหลวงหรือผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (4) ไม่ชำระภาษีเงินได้หรือ (5) ฝ่าฝืนหรือไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดที่ระบุไว้ในสัมปทานว่าเป็นเหตุเพิกถอนสัมปทานได้ เช่น กรณีที่รัฐมนตรีได้มีหนังสือแจ้งให้ผู้ร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมชำระภาษีเงินได้ และถ้าไม่ได้มีการชำระภาษีเงินได้ภายใน 90 วัน นับแต่วันได้รับหนังสือให้ถือเป็นเหตุหนึ่งที่จะเพิกถอนสัมปทานได้ (ตามมาตรา 47 วรรคสามแห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514) ทั้งนี้ยังได้มีการบัญญัติหลักเกณฑ์เกี่ยวกับการขอแก้ไขเหตุที่จะเพิกถอนสัมปทานและการมีผลใช้บังคับของการเพิกถอนสัมปทานด้วย*

1.1.3 การออกกฎกระทรวงและประกาศตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม

การออกกฎกระทรวงตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียมเป็นอำนาจของรัฐมนตรีว่าการกระทรวงอุตสาหกรรมซึ่งเป็นการกำหนดเรื่องต่างๆ**เช่น หลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจ ผลิตและอนุรักษ์ปิโตรเลียมและแบบสัญญาสัมปทาน เป็นต้น ซึ่งปัจจุบันมีกฎกระทรวงออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียมประมาณ 18 ฉบับ ส่วนการออกประกาศนั้นกรมทรัพยากรธรณีโดยอธิบดีกรมทรัพยากรธรณีก็จะเป็นผู้ออกประกาศในส่วนที่เป็นรายละเอียดขั้นตอนปฏิบัติต่างๆ เช่น การกำหนดเขตพื้นที่แปลงสำรวจในทะเลและที่มิใช่อยู่ในทะเล***เป็นต้น โดยปัจจุบันมีการออกประกาศตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียมประมาณ 7 ฉบับ

1.1.4 หลักประกันและสิทธิพิเศษที่ให้แก่ผู้รับสัมปทาน

- หลักประกันสำหรับผู้รับสัมปทานได้กำหนดขึ้นเพื่อเป็นการประกันผลประโยชน์ สร้างความมั่นใจและเป็นแรงจูงใจในการที่บริษัทเอกชนโดยเฉพาะบริษัทน้ำมันต่างชาติจะเข้ามาลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย โดยมาตรา 64 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียมมาตรา 64 ได้บัญญัติว่าให้ผู้รับสัมปทานได้รับหลักประกันว่า

---

* ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 52

** ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 14

*** ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มาตรา 9

(1) รัฐจะไม่บังคับโอนทรัพย์สินและสิทธิในการประกอบกิจการปิโตรเลียมของผู้รับสัมปทานมาเป็นของรัฐ เว้นแต่เป็นการโอนตามข้อกำหนดในสัมปทาน*

(2) รัฐจะไม่จำกัดการส่งปิโตรเลียมออกนอกราชอาณาจักร เว้นแต่กรณีตามมาตรา 61 (เป็นการประกาศห้ามส่งออกปิโตรเลียมกรณีมีความจำเป็นเกี่ยวกับความปลอดภัยของประเทศหรือเพื่อให้มีปิโตรเลียมเพียงพอกับความต้องการใช้ภายในราชอาณาจักร)

การที่กฎหมายได้บัญญัติหลักประกันประโยชน์ของผู้รับสัมปทานไว้นั้นเพื่อเป็นหลักประกันว่ารัฐจะไม่ใช้อำนาจโดยพละการในฐานะประกาศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียมกระทำการอันเป็นการทำให้บริษัทเอกชนผู้รับสัมปทานเสียประโยชน์หรือไม่อาจดำเนินกิจการปิโตรเลียมต่อไปได้ ซึ่งส่งผลต่อความมั่นใจและเป็นแรงจูงใจในการเข้ามาลงทุนดังกล่าวแล้วข้างต้น

- สิทธิพิเศษที่ให้แก่ผู้รับสัมปทาน ประโยชน์หรือสิทธิพิเศษที่ให้แก่ผู้รับสัมปทานตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียมมีอยู่หลายประการ ทั้งนี้อยู่บนรากฐานความคิดว่าการลงทุนในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมเป็นการลงทุนที่ต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก มีความเสี่ยงสูงและต้องใช้เทคโนโลยีชั้นสูง ดังนั้นจึงต้องมีการกำหนดให้ผู้รับสัมปทานมีสิทธิพิเศษนอกเหนือไปจากสิทธิประโยชน์ที่ได้รับตามปกติทั่วไปตามกฎหมายอื่น เช่น การถือกรรมสิทธิ์ในที่ดินได้เท่าที่จำเป็นแม้จะเกินกำหนดที่จะพึงมีได้ตามกฎหมายอื่น (ดูมาตรา 65) กรณีผู้รับสัมปทานมีความจำเป็นต้องใช้ที่ดินนอกแปลงสำรวจหรือพื้นที่ผลิต บางกรณีผู้รับสัมปทานมีสิทธิผ่านเข้าออกและใช้ในการก่อสร้างใดๆ ได้โดยไม่ต้องขออนุญาตและไม่ต้องเสียค่าทดแทน (ดูมาตรา 66) การมีสิทธิเข้าไปในที่ดินของผู้อื่นเพื่อสำรวจปิโตรเลียม (ดูมาตรา 67) การมีสิทธินำเข้าช่างฝีมือ ผู้เชี่ยวชาญและคู่สมรสและบุตรที่อยู่ในอุปการะซึ่งเป็นคนต่างด้าวเข้ามาในอาณาจักรได้แม้จะเกินอัตราจำนวนคนเข้าเมืองและระยะเวลาตามที่บัญญัติไว้ในกฎหมายว่าด้วยคนเข้าเมือง (ดูมาตรา 69) การยกเว้นภาษีอากรการนำของเข้า (ดูมาตรา 3 พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 5) พ.ศ. 2534) และการยกเว้นการเสียภาษีอากรบางกรณี (ดูมาตรา 71 พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และมาตรา 19 พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532)

