บทที่ 3

ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing)

การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในระบบแบ่งปันผลผลิต หรือสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contact/PSC) เป็นรูปแบบของการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ซึ่งค่อนข้างจะชัดเจนว่าเป็นปฏิกิริยาของการไม่ยอมรับรูปแบบการให้สิทธิในระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม ที่เห็นว่าเป็นระบบการให้สิทธิของลัทธิเมืองขึ้น[1] ระบบแบ่งปันผลผลิตถูกออกแบบมาเพื่อให้ความสำคัญในเรื่องกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียม และการควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม* แต่ขณะเดียวกันรัฐก็ต้องพึ่งพาเทคโนโลยี เงินทุนของบริษัทน้ำมันต่างชาติเพื่อใช้ในการพัฒนาอุตสาหกรรมและทรัพยากรมนุษย์ด้วย ระบบแบ่งปันผลผลิตเป็นระบบให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ประเทศต่างๆ ในโลกกว่าร้อยละ 70 ใช้อยู่[2] โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศกำลังพัฒนานิยมนำมาใช้กันมากในปัจจุบันได้แก่ ประเทศแถบเอเชียใต้ เอเชียตะวันออกเฉียงใต้และประเทศอื่น เช่น ประเทศอินโดนีเซีย มาเลเซีย ฟิลิปปินส์ พม่า เวียดนาม อินเดีย จีน อียิปต์ ลิเบีย ไนจีเรีย เปรู ซีเรีย บังคลาเทศ ทรินิแดด โทบาโก เป็นต้น ภายใต้ระบบนี้บริษัทเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้รับภาระในด้านการลงทุนทั้งหมด และปิโตรเลียมที่ผลิตได้จะถูกนำมาแบ่งระหว่างเอกชนคู่สัญญากับรัฐบาล ทั้งนี้บริษัทเอกชนคู่สัญญาสามารถหักปิโตรเลียมที่ผลิตได้ส่วนหนึ่ง ออกเพื่อชดเชยกับการลงทุนต่างๆเรียกว่า "น้ำมันส่วนต้นทุน"(Cost Oil)แล้วนำส่วนที่เหลือเรียกว่า "น้ำมันส่วนกำไร"(Profit Oil) มาแบ่งระหว่างบริษัทเอกชนคู่สัญญาและรัฐบาลตามสัดส่วนที่กำหนดไว้ในสัญญานอกจากนี้อาจมีการเพิ่มเติมข้อสัญญาในลักษณะที่เปิดโอกาสให้รัฐเข้าร่วมทุนหรือร่วมประกอบกิจการได้ด้วย[3]

---

[1] Peter P. Miller "Operating Agreements Alternative of Petroleum AgeementS for Exploration and Production Operations," in Energy Law 1981 Volume 2 (London : International Bar Association in cooperation with Sweet and Maxwell, 1981), PP. 41-50.

*ดูบทที่ 2 ข้อ 2.1 ประกอบด้วย. ในเรื่องกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียม ดู Michael Hunt, "Government Policy and Legislation Regarding Mineral and Petroleum Resources," Australian Law Jaunal 11 (November 1988) : 843-845.

[2] ประสงค์ เจริญสิน, เมืองไทยมีไว้ขาย (กรุงเทพมหานคร : สื่อศึกษาสัมพันธ์พริ้นติ้ง, 2529), หน้า 123.

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

1. วิวัฒนาการของระบบแบ่งปันผลผลิต

ระบบแบ่งปันผลผลิตเป็นระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่มีต้นกำเนิดในประเทศอินโดนีเซีย ซึ่งแต่เดิมตั้งแต่เริ่มมีการทำอุตสาหกรรมน้ำมันครั้งแรกในประเทศอินโดนีเซียในปี ค.ศ. 1887 นั้น ประเทศอินโดนีเซียใช้ระบบสัมปทาน (Concession) โดยบริษัทน้ำมันต่างชาติซึ่งเป็นผู้รับสัมปทานเป็นผู้ดำเนินกิจการน้ำมันเพียงฝ่ายเดียว โดยรัฐไม่มีอำนาจควบคุมการดำเนินกิจการ ไม่มีกรรมสิทธิ์ในน้ำมันที่ขุดได้ ระยะเวลาตามสัญญาสัมปทานมีระยะเวลายาวนาน อันเป็นรูปแบบของระบบสัมปทานแบบดั้งเดิม (Traditional Concession) ในปี ค.ศ. 1957 ได้มีการเปลี่ยนแปลงระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประการสำคัญคือการเพิ่มบทบาทของรัฐในการมีส่วนร่วมในการประกอบกิจการน้ำมันของบริษัทต่างชาติหลังจากที่ประเทศอินโดนีเซียได้รับเอกราชต่อมา ในปี ค.ศ. 1960 ได้มีการออกกฎหมายน้ำมันและก๊าซ (Law, 44/1960) ทำการเพิกถอนสัมปทานที่รัฐออกให้แล้วทั้งหมด และมีข้อกำหนดให้รัฐมีอำนาจเด็ดขาดในการแสวงหาผลประโยชน์จากทรัพยากรธรรมชาติ และออกกฎหมายกำหนดให้มีวิสาหกิจของรัฐ (State Enterprise) มีอำนาจหน้าที่ในการพัฒนาน้ำมันและก๊าซของประเทศ อันเป็นการออกกฎหมายโดยอาศัยอำนาจบทบัญญัติของรัฐธรรมนูญที่วางหลักการของความเป็นเจ้าของ (กรรมสิทธิ์)ในทรัพยากรธรรมชาติ บริษัทน้ำมันต่างชาติจึงต้องโอนสิทธิตามสัญญาสัมปทานให้แก่รัฐโดยมีการทำสัญญาในรูปสัญญารับจ้าง (Contracts of work) ในประเทศอินโดนีเซียเรียกว่า "Kontrek Kurya" แต่ในทางปฏิบัติบริษัทน้ำมันต่างชาติยังคงเป็นผู้ดำเนินการอยู่ แม้จะมีการโอนสัมปทานไปยังวิสาหกิจของรัฐแล้วด้วยสาเหตุการขาดแคลนบุคลากรที่มีความรู้ความสามารถ จึงเรียกได้ว่าสัญญารับจ้างของประเทศอินโดนีเซียช่วงนี้เป็นรูปแบบของสัมปทานสมัยใหม่ (Modern Concession) และในปี ค.ศ. 1966 ได้มีการใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตในประเทศอินโดนีเซีย นับแต่นั้นเป็นต้นมาระบบแบ่งปันผลผลิตของประเทศอินโดนีเซียได้ถูกนำไปปรับใช้ในประเทศกำลังพัฒนาจำนวนมาก เช่น ประเทศเปรู (ค.ศ. 1971) ลิเบีย อียิปต์ ซีเรีย (ค.ศ. 1974) มาเลเซีย (ค.ศ. 1976) และจีน (ค.ศ. 1982) เป็นต้น

ระบบแบ่งปันผลผลิตได้วิวัฒนาการมาจากแนวความคิดเกี่ยวกับการแบ่งผลผลิต ซึ่งแต่เดิมใช้ในภาคเกษตรกรรมของประเทศอินโดนีเซีย โดย Dr. Ibnu Sutowo ซึ่งเป็นหัวหน้าของวิสาหกิจน้ำมันของประเทศอินโดนีเซีย (Pertamina) เป็นผู้นำมาปรับใช้ในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยสิ่งที่ทำให้ข้อความคิดเรื่องระบบแบ่งปันผลผลิต (Pertamina Sharing Concept) ประสบผลสำเร็จในประเทศอินโดนีเซียและเป็นแม่แบบให้ประเทศต่างๆ ดำเนินตามต่อมาก็คือข้อความคิดพื้นฐานของระบบแบ่งปันผลผลิตที่ว่า "แหล่งปิโตรเลียมเป็นของรัฐและรัฐมีอำนาจควบคุม เงินทุนและความเสี่ยงในการสำรวจและผลิตเป็นภาระของคู่สัญญาผู้ซึ่งหากประสบ

ผลสำเร็จจะได้รับส่วนแบ่งในปิโตรเลียมในส่วนของค่าใช้คืนต้นทุน (cost recovery) และเปอร์เซนต์ของน้ำมันส่วนกำไร (profit oil) ที่กำหนดไว้ล่วงหน้า"[4]

2. ลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract)

สัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นรูปแบบสัญญาให้สิทธิสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมที่แต่ละประเทศได้พัฒนารูปแบบสัญญาเฉพาะของตนเอง แต่หลักการใหญ่และหลักการพื้นฐานที่ว่าเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้เสียค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และเป็นผู้รับภาระความเสี่ยงในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยเอกชนคู่สัญญาจะได้รับส่วนแบ่งที่แน่นอนจากผลของการผลิตก็ยังคงอยู่ก่อนที่จะกล่าวในส่วนรายละเอียดของลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตต่อไป จะกล่าวถึงหลักการพื้นฐานของสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยสังเขปเสียก่อน

หลักการพื้นฐานของสัญญาแบ่งปันผลผลิต มีดังนี้

1. บริษัทน้ำมันของรัฐมีสิทธิแต่ผู้เดียวในการสำรวจและให้สิทธิเกี่ยวกับปิโตรเลียมในประเทศ

2. บริษัทน้ำมันของรัฐจะมีความรับผิดชอบในการบริหารจัดการการดำเนินกิจการปิโตรเลียมและในการบังคับบริษัทน้ำมันเอกชนในฐานะคู่สัญญา

3. กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมเป็นของรัฐหรือบริษัทน้ำมันของรัฐและจะโอนไปยังคู่สัญญาเฉพาะส่วนที่รัฐแบ่งให้เท่านั้น

4. บริษัทน้ำมันเอกชนพร้อมที่จะรับความเสี่ยงในด้านเงินทุน รวมทั้งมีความพร้อมในด้านเทคนิคในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ค่าใช้คืนต้นทุน (cost recovery) จะให้หักได้กรณีพบปิโตรเลียมเรียก ปิโตรเลียมส่วนที่หักค่าใช้จ่ายคืนต้นทุนได้ว่า "น้ำมันส่วนต้นทุน" (Cost Oil) (ปกติจะถูกจำกัดอัตราส่วนของค่าใช้คืนต้นทุนขั้นสูง 40% ของผลผลิตต่อปี)

---

[4] T.N. Machmud, "Production Sharing Conract in Indonesia 25 years history," paper presented at Lawasia International Energy Conference, Kuala Lumpur, 18-22 October 1992.

5. ผลผลิตส่วนที่เหลือเรียกว่า "น้ำมันส่วนกำไร" (Profit Oil) หลังจากหักค่าใช้คืนต้นทุน (Cost recovery) แล้วจะนำมาแบ่งกันระหว่างรัฐกับบริษัทน้ำมัน เอกชนคู่สัญญา เช่น อัตราส่วน 65 : 35 โดยรัฐได้ 65 ส่วน เอกชนได้ 35 ส่วน เป็นต้น อัตราส่วนแบ่งจะเป็นเท่าไรอยู่ที่การเจรจาตกลงกันระหว่างรัฐกับบริษัทน้ำมันเอกชน

6. กรรมสิทธิ์ในเครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆ ของบริษัทน้ำมันเอกชนจะโอนไปยังรัฐหรือบริษัทน้ำมันของรัฐทันทีเมื่อซื้อและนำเข้ามาในประเทศ และสามารถหักเป็นค่าใช้จ่ายได้จากผลการผลิตปิโตรเลียมโดยรวม เช่น หักค่าใช้จ่ายได้ 40% ของผลผลิตโดยรวมเป็นต้น

สัญญาแบ่งปันผลผลิตมีรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับสิ่งต่างๆ ดังต่อไปนี้

1. คู่สัญญาและการอนุมัติหรือให้สัตยาบัน

ภายใต้พื้นฐานของกฎหมายปิโตรเลียมวิสาหกิจของรัฐ (State Enterprise) จะถูกออกแบบให้มีฐานะเป็นผู้ถือสิทธิแต่เพียงผู้เดียวในการดูแลกิจการปิโตรเลียมภายในประเทศในส่วนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมวิสาหกิจของรัฐมีอำนาจทำสัญญาจ้างให้บริษัทเอกชนต่างๆ (ส่วนใหญ่เป็นบริษัทต่างประเทศ) ดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมได้ ในกรณีที่ข้อสัญญาแบ่งปันผลผลิตมีความพิเศษหรือผิดแปลกจากกรณีปกติซึ่งวิสาหกิจของรัฐจำต้องได้รับอนุมัติจากรัฐบาลเป็นความรับผิดชอบของรัฐมนตรีในฐานะผู้แทนที่ต้องดำเนินการ ในบางกรณีรัฐบาลในความรับผิดชอบของรัฐมนตรีอาจจะเป็นคู่สัญญาร่วมกับวิสาหกิจของรัฐและจำต้องผ่านกฎหมายเพื่ออนุมัติและให้สัตยาบันสัญญาในกรณีต่างๆ เหล่านี้ถือว่าสัญญามีฐานะเป็นกฎหมายตามแบบพิธี

2. รายละเอียดของพื้นที่ตามสัญญา

วิสาหกิจของรัฐ (State Enterprise) มีอำนาจหน้าที่ในการแบ่งพื้นที่ซึ่งโดยปกติจะแบ่งเป็นแปลงต่างๆ บนหลักเกณฑ์ของระบบตารางทางภูมิศาสตร์ (geographical grid system) ในสัญญาฉบับหนึ่งอาจประกอบด้วยหนึ่งแปลงหรือมากกว่านั้น

3. ระยะเวลาตามสัญญา

ในสัญญาอาจกำหนดระยะเวลาการปฏิบัติตามสัญญาที่แน่นอนไว้เป็นจำนวนปี เช่น 30 ปี เป็นต้น โดยการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งหมดจะต้องกระทำภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้ดังกล่าวและอาจมีข้อกำหนดด้วยว่าพื้นที่ที่พัฒนาแต่ละแปลงจะต้องทำการสำรวจและผลิตให้เสร็จภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้ เช่น 15 ปี เป็นต้น

ระยะเวลาสำรวจและระยะเวลาการผลิต โดยทั่วไปจะแตกต่างกันซึ่งระยะเวลาการสำรวจมักจะแบ่งเป็นช่วงเวลาย่อยๆ เช่น 2-3 ปี สัญญาจะสิ้นสุดลงหากภายในกำหนดระยะการสำรวจไม่พบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ ในกรณีนี้บริษัทเอกชนคู่สัญญาจะเป็นผู้สูญเสียเงินลงทุนทั้งหมด

4. หน้าที่ในการสำรวจ การตีค่างาน และการประกาศศักยภาพทางพาณิชย์ของปิโตรเลียมที่ค้นพบ

เมื่อสัญญามีข้อกำหนดระยะเวลาปลีกย่อยในการทำการสำรวจ บริษัทเอกชนคู่สัญญาอาจต้องทำแผนงานการสำรวจขั้นต่ำและ/หรือการใช้จำนวนเงินขั้นต่ำในแผนงานนั้น (เป็นเงินดอลล่าร์สหรัฐ) ภายหลังการค้นพบปิโตรเลียมเอกชนคู่สัญญามีหน้าที่ทำแผนการตีค่างานเพื่อการตัดสินว่าปิโตรเลียมที่ค้นพบมีศักยภาพทางพาณิชย์หรือไม่ และเฉพาะปิโตรเลียมที่ค้นพบเท่านั้นที่วิสาหกิจน้ำมันของรัฐจะทำการประกาศและเห็นชอบว่ามีศักยภาพทางพาณิชย์ซึ่งอาจพัฒนาและผลิตตามข้อสัญญาได้

5. การบริหารจัดการและฐานะของผู้ดำเนินการ

ในระหว่างระยะเวลาการสำรวจ บริษัทเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้ดำเนินการและมีหน้าที่ความรับผิดชอบในการดำเนินกิจการให้สำเร็จลุล่วงไปภายในระยะเวลาขั้นต่ำที่มีอยู่ตามแผนงานการสำรวจ