---

* เป็นการยึดหลักสัญญาต้องได้รับการปฏิบัติ (Pacta sunt servanda) ดู R..Y. Jennings, "State Contract in International Law," The British Yearbook of International Law 37 (1961) : 175-179

1.1.5 หลักการประกอบกิจการปิโตรเลียมด้วยความเสี่ยงภัยฝ่ายเดียวของรัฐ (state sole risk)

หลักการประกอบกิจการปิโตรเลียมด้วยความเสี่ยงภัยฝ่ายเดียวของรัฐนี้เป็นหลักซึ่งได้แก้ไขเพิ่มเติมจากบทบัญญัติมาตรา 52 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 โดยได้บัญญัติไว้ในมาตรา 17 แห่งพระราชปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ซึ่งให้เพิ่มเติมในส่วนมาตรา 52 ทวิ สำหรับเหตุผลในการบัญญัติหลักการนี้เพิ่มเติมเป็นเพราะอำนาจของรัฐตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 นั้น รัฐเป็นเพียงผู้ควบคุมตรวจสอบและรับรายงานการดำเนินการของบริษัทเอกชนผู้รับรับสัมปทานเท่านั้น รัฐจะไม่มีอำนาจเข้าไปร่วมดำเนินการหรือดำเนินการเองไม่ว่ากรณีใดอันเป็นเหตุให้รัฐเสียประโยชน์ในกรณีที่ผู้รับสัมปทานไม่เร่งดำเนินกิจการปิโตรเลียม อันเป็นผลให้ไม่เป็นประโยชน์ในการดำเนินการตามโครงการพัฒนาเศรษฐกิจของรัฐหรือเป็นความจำเป็นแก่เศรษฐกิจของประเทศ โดยบทบัญญัติที่เพิ่มเติมนี้ได้ให้อำนาจรัฐเข้าไปดำเนินการประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่ให้สัมปทานได้ด้วยตนเอง ในกรณีที่รัฐมีความต้องการผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมเพื่อประโยชน์ในการดำเนินการตามโครงการพัฒนาเศรษฐกิจรัฐบาลอาจขอให้ผู้รับสัมปทานเร่งรัดการผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ที่ผู้รับสัมปทานได้สงวนไว้ตามมาตรา 45 ถ้าผู้รับสัมปทานไม่สามารถทำความเจรจาตกลงกับรัฐบาลได้ภายใน 12 เดือน นับแต่วันนี้ผู้รับสัมปทานได้รับข้อเสนอจากรัฐบาล และรัฐบาลเห็นว่าการเร่งรัดการผลิตปิโตรเลียมดังกล่าวเป็นความจำเป็นแก่เศรษฐกิจของประเทศ รัฐบาลมีสิทธิแจ้งเป็นหนังสือให้ผู้รับสัมปทานทราบว่า รัฐบาลจะเข้าใช้สิทธิประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่นั้นด้วยความเสี่ยงภัยฝ่ายเดียว เมื่อผู้รับสัมปทานทราบแล้วถือว่าสิทธิตามสัญญาสัมปทานของผู้รับสัมปทานเฉพาะพื้นที่ที่กำหนดสิ้นสุดลงและรัฐบาลมีอำนาจมอบหมายให้ส่วนราชการหรือรัฐวิสาหกิจเข้าประกอบกิจการปิโตรเลียมในพื้นที่ดังกล่าวได้

1.2 ผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับจากการให้สัมปทานปิโตรเลียม

ผู้รับสัมปทานจะต้องจ่ายค่าตอบแทนแก่รัฐในรูปต่างๆ ต่อไปนี้เมื่อมีการผลิตปิโตรเลียม

1.2.1 ค่าภาคหลวง* (royalty) ผู้รับสัมปทานจะต้องเสียค่าภาคหลวงสำหรับปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายโดยจะจ่ายเป็นตัวเงินหรือปิโตรเลียมก็ได้ ในอัตราก้าวหน้าแบบขั้นบันได (Sliding scale Royalty) อัตราร้อยละ 5 - 15

---

* ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 หมวด 7 และพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มาตรา 21 และมาตรา 22

- กรณีเสียเป็นตัวเงินให้เสียค่าภาคหลวงตามมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายได้ในเดือนนั้นในอัตราที่กำหนดในบัญชีอัตราค่าภาคหลวงท้ายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ซึ่งเสียในอัตราก้าวหน้าตั้งแต่ร้อยละ 5 ถึง 15 ของมูลค่าปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายได้ในเดือนนั้น โดยอัตราสูงสุดที่ร้อยละ 15 สำหรับปริมาณปิโตรเลียมส่วนที่เกิน 6 แสนบาเรล (เพื่อประโยชน์ในการกำหนดปริมาณปิโตรเลียมให้ถือว่าปริมาณความร้อนของก๊าซธรรมชาติจำนวน 10 ล้านบีทียู มีค่าเทียบเท่ากับปริมาณปิโตรเลียม 1 บาเรล)

- กรณีเสียเป็นปิโตรเลียม ให้เสียเป็นปริมาณปิโตรเลียมที่คำนวณเป็นมูลค่าได้เท่ากับจำนวนค่าภาคหลวงที่พึงเสียเป็นตัวเงิน

สำหรับปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากพื้นที่ในแปลงสำรวจที่กรมทรัพยากรธรณีกำหนดว่าเป็นแปลงสำรวจในทะเลที่มีน้ำลึกเกิน 200 เมตร ให้ผู้รับสัมปทานเสียค่าภาคหลวงร้อยละ 70 ของจำนวนค่าภาคหลวงที่ต้องเสีย

ค่าภาคหลวงจะต้องชำระเป็นรายรอบ 1 เดือนปฏิทิน โดยปิโตรเลียมที่ขายหรือจำหน่ายในรอบเดือนใด ให้ชำระค่าภาคหลวงภายในเดือนถัดไป

1.2.2 ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ปัจจุบันได้มีพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม รวม 4 ฉบับ คือพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 (ฉบับที่ 2) พ.ศ. 2516 (ฉบับที่ 3) พ.ศ. 2522 และ(ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 ซึ่งกำหนดให้เรียกเก็บภาษีเงินได้จากบริษัทที่ประกอบกิจการปิโตรเลียม* โดยมาตรา 20 (แก้ไขเพิ่มเติมโดยมาตรา 4 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532) กำหนดในอัตราไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 แต่ไม่เกินร้อยละ 60 ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียมซึ่งปัจจุบันได้มีพระราชกฤษฎีกากำหนดอัตราภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิและกำหนดให้ค่าภาคหลวงเป็นค่าใช้จ่าย (เดิมเครดิตภาษีได้) และการคำนวณและชำระภาษีทุกครึ่งปี (เดิมรายปี)

---

* บริษัทที่ประกอบกิจการปิโตรเลียมหมายถึง บริษัทซึ่งทำการสำรวจ ผลิต เก็บรักษา ขนส่ง ขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียมของตน ทั้งนี้ไม่ว่าในฐานะเป็นผู้รับสัมปทานหรือฐานะผู้มีส่วนได้เสียร่วมกันในสัมปทานหรือเป็นผู้ซึ่งซื้อน้ำมันดิบที่บริษัทผู้รับสัมปทานหรือผู้มีส่วนได้เสียร่วมกันในสัมปทานเป็นผู้ผลิต

1.2.3 ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ* เมื่อผู้รับสัมปทานหักค่าใช้จ่ายในการลงทุนแล้วหากมีผลกำไรเกิดขึ้นเกินกว่าที่ควรได้รับตามปกติ เช่น ในกรณีที่ราคาปิโตรเลียมสูงขึ้นโดยไม่คาดคิดหรือพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์สูงมาก (เป็นแหล่งขนาดใหญ่) ผู้รับสัมปทานต้องแบ่งผลประโยชน์ให้รัฐเพิ่มขึ้นจากผลกำไรนั้น โดยให้เสียผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากผลกำไรประจำปีในอัตราที่กำหนดจากค่าของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร** ซึ่งมีอัตราสูงสุดอยู่ที่ร้อยละ 75

1.2.4 ผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทาน พระราชบัญญัติปิโตรเลียมปัจจุบันไม่มีการกำหนดเรื่องผลประโยน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานแล้ว ซึ่งแต่เดิมตั้งแต่วันที่ 5 กุมภาพันธ์ 2525 เป็นต้นมา ได้กำหนดให้ผู้ขอสัมปทานบนบกเสนอผลประโยชน์พิเศษให้แก่รัฐเป็นผลประโยชน์รายปีและโบนัสรายปี โดยผลประโยชน์รายปีหมายถึงจำนวนเงินเท่ากับค่าใช้จ่ายที่ผู้รับสัมปทานนำไปคำนวณกำไรสุทธิเพื่อเสียภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเฉพาะส่วนที่เกินกว่าร้อยละ 20 ของรายได้ ส่วนโบนัสรายปีนั้นคือจำนวนเงินที่ผู้รับสัมปทานต้องเสียตามระดับการผลิตโดยเหตุผลที่ยกเลิกผลประโยชน์พิเศษตามสัญญาสัมปทานนั้นเพราะเป็นข้อกำหนดที่ไม่จูงใจให้มีการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียม โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กและภายใต้ภาวะการณ์ราคาน้ำมันในตลาดโลกตกต่ำ[10] แต่ปัจจุบันผู้ขอสัมปทานอาจจะเสนอให้ผลประโยชน์พิเศษ เช่น การให้เงินทุนการศึกษา เงินอุดหนุน เงินให้เปล่าในการลงนามในสัมปทานหรือเงินให้เปล่าในการผลิตนอกเหนือไปจากเงื่อนไขที่ทางราชการได้กำหนดให้เป็นผลประโยชน์พิเศษไว้ในการประกาศยื่นคำขอสัมปทานก็ได้(ดูกฎกระทรวง ฉบับที่ 16 (พ.ศ. 2532) ซึ่งออกตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาตรา 14 (5) และมาตรา 23 วรรคสอง)

1.3 พัฒนาการของผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับตามสัญญาสัมปทาน

เมื่อ พ.ศ. 2514 รัฐบาลได้ตรากฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมขึ้นใช้บังคับรวม 2 ฉบับ (พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514) เพื่อ

---

* ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 หมวด 7 ทวิ

** ค่าของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร หมายถึงรายได้หารด้วยผลบวกของความลึกสะสมรวมของหลุมเจาะปิโตรเลียมทั้งหมด ซึ่งผู้รับสัมปทานได้เจาะไปแล้วในแปลงสำรวจขึ้นกับค่าคงที่ที่แสดงสภาพทางกรณีวิทยาของแปลงสำรวจ ซึ่งจะได้ตกลงกันกำหนดโดยรัฐมนตรีและผู้รับสัมปทาน

[10] ไกรฤทธิ์ นิลคูหา, "กฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมฉบับใหม่," ข่าวสารการธรณี (มิถุนายน 2531) : 29-40.