ภายหลังที่มีการประกาศศักยภาพทางพาณิชย์ของปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้วในสัญญาแบ่งปันผลผลิตบางแบบจะมีการจัดตั้ง "บริษัทร่วมดำเนินการ" (joint operating company) ซึ่งเอกชนคู่สัญญาและวิสาหกิจของรัฐจะอยู่ในฐานะผู้ถือหุ้นของบริษัท ในขณะเดียวกันบริษัทร่วมดำเนินการนี้จะรับผิดชอบในการพัฒนาและการผลิตและงานสำรวจระยะเวลาต่างๆ ในส่วนสัญญาแบ่งปันผลผลิตชนิดอื่นๆ เอกชนคู่สัญญาอาจพ้นหน้าที่การดำเนินการในระหว่างอายุสัญญาได้หรืออาจพ้นหน้าที่เมื่อวิสาหกิจของรัฐถือเอาข้อสัญญาในการเข้าดำเนินการในปิโตรเลียมส่วนใดหรือพื้นที่ใดโดยเฉพาะ ผู้ที่ดำเนินการมีความรับผิดชอบในการเตรียมแผนงานประจำปี แผนการตีค่าและการพัฒนาที่แน่นอนและเตรียมการปฏิบัติให้เป็นไปตามแผนงานดังกล่าว หลังจากที่ได้รับเห็นชอบหรืออนุมัติตามข้อสัญญาแล้ว

6. การดูแลตรวจตราการดำเนินการ

การดำเนินการจะถูกดูแลตรวจตราโดยวิสาหกิจของรัฐ หรือที่ประชุมการร่วมบริหาร (joint management committee) หากในสัญญาได้กำหนดไว้ การดูแลตรวจตราการปฏิบัติ

ตามสัญญา ได้แก่ การตรวจและอนุมัติแผนงานประจำปี งบประมาณตามส่วนและรายละเอียดแผนการพัฒนาที่เสนอโดยผู้ดำเนินการ รวมทั้งการประกาศศักยภาพทางพาณิชย์ของปิโตรเลียมด้วย

การดูแลตรวจตรานี้ยังรวมไปถึงการอนุมัติแผนงานและงบประมาณ ซึ่งเป็นเงื่อนไขสำคัญของสัญญาซึ่งผู้ดำเนินการจะได้รับอนุญาตเฉพาะการปฏิบัติการเพื่อให้เป็นไปตามแผนงานและค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นซึ่งเกี่ยวข้องกับแผนงานนั้นๆ เท่านั้น

7. การดำเนินการร่วมกันระหว่างเอกชนคู่สัญญากับวิสาหกิจของรัฐ

สัญญาแบ่งปันผลผลิตบางแบบเอกชนคู่สัญญากับวิสาหกิจของรัฐจะดำเนินการร่วมกัน (Co-operation) ในลักษณะเช่นเดียวกับบริษัทร่วมดำเนินการ (joint operating company) หรือที่ประชุมการร่วมบริหาร (joint management committee) ในกรณีที่บริษัทร่วมดำเนินการได้ถูกจัดตั้งขึ้นบริษัทนี้จะปฏิบัติการในฐานะผู้ดำเนินการด้วย ข้อกำหนดเรื่องบริษัทร่วมดำเนินการนี้จะถูกผนวกไว้กับสัญญาและถือว่าเป็นส่วนหนึ่งของสัญญาด้วย บริษัทดังกล่าวนี้จะมีผู้แทนของเอกชนคู่สัญญาและวิสาหกิจของรัฐเป็นบอร์ดของคณะกรรมการในจำนวนเท่ากันโดยกรรมการ 2 คน ในจำนวนนั้นจะอยู่ในฐานะกรรมการบริหารและกรรมการ 1 ใน 2 คนนี้จะเป็นผู้จัดการทั่วไปของบริษัทและแม้จะมีการจัดตั้งที่ประชุมการร่วมบริหารแล้วเอกชนคู่สัญญาก็ยังคงอยู่ในฐานะเป็นผู้ดำเนินการอยู่ ที่ประชุมการร่วมบริหารจะเป็นผู้วางนโยบายและหลักเกณฑ์อื่น เพื่อให้เป็นไปตามสัญญาและที่ประชุมนี้อาจถูกดูแลตรวจสอบการดำเนินงานด้วย

8. เงินลงทุน

ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตเกือบทุกแบบจะกำหนดให้เอกชนคู่สัญญา เป็นผู้รับผิดชอบด้านเงินลงทุนในการดำเนินการทั้งหมดแต่ผู้เดียว เงินลงทุนจะมาจากแหล่งภายนอกประเทศของเอกชนคู่สัญญา แต่มีสัญญาแบ่งปันผลผลิตบางแบบวิสาหกิจของรัฐ (หรือบริษัทสาขา) อาจกลายเป็นหุ้นส่วนของเอกชนคู่สัญญาร่วมแบ่งส่วนเงินลงทุนในระยะเวลาการพัฒนาตามสัญญาหรือแบ่งส่วนเงินลงทุนในระยะเวลาการพัฒนาเฉพาะพื้นที่ใดพื้นที่หนึ่ง แต่ในเงินลงทุนด้านงานสำรวจ เอกชนคู่สัญญาเป็นผู้รับผิดชอบแต่ผู้เดียวและหากไม่พบปิโตรเลียมหรือพบแต่ไม่มีศักยภาพทางพาณิชย์เอกชนคู่สัญญาจะไม่ได้รับค่าจ้างและเป็นผู้สูญเสียเงินลงทุนเอง

9. การฝึกฝนอบรมพนักงาน การถ่ายทอดเทคโนโลยี การใช้ทรัพยากรบุคคลภายในประเทศและผู้แทนจำหน่าย

โดยการคำนึงถึงสิ่งต่างๆ ดังกล่าวนี้สัญญาแบ่งปันผลผลิตถูกนำไปปรับใช้โดยเฉพาะอย่างยิ่งในประเทศกำลังพัฒนา โดยไม่น่าแปลกใจที่สัญญานี้ถูกออกแบบมาเพราะสาเหตุของ

ความต้องการการฝึกฝนอบรมพนักงาน การถ่ายทอดเทคโนโลยี การใช้สินค้าที่ผลิตในประเทศ การใช้บริการของผู้แทนจำหน่ายภายในประเทศและการจ้างงานของประเทศเจ้าของปิโตรเลียม

ความต้องการการฝึกฝนอบรมพนักงาน มีจุดมุ่งหมายเพื่อผลประโยชน์ของพนักงานของรัฐซึ่งถูกจ้างงานโดยผู้ดำเนินกิจการปิโตรเลียมอันเป็นการปฏิบัติให้ครบถ้วนตามสัญญาเพื่อพนักงานของวิสาหกิจของรัฐ

ความต้องการในการถ่ายทอดเทคโนโลยีมีจุดมุ่งหมายเพื่อผลประโยชน์ของวิสาหกิจของรัฐและคาดหวังว่าจะทำให้สามารถปฏิบัติหน้าที่ตามข้อสัญญาได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้นในภายหลัง เช่น ในการปฏิบัติในฐานะผู้ดูแลตรวจสอบหรือผู้มีส่วนร่วมในกิจกรรมของที่ประชุมการบริหารหรือบอร์ดคณะกรรมการของบริษัทร่วมดำเนินการ

เอกชนคู่สัญญามีหน้าที่ต้องใช้สินค้าและบริการภายในประเทศจากผู้แทนจำหน่ายสินค้าและบริการ โดยเปิดช่องให้สินค้าและบริการนั้นๆ สามารถที่จะแข่งขันในด้านต่างๆ ได้เช่น คุณภาพ ราคา และกำหนดเวลาส่งมอบ เป็นต้น นอกจากนั้นเอกชนคู่สัญญายังมีหน้าที่ในการให้ข้อเสนอเพื่อการจ้างงานแรงงานที่เป็นประชาชนของประเทศเจ้าของปิโตรเลียมอันนำไปสู่การมีทักษะและคุณภาพในการทำงาน

10. การแบ่งผลผลิต

รูปแบบของการแบ่งผลผลิตระหว่างรัฐกับเอกชนคู่สัญญาและระหว่างคู่สัญญาด้วยกันเองขึ้นอยู่กับชนิดของสัญญาแบ่งปันผลผลิต แต่ภายใต้โครงสร้างเดียวกันของสัญญาแบ่งปันผลผลิตการแบ่งส่วนผลผลิตที่กำหนดเป็นอัตราส่วนจะแตกต่างกันไปในสัญญาแต่ละชนิดด้วย ทั้งนี้โดยขึ้นอยู่กับลักษณะเฉพาะของพฤติการณ์แวดล้อมและภูมิหลังของสัญญา นอกจากนั้นผลผลิตจะถูกแบ่งเป็น 3 ส่วนไม่เท่ากัน คือส่วนแรกเป็นส่วนที่เกี่ยวกับค่าภาคหลวง (Royalty) ปิโตรเลียมซึ่งถูกกำหนดขึ้นเพื่อรัฐ ส่วนที่สองเป็นส่วนที่เรียกว่า "ค่าใช้คืนต้นทุน" (Cost Recovery) ปิโตรเลียมโดยน้ำมันส่วนนี้เรียกว่าก๊าซส่วนต้นทุน (Cost Gas) และน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) ซึ่งถูกกำหนดเพื่อเอกชนคู่สัญญา โดยมีจุดประสงค์เพื่อเป็นการใช้คืนต้นทุนที่เกิดขึ้นของเอกชนคู่สัญญา โดยจะมีการระบุรายละเอียดในเรื่องการใช้คืนต้นทุนไว้ในสัญญาและส่วนที่สามเป็นส่วนที่เกี่ยวกับปิโตรเลียมที่คงเหลืออยู่คือก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) และน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) ซึ่งจะแบ่งออกเป็นส่วนแน่นอนเท่าๆ กัน ระหว่างเอกชนคู่สัญญากับวิสาหกิจของรัฐส่วนที่สามจึงเป็นส่วนเดียวที่มีการแบ่งกัน การแบ่งส่วนนี้เองที่ใช้เรียกชื่อสัญญาแบ่งปันผลผลิต

ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะกำหนดค่าภาคหลวงปิโตรเลียมเป็นอัตราร้อยละระหว่างร้อยละ 10 ถึง 15 โดยปกติจะคิดจากจำนวนปิโตรเลียมที่ผลิตได้ โดยหากผลิตปิโตรเลียมได้มากก็จะเสียค่าภาคหลวงในอัตราสูงขึ้นด้วย

สำหรับการใช้คืนต้นทุนที่เกิดขึ้นจากเอกชนคู่สัญญาจะขึ้นอยู่กับจำนวนปิโตรเลียมส่วนที่ต้นทุนที่จะมีการกำหนดไว้ในข้อสัญญาโดยทั่วไปจะเป็นการกำหนดเรื่องต้นทุนการสำรวจ เงินทุนการพัฒนาและต้นทุนการดำเนินงาน ซึ่งต้นทุนเหล่านี้อาจกำหนดหลักเกณฑ์การใช้คืนจากปิโตรเลียมส่วนต้นทุนภายใต้บังคับข้อสัญญาเรื่องการชำระคืนทุน (amortisation) และการหักค่าเสื่อม (depreciation) ซึ่งจะแตกต่างกันไปในสัญญาแต่ละแบบ ข้อสัญญาเหล่านี้จะมีการแบ่งแยกอย่างชัดเจนระหว่างต้นทุนที่หักได้กับต้นทุนที่หักไม่ได้ และจำนวนของต้นทุนที่หักได้ส่วนค่าภาคหลวงที่หักตามส่วนปิโตรเลียมที่ผลิตได้หากมีการหักในอัตราที่เพิ่มขึ้นเปอร์เซ็นต์ของปิโตรเลียมส่วนต้นทุนจะลดลงในทางตรงกันข้ามในสัญญาแบ่งปันผลผลิตบางแบบไม่มีการจำกัดจำนวนกล่าวคือ ยอดรวมของปิโตรเลียมที่ผลิตได้ทั้งหมดหลังจากหักค่าภาคหลวงปิโตรเลียมจะเป็นส่วนของการใช้คืนต้นทุน

ในการส่งเสริมและช่วยเหลือเอกชนคู่สัญญา ซึ่งมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสูงรัฐอาจต้องยอมให้หักค่าใช้จ่ายพิเศษที่เกี่ยวข้องคือการกำหนดจากเปอร์เซ็นต์ของต้นทุนเงินทุนพัฒนา (capital development costs) ที่เกิดขึ้นและหักใช้คืนในแบบเดียวกันกับต้นทุนที่เกิดขึ้นจริงรวมทั้งการมีตารางการหักค่าเสื่อมด้วย

ต้นทุนบางอย่างอาจต้องถูกตัดออกไปจากการใช้คืนปิโตรเลียมส่วนต้นทุนโดยเฉพาะต้นทุนที่เกิดขึ้นในส่วนที่ไม่ใช่งานในหน้าที่ ในสัญญาบางแบบจะมีการวางกฎเกณฑ์เพื่อการตัดสินว่าต้นทุนนั้นๆ เป็นต้นทุนที่ยอมให้หักใช้คืนต้นทุนหรือไม่ ซึ่งต้นทุนที่ไม่มีเหตุสมควรจะไม่ยอมให้หักใช้คืนต้นทุน

ส่วนสำคัญอย่างหนึ่งของกระบวนการใช้คืนต้นทุนก็คือ การตีค่าหรือการหาค่าของผลผลิตปิโตรเลียม โดยหากการตีค่าปิโตรเลียมมีราคาสูงกว่ามูลค่าตลาด การหักใช้คืนต้นทุนยังคงไม่บริบูรณ์ ซึ่งเป็นข้อเสียเปรียบของเอกชนคู่สัญญา

การแบ่งปิโตรเลียมส่วนกำไรหรือน้ำมันส่วนกำไร (Profit Petroleum or Profit Oil) ระหว่างวิสาหกิจของรัฐและเอกชนคู่สัญญา โดยปกติจะเป็นเรื่องการคำนวณที่มีความสลับซับซ้อนวิธีการง่ายๆ วิธีหนึ่งคือการแบ่งจากปิโตรเลียมที่ผลิตได้ โดยกำหนดให้วิสาหกิจของรัฐได้รับ

ส่วนแบ่งตามอัตราส่วนที่สูง ในส่วนของปิโตรเลียมส่วนกำไร ส่วนแบ่งแต่ละส่วนจะแบ่งเป็นค่าภาคหลวงเป็นลำดับแรก จากนั้นจะใช้คืนปิโตรเลียมส่วนต้นทุนและปิโตรเลียมส่วนกำไร โดยแบ่งเป็นเปอร์เซ็นต์อีกวิธีการหนึ่งซึ่งใกล้เคียงกับวิธีแรกคือ การแบ่งปิโตรเลียมส่วนกำไรในอัตราเพิ่มขึ้น ในกรณีที่ผลิตปิโตรเลียมได้เพิ่มมากขึ้น วิสาหกิจของรัฐจะได้รับส่วนแบ่งในปิโตรเลียมส่วนกำไรมากขึ้นเป็นพิเศษด้วย

ตัวอย่างหนึ่งของการแบ่งผลผลิต ซึ่งระบุไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตคือ The 1989 Australia/Republic of Indonesia Agreement[5] ภายใต้รูปแบบสัญญานี้บทบาทของวิสาหกิจของรัฐจะถูกถือสิทธิโดยองค์กรร่วม (Joint Authority) ซึ่งถูกสร้างขึ้นภายใต้สัญญาเพื่อดำเนินการด้านปิโตรเลียมในเขตพื้นที่ดำเนินการร่วม (Zone of Co-operation) ที่แน่นอนตามสัญญารูปแบบนี้จะแบ่งแยกส่วนแบ่งผลผลิตออกเป็น 2 ส่วน คือผลผลิตส่วนแรก (10% ของผลผลิตรวมในระหว่างผลผลิต 5 ปีแรก และ 20% ภายหลังจากนั้น) จะถูกแบ่งระหว่างองค์กรร่วมกับเอกชนคู่สัญญาในอัตราส่วน 50 ต่อ 50 สำหรับก๊าซธรรมชาติ และในอัตราส่วนที่เพิ่มขึ้นสำหรับน้ำมันโดยมีอัตราส่วนจาก 50 ต่อ 50 , 60 ต่อ 40 ถึง 70 ต่อ 30 ซึ่งขึ้นอยู่กับน้ำมันส่วนที่ผลิตได้ 3 ระดับคือ 0-50,000 บาเรล, 50,001-150,000 บาเรล และมากกว่า 150,000 บาเรล ผลผลิตส่วนที่สอง (90% หรือ 80% ของผลผลิตรวม) ลำดับแรกเป็นการหักใช้คืนต้นทุน ต้นทุนที่ใช้คืนประกอบด้วยสินเชื่อการลงทุนในการสำรวจและเงินทุนค่าใช้จ่ายด้านการจัดการ (ผลรวมของต้นทุนการสำรวจ ต้นทุนที่ไม่ใช่ตัวเงินและก่ารเสื่อมราคาของต้นทุนเงินลงทุน) โดยจะต้องหักต้นทุนในส่วนของสินเชื่อการลงทุนก่อนต้นทุนส่วนอื่น ส่วนที่เหลือจากการหักใช้คืนต้นทุนแล้วจะนำมาแบ่งระหว่างองค์กรร่วมกับเอกชนคู่สัญญาในอัตราส่วนเดียวกับการแบ่งผลผลิตในส่วนแรก ภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตบางประเภทในปัจจุบันนี้ได้กำหนดถึงความสัมพันธ์ระหว่างการแบ่งส่วนและการหักใช้คืนต้นทุน เช่น ส่วนแบ่งของวิสาหกิจของรัฐที่เพิ่มมากขึ้น จะขึ้นอยู่กับว่ามีการหักใช้คืนต้นทุนได้มากหรือน้อยเพียงใดและจะเห็นได้ว่าการแบ่งผลผลิตหรือผลประโยชน์ระหว่างคู่สัญญาในระบบแบ่งปันผลผลิตนั้นจะมีการผันผวนเปลี่ยนแปลงขึ้นลงอยู่ตลอดเวลาและมีการปรับใช้ในพฤติการณ์เฉพาะเป็นรายๆ ไป

ข้อความคิด (concept) ของระบบแบ่งปันผลผลิตดั้งเดิมของประเทศอินโดนีเซียไม่เพียงแต่ในประเทศกำลังพัฒนาอื่นๆ ที่นำมาใช้แล้วแต่ประเทศอินโดนีเซียเองยังได้พัฒนาข้อความคิดในเรื่องนี้ต่อมาและได้แก้ไขเป็นพิเศษ โดยเฉพาะเพื่อจุดประสงค์ในการกำหนดเหตุแห่ง

---

[5] Bernard Taverne, An Introduction to the Regulation of Petroleum Industry Laws, Contracts and Conventions (Norwell : Kluwer Academic Publishers Group, 1994), P.25.

ต้นทุนการดำเนินการที่อยู่ในระดับสูง เช่นการดำเนินการในน้ำลึกและเพื่อให้รัฐบาลได้ผลประโยชน์เพิ่มขึ้นเมื่อราคาน้ำมันที่ส่งออกอยู่ในระดับสูง

แง่คิดในอดีตเรื่องของผลประโยชน์เป็นสิ่งที่อธิบายถึงวิธีการดั้งเดิมหรือวิธีการแบบคลาสิก ระบบแบ่งปันผลผลิตที่ถูกนำไปปรับใช้ภายใต้สัญญาของชาวอินโดนีเซียก่อนที่จะเป็นตัวอย่างให้กับประเทศอื่นโดยเฉพาะประเทศ อียิปต์ ลิเบีย เปรูและมาเลเซียได้รับข้อความคิดนี้ไปใช้

ภายใต้วิธีการแบบคลาสิก เอกชนคู่สัญญาสามารถหักใช้คืนต้นทุนขั้นสูงสุด 40% ส่วนที่เหลือ (อย่างน้อย 60% ของผลผลิต) เป็นน้ำมันส่วนกำไรที่จะถูกแบ่งระหว่างเปอร์ตามิน่า (Pertamina) ซึ่งเป็นวิสาหกิจของรัฐกับเอกชนคู่สัญญาในอัตราส่วน 65 ต่อ 35 เอกชนคู่สัญญาต้องทำการขายส่วนแบ่งน้ำมันส่วนกำไรของตนในตลาดภายในประเทศที่ราคา 0.20 ดอลล่าร์สหรัฐต่อบาเรล ซึ่งราคานี้เป็นเครื่องแสดงต้นทุนราคาขายของน้ำมันในขณะนั้น ปริมาณน้ำมันที่ต้องส่งในตลาดภายในประเทศนี้จะถูกระบุไว้ในข้อสัญญาเกี่ยวกับผลผลิต โดยจะถูกจำกัดไว้ที่ 25% ของยอดรวมปริมาณผลผลิตที่ผลิตได้ภายใต้บังคับของสัญญา

ในการตอบรับกับราคาที่เพิ่มขึ้นของน้ำมันดิบที่ส่งออก ภายหลังวิกฤตการณ์น้ำมัน ปี ค.ศ. 1973 วิธีการแบบคลาสิกได้ถูกปรับปรุงโดยการนำระบบส่วนผลสำเร็จของการผลิตมาใช้คือการกำหนดให้ส่วนแบ่งของเปอร์ตามีน่าเพิ่มขึ้น (ซึ่งเดิมส่วนแบ่งน้ำมันส่วนกำไรจะอยู่ในอัตราส่วน 65 ต่อ 35) ในอัตราส่วน 70 ต่อ 30 และ 75 ต่อ 25 ยิ่งไปกว่านั้นเอกชนคู่สัญญาจะต้องจ่ายเพิ่มเติมอีก 15% ของมูลค่าส่วนเกินของปริมาณสุทธิของน้ำมันส่วนกำไร (น้ำมันส่วนกำไรที่เหลือภายหลังจากการที่ต้องส่งในตลาดในประเทศ) มูลค่าส่วนเกินเกิดจากความแตกต่างระหว่างราคาพื้นฐานของ 5 ดอลล่าร์สหรัฐต่อบาเรลกับราคาแท้จริง

เอกชนคู่สัญญาอยู่ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ของอินโดนีเซียแต่ภาษีเงินได้ต่างๆ ที่ต้องเรียกเก็บจะอยู่ในชื่อของเอกชนคู่สัญญาและในนามแทนซึ่งจ่ายโดยเปอร์ตามีน่า ระบบการจัดการด้านภาษีนี้ได้ถูกลอกเลียนแบบ โดยประเทศอียิปต์เมื่อประเทศอียิปต์ได้นำระบบแบ่งปันผลผลิตไปใช้ในประเทศตนเอง

ในปี ค.ศ. 1980 ได้มีการทำให้ระบบแบ่งปันผลผลิตง่ายขึ้น ยิ่งไปกว่านั้นเอกชนคู่สัญญามีหน้าที่เสียภาษีเงินได้ในบัญชีของตนเอง โดยเปอร์ตามีน่าไม่ต้องเสียในนามของเอกชนคู่สัญญาอีกต่อไป

11. ข้อกำหนดการจัดการผลผลิต

โดยทั่วไปเอกชนคู่สัญญาจะได้รับอนุญาตเพื่อการส่งออกผลผลิตสุทธิที่เป็นส่วนแบ่งของตนได้โดยเสรี คือปิโตรเลียมส่วนต้นทุน (Cost Petroleum) รวมทั้งส่วนแบ่งของปิโตรเลียมส่วนกำไร (Profit Petroleum) แต่เฉพาะน้ำมันดิบเท่านั้นที่ถูกจำกัด ส่วนก๊าซธรรมชาติจะมีการจัดการเป็นพิเศษ

เมื่อพิจารณาถึงความจริงว่าประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียมจะเป็นประเทศกำลังพัฒนาแล้ว สิทธิในการส่งออกน้ำมันดิบส่วนของตนโดยเสรีเป็นทางที่คู่สัญญาซึ่งเป็นต่างชาติสามารถแปลงปิโตรเลียมเป็นเงินได้ สิทธิในการส่งออกจะประกอบไปด้วยสิทธิในการส่งออกขายในต่างประเทศโดยคู่สัญญาต่างชาติไม่มีหน้าที่ต้องส่งเงินไปยังธนาคารกลางของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม ดังเช่น ผู้ส่งออกท้องถิ่น

สิทธิในการส่งออกภายใต้บังคับของสัญญาบางประเภทจะอยู่ภายใต้เงื่อนไขของการต้องส่งให้ตลาดภายในประเทศไม่เฉพาะแต่กรณีที่มีเหตุฉุกเฉินเท่านั้น และจะเป็นประโยชน์กับคู่สัญญาต่างชาติหากคู่สัญญาต่างชาติขายน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติได้ราคาตลาดอย่างแท้จริงส่วนการจัดการด้านก๊าซธรรมชาติโดยทั่วไปจะกระทำเฉพาะภายหลังการสำรวจและศึกษาความเป็นไปได้ของการพัฒนาและการส่งออกเคมีภัณฑ์ตามสัญญาประเภทนี้ (เช่นที่ใช้ในประเทศมาเลเซีย) วิสาหกิจของรัฐมีสิทธิในการซื้อน้ำมันดิบถึง 50% ของปริมาณน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil)ทุก 3 เดือน สำหรับการส่งให้ตลาดภายในประเทศโดยราคาน้ำมันดิบนั้นจะเท่ากับมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) ตามสัญญา ข้อกำหนดที่คู่สัญญามีหน้าที่ต้องส่งน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) ของตนยังตลาดภายในประเทศนั้นได้ระบุไว้ในสัญญาของประเทศอินโดนีเซียมาก่อนคืออัตราขั้นสูง 25% ของยอดสุทธิน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะถูกสำรองไว้สำหรับตลาดภายในประเทศและส่วน 25% นี้จะถูกแบ่งระหว่างเปอร์ตามิน่า (Pertamina) กับคู่สัญญาซึ่งเป็นส่วนเดียวกับน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) ภายใต้สัญญาในปัจจุบันนี้เอกชนคู่สัญญาได้รับน้ำมันดิบลดลงคืออัตรา 10% ของมูลค่าน้ำมันส่วนทุน (Profit Oil) ยกเว้นในระหว่าง 5 ปีแรกของระยะเวลาการผลิตเอกชนคู่สัญญาได้รับมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) เต็มจำนวน[6]

---

[6] Bernard Taverne, An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry Laws, Contracts and Conventions (Norwell : Kluwer Academic Publishers Group, 1994), P.27.

12. การชำระเงินภาษีเงินได้

โดยทั่วไปคู่สัญญาอยู่ในบังคับกฎหมายบางประเภทที่เรียกเก็บภาษีบนฐานของรายได้และผลกำไร ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นเรื่องของภาษีเงินได้แต่จะมีการบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเป็นพิเศษ (เช่นกรณีในประเทศมาเลเซีย) ยิ่งไปกว่านั้นภายใต้สัญญาบางประเภทจะมีการเรียกเก็บภาษีกรณีที่มีกำไรมากเป็นพิเศษด้วย (เช่นสัญญาของประเทศอินโดนีเซียระยะแรกๆ และของประเทศมาเลเซีย) ในประเทศอียิปต์และซีเรียวิสาหกิจของรัฐจะเป็นผู้ชำระภาษีเงินได้ครึ่งหนึ่งแทนเอกชนคู่สัญญาส่วนในประเทศลิเบียเอกชนคู่สัญญาได้รับยกเว้นไม่ต้องเสียภาษีเงินได้[7]

13. ความแน่นอนของภาษีและเงื่อนไขทางการเงิน

การชำระภาษีเงินได้ การชำระค่าภาคหลวงปิโตรเลียมและการแบ่งก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) และน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) อาจถูกพิจารณาในกรอบของส่วนที่รัฐบาลได้รับซึ่งจะนำไปสู่เป้าหมายในเรื่องความแน่นอนของเงื่อนไขการจ่ายสิ่งเหล่านี้

จำนวนค่าภาคหลวงปิโตรเลียมและส่วนแบ่งก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) และน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) เป็นการชำระหนี้ตามสัญญาที่ต้องได้รับความเห็นชอบและยินยอมไปพร้อมกับการต้องชำระภาษีตามกฎหมายภาษีเงินได้ ในขณะเจรจาทำสัญญาและต้องระบุลงไปในข้อสัญญาซึ่งสันนิฐานได้ว่ายังคงเป็นไปตามนั้นในระหว่างสัญญามีผลบังคับคู่สัญญามีหน้าที่ในการชำระภาษีเงินได้แต่ไม่มีการประกันว่าภาษีเงินได้จะยังคงเหมือนเดิมไม่เปลี่ยนแปลงในระหว่างระยะเวลาตามสัญญานั้น

โดยทั่วไปมีวิธีการ 2 วิธีที่สามารถบรรลุความต้องการในเรื่องความแน่นอนของส่วนที่รัฐบาลจะได้รับคือ

1. ตรึงอัตราภาษีเงินได้ หรือ
2. ปรับปรุงการชำระตามสัญญา เช่น การแบ่งก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) และน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) เพื่อให้เกิดความสมดุลกับผลลบใดๆ ที่มีต่อกำไรอันเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงของภาษีเงินได้ในอนาคต

---

[7] Bernard Taverne, An Introduction to the Regulation of the Petroleum Industry Laws, Contracts and Conventions (Norwell : Kluwer Academic Publishers Group, 1994), P.27-28.

วิธีแรกเป็นการเก็บภาษีในอัตราหนึ่ง ณ วันที่สัญญามีผลใช้บังคับการเปลี่ยนแปลงอัตราภาษีเงินได้จะไม่มีผลต่อส่วนที่รัฐบาลจะได้รับตามสัญญา ส่วนวิธีที่สองประเทศมาเลเซียได้นำมาใช้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตของตนด้วย

จะเห็นได้ว่าประเทศที่คู่สัญญาได้รับการยกเว้นไม่ต้องเสียภาษีเงินได้หรือวิสาหกิจของรัฐเป็นผู้ชำระภาษีแทนให้กรึ่งหนึ่งนั้นระดับอัตราภาษีและความเปลี่ยนแปลงทางภาษีไม่มีผลภายหลังต่อคู่สัญญาหรือผลกำไรของการดำเนินการแต่อย่างใด

14. ด้านการเงิน

คู่สัญญาซึ่งเป็นต่างชาติจะอยู่ภายใต้บังคับของสัญญาในการจัดเตรียมหรือจัดหาเงินสำหรับการดำเนินการ ซึ่งเป็นเงินที่แลกเปลี่ยนเป็นเงินตราต่างประเทศได้ โดยเหตุที่สัญญาแบ่งปันผลผลิตได้นำไปใช้โดยเฉพาะในประเทศกำลังพัฒนา ซึ่งเป็นประเทศที่มีความอ่อนแอและมีปัญหาการแลกเปลี่ยนเป็นเงินตราต่างประเทศ และอาจก่อนข้างมีปัญหาเรื่องเงินเฟ้อในสัญญาจึงให้สิทธิพิเศษบางอย่างแก่คู่สัญญาในเรื่องการแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศและด้านบัญชี โดยคู่สัญญาต่างชาติอาจได้รับอนุญาต ในการดำเนินการส่งออกผลผลิตของตนไปขายยังต่างประเทศ การฝากเงินไว้ในบัญชีธนาคารท้องถิ่นเพื่อแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ กลับประเทศของตนได้ และการลงบัญชีเป็นเงินเหรียญสหรัฐอเมริกา

15. การระงับข้อพิพาท

โดยทั่วไปสัญญาแบ่งปันผลผลิตจะมีข้อกำหนดในเรื่องข้อผูกพันของคู่สัญญาและการชี้ขาดของอนุญาโตการค้าระหว่างประเทศเพื่อระงับข้อพิพาทที่เกิดขึ้นระหว่างวิสาหกิจของรัฐและเอกชนคู่สัญญาในเรื่องการแปลความหมายของสัญญาหรือการดำเนินการตามสัญญา

สัญญาบางประเภทที่รัฐบาลเป็นคู่สัญญาเป็นไปได้ที่จะเกิดข้อพิพาทขึ้นระหว่างรัฐบาลในฐานะคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งกับวิสาหกิจของรัฐและเอกชนคู่สัญญาซึ่งเป็นคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง ข้อพิพาทเช่นนี้ต้องถูกส่งไปยังศาลภายในประเทศซึ่งมีอำนาจพิจารณาในเรื่องนั้นๆ

2.1 ลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐาน

สัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐาน ในที่นี้ใช้เรียกสัญญาแบ่งปันผลผลิตของประเทศอินโดนีเซียซึ่งเป็นแม่แบบหรือตัวอย่างให้กับประเทศต่างๆ ในการนำไปใช้ในประเทศของตน

ในส่วนลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐานจะกล่าวถึงพัฒนาการของตัวสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ใช้ในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศอินโดนีเซีย โดยเฉพาะตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันโดยแบ่งเป็น 3 ช่วง คือช่วงแรกตั้งแต่ปี ค.ศ. 1967 ช่วงที่สองในปี ค.ศ. 1976 และช่วงที่สามหลังปี ค.ศ. 1976 เป็นต้นไป[8]