เป็นการวางหลักเกณฑ์และผลประโยชน์ในการให้สัมปทานสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแก่เอกชน กฎหมายดังกล่าวได้กำหนดให้มีการเรียกเก็บผลประโยชน์จากผู้รับสัมปทานในรูปของค่าภาคหลวง และภาษีเงินได้ปิโตรเลียมซึ่งระบบสัมปทานได้มีส่วนทำให้กิจการปิโตรเลียมของไทยก้าวหน้ามาพอสมควร แต่สถานการณ์ด้านพลังงานของโลกในช่วงที่ผ่านไปได้เปลี่ยนแปลงไปจากเมื่อปี พ.ศ. 2514 เป็นอันมากทั้งในด้านระดับน้ำมัน และการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ๆ ในประเทศที่อยู่ในภูมิภาคเดียวกับประเทศไทย ทำให้แนวคิดในเรื่องการแบ่งผลประโยชน์ระหว่างรัฐและผู้รับสัมปทานเริ่มเปลี่ยนแปลงไปเช่นเดียวกัน กล่าวคือทำอย่างไรจึงจะแก้ไขกฎหมายเพื่อให้รัฐได้รับผลประโยชน์เพิ่มขึ้น แต่ขณะเดียวกันก็จะต้องไม่ทำให้บรรยากาศการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมลดแรงจูงใจลงไปด้วย[11]

- Thailand I เป็นช่วงที่รัฐจะได้รับผลประโยชน์จากผู้รับสัมปทาน ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งได้แก่

1. การเก็บค่าภาคหลวงในอัตราร้อยละ 12.50 และ
2. การเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 50

- Thailand II ด้วยเหตุผลในช่วงปี พ.ศ. 2524 ราคาน้ำมันในตลาดโลกได้เพิ่มสูงขึ้นเป็นอย่างมาก และมีแนวโน้มจะสูงขึ้นเรื่อยๆ มีการค้นพบแหล่งปิโตรเลียมใหม่ๆ เพิ่มขึ้นมากในภูมิภาคนี้ โดยประเทศเจ้าของปิโตรเลียมเริ่มคำนึงถึงการเข้าไปมีบทบาทควบคุมดูแลการดำเนินการและเรียกเก็บผลประโยชน์ให้เพิ่มมากขึ้น เช่น ประเทศอินโดนีเซีย และประเทศมาเลเซีย เป็นต้น ประกอบกับมีการพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดกลางที่จังหวัดกำแพงเพชร จึงมีแนวความคิดว่าบริเวณพื้นที่บนบกของไทยที่ยังไม่ได้ให้สัมปทานอีกจำนวนมากอาจจะมีการพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดกลางได้เช่นเดียวกัน ดังนั้นมีการกำหนดให้ผู้จะขอสัมปทานนับแต่ปี 2525 เป็นต้นไปจะต้องเสนอผลประโยชน์ให้แก่รัฐโดยระบุในสัมปทานเป็นเงื่อนไขที่เพิ่มเติมจากระบบ Thailand I คือ

1. ผลประโยชน์รายปี บริษัทผู้รับสัมปทานจะต้องจำกัดค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในแต่ละปี ภายใต้พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมมิให้เกินอัตราร้อยละ 20 ของรายได้ในรอบปีนั้น มิฉะนั้นจะต้องจ่ายเงินผลประโยชน์เป็นรายปีให้แก่รัฐเท่ากับจำนวนค่าใช้จ่ายส่วนที่เกิน

---

[11] กุรุจิต นาครทรรพ, "แนวคิดเรื่องการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากรายได้ในการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม," สรรพากรสาสน์ 36 (ธันวาคม 2532) : 10.

2. โบนัสรายปี บริษัทผู้รับสัมปทานจะต้องจ่ายเงินเพิ่มเป็นพิเศษ (นอกเหนือไปจากค่าภาคหลวง) เป็นอัตราร้อยละตามปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตเพิ่มขึ้น* คือ

(ก) ร้อยละ 27.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 10,000 - 20,000 บาเรล

(ข) ร้อยละ 37.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 20,000 - 30,000 บาเรล

(ค) ร้อยละ 43.5 ของรายได้จากน้ำมันดิบส่วนที่ผลิตเฉลี่ยวันละ 30,000 บาเรลขึ้นไป

ระบบ Thailand II นี้จะเกิดผลเป็นการเพิ่มรายได้ให้แก่รัฐได้เฉพาะกรณีการพบแหล่งน้ำมันดิบขนาดใหญ่และราคาน้ำมันสูงเท่านั้น แต่กรณีประเทศไทยไม่ได้เป็นเช่นนั้นจึงปรากฏว่านับแต่มีการประกาศใช้ระบบนี้สำหรับแปลงสำรวจบนบกมาเป็นเวลา 6 ปี แล้วก็ตามแต่ก็ยังไม่มีการผลิตน้ำมันหรือเรียกเก็บผลประโยชน์ภายในระบบนี้ได้เลย[12]

- Thailand III จากการที่ระบบ Thailand I นั้นเป็นการจูงใจต่อเอกชนผู้ลงทุนแต่รัฐยังได้ผลประโยชน์ไม่ใกล้เป็นธรรมส่วนระบบ Thailand II เป็นการที่รัฐมุ่งเก็บผลประโยชน์โดยไม่สอดคล้องกับปัจจัยด้านด้านทุนค่าใช้จ่ายของผู้ลงทุนทำให้ขาดแรงจูงใจต่อเอกชนผู้ลงทุน จึงได้มีการบัญญัติเรื่องผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษไว้ในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 โดยระบบนี้เป็นระบบที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ซึ่งมีเงื่อนไขสำคัญ ดังนี้

1. เปลี่ยนอัตราค่าภาคหลวงจากอัตราแบบคงที่ร้อยละ 12.50 มาเป็นอัตราก้าวหน้าแบบขั้นบันได** (Sliding Scale Royalty) ร้อยละ 5 - 15

---

* ดู ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับวันที่ 5 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525.

[12] กุรุจิต นาครทรรพ, "แนวคิดเรื่องการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากรายได้ในการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม," สรรพากรสาสน์ 36 (ธันวาคม 2532) : 12.

** ดู บัญชีอัตราค่าภาคหลวง ท้ายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532.

2. ยังคงเรียกเก็บภาษีเงินได้ปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ

3. ยกเลิกการเก็บผลประโยชน์รายปี และโบนัสรายปีตามระบบ Thailand II โดยเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ (Special Remuneration Benefit) จากกำไรส่วนเกินในลักษณะของการเก็บภาษีตัวที่สองหรือ Windfall Profit Tax ในอัตราส่วนของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร*

4. ยกเลิกมิให้นำค่าภาคหลวงมาหักภาษี โดยให้ถือว่าค่าภาคหลวงและผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี

5. มีผลประโยชน์พิเศษ ที่ผู้ขอสัมปทานอาจจะเสนอให้ เช่น การให้เงินทุนการศึกษา เงินอุดหนุน เงินให้เปล่าในการลงนามในสัมปทานหรือในการผลิต เป็นต้น

สรุปผลประโยชน์หลักระบบสัมปทานของไทย

ค่าภาคหลวง	อัตราร้อยละ	5-15
ภาษีเงินได้	อัตราร้อยละ	50
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	เรียกเก็บจากผลกำไรปิโตรเลียมประจำปีในอัตราที่กำหนดจากค่าของรายได้ในรอบปีต่อหลุมเจาะลึกหนึ่งเมตร	

		อัตราร้อยละ
(1) ส่วนที่ไม่เกิน	4,800 บาท	ไม่ต้องเสีย
(2) ส่วนที่เกิน	4,800 แต่ไม่เกิน 14,400 บาท	1 บุกๆ ที่เพิ่มขึ้น 240 บาท
(3) ส่วนที่เกิน	14,400 แต่ไม่เกิน 33,600 บาท	1 บุกๆ ที่เพิ่มขึ้น 960 บาท
(4) ส่วนที่เกิน	33,600 บาท ขึ้นไป	1 บุกๆ ที่เพิ่มขึ้น 840 บาท

แต่ทั้งนี้จะเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษเกินร้อยละ 75 ของผลกำไรปิโตรเลียมในแต่ละปีไม่ได้

---

* ดู พระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 4) พ.ศ. 2532 มาตรา 100 เบญจ. และดู กุรุจิต นาครทรรพ, "แนวคิดเรื่องการเรียกเก็บผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษจากรายได้ในการประกอบกิจการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม," สรรพากรสาสน์ 12 (ธันวาคม 2532) : 14. และไม่ได้รับยกเว้นในการเสียภาษีมูลค่าเพิ่มด้วย ดู สุจินต์ สุทธิการนฤนัย, "การเข้าสู่ภาษีมูลค่าเพิ่มของผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม," สรรพากรสาสน์ 6 (มิถุนายน2535) : 83-87.

ในส่วนของระบบภาษีนั้น ระบบภาษีที่เหมาะสมสำหรับทรัพยากรธรรมชาติที่มีปริมาณจำกัดอาจจะเป็นระบบภาษีที่ประเทศเจ้าของทรัพยากรสามารถเก็บผลประโยชน์ได้อย่างเพียงพอโดยไม่เป็นการขัดขวางการสำรวจและพัฒนาทรัพยากรนั้นๆ มากเกินไป[11] แต่ในส่วนของระบบภาษีของระบบ Thailand I นั้นให้ผลตอบแทนแก่ผู้ลงทุนแต่ขณะเดียวกันกลับให้ผลตอบแทนแก่รัฐต่ำ ส่วนระบบ Thailand II เป็นกรณีที่ไม่ให้แรงจูงใจแก่ผู้ลงทุนแต่กลับเก็บภาษีเข้ารัฐสูง ดังนั้นระบบ Thailand III ซึ่งเป็นระบบที่ผลตอบแทนทั้งผู้ลงทุนและรัฐบาลในอัตราที่สูงเช่นเดียวกัน จึงให้ความเป็นธรรมทั้งสองฝ่ายอีกทั้งยังเป็นผลทำให้ประเทศไทยได้พัฒนาทรัพยากรขึ้นมาใช้เป็นจำนวนมากขึ้นด้วย[14]

2. การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศ

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในต่างประเทศมีหลายรูปแบบทั้งนี้เพื่อเป็นการกำหนดสิทธิและหน้าที่ระหว่างรัฐผู้เป็นเจ้าของแหล่งปิโตรเลียมกับเอกชนผู้ขอรับสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ระบบที่จะกล่าวถึงได้แก่ ระบบสัมปทาน (Concession) ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing) และระบบรับจ้างบริการ (Service Contract) มีบางท่านกล่าวว่ารูปแบบของระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ดังกล่าวนี้ ไม่มีความแตกต่างกันเท่าใดนักเพราะระบบหนึ่งอาจจะนำเอาลักษณะของอีกระบบหนึ่งมาใช้[15] รูปแบบระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในระบบแบ่งปันผลผลิต และระบบรับจ้างบริการนั้นเป็นรูปแบบใหม่ของระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมซึ่งได้ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อที่จะใช้แทนระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม (Traditional Concession)[16] โดยที่ลักษณะบางประการที่ถูกกำหนดขึ้นในระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรูปแบบใหม่นี้จะเป็นไปไม่ได้ภายใต้โครงสร้างแบบเดิมของระบบสัมปทานอัน

---

[13] พรายพล คุ้มทรัพย์. "กฎหมายและข้อบังคับเกี่ยวกับการสำรวจและการพัฒนาแร่และพลังงานในกลุ่มประเทศอาเซียน," วารสารเศรษฐศาสตร์ธรรมศาสตร์ 4 (กันยายน 2529) : 112.

[14] พรายพล คุ้มทรัพย์, เทียนไชย จงพีร์เพียร และชยันต์ ตันติวัสดาการ, สรุปผลกระทบของการปรับปรุงกฎหมายเกี่ยวกับการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียม (กรุงเทพมหานคร : 2531) : หน้า 9.

[15] ไชยวัฒน์ บุนนาก, "กฎหมายปิโตรเลียม," วารสารนิติศาสตร์ 13 (มีนาคม 2526) : 9.

[16] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relations between Transanationals and Governments. (New York : Nichol Publishing Co.,1979), P.109.