ช่วงแรก (ค.ศ. 1967 - ค.ศ. 1975)

ภายหลังสงครามโลกที่สองและภายหลังประเทศอินโดนีเซียได้รับเอกราชจากพวกดัทช์ (Dutch) การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศอินโดนีเซียยังคงใช้ระบบสัมปทาน (Concession) อยู่ ในช่วงนั้นพื้นที่สัมปทานได้แก่บริเวณชะวา สุมาตราและกาลิมันตัน โดยมีบริษัทน้ำมันระหว่างประเทศที่สำคัญ 3 บริษัท คือ Shell Caltex และ Stanvac

ในเดือนมกราคม ค.ศ. 1967 รัฐบาลอินโดนีเซียได้อนุมัติให้ใช้สัญญาแบ่งปันผลผลิตเป็นครั้งแรกสำหรับการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในทะเลบริเวณแปลงสำรวจด้านตะวันตกเฉียงเหนือของชวา โดยอาจถือได้ว่าเป็นยุคใหม่ในประวัติศาสตร์ของบริษัทน้ำมันอินโดนีเซีย

ลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตในช่วงแรกนับแต่ปี ค.ศ. 1967 มีดังนี้ การใช้คืนต้นทุน (cost recovery) หรือน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) อัตราร้อยละ 40 ของรายได้สุทธิประจำปีที่เหลืออัตราร้อยละ 60 (สำหรับทั้งน้ำมันและก๊าซ) จะถูกแบ่งเป็นอัตราส่วนร้อยละ 65 ต่อ 35 ระหว่างเปอร์ตามีน่า (Pertamina) และคู่สัญญา เปอร์ตามีน่า (Pertamina) มีหน้าที่เสียภาษีทั้งหมดของเอกชนคู่สัญญารวมทั้ง ภาษีเงินได้ของประเทศอินโดนีเซียด้วย ส่วนเอกชนคู่สัญญานั้นมีข้อกำหนดให้ต้องส่งปิโตรเลียมอัตราร้อยละ 25 ของส่วนแบ่งปิโตรเลียมของตนยังตลาดภายในประเทศที่ราคา 0.20 ดอลล่าร์สหรัฐอเมริกาต่อบาเรลด้วย

ในช่วงปี ค.ศ. 1973 เป็นช่วงเวลาที่เกิดวิกฤตการณ์น้ำมันในตลาดโลกจึงเป็นเหตุให้ราคาน้ำมันสูงขึ้นอย่างรวดเร็ว ทำให้รัฐบาลอินโดนีเซียเห็นว่าการแบ่งส่วนปิโตรเลียมส่วนกำไร (Profit Petroleum) ในอัตรา 65 ต่อ 35 นั้น บริษัทน้ำมันได้กำไรมากกว่าเดิม โดยที่มี

---

[8] T.N. Machmud, "Production Sharing Contract in Indonesia 25 years' history" paper presented at Lawasia International Energy Conference, Kuala Lumpur, 18-22 October 1992.

การคาดหมายกันในขณะนั้นว่าราคาน้ำมันจะยังคงเพิ่มสูงขึ้นต่อไปและอาจจะสูงถึง 50 ถึง 60 ดอลลาร์สหรัฐอเมริกาต่อบาเรลภายใน 10 ปี จึงได้มีการกำหนดหลักเกณฑ์ในการแบ่งกำไรในสัญญาแบ่งปันผลผลิต โดยการตกลงเจรจาบนหลักการพื้นฐานของ "Windfall Profits" คือหลักประโยชน์ตอบแทนในกรณีมีกำไรมากเป็นพิเศษ โดยราคาน้ำมันส่วนกำไรที่บริษัทเอกชนคู่สัญญาขายได้ในราคาที่เพิ่มขึ้นมากกว่าราคาพื้นฐานที่ 5 ดอลล่าร์สหรัฐอเมริกาต่อบาเรลจะถูกแบ่งระหว่างเปอร์ตามีน่า(Pertamina) กับบริษัทเอกชนคู่สัญญาในอัตราส่วน 90 ต่อ 10

ในปี ค.ศ. 1974 สัญญาแบ่งปันผลผลิตระหว่างเปอร์ตามีน่า (Pertamina) กับ Phillips - Tenneco กำหนดให้หักปิโตรเลียมส่วนต้นทุน (Cost Petroleum) ได้ในอัตราร้อยละ 35 ของผลผลิตส่วนปิโตรเลียมส่วนกำไร (Profit Petroleum) จะแบ่งในลักษณะที่เปอร์ตามีน่า (Pertamina) จะได้รับในอัตราส่วนที่มากกว่าและมากขึ้นเป็นลำดับดังนี้[9]

	ประมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้ บาเรล/วัน	อัตราส่วน
ขั้นที่ 1	ส่วนที่ไม่เกิน 50,000	72.5 : 27.5
ขั้นที่ 2	ระหว่าง 50,001 - 150,000	77.5 : 22.5
ขั้นที่ 3	ส่วนที่เกิน 150,000	80 : 20

นอกจากนั้นสัญญาแบ่งปันผลผลิตอื่นๆ ในช่วงนี้ ยังคงมีหลักเกณฑ์เรื่อง "Windfall Profits" แต่เป็นการแบ่งส่วนในกรณีที่ราคาขายส่วนเกิน 5.83 ดอลล่าร์สหรัฐต่อบาเรล เปอร์ตามีน่า (Pertamina) จะได้รับส่วนแบ่งเป็นเปอร์เซ็นต์ ดังนี้[10]

	ปริมาณน้ำมันส่วนกำไรที่ผลิตได้ บาเรล/วัน	อัตราร้อยละ
ขั้นที่ 1	150,000 แรก	85
ขั้นที่ 2	100,000 ต่อไป	90
ขั้นที่ 3	ส่วนที่เกิน 250,000	95

การแบ่งผลประโยชน์ในลักษณะดังกล่าว ก่อให้เกิดปัญหากับบริษัทน้ำมันของสหรัฐอเมริกาในเวลาต่อมาเป็นผลให้มีการใช้กฎของกรมสรรพากรของสหรัฐอเมริกา (The Internal

---

[9] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979),P.146.

[10] Ibid.

Revenue Service of the United States/IRS) ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตในช่วงปี ค.ศ. 1975 โดยบรรจุอยู่ในเนื้อหาของสัญญาแบ่งปันผลผลิตระหว่าง Mobil กับเปอร์ตามีน่า (Pertamina)[11] กฎของ IRS (IRS ruling) นั้น สืบเนื่องจากมาจากข้อตกลงทั่วไปของ IRS ที่จะให้เป็นหลักเกณฑ์ในเรื่องการลดภาษีของการร่วมทุนในระบบแบ่งปันผลผลิต[12] ซึ่งมีข้อกำหนดดังต่อไปนี้

"หากรัฐบาลต่างประเทศเป็นเจ้าของแหล่งทรัพยากรแร่ และผู้เสียภาษีมีผลกำไรในทรัพยากรแร่ในสถานที่นั้นไม่ต้องเสียภาษีต่างประเทศ เช่นเดียวกับความมุ่งหมายของภาษีเงินได้ของรัฐบาลกลางสหรัฐอเมริกา เว้นแต่รัฐบาลนั้นยังประสงค์จะเก็บค่าภาคหลวงหรือของตอบแทนอื่นที่เหมาะสมเพื่อให้สอดคล้องกับสัมปทานค่าภาคหลวงหรือผลตอบแทนอื่นนั้นจำต้องแยกคำนวณและไม่เกี่ยวข้องกับภาษีประเทศสำหรับผู้เสียภาษีชาวสหรัฐอเมริกา ค่าภาคหลวงที่เรียกเก็บนั้น จำต้องแยกต่างหากจากความรับผิดทางภาษีต่างประเทศใดๆ ..."

เพื่อให้เป็นไปตามกฎเกณฑ์ของการเครดิตภาษีต่างประเทศภายใต้บังคับของมาตรา 901 ของ the Internal Revenue Code of 1943 ซึ่งออกโดย the Internal Revenue Service of the United States (IRS) จำต้องมีการกำหนดเงื่อนไขหรือข้อจำกัดและมีรูปแบบเช่นเดียวกับภาษีของสหรัฐอเมริกา (U.S.tax) ภายใต้บังคับของแนวความคิดของสหรัฐอเมริกา (U.S.concepts)

โดยทั่วไปกรณีที่ปราศจากปัจจัยอื่นๆ ซึ่งเข้ามาเกี่ยวพันในทางตรงกันข้ามแล้ว การชำระภาษีให้แก่รัฐบาลต่างประเทศซึ่งเป็นเจ้าของแหล่งแร่ จะอยู่ในลักษณะของการถูกเรียกเก็บภาษีในฐานะเป็นผู้เสียภาษีของสหรัฐอเมริกา ซึ่งจะได้รับการปฏิบัติในฐานะของผู้ได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้ หากมีลักษณะทั้งหลายดังต่อไปนี้

1. จำนวนภาษีเงินได้ถูกแยกคำนวณ และไม่เกี่ยวข้องกับจำนวนค่าภาคหลวงและภาษีอื่นๆ หรือค่าใช้จ่ายที่ถูกเรียกเก็บโดยรัฐบาลต่างประเทศ

2. ภายใต้บังคับของภาษีเงินได้ต่างประเทศ ภาษีเงินได้ จะถูกเรียกเก็บบนฐานของรายได้ที่ผู้เสียภาษีได้รับ

---

[11] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979), P.146 - 147.

[12] Ibid., PP. 147 - 148.

3. ความรับผิดในภาษีเงินได้ของผู้เสียภาษีไม่อาจถูกเรียกเก็บจากทรัพย์สินที่รัฐบาลต่างประเทศเป็นเจ้าของ

4. ความรับผิดในภาษีเงินได้ต่างประเทศ (ถ้ามี) จะถูกคำนวณบนฐานของการเรียกเก็บจาก การดำเนินงานทั้งหมดของผู้เสียภาษีในต่างประเทศ

5. ในขณะที่ฐานภาษีต่างประเทศไม่จำต้องเหมือนกันทุกประการหรือเกือบเหมือนกันทุกประการกับฐานภาษีของสหรัฐอเมริกา ในการคำนวณรายได้กรณีภาษีเงินได้ต่างประเทศผู้เสียภาษีสามารถลดหย่อนภาษีได้ โดยไม่มีการจำกัดค่าใช้จ่ายสำคัญๆ ที่จ่ายออกไปหรือที่เกิดขึ้นโดยผู้เสียภาษีแต่มีการจำกัดการหักใช้คืนค่าใช้จ่ายที่เป็นตัวเงินด้วย

อิทธิพลของกฎ IRS ต่อบริษัทของสหรัฐอเมริกาในการดำเนินการภายใต้โครงการของสัญญาแบ่งปันผลผลิตคือ การที่บริษัทดังกล่าวจะได้ผลประโยชน์สุทธิกลับคืนมา ซึ่งถือเป็นผลดีต่อบริษัทเพราะเหตุว่า เปอร์ตามีน่า (Pertamina) ไม่ได้เป็นจ่ายภาษีเงินได้ของบริษัทเหล่านั้นจากส่วนแบ่งผลผลิตของตนเหมือนเช่นเดิม ส่งผลให้บริษัทดังกล่าวมีปฏิกิริยาในการพยายามปฏิรูปข้อกำหนดของกฎ IRS ในการถือประโยชน์จากการเครดิตภาษีต่างประเทศแม้ว่าจะหมายถึงการที่บริษัทของสหรัฐอเมริกา จะต้องเป็นผู้จ่ายภาษีโดยตรงไปยังกระทรวงการคลังอินโดนีเซียก็ตาม

ช่วงที่สอง (ค.ศ. 1976)

สัญญาแบ่งปันผลผลิตในช่วงปี ค.ศ. 1976 ได้มีการเปลี่ยนข้อกำหนดในทางเศรษฐกิจในลักษณะที่เป็นที่พอใจของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียมมากขึ้น ภายหลังจากที่ในช่วงแรกในปี ค.ศ. 1973 ได้มีข้อกำหนดเรื่อง Windfall Profits หรือหลักประโยชน์ตอบแทนกรณีมีกำไรมากเป็นพิเศษและในปี ค.ศ. 1975 มีการใช้กฎของ IRS ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตและข้อกำหนดใหม่ในปี ค.ศ. 1976 เป็นผลของการตกลงเจรจาระหว่างรัฐบาลอินโดนีเซียกับบริษัทน้ำมันซึ่งขณะนั้นเป็นระยะเวลาที่ได้ดำเนินการตามสัญญาแบ่งปันผลผลิตมากว่า 10 ปี ภายใต้ข้อกำหนดเดิม ภายหลังจากการเจรจาดังกล่าวก็ได้มีการปรับปรุงเปลี่ยนแปลงสัญญาแบ่งปันผลผลิตกล่าวคือจากเดิมลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐานในช่วงแรก มีลักษณะพิเศษในการดึงดูดบริษัทน้ำมันเอกชนที่สามารถหักค่าใช้จ่ายในอัตราร้อยละ 40 ของน้ำมันในขั้นตอนการสำรวจพัฒนาและต้นทุนการดำเนินการอื่นๆ ที่เกิดขึ้นภายในระยะเวลา 3 ถึง 5 ปี แต่รูปแบบของสัญญาแบ่งปันผลผลิตในปี ค.ศ. 1967 ซึ่งเสนอโดยเปอร์ตามีน่า (Pertamina) ได้ตั้งกฎเกณฑ์ใหม่

เกี่ยวกับการหักใช้คืนต้นทุนโดยการหักใช้คืนต้นทุนต้องหักจากส่วนแบ่งน้ำมันดิบที่ผลิตได้คือหักต้นทุนได้ในขั้นตอนการผลิต ซึ่งเป็นระยะเวลาการหักใช้คืนต้นทุนที่นานกว่าเดิม ส่วนต้นทุนที่เกิดขึ้นในช่วงของการผลิตที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ซึ่งเป็นต้นทุนที่ไม่เป็นตัวเงินจะอนุญาตให้หักค่าใช้จ่ายเป็นงวดๆ ละเท่าๆ กัน ถึง 10 ปี และต้นทุนที่เป็นตัวเงินทั้งหมดจะถูกตีราคาเป็นทุนในขณะเริ่มต้นของปีการผลิตที่มีศักยภาพทางพาณิชย์และหักค่าเสื่อมได้ถึง 14 ปี แต่บริษัทน้ำมันเอกชนมีปฏิกิริยาไม่เห็นด้วยกับการเปลี่ยนแปลงดังกล่าว และไม่ดำเนินการสำรวจในแหล่งปิโตรเลียมใหม่ใดๆ เพื่อให้แน่ใจว่าไม่มีการเปลี่ยนแปลงแก้ไขสัญญาแบ่งปันผลผลิตรูปแบบใหม่ซึ่งจะไม่เป็นที่ยอมรับของตน

ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตช่วงนี้ ยังคงมีข้อกำหนดเรื่องโบนัสการลงนามในสัญญาและโบนัสการผลิตปิโตรเลียม โดยบริษัทน้ำมันเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้จ่ายให้แก่เปอร์ตามีน่า (Pertamina) ในขณะลงนามในสัญญาและหลังจากนั้นเมื่อผลิตปิโตรเลียมได้ในระดับพอสมควร โบนัสเหล่านี้ไม่ถือเป็นส่วนของต้นทุนการดำเนินการ ดังนั้นบริษัทน้ำมันเอกชนคู่สัญญาจึงไม่สามารถหักใช้คืนต้นทุนได้ นอกจากนั้นยังมีข้อกำหนดเรื่องการเข้ามีส่วนร่วม เช่น บริษัทเอกชนคู่สัญญาต้องให้ข้อเสนอในการใช้สินค้าและบริการในประเทศอินโดนีเซีย และการเข้าดำเนินการฝึกอบรมพนักงานชาวอินโดนีเซีย และการเข้าดำเนินการฝึกอบรมพนักงานชาวอินโดนีเซียทุกตำแหน่งรวมถึงผู้บริการระดับสูงด้วย ซึ่งต้นทุนของการฝึกอบรมถึงเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนการดำเนินการ (Operating Cost) เป็นต้น[13]

ช่วงที่สาม (หลัง ค.ศ. 1976)

ภายหลังจากปี ค.ศ. 1976 เป็นต้นมา ได้มีข้อกำหนดใหม่ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยอนุญาตให้หักใช้คืนเงินลงทุนในระดับสูงซึ่งยังคงเป็นที่พอใจสำหรับนักลงทุนต่างชาติที่กำลังทำการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในพื้นที่ใหม่ ภายใต้บังคับของข้อกำหนดใหม่ดังกล่าว อย่างไรก็ตามในช่วงประมาณปลายปี ค.ศ. 1980 รัฐบาลอินโดนีเซียมีความวิตกกังวลหลายประการ คือประการแรกระดับราคาน้ำมันที่กำลังลดลง และการเพิ่มขึ้นของต้นทุนการผลิตที่สามารถหักใช้คืนต้นทุนได้ตามความเป็นจริง (ไม่มีการกำหนดอัตราขั้นสูงที่หักได้) อันเป็นผลให้ส่วนแบ่งที่รัฐบาลได้รับลดต่ำลง ประการที่สองการที่บริษัทน้ำมันเอกชนไม่เห็นด้วยกับกฎเกณฑ์ซึ่งเสนอโดย

---

[13] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979X, P.149.

เปอร์ตามีน่า (Pertamina) ที่ให้มีการเรียกค่าตอบแทน (incentives)ในพื้นที่พัฒนาใหม่* และประการที่สามเป็นความวิตกกังวลเกี่ยวกับการที่สัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ทำก่อนหน้านี้ ปรากฏว่ามีการใช้เงินลงทุนจำนวนมากมายซึ่งจะไม่สมเหตุสมผลหากไม่มีการประกันการขยายอายุสัญญาออกไป ความวิตกกังวลทั้งสามประการดังกล่าวเป็นเหตุให้รัฐบาลอินโดนีเซียประสงค์ที่จะกระตุ้นหรือเร่งการพัฒนาปริมาณสำรองในภาคตะวันออกของประเทศ ซึ่งนำไปสู่การเจรจาของคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย

ภายหลังการเจรจาได้มีข้อกำหนดใหม่ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตหลายประการ เช่น อัตราร้อยละ 20 ของปิโตรเลียม ส่วนแรกที่ผลิตได้จะถูกแบ่งระหว่างเปอร์ตามีน่า (Pertamina) กับเอกชนคู่สัญญา (Contractor) ก่อนการหักใช้คืนปิโตรเลียมส่วนต้นทุน (Cost Petroleum) ข้อกำหนดนี้เป็นการประกันส่วนแบ่งขั้นต่ำของเปอร์ตามีน่า (Pertamina) จากผลผลิตส่วนเริ่มต้นในขณะที่ต้นทุนยังคงเท่ากันหรือเพิ่มขึ้นในกระบวนการผลิตทั้งหมด และมีการปรับปรุงข้อกำหนดเรื่องค่าตอบแทน (incentives) สำหรับแปลงสำรวจใหม่ เช่น ไม่มีเงื่อนไขเรื่องการต้องใช้สินค้าและบริการภายในประเทศดังที่กำหนดในสัญญาเดิม และการจำหน่ายปิโตรเลียมต้องสูงกว่าราคาของ Domestic Matket Obligation (DMO) (ระหว่าง 0.20 ดอลล่าร์สหรัฐ ถึง 10% ของราคาส่งออก) เป็นต้น โดยข้อกำหนดใหม่ต่างๆ ได้มีการประกาศโดยเปอร์ตามีน่า (Pertamina) ในสองช่วงคือช่วงวันที่ 31 สิงหาคม ค.ศ. 1988 และช่วงวันที่ 22 กุมภาพันธ์ ค.ศ. 1989 หรือที่เรียกว่า "1988 และ1989 incentives packages"[14] ลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตของอินโดนีเซียหลังปี ค.ศ. 1976 เป็นต้นมา จะเห็นได้ว่าเป็นลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่มีลักษณะพิเศษ (special features) คือมีจุดมุ่งหมายเพื่อปรับปรุงสัญญาแบ่งปันผลผลิตโดยการรวบรวมกลไกที่แน่นอนซึ่งไม่

---

* ค่าตอบแทน (incentives) ในพื้นที่พัฒนาใหม่จะอยู่ในรูปของการกำหนดเงื่อนไขให้บริษัทน้ำมันเอกชนคู่สัญญาต้องใช้สินค้าและบริการภายในประเทศในอัตราร้อยละ 20 ของวงเงินลงทุนและต้องจำหน่ายปิโตรเลียมในราคาตลาดให้กับ Domestic Market Obligation (DMO) ในช่วง 5 ปีแรก (ปีปฏิทิน) ของการผลิต

[14] T.N Machmud, "Peoduction Sharing Contract in Indonesia 25 years' history," paper presented at Lawasia Interational Energy Conference, Kuala Lumpur, 18-22 October 1992.

ได้ถูกบรรจุไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐานในช่วงแรกและเพื่อการแบ่งส่วนผลผลิตที่สูงกว่าอย่างเหมาะสมโดยรัฐบาลหรือบริษัทแห่งชาติ[15]

2.2 ลักษณะของสัญญาแบ่งปันผลผลิตรูปแบบใหม่

สัญญาแบ่งปันผลผลิตรูปแบบใหม่เป็นรูปแบบสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ถูกนำไปใช้ในประเทศต่างๆ แต่เป็นการรวมเข้าไว้ด้วยกันของลักษณะพิเศษที่แน่นอน จุดมุ่งหมายของการปรับปรุงสัญญาแบ่งปันผลผลิตคือการรวมเข้าไว้ด้วยกันของเครื่องมือกลไกที่แน่นอนซึ่งไม่ได้บรรจุไว้ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐาน และการแบ่งส่วนผลผลิตที่สูงขึ้นอย่างเหมาะสมโดยรัฐบาลหรือบริษัทแห่งชาติ

ในส่วนนี้จะอธิบายถึงการใช้สัญญาแบ่งปันผลผลิตในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศมาเลเซีย ซึ่งเป็นประเทศที่น่าศึกษาเนื่องจากปัจจุบันประเทศไทยและประเทศมาเลเซียได้ร่วมกันจัดตั้งองค์กรร่วมไทย - มาเลเซีย ขึ้นเพื่อทำการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่พัฒนาร่วม โดยใช้สัญญาแบ่งปันผลผลิต* ซึ่งจะกล่าวถึงการใช้สัญญาแบ่งปันผลผลิตในพื้นที่พัฒนาร่วมองค์กรไทย - มาเลเซียต่อไปในบทที่ 4 จากนั้นจะได้ยกตัวอย่างการใช้สัญญาแบ่งปันผลผลิตของประเทศต่างๆ ประกอบด้วย

แต่เดิมก่อนปี ค.ศ. 1974 การให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศมาเลเซีย[16] ใช้ระบบสัมปทาน (Concession)** โดยกรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมจะโอนไปยังบริษัทน้ำมันเอกชนผู้รับสัมปทานทันที ณ ปากหลุม ในระบบสัมปทานบริษัทน้ำมันเอกชนต้องจ่ายค่าภาคหลวง (royalty) และภาษี (taxes) แก่รัฐเพื่อสิทธิในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

---

[15] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979), PP.145 - 150.

* ปรดดูรายละเอียดในบทที่ 2 ประกอบด้วย

[16] United Nation, "Proceedings of the seminar on potroleum legislation with particular reference to offshore operations," mineral resowers development series No 40 (Bangkok, 1971), P.129.

** ดู Petroleum Mining Act, 1966. และ Albert t. Chandler, "Current Developments in Oil and Gas Law The Asean counties," Energy Law 1981 Volume I (London : International Bar Association in Cooperation with Sweet and Maxwell, 1981), P.230.

ภายใต้ระบบสัมปทานของมาเลเซีย บริษัทน้ำมันเอกชนต้องจ่ายสิ่งเหล่านี้แก่รัฐบาลคือ[17]

- ค่าเช่าพื้นที่รายปีในอัตราคงที่เป็นเวลา 15 ปี

- ค่าภาคหลวงอัตราร้อยละ 8 - 11.5 ของมูลค่าน้ำมันดิบที่ผลิตและเก็บรักษาไว้ในครอบครองและก๊าซธรรมชาติที่ขายได้

- ภาษีภายใต้ข้อกำหนดและเงื่อนไขของภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Petroleum Income Tax Act, 1967) ในอัตราร้อยละ 55 กรณีส่งออกน้ำมันซึ่งเสียค่าภาคหลวงแต่หากเป็นการใช้ในประเทศสามารถเครดิตภาษีได้

- ราคาประกาศ (posted price) ปิโตรเลียมใช้สำหรับคำนวณภาษีเงินได้แทนราคาตลาด (market price)

ประเทศโลกที่สามซึ่งผลิตน้ำมันรวมทั้งมาเลเซียเห็นจุดอ่อนที่สำคัญของระบบสัมปทานนี้ได้แก่ การใช้ราคาประกาศ (posted prices) ปิโตรเลียมเพื่อคำนวณค่าภาคหลวงและการชำระภาษีให้แก่ประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียม ซึ่งบริษัทน้ำมันต่างประเทศอยู่ในฐานะแข็งแกร่งในควบคุมราคาปิโตรเลียมและจะกระทำเท่าที่จะเป็นไปได้เพื่อเพิ่มผลประโยชน์ของตน จุดอ่อนอีกประการหนึ่งคืออำนาจควบคุมของประเทศเจ้าของแหล่งปิโตรเลียมมีน้อยที่สุดรัฐบาลต้องพยายามควบคุมการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัทน้ำมัน ผู้ซึ่งมีอิสระและคุลพินิจอย่างกว้างขวางมาก

ต่อมาประเทศมาเลเซียจึงได้เปลี่ยนแปลงระบบการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมจากระบบสัมปทาน (Concession) เป็นระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing) ซึ่งดูแบบอย่างสัญญาแบ่งปันผลผลิตของประเทศอินโดนีเซีย* โดยมีการบัญญัติไว้ในพระราชบัญญัติการพัฒนาปิโตรเลียม ค.ศ. 1974 (Petroleum Development Act, 1974) ซึ่งมีผลใช้บังคับในวันที่ 1 ตุลาคม 1974 ตามพระราชบัญญัติฉบับนี้สัญญาปิโตรเลียมทั้งหมดจะถูกยกเลิก โดยมีผลตั้งแต่วันที่

---

[17] V.K. Moorthy, Petronas its corporate and legal staus (Kuala Lumpur : Malayan Law Journal Sdn.Bhd., 1983), PP. 20 - 21.

* โปรดดูรายละเอียดในบทนี้ 2.1 ประกอบด้วย.

1 เมษายน 1975 เป็นต้นไป กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมและสิทธิในการสำรวจและผลิตรวมทั้งการเก็บรักษาปิโตรเลียมไม่ว่าจะอยู่บนบกหรือในทะเลเป็นของบรรษัท (Corporation) ของรัฐคือปิโตรนาส (Petronas/Petroleum Berhad) ซึ่งมีความรับผิดชอบในการจ่ายเงินไปยังรัฐบาลกลางหรือรัฐบาลของรัฐต่างๆ ตามข้อตกลงที่ทำไว้ด้วย[18]

ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติปิโตรเลียมดังกล่าว ปิโตรนาส (Petronas) อิสระโดยสมบูรณ์ในการกำหนดรูปแบบ หลักเกณฑ์และเงื่อนไขของต่างๆ ของสัญญาแบ่งปันผลผลิตที่ทำขึ้นใหม่ รวมทั้งการจัดทำขึ้นเพื่อแทนสัญญาสัมปทานที่ถูกยกเลิกแล้วด้วย ปิโตรนาส (Petronas) ไม่มีหน้าที่ในการเสนอข้อกำหนดที่ตกลงในขั้นสุดท้ายไปยังรัฐบาลเพื่ออนุมัติ การเปลี่ยนแปลงแก้ไขข้อสัญญาสามารถกระทำได้โดยการตกลงกันทั้งสองฝ่ายระหว่างปิโตรนาส (Petronas) และเอกชนคู่สัญญา (Contractor) โดยปราศจากการแทรกแซงอำนาจรัฐอื่นๆ หรือของรัฐสภา

ในการเปรียบเทียบความแตกต่างกรณีตัวอย่างของอินโดนีเซีย ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing) เป็นเครื่องมือที่เป็นสัญญาชนิดใหม่ (new agreements) ที่ไม่ได้พิจารณาในลักษณะใช้แทนภาษีเงินได้ (income tax) รัฐบาลอินโดนีเซียได้ออกพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ค.ศ. 1967 (Petroleum Incme Tax Act, 1967) เพื่อวัตถุประสงค์ในการเก็บภาษีบนฐานรายได้จากการคำนวณกิจการปิโตรเลียม และมีการแก้ไขเพิ่มเติมพระราชบัญญัติดังกล่าวโดยมีผลตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน 1975 เพื่อแก้ไขข้อบกพร่องของสัญญาแบ่งปันผลผลิตด้วย ในเมื่อภาษีซึ่งเป็นส่วนที่รัฐบาลได้รับถูกกำหนดขึ้นภายนอกสัญญา เอกชนคู่สัญญาจึงไม่สามารถแน่ใจถึงความแน่นอนหรือความคงที่ของภาษีที่เรียกเก็บซึ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงเสมอ

พระราชบัญญัติการพัฒนาปิโตรเลียม ค.ศ. 1974 (Petroleum Development Act,1974) นั้นต่อมาได้มีการแก้ไขเพิ่มเติมโดยพระราชบัญญัติการพัฒนาปิโตรเลียม (แก้ไขเพิ่มเติม) ค.ศ. 1975 (Petroleum Development (Amendment) Act, 1975) และพระราชบัญญัติการพัฒนาปิโตรเลียม (แก้ไขเพิ่มเติม) ค.ศ. 1977 (Petroleum Development (Amendment) Act, 1977) และพระราชบัญญัติดังกล่าวได้ให้อำนาจรัฐมนตรีในการออกกฎกระทรวงโดยอาศัยอำนาจตามบทบัญญัติของพระราชบัญญัติดังกล่าวด้วย

---

[18] Arjunan Subramaniam, Petroleum Income Tax in Malaysia (Kuala Lumper : Malayan Law Journal san, BHD., 1982), P.209. and W.S.W. Davidson, Recent Development in Malaysia's Production Sharing Contracts (Kuala Lumpur : Malaysia), PP.1-2.

การเปลี่ยนแปลงระบบการให้สิทธิจากระบบสัมปทานเป็นระบบแบ่งปันผลผลิต โดยพระราชบัญญัติการพัฒนาปิโตรเลียม (Petroleum Development Act.) นั้น อาจสรุปใจความสำคัญได้ดังนี้

1. ประเทศมาเลเซียได้จัดตั้งบรรษัทน้ำมันแห่งชาติ (National Oil Corporation) ที่รู้จักกันในชื่อปิโตรนาส (Petronas)

2. สหพันธรัฐ (Federation)[19] ได้มอบสิทธิในการเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ในแหล่งปิโตรเลียม อำนาจการควบคุมและอำนาจศาลให้แก่ปิโตรนาส (Petronas)

3. เป็นการได้มาโดยการบังคับซึ่งสิทธิในการเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ในแหล่งปิโตรเลียมของรัฐต่างๆ ในประเทศมาเลเซียเพราะสิทธิดังกล่าวได้มอบให้แก่ปิโตรนาส (Petronas)

4. ผลประโยชน์ทั้งหมดที่เป็นของบริษัทน้ำมันต่างๆ ภายใต้สัญญาการผลิตหรือสัมปทานการสำรวจและรูปแบบการให้สิทธิระบบอื่นๆ เป็นการที่รัฐบาลกลางได้มาโดยการบังคับและมอบไว้ให้แก่ปิโตรนาส (Petronas)

5. สหพันธรัฐและรัฐต่างๆ ได้ยกเลิกพระราชบัญญัติแร่ปิโตรเลียม (The Petroleum Mining Act) ซึ่งเป็นบทบัญญัติที่ใช้อยู่ปกติในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

6. สหพันธรัฐโดยปิโตรนาส (Petronas) เข้าดำเนินการในแปลงสำรวจที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ทำการผลิตและการตลาดน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ วางแผนการจัดจำหน่ายปิโตรเลียมและผลผลิตปิโตรเคมี

7. ข้อความคิดเรื่องการเป็นเอกชนทั้งหมด เช่น ผลประโยชน์ในฐานะผู้ครอบครองที่ดินและโรงเรือนโดยการเช่าสัมปทานต่างๆ และผลประโยชน์อื่นๆ ไม่ใช้กับอุตสาหกรรมปิโตรเลียมมาเลเซียอีกต่อไปเพราะเหตุว่าแหล่งปิโตรเลียมของประเทศทั้งหมดถูกให้ไว้แก่ปิโตรนาส (Petronas) ซึ่งเป็นองค์กรที่มีสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแต่ผู้เดียว

---

[19] Wu Min Aun, An Introduction to the Malaysian Legal System (Kuala Lumper : Heinemann Educational Books (Asia) Ltd.,1980), PP.53-71.