ได้แก่ กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียม (Ownership) และอำนาจการควบคุม (Control) ซึ่งกลายเป็นสัญลักษณ์ทางการเมืองที่สำคัญในประเทศกำลังพัฒนาส่วนใหญ่[17] ซึ่งจะได้กล่าวถึงการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในระบบต่างๆ ดังนี้

2.1 ระบบสัมปทาน (Concession)

ระบบสัมปทานอาจแบ่งได้เป็น 2 ประเภท[18] คือ

1. ระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม (Traditional Concessions)

มีประเทศกำลังพัฒนาจำนวนน้อยที่ยังคงให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยใช้ระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม แต่การศึกษาทำความเข้าใจระบบสัมปทานแบบดั้งเดิมนี้ก็มีความสำคัญ เพราะระบบสัมปทานชนิดนี้เป็นสัญญาชนิดแรกๆ ที่ทำให้สามารถเข้าใจมูลเหตุจูงใจของการเปลี่ยนแปลงที่รัฐบาลเจ้าของปิโตรเลียมประสบความสำเร็จเป็นอย่างมากในการเจรจาต่อรองในปัจจุบันนี้ และควรที่นึกไว้ในใจอยู่เสมอว่าการอนุญาตหรือการให้สิทธิทั้งหลายนั้นจะมีลักษณะเฉพาะของระบบสัมปทานอยู่ด้วย ลักษณะสำคัญของระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม มีดังต่อไปนี้

ก) พื้นที่การให้สัมปทานมีขนาดใหญ่มาก บางกรณีจะครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมดของประเทศหรือเกือบทั้งประเทศ

ข) ระยะเวลาการให้สัมปทานยาวนานมาก บางชนิดอยู่ระหว่าง 60 ปี และ 70 ปี ในกรณีของประเทศคูเวตระยะเวลาการให้สัมปทาน 92 ปี

ค) ผลประโยชน์ที่เป็นตัวเงินที่ประเทศเจ้าของปิโตรเลียมจะได้รับจะถูกจำกัด และประโยชน์ก้อนแรกที่จะจ่ายขึ้นอยู่กับผลผลิตที่ได้ ระดับของค่าภาคหลวง (royalties) มักจะเป็นแบบอัตราตายตัว (flat rate) มากกว่าจะคิดเป็นเปอร์เซ็นต์ของมูลค่าน้ำมันที่ผลิตได้หรือผลประโยชน์ที่บริษัทน้ำมันได้รับ

---

[17] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relations between Transanationals and Governments. (New York : Nichol Publishing Co.,1979), P. 172.

[18] United Nations, Alternative Arrangement for Petroleum Development (New York : United Nations publication, 1982), P.46.

ง) ผู้ให้สัมปทานมีอำนาจควบคุมรูปแบบการดำเนินการทั้งหมดรวมทั้งอัตราการสำรวจ การตัดสินใจให้พื้นที่สัมปทานใหม่ การกำหนดระดับของผลผลิตและการกำหนดราคา แต่การมีส่วนร่วมในการบริหารจัดการของประเทศเจ้าของปิโตรเลียมจะถูกจำกัด

จ) เงินทุนทั้งหมดสำหรับการสำรวจ การพัฒนาและการดำเนินการต่างๆ จะถูกกำหนดการลงทุนโดยตรงจากบริษัทต่างประเทศ

ระบบสัมปทานของประเทศมาเลเซียในช่วงปี ค.ศ. 1966 เป็นตัวอย่างหนึ่งของระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม ซึ่งได้บัญญัติไว้ในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ค.ศ. 1966 (Petroleum Mining Act, 1966) และกฎแร่ปิโตรเลียม ค.ศ. 1968 (Petroleum Minning Rules, 1968)[19]

2. ระบบสัมปทานสมัยใหม่ (Modernized Concessions)

ประเทศที่ยังคงใช้ระบบสัมปทานอยู่ต่อไปได้ทำการเปลี่ยนแปลงแก้ไขลักษณะที่เป็นข้อเสียเปรียบของระบบสัมปทานแบบดั้งเดิมจำนวนมาก ลักษณะสำคัญของระบบสัมปทานชนิดนี้ได้แก่

ก) สัมปทานหรือพื้นที่สัญญาถูกจำกัด โดยมักจะถูกจำกัดโดยเส้นแบ่งเขตอำนาจอธิปไตยของรัฐรวมทั้งพื้นที่นอกชายฝั่งในกลุ่มพื้นที่ต่างๆ และการให้สัมปทานเฉพาะในกลุ่มพื้นที่จำนวนจำกัด

ข) ระยะเวลาของสัมปทานถูกจำกัด แต่ก็อาจมีการขยายเวลาออกไปได้หากผลิตปิโตรเลียมในปริมาณที่เป็นประโยชน์ทางพาณิชย์ได้ในช่วงสิ้นสุดระยะเวลาสัมปทานโดยอยู่ในเงื่อนไขของการตกลงร่วมกันของฝ่ายต่างๆ หากกรณีไม่พบปิโตรเลียมสัมปทานจะสิ้นสุดภายในช่วงเวลาที่สั้นกว่า เช่น 6 ปี - 10 ปี เป็นต้น

ค) ผลประโยชน์ที่เป็นตัวเงินที่ประเทศเจ้าของปิโตรเลียมจะได้รับอยู่บนฐานของผลผลิตในรูปของค่าภาคหลวงที่คำนวณจากมูลค่าของผลผลิต บางครั้งจะมีอัตราที่เพิ่มขึ้นหรืออัตราขึ้นลงได้เช่นเดียวกับปริมาณของผลผลิตหรือราคาที่เพิ่มขึ้นและการจ่ายผลประโยชน์จะ

---

[19] V.K. Moorthy, Petronas its corporation and legal status (Kuala Lumpur : Malayan Law Journal Sdn. Bhd. 1983), P.123.