8. รัฐบาลกลางอนุญาตให้ใช้บริษัทน้ำมันเอกชนในฐานะคู่สัญญาเพื่อช่วยเหลือปิโตรนาส (Petronas) ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และการนำระบบแบ่งปันผลผลิตของประเทศอินโดนีเซียมาใช้ บริษัทน้ำมันเอกชนยอมรับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมด้วยระบบนี้แทนการชำระเงินก่าชดเชย

มีข้อสังเกตว่าการให้สิทธิในการเป็นเจ้าของกรรมสิทธิ์ในแหล่งปิโตรเลียมแก่ปิโตรนาส (Petronas) ตามพระราชบัญญัติการพัฒนาปิโตรเลียมฉบับใหม่นั้น ได้บัญญัติขึ้นโดยแยกออกจากพระราชบัญญัติไหล่ทวีป ค.ศ. 1966 (Continental Shelf Act, 1966) ซึ่งกำหนดให้สิทธิทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับไหล่ทวีปและแหล่งธรรมชาติในบริเวณไหล่ทวีปเป็นของสหพันธรัฐซึ่งการใช้สิทธิจะกระทำโดยรัฐบาลของสหพันธรัฐ (รัฐบาลกลาง)

รูปแบบของสัญญาแบ่งปันผลผลิตของประเทศมาเลเซียที่ใช้อยู่อย่างไม่เปลี่ยนแปลงตั้งแต่ปี ค.ศ. 1976 เป็นต้นมาได้ถูกจัดทำขึ้นในลักษณะของสัญญาต้นแบบ (model contract) ซึ่งประกาศใช้ในปี ค.ศ. 1989* สัญญาต้นแบบนี้มีข้อกำหนดเรื่องการมีส่วนร่วม (participation) ในสัญญาของคู่สัญญาฝ่าย Petronas Carigali SDN. Berhad ซึ่งเป็นบริษัทย่อยของปิโตรนาส (Petronas) โดยการมีส่วนร่วมนี้ได้เปิดกว้างไว้แต่ในสัญญาดังกล่าวนี้กำหนดอัตราผลประโยชน์ของ Carigali ในอัตราร้อยละ 50 Carigali และหุ้นส่วนต่างประเทศตามสัญญานี้จะมีฐานะเป็น "คู่สัญญาทั้งสองฝ่าย" (Contractors) ส่วนในระหว่างคู่สัญญาด้วยกันเองจะไม่มีฐานะเป็น "คู่สัญญา" (Contractor) แต่ความสัมพันธ์ของทั้งสองฝ่ายจะอยู่ในลักษณะของสัญญาร่วมดำเนินการ (joint operating agreement) ระยะเวลาตามสัญญาตั้งไว้ที่ 24 ปี และมีข้อกำหนดที่สำคัญดังนี้

กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมก่อนและหลังการพบและผลิตปิโตรเลียม

กรรมสิทธิ์ในปิโตรเลียมทั้งก่อนและหลังการพบและผลิตปิโตรเลียม ตามสัญญาเป็นของปิโตรนาส (Petronas) จึงถึงจุดการส่งออกสำหรับน้ำมันดิบหรือจุดการขายหรือจำหน่ายก๊าซธรรมชาติหรือจุดที่แบ่งส่วนผลผลิตของคู่สัญญาหรือจุดที่กระบวนการขายที่ผ่านไปยังคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย

---

* ดู Barrow's Basic Oil Laws and Concession contracts, Asia & Australia, Supplement 107, as of page 40.

พื้นที่ตามสัญญา (Contract Area)

พื้นที่ตามสัญญาถูกแบ่งเป็นแปลงสำรวจสี่เหลี่ยมย่อยๆ (subblocks on a 10 by 10 minutes geographic grid)

ข้อกำหนดเรื่องการดำเนินการสำรวจ

ระยะเวลาการสำรวจเริ่มต้นมีระยะเวลา 4 ปี และเพิ่มระยะเวลาได้อีก 1 ปี (รวม 5 ปี) ในกรณีที่ไม่พบน้ำมันดิบในปริมาณที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ในแปลงสำรวจใดภายในระยะเวลาการสำรวจ แปลงสำรวจนั้นจะสิ้นสุดการเป็นส่วนของพื้นที่ตามสัญญา (Contract Area) ยกเว้นพื้นที่ที่ถูกจำกัดไว้ เช่นแปลงสำรวจก๊าซ (gas field) เอกชนคู่สัญญาได้รับอนุญาตในการเปลี่ยนแปลงแผนการสำรวจและงบประมาณที่ได้รับอนุมัติจากปิโตรนาส (Petronas) แล้วได้หากต้นทุนที่ประมาณไว้เปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 และปิโตรนาส (Petronas) มีอำนาจในการตรวจพิจารณาและอนุมัติแผนการปฏิบัติงานและงบประมาณการเห็นชอบงบประมาณรายปี ซึ่งโดยวิธีการนี้จะต้องเป็นการเปลี่ยนแปลงไม่เกินร้อยละ 10 เช่นกัน

ข้อกำหนดเรื่องการพัฒนาการปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้ว และการพัฒนาภายหลังการดำเนินการผลิต

แปลงสำรวจที่พบทั้งน้ำมันดิบและก๊าซ ในปริมาณที่มีศักยภาพทางพาณิชย์จะเปลี่ยนเป็นพื้นที่พัฒนา (Development area) และพื้นที่พัฒนาที่น้ำมันดิบและก๊าซถูกนำขึ้นมาครั้งแรกจะเปลี่ยนเป็นพื้นที่ผลิต (Production area) พื้นที่พัฒนาน้ำมันดิบถ้าไม่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ได้ภายในเวลา 4 ปี นับแต่วันที่เปลี่ยนเป็นพื้นที่พัฒนาต้องเลิกการพัฒนาต่อไป การดำเนินการผลิตในแต่ละแปลงมีระยะเวลา 15 ปี นับแต่วันที่ปิโตรเลียมมีศักยภาพทางพาณิชย์ถูกนำขึ้นมาเป็นครั้งแรก (กรณีน้ำมันภายใน 4 ปี รวมเป็น 19 ปี) หรือจนกระทั่งสิ้นสุดสัญญาแล้วแต่ระยะเวลาใดถึงก่อน แต่กรณีพื้นที่ผลิตก๊าซอาจขยายได้อีกไม่เกิน 5 ปี หากได้รับอนุญาตจากปิโตรนาส (Petronas)

งานสำรวจ พัฒนา และดำเนินการผลิตจำต้องดำเนินการโดยเอกชนคู่สัญญาตามแผนงานและงบประมาณที่อนุมัติโดยปิโตรนาส (Petronas) แผนงานและงบประมาณนี้จัดทำสำหรับพื้นที่พัฒนาและพื้นที่ผลิต กฎเกณฑ์เกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงแผนงานและงบประมาณที่ได้รับอนุมัติแล้วใช้หลักเกณฑ์เดียวกับแผนงานการสำรวจ*

---

* ดูหัวข้อเรื่องข้อกำหนดเรื่องการดำเนินการสำรวจ

สัญญาอนุญาตให้ปิโตรนาส (Petronas) ขอเพิ่มหรือลดอัตราการผลิตในแปลงผลิตน้ำมัน (oil field) ใดๆ ในพื้นที่ผลิต (production area) เพื่อวัตถุประสงค์และเหตุผลต่อไปนี้ เช่น เพื่อให้เกิดความเหมาะสมในการหักใช้คืนน้ำมันหรือก๊าซ เพื่อให้ปริมาณก๊าซที่สิ้นเปลืองโดยไร้ประโยชน์อยู่ในระดับต่ำสุดเพื่อความปลอดภัยและเพื่อผลประโยชน์ของชาติ เป็นต้น

ในกรณีเพื่อผลประโยชน์ของชาติปิโตรนาส (Petronas) อาจขอให้เอกชนคู่สัญญาช่วยเหลือด้านการเงินของปิโตรนาส (Petronas) และช่วยให้ได้รับประโยชน์ในแหล่งปริมาณสำรองปิโตรเลียมใดๆ โดยเอกชนคู่สัญญาเป็นผู้สนับสนุนทางเศรษฐกิจ เช่นจัดทำหรือสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกเท่าที่ปิโตรนาส (Petronas) อาจต้องการ

การแบ่งและการจัดระบบผลผลิต

ปิโตรนาส (Petronas) จะได้รับค่าภาคหลวงน้ำมัน (Royalty oil) เป็นส่วนแบ่งในอัตราขั้นสูงร้อยละ 10 ของน้ำมันดิบที่ผลิตได้และเก็บรักษาไว้ และค่าภาคหลวงก๊าซ (Royalty gas) เป็นส่วนแบ่งในอัตราร้อยละ 10 ของก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย ทั้งนี้เพื่อทำให้ปิโตรนาส (Petronas) สามารถจ่ายเงินสดให้รัฐบาลกลางและรัฐบาลของรัฐต่างๆ ได้ภายใต้บังคับของกฎหมาย

การหักใช้คืนต้นทุน (Cost recovery) นั้น เอกชนคู่สัญญาสามารถหักได้ดังนี้คือหักใช้คืนน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) ได้ในอัตราสูงสุดร้อยละ 50 ของน้ำมันที่ผลิตได้และเก็บรักษาไว้และหักใช้คืนก๊าซส่วนต้นทุน (Cost Gas) ได้ในอัตราสูงสุดร้อยละ 60 ของก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย

ส่วนที่เหลือเป็นส่วนของน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) และก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) ที่จะแบ่งระหว่างปิโตรนาส (Petronas) กับเอกชนคู่สัญญาโดยน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) ส่วนแบ่งอยู่ในระดับอัตราส่วน 50 ต่อ 50 ถึง 70 ต่อ 30 ซึ่งปิโตรนาส (Petronas)ได้ในอัตราส่วนมากกว่าและในทันทีที่ผลิตได้เกิน 50,000,000 บาเรล จะแบ่งในอัตราส่วน 70 ต่อ 30 ก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) จะแบ่งในอัตราส่วน 50 ต่อ 50 แต่เมื่อขายหรือจำหน่ายได้เกิน 60,000,000 คิวบิคเมตร อัตราส่วนการแบ่งจะเปลี่ยนไปเป็น 70 ต่อ 30 โดยปิโตรนาส (Petronas) ได้ในอัตราส่วนมากกว่า

ในเรื่องการหักใช้คืนต้นทุนนั้นในสัญญาจะมีการจำกัดการใช้คืนต้นทุนที่เป็นค่าใช้จ่ายที่ไม่สามารถหักใช้คืนต้นทุนได้ (non-recoverable expenditure) ยิ่งไปกว่านั้นในเรื่อง

ต้นทุนที่ไม่ปรากฏในงบประมาณที่ได้รับอนุมัติแล้วนั้นสามารถหักใช้คืนได้ เมื่อได้รับอนุมัติจาก ปิโตรนาส (Petronas) เท่านั้น ตัวอย่างที่สำคัญของค่าใช้จ่ายที่ไม่สามารถหักใช้คืนต้นทุนได้ คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นโดยไม่ได้รับอนุมัติจากปิโตรนาส (Petronas) เสียก่อนในเรื่องของการเช่า เครื่องไม้เครื่องมือ พืชพันธุ์และเครื่องจักร

การหักใช้คืนต้นทุนจะหักได้ทุกๆ 3 เดือน แต่ใน 3 เดือนแรกยังหักใช้คืนต้นทุนไม่ได้แต่อาจหักได้ในระยะเวลา 3 เดือนต่อไป การหักใช้คืนต้นทุนที่เกี่ยวกับการดำเนินการด้านน้ำมันจะแยกออกและเป็นอิสระจากการหักใช้คืนต้นทุนในเรื่องการดำเนินการด้านก๊าซ คือไม่อนุญาตให้หักใช้คืนต้นทุนทั้งสองส่วนรวมกัน ยกเว้นแต่ทุนที่ใช้กรณีพบก๊าซในการดำเนินการสำรวจและผลิตน้ำมันด้วยและต้นทุนของ NGLs จากก๊าซที่ถือเป็นส่วนของต้นทุนเกี่ยวกับน้ำมันดิบและการหักใช้คืนต้นทุนส่วนนี้เป็นการหักจากน้ำมันส่วนต้นทุน (NGLs ถูกนิยามในสัญญาในรูปของส่วนของน้ำมันดิบ (crude oil))

มูลค่าน้ำมันดิบ (cost oil value) เพื่อวัตถุประสงค์ในการหักใช้คืนต้นทุนจะใช้ราคาเฉลี่ยช่วง 3 เดือนที่ขายจริงคือส่งมอบน้ำมันดิบที่ขายเรียบร้อยแล้ว (f.o.b) หรือราคาขายที่สมควรในการค้าขายของชนิดนั้น

ปิโตรนาส (Petronas) มีสิทธิซื้อน้ำมันดิบจากเอกชนคู่สัญญาถึงอัตราร้อยละ 50 ของน้ำมันส่วนต้นทุน ซึ่งมีสิทธิหักใช้คืนต้นทุนทุก 3 เดือน ที่ราคาเท่ากับมูลค่าน้ำมันดิบเพื่อวัตถุประสงค์ของอุปทานภายในประเทศ

เอกชนคู่สัญญามีอิสระในด้านการตลาด การขนส่ง การส่งออกส่วนแบ่งน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) น้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) และน้ำมันดิบส่วนที่ส่งไปยังเอกชนคู่สัญญาที่จุดการส่งออก

เอกชนคู่สัญญาไม่ได้รับอนุญาตในการขายหรือจำหน่ายก๊าซส่วนต้นทุน (Cost Gas) และส่วนแบ่งก๊าซส่วนกำไร (Profit Gas) ที่สงวนรักษาไว้ในหลักการร่วมอุทิศ (joint dedicated) กับปิโตรนาส (Petronas) สำหรับก๊าซธรรมชาติ โดยอยู่ในข้อกำหนดเรื่องผลผลิตและการส่งมอบก๊าซในจำนวนพอเหมาะที่สามารถรับได้ไปยังคู่สัญญาทั้งสองฝ่าย

ในภาวะฉุกเฉินของรัฐหรือรัฐมีความต้องการน้ำมันดิบในระยะสั้นด้วยเหตุผลใดก็ตาม ตามประกาศของรัฐบาลปิโตรนาส (Petronas) จะมีสิทธิในการซื้อน้ำมันที่ผลิตได้ไม่ว่าทั้งหมดหรือบางส่วนและการเก็บรักษา ราคาซื้อดังกล่าวคือมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (cost oil value)

- การมีส่วนร่วมของรัฐ

สัญญาต้นแบบ (model contract) นี้ไม่ได้ระบุรายละเอียดการแบ่งสิทธิหน้าที่ของคู่สัญญาระหว่างบริษัทต่างชาติกับ Carigali (บริษัทย่อยของ Petronas) แต่มีหลักการในสัญญาให้บริษัทต่างชาติมีหน้าที่เข้าร่วมทำสัญญาร่วมดำเนินการ(agreement of co-operation)* กับ Carigali ซึ่งสัญญานี้ต้องได้รับอนุมัติจากปิโตรนาส (Petronas) อัตราส่วนผลประโยชน์เป็นเรื่องของการเจรจาและจะระบุรายละเอียดไว้ในสัญญา หลักการที่สำคัญประการหนึ่งในการดำเนินการร่วมกันที่ระบุไว้ในสัญญาคือข้อยกเว้นของ Carigali ที่ต้องช่วยเหลือสนับสนุนต้นทุนในงานสำรวจที่เกิดขึ้นระหว่างช่วงที่สองของระยะเวลาการสำรวจออกจากความรับผิดชอบในการช่วยเหลือสนับสนุนตามหน้าที่การดำเนินงานสำรวจขั้นต่ำ ในกรณีที่พบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ มีอิสระในการตัดสินใจจะเข้ามีส่วนร่วมในการพัฒนาปิโตรเลียมนั้นหรือไม่

ด้านกฎหมาย

ปิโตรนาส (Petronas) มีสิทธิในข้อมูลที่เป็นต้นฉบับทั้งหมด (ทั้งที่เป็นข้อมูลดิบหรือข้อมูลที่แปลผลแล้ว) อันเป็นผลมาจากการดำเนินกิจการปิโตรเลียม และมีสิทธิตามกฎหมายในเครื่องไม้เครื่องมือและสินทรัพย์ที่เอกชนคู่สัญญาได้ซื้อเพื่อวัตถุประสงค์ของการดำเนินกิจการปิโตรเลียม แต่หลังจากนั้นเอกชนคู่สัญญามีสิทธิแต่ผู้เดียวในการใช้เครื่องไม้เครื่องมือและสินทรัพย์นั้นเพื่อการดำเนินกิจการปิโตรเลียมโดยไม่คิดมูลค่าในระหว่างสัญญาปิโตรนาส (Petronas) อาจใช้เครื่องมือหรือสินทรัพย์ใดๆ ได้ในเรื่องที่มอบให้เป็นสิทธิของปิโตรนาส (Petronas) หากว่าไม่เป็นการสอดแทรกการดำเนินไปของกิจการปิโตรเลียมของเอกชนคู่สัญญา

เอกชนคู่สัญญามีหน้าที่ต้องดูแลผลของการที่ปิโตรนาส (Petronas) ต้องชดใช้ค่าเสียหายอันเกิดจากการเรียกร้องสิทธิและความเสียหายของบุคคลภายนอกเรื่องใดๆ ที่เกิดขึ้นจากสัญญาหรือการปฏิบัติตามสัญญานั้น เว้นแต่จะพิสูจน์ได้ว่าสาเหตุเกิดจากการละเลยต่อหน้าที่หรือเจตนากระทำความผิดของปิโตรนาส (Petronas)

---

*เป็นสัญญาร่วมประกอบการ (Joint Operation Agreement) ดู สุจินต์ สุทธิการนฤนัย, "การเข้าร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียม," สรรพากรสาสน์ 11 (พฤศจิกายน 2538) : 15-17.