อยู่บนฐานของรายได้สุทธิในรูปของภาษีที่คิดจากกำไรของบริษัทน้ำมัน ประเทศส่วนมากเรียกเก็บค่าภาคหลวงอย่างน้อย 12.50 เปอร์เซ็นต์ของมูลค่าน้ำมันที่ผลิตได้และภาษีเงินได้อย่างน้อย 50 เปอร์เซ็นต์ของกำไร สัมปทานจำนวนมากจะรวมถึงการเรียกเก็บโบนัสในขณะลงนามในสัญญาในขณะพบแหล่งปิโตรเลียมหรือเมื่อได้ผลผลิตในระดับที่กำหนดไว้

ง) รัฐบาลมีอำนาจในการดำเนินการตรวจสอบและควบคุมการตัดสินใจของบริษัท เช่น ความต้องการขั้นต่ำในแผนงานการสำรวจ การอนุมัติแผนพัฒนาพื้นที่และกำหนดราคา (อย่างน้อยสำหรับจุดมุ่งหมายทางภาษีและค่าภาคหลวง)

จ) อาจจะมีข้อกำหนดสำหรับดุลพินิจในการมีส่วนร่วมของรัฐบาล

2.2 ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing)

ระบบแบ่งปันผลผลิตหรือสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract/PSC) เป็นระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแบบสัญญาเสี่ยงภัย (risk contract)[20] โดยเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้ลงทุนและรับภาระความเสี่ยงทั้งหมด สัญญาแบ่งปันผลผลิตอาจเรียกได้ว่าเป็นสัญญาแบ่งปันผลประโยชน์ (Profit Sharing Contract)[21] เพราะมีอย่างน้อยที่สุด 2 ประเทศ ของประเทศในเอเชีย 7 ประเทศ* ที่กำหนดให้น้ำมันทั้งหมดต้องขายให้แก่รัฐ และเป็นสัญญารับจ้าง[22] (Contract of Work) ประเภทหนึ่ง โดยรัฐเป็นผู้จ้างและมีกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ขุดได้ ส่วนเอกชนคู่สัญญาเป็นเพียงผู้รับจ้าง โดยรัฐแบ่งปิโตรเลียมบางส่วนให้ผู้รับจ้างเป็นค่าใช้จ่ายเรียกว่า "น้ำมัน

---

[20] Peter C. Reid., "Joint development zones between countries," in Lawasia Energy Section 1986 International Energy Conference (Bangkok : 17-20 Novermber, 1986), P. 450. และ F.Amadeo, "Current Devlopment in Oil and Gas Law Legal and Contract Provisions to implement the present agrentine Hydrocarbon Policy," Energy Law 1981 Volume I. (Argentine, 1981), P.289.

[21] Foley and Gussis, "Oil & Gas Production Sharing Contract (PSCs), Concession and New Petroleum Ventures in the Asia-Pacific Basin Tax & Fiscal Regime : A Comparative Analysis," presented at Sharaton Grand Hotel April 29, 1993.

* ได้แก่ประเทศ จีน อินเดีย อินโดนีเซีย มาเลเซีย พม่า ฟิลิปินส์ และเวียดนาม.

[22] United Nation, "Proceeding of the seminar on Petroleum Legislation with particular Reference to Offshore Operation," Mineral resource development series No.40 (Bangkok : 1971), P.3.

ส่วนต้นทุน" (Cost Oil) ส่วนที่เหลือเรียกว่า "น้ำมันส่วนกำไร" (Profit Oil) รัฐจะแบ่งให้ผู้รับจ้างเป็นกำไร ตามอัตราส่วนที่กำหนดไว้ในสัญญา ผู้รับจ้างยังต้องเสียภาษีในส่วนของตนส่วนการประกอบกิจการปิโตรเลียมด้านอื่นๆ นอกจากการสำรวจและผลิตรัฐยังคงมีสิทธิทำได้ เช่นการขนส่งและการเก็บ เป็นต้น นอกจากนั้นเครื่องมืออุปกรณ์ต่างๆ ที่ผู้รับจ้างซื้อมาใช้ในกิจการปิโตรเลียมตกเป็นกรรมสิทธิ์ของรัฐทันทีที่ซื้อ

ระบบแบ่งปันผลผลิตเป็นที่ยอมรับกันอย่างแพร่หลาย และได้ ถูกนำไปใช้และปรับปรุงใช้ในประเทศกำลังพัฒนาเกือบทั้งหมด แต่อย่างไรก็ตามรูปแบบของสัญญาแบ่งปันผลผลิตนั้นไม่มีแบบที่เป็นสากล หรือแบบสัญญามาตรฐานโดยแต่ละประเทศจะปรับเปลี่ยนและพัฒนาสัญญาแบ่งปันผลผลิตในแบบของประเทศนั้นๆ เอง[23] ในส่วนรายละเอียดของระบบแบ่งปันผลผลิต จะได้กล่าวต่อไปในบทที่ 3

2.3 ระบบรับจ้างบริการ (Service Contracts)

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระบบรับจ้างบริการ เป็นระบบให้สิทธิในลักษณะที่เอกชนคู่สัญญาเป็นเพียงผู้รับจ้างของรัฐโดยต้องทำตามคำสั่งของรัฐ และไม่มีกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมที่ขุดได้ กรณีเมื่อพบปิโตรเลียมแล้วรัฐ (บริษัทน้ำมันแห่งชาติ) จะจ่ายค่าจ้างดำเนินการทั้งหมดให้เอกชนคู่สัญญาแต่หากไม่พบปิโตรเลียมภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้สัญญาก็สิ้นสุดลง เช่นเดียวกับสัญญารูปแบบอื่นๆ[24] ทั้งนี้อุปกรณ์และเครื่องมือในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจะตกเป็นกรรมสิทธิ์ของรัฐเมื่อการสำรวจเสร็จสิ้นลง[25]

ในลักษณะพื้นฐานของระบบรับจ้างบริการ บริษัทน้ำมันแห่งชาติจะถูกกำหนดโดยกฎหมายให้มีอำนาจดูแลพื้นที่ตามสัญญาแต่ผู้เดียว ปิโตรเลียมทั้งหมดที่ผลิตได้เป็นทรัพย์สินของบริษัทน้ำมันแห่งชาตินับแต่ที่ปากหลุม บริษัทต่างชาติ(ไม่ว่าโดยตรงหรือบริษัทสาขา) ปฏิบัติ

---

[23] Bernard taverne, An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry Laws, Contracts and Conventions. (Norwell : Kluwer Academic Publishers Group, 1994), P.20.