ข้อกำหนดพิเศษ

สัญญาจะระบุกฎเกณฑ์อย่างละเอียดในเรื่อง การจัดหาเครื่องไม้เครื่องมือ วัตถุดิบบริการต่างๆ และงบประมาณ การจ้างงานชาวต่างชาติ และการฝึกอบรมพนักงานของเอกชนคู่สัญญาและปิโตรนาส (Petronas)

ในเรื่องกฎเกณฑ์เรื่องการจัดหานั้น เอกชนคู่สัญญาต้องทำการซื้อสินค้าและบริการจากผู้ผลิตภายในประเทศ หากความต้องการสินค้าและบริการนั้นไม่หาได้ในประเทศมาเลเซีย เอกชนคู่สัญญาอาจสั่งจากภายนอกประเทศได้ภายหลังที่ได้รับการอนุมัติจากปิโตรนาส (Petronas) แล้ว การจัดหาเครื่องไม้เครื่องมือทั้งหมดและอื่นๆ นั้นจะต้องอยู่บนพื้นฐานของการไม่เป็นบริษัทในเครือ (arm's lenght) โดยต้องเป็นผลมาจากการประมูลราคาแข่งขันกัน เว้นแต่จะได้รับอนุมัติจากปิโตรนาส (Petronas) ให้เป็นวิธีการอย่างอื่น

ในส่วนของการจ้างงานก่อนที่จะทำการจ้างแรงงานซึ่งเป็นชาวต่างชาติต้องได้รับอนุญาตเป็นลายลักษณ์อักษรจากปิโตรนาส (Petronas) ก่อน ตำแหน่งงานของชาวต่างชาตินั้นไม่ควรเป็นตำแหน่งที่แรงงานมาเลเซียทำได้ และแรงงานมาเลเซียต้องได้รับการฝึกฝนเพื่อแทนตำแหน่งงานชาวต่างชาติด้วย เอกชนคู่สัญญามีหน้าที่ในการยื่นรายงานประจำปี พร้อมกับแผนงานประจำปีและงบประมาณ ซึ่งมีรายละเอียดของเงินเดือนทั้งหมด ผลประโยชน์ต่างๆ และสิทธิพิเศษที่ให้แก่พนักงานแต่ละลำดับชั้นทั้งที่เป็นชาวต่างชาติและชาวมาเลเซีย

ภาษีปิโตรเลียม

เพื่อวัตถุประสงค์ในการทำให้ปิโตรนาส (Petronas) สามารถที่จะชำระเงินสดให้กับรัฐบาลกลางและรัฐบาลของรัฐต่างๆ ได้ภายใต้บังคับของกฎหมายจึงมีการเรียกเก็บภาษีน้ำมันดิบที่ผลิตได้และเก็บรักษาไว้ในอัตราร้อยละ 10 และเรียกเก็บจากก๊าซธรรมชาติจากจุดขายที่ปิโตรนาส (Petronas) ได้รับไปในอัตราร้อยละ 10

เอกชนคู่สัญญาต้องชำระเงินสดให้กับปิโตรนาส (Petronas)ในอัตราส่วนต่อกิโลลิตรของส่วนแบ่งน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) ในจำนวนเงินถึงอัตราร้อยละ 70 ของส่วนต่างระหว่างมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) และราคากลาง (base price) ที่กำหนดไว้แน่นอน ราคากลางนี้แต่ละปีจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 5 โดยคำนวณจากราคากลางที่ 25 ดอลล่าร์สหรัฐต่อบาเรลเช่นเดียวกับเดือนมีนาคม ค.ศ. 1988 ส่วนในเดือนธันวาคม ปี ค.ศ. 1990 ใช้ราคากลางที่ 27.56 ดอลล่าร์

ปรากฏว่าเป็นระยะเวลาหลายปีที่ไม่มีการจ่ายเงินดังกล่าวและเป็นที่คาดหมายได้ว่าอนาคตเอกชนคู่สัญญาในประเทศมาเลเซียยังคงไม่ต้องจ่ายเงินดังกล่าว ด้วยสาเหตุที่ระดับมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost Oil) นั้นยังคงอยู่ต่ำกว่า 25 ดอลล่าร์สหรัฐอยู่เป็นจำนวนมาก (ยกเว้นในช่วงระหว่างสงครามอ่าว (Gulf war) ในเดือนกุมภาพันธ์ ปี ค.ศ. 1991) และไม่อาจคาดหวังได้ว่าในอนาคตจะมีส่วนเกินที่เพิ่มขึ้นจากราคากลางหรือไม่

ในเดือนเมษายน ค.ศ. 1980 มีการเก็บอากรขาออก ในอัตราร้อยละ 25 ของมูลค่าน้ำมันดิบที่ส่งออก คือเอกชนคู่สัญญาต้องชำระอากรน้ำมันส่วนต้นทุน และน้ำมันส่วนกำไรของตนที่ส่งออก แต่ในส่วนน้ำมันส่วนกำไร จะต้องมีการชำระเงินสดอีกส่วนหนึ่งในอัตราร้อยละ 70 (ของส่วนต่างระหว่างมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (Cost oil value) กับราคากลาง (base price) ดังที่กล่าวแล้วข้างต้น) ต่อมาบาเรลของน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil)

นอกจากนี้ยังมีการเรียกเก็บเงินเกี่ยวกับการค้นคว้าวิจัย (research cess) ในอัตราร้อยละ 0.5 ของมูลค่าน้ำมันส่วนต้นทุน (cost oil value) จากเอกชนคู่สัญญาด้วย

การชำระโดยเงินสดและชำระทางบัญชีอากรขาออก (export duty) และเงินเกี่ยวกับการค้นคว้าวิจัย (research cess) สามารถนำมาหักออกจากเงินได้ทั้งหมด ในการคำนวณภาษีเงินได้ภายใต้บังคับของพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ค.ศ. 1976 ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม (Petroleum Income Tax Act, 1976 (as amended))

เอกชนคู่สัญญาอยู่ในบังคับของพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียมฉบับต่างๆ ของมาเลเซียคือ พระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ค.ศ. 1967 และฉบับแก้ไขเพิ่มเติม ค.ศ. 1976 (ฉบับที่ 1) และ (ฉบับที่ 2) ซึ่งมีผลใช้บังคับในวันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 1975 ซึ่งวันที่ดังกล่าวพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ค.ศ. 1967 ได้บัญญัติให้เสียภาษีในอัตราร้อยละ 50 บนฐานรายได้ที่บริษัทหนึ่งๆ ได้รับจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม การเสียภาษีเงินได้คำนวณโดยอิงกับราคาประกาศ (posted price) ปิโตรเลียม ต้องจ่ายค่าภาคหลวง (royalties) น้ำมันดิบที่ส่งออกซึ่งสามารถเครดิตภาษีได้เช่นเดียวกับอากรขาเข้า (import duties) และอากรขาออก (export duties) แต่นับตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 1975 ได้มีการแก้ไขข้อกำหนดเรื่องเงินได้รวมโดยผู้ประกอบกิจการปิโตรเลียม (ไม่ว่าปิโตรนาส (Petronas) หรือบุคคลใดก็ตาม) จะถูกคำนวณบนฐานของราคาที่แท้จริง (realised price) หรือราคาตลาด (market value) แล้วแต่อย่างใดสูงกว่าอากรขาเข้า (import duties) และอากรขาออก (export duties) เครดิตภาษีไม่ได้อีกต่อไป ในการจ่ายเงินสดบนฐานของน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) นั้น สามารถนำไปหักออกจากรายได้รวมได้ และภาย

ใต้บังคับของพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม ค.ศ. 1976 แก้ไขเพิ่มเติม (ฉบับที่ 2) อัตราภาษีได้ลดลงจากอัตราร้อยละ 50 เป็นอัตราร้อยละ 45

สรุปสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบของมาเลเซีย

ค่าภาคหลวง	อัตราร้อยละ 10	ของน้ำมันดิบที่ผลิตได้/ก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย
หักค่าใช้จ่าย	อัตราร้อยละ 50	ของน้ำมันดิบที่ผลิตได้/ก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย
แบ่งผลผลิต	อัตราส่วน 50:50/70:30	ของน้ำมันดิบที่ผลิตได้/ก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย
ภาษีผลผลิตปิโตรเลียม	อัตราร้อยละ 10	ของน้ำมันดิบที่ผลิตได้/ก๊าซธรรมชาติที่ขายหรือจำหน่าย
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	อัตราร้อยละ 45	ของรายได้รวมบนฐานราคาที่แท้จริงหรือราคาตลาดของปิโตรเลียม

อย่างไรก็ตามประเทศมาเลเซียยังคงมุ่งหมายที่จะพัฒนาข้อกำหนดในระบบแบ่งปันผลผลิตของตนต่อไป[20]

3. รูปแบบของสัญญาแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing Contract/PSC) ของประเทศต่างๆ

ในส่วนนี้จะได้กล่าวถึงรูปแบบของสัญญาแบ่งปันผลผลิตพอสังเขปของบางประเทศ[21] ซึ่งเป็นตัวอย่างของสัญญาแบ่งปันผลผลิตรูปแบบใหม่ที่มีลักษณะเฉพาะของแต่ละประเทศ ดังต่อไปนี้

1. สัญญาต้นแบบแบ่งปันผลผลิตทรินิแดดกับโทบาโก ค.ศ. 1974 (The Trinidad - Tobago Model PSC (1974)) สัญญานี้ต่างกับสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตราฐานของ

---

[20] Hamzam Bakar, "Energy Situation in Malaysia, "Lawasia energy section (Bangkok 1986), P.23.

[21] Kumal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979), PP. 150-156.

ประเทศอินโดนีเซีย (ซึ่งระยะเวลาสำรวจ 10 ปี) โดยมีระยะเวลาสำรวจ 6 ปี ข้อกำหนดเรื่องการคืนพื้นที่ยังมีความเข้มงวดมากโดยอาจมีกรณีที่ต้องคืนพื้นที่แปลงย่อย ไม่เกินปีที่สามด้วย ในระหว่างระยะเวลาสำรวจเอกชนคู่สัญญาไม่เพียงแต่มีหน้าที่ชำระค่าใช้จ่ายขั้นต่ำเท่านั้นแต่ยังคงถูกจำกัดตามหน้าที่การดำเนินงานขั้นต่ำซึ่งรวมถึงหน้าที่ในการเจาะสำรวจให้ได้จำนวนหลุมขั้นต่ำถึงระดับความลึกที่แน่นอนภายในระยะเวลาที่กำหนดไว้ด้วย

สัญญาแบ่งปันผลผลิตหรินิแดดกับโทบาโกมีสูตรที่เป็นจุดที่ต่างกับแบบของประเทศอินโดนีเซียกล่าวคือ สิทธิในผลผลิตจะถูกแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ ส่วน A ส่วน B และ C เอกชนคู่สัญญาได้สิทธิในส่วน A ซึ่งเป็นการกำหนดเป็นอัตราร้อยละหลายอัตราตามระดับของผลผลิต ส่วน B เป็นส่วนของภาษีปิโตรเลียมส่วนกำไร (Petroleum profit tax) เช่น ภาษีการว่างงาน (Unemployment levy) ภาษีค่าชดเชย (compensation tax) หรือภาษีอื่นใด หรือค่าภาษีอะไรก็ตามที่เกิดขึ้นบนฐานรายได้และกำไรที่เกี่ยวกับการประกอบกิจการปิโตรเลียมซึ่งตามกฎหมายเอกชนคู่สัญญาต้องจ่ายแก่รัฐบาล ผลผลิตส่วนหรือเหลือคือส่วน C เป็นส่วนของการหักใช้คืนต้นทุนซึ่งเหมือนกับสัญญาแบ่งปันผลผลิตของประเทศอินโดนีเซียที่หักใช้คืนต้นทุนได้ร้อยละ 40 ของผลผลิตที่เหลือจะแบ่งให้กับบริษัทแห่งชาติ (national company) จะเห็นได้ว่าอัตราการหักใช้คืนต้นทุนนั้นกำหนดไว้ตายตัว ในขณะที่รัฐบาลก็แน่นอนว่าจะได้รับชำระภาษีจากเอกชนคู่สัญญาและส่วนที่เหลือจากการหักคืนต้นทุน ในหลักการนี้รัฐบาลสามารถเพิ่มส่วนแบ่งของตนได้ โดยการขึ้นอัตราภาษีที่เอกชนคู่สัญญาจะต้องชำระแต่ก่อนที่เอกชนคู่สัญญาจะลงนามในสัญญานี้จะต้องปรากฏว่ามีการระบุข้อปฏิบัติของรัฐบาลในการกงอัตราภาษีไว้ (frozen) ไม่เปลี่ยนแปลงในระหว่างระยะเวลาตามสัญญา

เอกชนคู่สัญญามีหน้าที่ในการทำการฝึกอบรมที่รวมถึงหน้าที่ในการจ่ายเงิน 50,000 ดอลล่าร์ต่อปี ในระหว่าง 6 ปีแรก และ 250,000 ดอลล่าร์ต่อปี ในช่วงหลังจาก 10 ปี สำหรับการศึกษา และฝึกอบรมพนักงานของบริษัทแห่งชาติในความชำนาญเกี่ยวกับอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

2. สัญญาระหว่างลิเบียกับ Mobil ค.ศ. 1974 (Libya - Mobil Agreement of 1974) ภายใต้บังคับของสัญญานี้เอกชนคู่สัญญาไม่สามารถหักใช้คืนค่าใช้จ่ายในการสำรวจได้แม้ว่าจะพบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพทางพาณิชย์แล้วก็ตามปิโตรเลียมที่ผลิตได้จะแบ่งให้กับรัฐบาลในอัตราส่วนร้อยละ 85 และ Mobil อัตราส่วนร้อยละ 15 สำหรับแปลงสำรวจบนบก (on - shore areas) และอัตราส่วนร้อยละ 81 ให้กับรัฐบาลและอัตราร้อยละ 19 ในส่วนของ Mobil ในแปลงสำรวจในทะเล (off - share areas) ในส่วนของต้นทุนการพัฒนา (development costs) รัฐบาลลิเบีย

จะเป็นผู้ทดลองจ่ายแทนเอกชนคู่สัญญาไปก่อนโดยในแปลงสำรวจบนบกที่พบปิโตรเลียมในอัตราร้อยละ 85 และในอัตราร้อยละ 50 สำหรับแปลงสำรวจในทะเลที่พบปิโตรเลียม โดยจะต้องจ่ายคืนรัฐบาลเป็นงวดรายปีตลอด 20 ปี พร้อมดอกเบี้ย (ยกเว้นอัตราร้อยละ 30 ของเงินทดรองจ่ายสำหรับแปลงสำรวจในทะเลที่พบปิโตรเลียมไม่ต้องเสียดอกเบี้ย)