[24] United Nation, Alternative Arrangements for Petroleum Developemunt. (New York : United Nation Publication, 1982), P.55.

[25] Peter P. Miller, "Alternate Forms of Petnoleum Agreements for Exploration and Production Operations." in Energy Law 1981 Volume 2 (London : International Bar Association in cooperation with Sweet and Max well, 1981), PP. 41-50.

การในฐานะคู่สัญญาทั่วไปของบริษัทน้ำมันแห่งชาติไม่ใช่ในฐานะผู้รับสัมปทานหรือหุ้นส่วนแต่อยู่ในฐานะผู้รับจ้าง[26]

ระบบรับจ้างบริการอาจแบ่งเป็นประเภทหลักๆ ได้ 2 ประเภท ดังนี้

1. ระบบรับจ้างบริการแบบรับภาระความเสี่ยง (Risk - bearing Service Contracts/Risk Service Contracs) การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมระบบจ้างประเภทนี้มีใช้อยู่ในบางประเทศโดยมีจำนวนน้อยกว่าประเทศที่ใช้ระบบสัมปทาน และระบบแบ่งปันผลผลิต โดยมีสาระสำคัญในสัญญาให้เอกชนคู่สัญญาเป็นผู้รับภาระความเสี่ยงที่เกิดขึ้นในกรณีต่างๆ เช่นเดียวกับระบบแบ่งปันผลผลิต เช่น การลงทุนในการสำรวจ แต่มีข้อแตกต่างกับระบบแบ่งปันผลผลิตที่สำคัญคือ ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จะตกเป็นของรัฐบาลเจ้าของประเทศทั้งหมด บริษัทเอกชนคู่สัญญาจะได้รับค่าตอบแทนในรูปของเงินสด[27] ส่วนใหญ่จะกำหนดเป็นเงินดอลล่าร์สหรัฐ (US dollars) โดยค่าตอบแทนหรือค่าจ้างนั้นอาจจะจ่ายเป็นอัตรา ๆ ดอลล่าร์สหรัฐต่อหน่วยของผลผลิตปิโตรเลียมที่ส่งมอบให้แก่รัฐ หรืออาจมีการจ่ายรวมไปกับเงินที่รัฐจ่ายให้กรณีที่รัฐมีกำไรมากเป็นพิเศษ จากการมูลค่าตลาดของปิโตรเลียมในระยะเวลามากกว่าจำนวนที่กำหนดไว้ของปี นอกจากนั้นยังข้อกำหนดให้บริษัทเอกชนคู่สัญญามีสิทธิซื้อปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากรัฐในมูลค่าตลาดได้ด้วย[28] ประเทศที่นำระบบนี้ไปใช้จะเน้นความสำคัญในการเรียกเก็บภาษีหรือค่าภาคหลวงน้อยลงเนื่องจากรายได้ส่วนใหญ่มาจากการเป็นเจ้าของปิโตรเลียมที่ผลิตได้[29]

2. ระบบจ้างบริการแบบไม่รับภาระความเสี่ยง (Non-Risk Bearing Service Contracts) ระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตประเภทนี้คล้ายคลึงกับสัญญาจ้างบริการโดยปกติทั่วไป โดยรัฐจะจ่ายตอบแทนหรือค่าบริการในรูปเงินสด ให้แก่บริษัทเอกชนคู่สัญญาเมื่อปฏิบัติตามข้อ

---

[26] Kamal Hossain, "Law and Policy in Petroleum Developement Changing Relations between Transnationals and Governments. (New York : Nichol Publishing Co., 1979), PP. 158 - 159.

[27] จารุอุดม เรืองสุวรรณ, การให้สัมปทานปิโตรเลียมและแร่ (กรุงเทพมหานคร : กรมทรัพยากรธรณี, 2530), หน้า 9.

[28] Benard Taverne, An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry Laws, Contracts and Conventions. (Norwell : Kluwer Academic Publishers Group, 1994), PP. 20 - 21.

[29] จารุอุดม เรืองสุวรรณ, การให้สัมปทานปิโตรเลียมและแร่ (กรุงเทพมหานคร : กรมทรัพยากรธรณี, 2530), หน้า 9.

กำหนดในสัญญาเรียบร้อยแล้ว นอกจากการให้บริการตามสัญญาไม่มีความเสี่ยงด้านการสำรวจปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากรัฐด้วย

โดยบริษัทเอกชนคู่สัญญาไม่ต้องรับภาระความเสี่ยงในด้านอื่นๆ ระบบนี้มักจะใช้ในขั้นตอนการผลิตคือเมื่อพบปิโตรเลียมแล้วจึง

นอกจากนี้ยังมีข้อกำหนดให้บริษัทเอกชนคู่สัญญามีสิทธิซื้อ

จากการพิจารณาระบบรับจ้างบริการจะเห็นได้ว่าระบบจ้างอยู่บนหลักการพื้นฐานที่ว่ารัฐเจ้าของแหล่งปิโตรเลียมปรารถนาบริการที่แน่นอนจากบริษัทน้ำมัน คือการจ้างหรือการซื้อจากบริษัทน้ำมันโดยบริการที่รัฐต้องการมีอยู่ 3 ชนิด ได้แก่ บริการทางเทคนิค ทางการเงินและทางการค้าหรือพาณิชย์ กล่าวคือรัฐต้องการเทคโนโลยีของบริษัทน้ำมัน ต้องการเงินทุนเกือบทั้งหมดในการดำเนินการและการตลาดของน้ำมันที่ผลิตได้ กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียม เครื่องจักรอุปกรณ์ เครื่องมือต่างๆ และสินทรัพย์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมก็จะตกเป็นของรัฐหรือบริษัทน้ำมันแห่งชาติ และในฐานะความเป็นเจ้าของปิโตรเลียมนี้เองรัฐยังคงมีอำนาจต่างๆ ในการจัดการอยู่