3. สัญญาระหว่างอินเดีย - ONGC - Reading กับเบทส์ 24 พฤษภาคม ค.ศ. 1974 (The Indian - ONGC - Reading & Bates Agreement of 24 May 1974) ระยะเวลาตามสัญญาทั้งหมดมีระยะเวลา 24 ปี แต่ระยะเวลาการสำรวจจำกัดเพียง 7 ปี (84 เดือน) ซึ่งหากไม่พบปิโตรเลียมที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ภายในระยะเวลาดังกล่าวสิทธิในพื้นที่สัญญาก็จะถูกยกเลิกข้อกำหนดเรื่องการคืนพื้นที่มีความเข้มงวดกว่าสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐาน ในระยะเวลาการสำรวจเอกชนคู่สัญญามีหน้าที่จ่ายค่าใช้จ่ายขั้นต่ำและแผนงานขั้นต่ำในการสำรวจด้วย

การพิจารณาว่าปิโตรเลียมที่พบมีศักยภาพทางพาณิชย์หรือไม่ ต้องเป็นการตัดสินร่วมกันของทั้งสองฝ่ายคือ ONGC และเอกชนคู่สัญญา นอกจากนี้ยังมีการใช้หลักเสี่ยงภัยฝ่ายเดียว (sole risk) ในสัญญาด้วยโดยหากเอกชนคู่สัญญาเห็นว่าปิโตรเลียมที่พบไม่มีศักยภาพทางพาณิชย์แต่ ONGC ไม่เห็นด้วย เอกชนคู่สัญญามีหน้าที่ต้องคืนพื้นที่ส่วนนั้น และ ONGC มีสิทธิเข้าพัฒนาพื้นที่นั้นได้โดยเอกชนคู่สัญญาไม่มีสิทธิในปิโตรเลียมที่ผลิตได้

ในการหักใช้คืนต้นทุนนั้นหักได้ในอัตราร้อยละ 40 ของผลผลิตส่วนที่เหลือจะแบ่งให้กับ ONGC ร้อยละ 65 และเอกชนคู่สัญญาร้อยละ 35 แต่ส่วนแบ่งของ ONGC จะเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 80 ได้ในระดับผลิตที่กำหนดไว้

4. สัญญาแบ่งปันผลผลิตของบังคลาเทศเดือนกันยายน ค.ศ. 1974 (The Bangladesh PSCs (September 1974) ระยะเวลาตามสัญญามีกำหนด 21 ปี ข้อกำหนดการคืนพื้นที่เข้มงวดมากโดยต้องคืนพื้นที่ร้อยละ 25 เมื่อสิ้นสุดปีที่สามและคืนพื้นที่อีกร้อยละ 25 เมื่อสิ้นสุดปีที่หก พื้นที่ทั้งหมดต้องลดลงโดยไม่ใหญ่กว่า 1,000 สแควร์ไมล์ เมื่อสิ้นสุดปีที่แปด (ยกเว้นพื้นที่พบศักยภาพทางพาณิชย์แล้ว) และเมื่อสิ้นสุดปีที่แปดต้องทำการคืนพื้นที่ทั้งหมดเว้นแต่พื้นที่ที่มีศักยภาพทางพาณิชย์ (แม้จะมีข้อกำหนดว่ากรณีพื้นที่ไม่เกิน 1,000 สแควร์ไมล์ สามารถเก็บไว้ได้ถึงปีที่ยี่สิบก็ตาม) ในระยะเวลาสำรวจนั้นมีข้อกำหนดเรื่องหน้าที่จ่ายค่าใช้จ่ายขั้นต่ำหน้าที่ในการเริ่มขุดเจาะไม่เกิน 24 เดือน นับแต่วันที่ลงนามในสัญญา

สัญญาแบ่งปันผลผลิตนี้มีสูตรที่กำหนดโครงสร้างในลักษณะแบบขั้นบันได (sliding - scale) จากฐานของระดับผลผลิตทั้งในส่วนของการหักใช้คืนค้นทุนการดำเนินการ (operating cost) หรือหักใช้คืนน้ำมันส่วนค้นทุน (Cost Oil) และส่วนแบ่งน้ำมันส่วนกำไร (Profit Oil) ที่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะได้รับโดยหากปริมาณน้ำมันส่วนค้นทุนและน้ำมันส่วนกำไรยิ่งมาก อัตราส่วนที่เอกชนคู่สัญญาจะได้รับจะยิ่งลดลง[22]

สัญญาแบ่งปันผลผลิตของประเทศต่างๆ ที่พัฒนาขึ้นนำมาใช้ในประเทศของตนภายหลังสัญญาแบ่งปันผลผลิตของอินโดนีเซีย เป็นการพัฒนาที่พยายามค้นหาข้อด้อยบางประการของสัญญาแบ่งผันผลผลิตแบบมาตราฐานตัวอย่างเช่น ข้อกำหนดการคืนพื้นที่มีความเข็มงวดในสัญญาของประเทศทริดินแดด โทบาโกและอินเดีย หน้าที่ในการเจาะสำรวจน้อยลงในสัญญาของประเทศอียิปต์ บังคลาเทศ ทริดินแดด โทบาโกและอินเดีย ต้องยื่นข้อมูลดิบและข้อมูลที่แปลผลแล้วเมื่อพบปิโตรเลียมในสัญญารูปแบบของประเทศอินเดียและบังคลาเทศ มีเงื่อนไขเรื่องการเสี่ยงภัยฝ่ายเดียว (sole risk) ในสัญญาของประเทศอินเดียและอียิปต์ เพื่อทำให้รัฐสามารถพัฒนาปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้วซึ่งเอกชนคู่สัญญาไม่ใส่ใจดูแลในฐานะที่มีความสำคัญในทางพาณิชย์ ในสัญญาแบบของประเทศอียิปต์มีข้อกำหนดพิเศษสำหรับการรับฟังรายงานและควบคุมต้นทุน ในสัญญารูปแบบใหม่ของประเทศอินโดนีเซียและอียิปต์ค้นหาหลักเกณฑ์เรื่องอัตราการหักใช้คืนต้นทุน มีข้อกำหนดเรื่องหลักประโยชน์ตอบแทนในกรณีมีกำไรมากเป็นพิเศษ (Windfall Profits) กรณีราคา ปิโตรเลียมเพิ่มสูงขึ้นในเวลาต่อมา และสัญญาแบ่งปันผลผลิตปัจจุบันนี้เกือบทั้งหมดได้มีการพิจารณาอัตราส่วนการแบ่งผลผลิตในลักษณะที่รัฐได้ส่วนแบ่งมากกว่า ในสัญญาของประเทศอียิปต์ได้นำเครื่องมือในเรื่องการไม่มีประโยชน์ร่วมกับเอกชนคู่สัญญา (non-profit joint company) เพื่อให้รัฐสามารถมีบทบาทมากขึ้นในหลักเกณฑ์ของการจัดการมากกว่าข้อกำหนดภายใต้สัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐาน

จะเห็นได้ว่าสัญญาแบ่งปันผลผลิตได้รับการพิสูจน์ว่าเป็นเครื่องมือมีความยืดหยุ่น (flexible instrument) ซึ่งสามารถพัฒนาได้และทำได้จริงโดยผ่านการรวมเข้าไว้ด้วยกลไกเพิ่มเติมต่างๆ เพื่อให้เหมาะกับสถานการณ์ของความไม่เท่าเทียมกันดังที่มีอยู่ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐานทั้งนี้เพื่อปกป้องผลประโยชน์ที่แตกต่างกันของคู่สัญญาที่ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตแบบมาตรฐานไม่มี อย่างใดก็ตามหากข้อกำหนดต่างๆ ในสัญญาแบ่งปันผลผลิตมีความเข็มงวด

---

[22] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979), PP. 150-156.

มากเกินไปหรือผลประโยชน์ที่เอกชนคู่สัญญาจะได้รับไม่คุ้มกับการลงทุน เช่น แหล่งปิโตรเลียมมีขนาดเล็ก แต่สัญญาแบ่งปันผลผลิตกำหนดให้ผลประโยชน์แก่รัฐสูงมาก ก็นับว่าสัญญาแบ่งปันผลผลิตนั้นไม่เหมาะสมในการนำมาใช้ให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

4.· ระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing) กับการรักษาผลประโยชน์ของคู่สัญญา

ในการตัดสินใจที่จะทำการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมนั้นสิ่งที่มักทำการพิจารณาในขั้นแรกคือด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งเป็นหลักพื้นฐานในเรื่องผลประโยชน์ที่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายประสงค์จะได้รับจากการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมไม่ว่าจะเป็นระบบใด ซึ่งรวมทั้งการให้สิทธิในระบบแบ่งปันผลผลิต (Production Sharing) ด้วย ดังนั้นก่อนที่จะกล่าวถึงการรักษาผลประโยชน์ของคู่สัญญาในระบบแบ่งปันผลผลิตนี้จะขอกล่าวถึงหลักเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้องเสียก่อน

ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่เอกชนคู่สัญญาคำนึงถึงนั้นมีหลักสำคัญ 2 ประการคือ กำไรสูงสุด[23] และมีความเสี่ยงน้อยที่สุด ซึ่งต่างกับรัฐซึ่งจะพิจารณาถึงผลประโยชน์ที่จะเกิดขึ้นสูงสุดกับสังคมมากกว่า[24] โดยในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของกฎหมายและสถาบันทางกฎหมายและตลาดการค้าเอกชนจะพบว่ามีกฎเกณฑ์ทั้งในด้านที่เป็นทฤษฎี (positive) และด้านคุณค่า (normative) ในด้านทฤษฎีจะให้ความสำคัญกับคำถามที่ว่า "สิ่งนั้นคืออะไร" (what "is") ในขณะที่ด้านคุณค่าจะตั้งคำถามว่า "ควรจะเป็นอะไร" (what ought to be) โดยในด้านทฤษฎีจะบอกให้ทราบถึงผลลัพธ์ของการตัดสินใจซึ่งเกือบทั้งหมดเป็นเรื่องของตัวเงิน และยังแสดงถึงกลุ่มหรือชนิดของรายได้ของประชากรที่ได้รับผลกระทบ โดยไม่สามารถบอกได้ว่าสิ่งนั้นดีหรือไม่ มีอะไรเป็นทางเลือกอื่นที่ดีกว่าหรือไม่ ซึ่งเรียกว่า เศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ (Economic Analysis) หรือเศรษฐศาสตร์ทฤษฎี (Positive Economics)* แต่การวิเคราะห์ด้านคุณค่าเรียกว่าเศรษฐศาสตร์

---

[23] Joseph P. Tomain, Energy Law in a Nutshell (United State : West Publishing Co., 1981), PP. 25-26. และดู รัตนา สายคณิต, เศรษฐศาสตร์เพื่อการพัฒนา (กรุงเทพมหานคร : บริษัทสำนักพิมพ์ไทยวัฒนาพานิชจำกัด, 2521), หน้า 105.

[24] สมพร อิศวิลานนท์, เศรษฐศาสตร์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมหลักและทฤษฎี (กรุงเทพมหานคร : เลิศชัยการพิมพ์, 2538), หน้า 112.

* เศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ (Eonomic Analysis) อาจจะเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าเศรษฐศาสตร์ทฤษฎี (Positive Economic) การศึกษาแนวทางนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อแสวงหาความรู้ความเข้าใจในปรากฏการณ์ต่างๆ ทางเศรษฐกิจที่ถูกต้องตามความเป็นจริง โดยไม่เกี่ยวข้องกับการ

นโยบาย (Normative Economics) สามารถให้คำตอบสิ่งเหล่านี้ได้ สิ่งที่ได้จากการวิเคราะห์คือการนำเอาข้อกำหนดและกฎเกณฑ์มาตราฐานในด้านทฤษฎีและด้านคุณค่ามาใช้ให้เป็นประโยชน์ทางเศรษฐกิจได้

การตัดสินใจในการลงทุน* สำรวจและผลิตปิโตรเลียมผู้ลงทุนจึงต้องคำนึงถึงผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนจะได้รับได้แก่กำไรสูงสุดและปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อการลงทุนที่สำคัญลำดับต่อมาคือความเสี่ยงของการลงทุนซึ่งต้องมีน้อยที่สุด เช่นโอกาสที่จะพบแหล่งปิโตรเลียม** ขนาดของแหล่งสะสมหรือกักเก็บปิโตรเลียมและปริมาณสำรอง การขอแก้ไขเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดในสัญญาเมื่อสถานการณ์เปลี่ยนไปทำได้สะดวกรวดเร็วทันต่อเหตุการณ์ นอกจากนั้นยังมีปัจจัยอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น (1)คาดคะเนของผู้ลงทุน (Expectations) เช่นมีแรงจูงใจหรือบรรยากาศในการ

ตัดสินคุณค่า (value judgement) ใช้วิธีการศึกษาเพื่อสร้างทฤษฎีหรือเพื่อหาคำอธิบายปรากฏการณ์ทางเศรษฐกิจ เช่น รัฐบาลมีดำริจะเก็บภาษีสินค้าชนิดหนึ่ง เศรษฐศาสตร์วิเคราะห์จะพยายามศึกษาผลกระทบต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้น เช่น ผลต่อราคาสินค้าและผลต่อรายได้ของบุคคลบางกลุ่ม เป็นต้น ทั้งนี้ไม่ได้ศึกษาว่าการเก็บภาษีดังกล่าวเป็นธรรมหรือไม่ ดู เกษมสันต์ วีรกุล และคนอื่นๆ, พจนานุกรมศัพท์เศรษฐศาสตร์ 4 (กรุงเทพมหานคร ; สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2539), หน้า 213.

* การลงทุน (Investment) หมายถึงการใช้จ่ายสินทรัพย์เพื่อการผลิตสินค้าและมิใช่สินค้าเพื่อนำมาบริโภค โดยผลิตสินค้าในรอบระยะเวลาหนึ่งได้แก่ สินค้าประเภททุน ดู อภินันท์ จันตะนีและคนอื่นๆ , เศรษฐศาสตร์ทั่วไป ,2 (กรุงเทพมหานคร : โอ.เอส.พริ้นติ้ง เฮ้าส์, 2539), หน้า 124. และปิโตรเลียมในแหล่งที่ค้นพบแล้วเป็นทรัพยากรทุน (stock) ดู สมพร อัศวิลานนท์, เศรษฐศาสตร์ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมหลักและทฤษฎี (กรุงเทพมหานคร : เลิศชัยการพิมพ์, 2538), หน้า 89-90.

** ความเสี่ยงในการลงทุนหากพิจารณาถึงทรัพยากรทุนคือโอกาสที่จะพบแหล่งปิโตรเลียมนี้เรียกว่า "อัตราเสี่ยงภัยในการลงทุน" (sucess ratio) กำหนดว่าสำหรับพื้นที่ที่ไม่เคยมีการสำรวจทางวิทยาศาสตร์มาก่อนโอกาสที่จะพบปิโตรเลียมมีอยู่หนึ่งต่อสามสิบ พื้นที่มีการสำรวจทางธรณีวิทยาแล้วอัตราหนึ่งต่อสิบพื้นที่มีการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์แล้วอัตราหนึ่งต่อหก หากมีการสำรวจทั้งด้านธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์อัตราหนึ่งต่อห้าซึ่งไม่หมายความว่าปิโตรเลียมที่พบจะมีปริมาณเชิงพาณิชย์สำหรับประเทศไทยก๊าซธรรมชาติมีอัตราหนึ่งต่อสาม และน้ำมันดิบอัตราหนึ่งต่อสิบ ดู ไชยวัฒน์ บุนนาค, "กฎหมายปิโตรเลียม," วารสารนิติศาสตร์ 31,1 (มีนาคม 2526) : 13.

ลงทุนหรือไม่* ความคาดคะเนเกี่ยวกับสถานการณ์การเมืองเป็นอย่างไร มีกฎหมายปิโตรเลียมที่ดีหรือไม่เป็นต้น (2) การเปลี่ยนแปลงทางเทคโนโลยีและการประดิษฐ์สิ่งใหม่ๆ การนำเทคโนโลยีมาใช้ในการผลิตเจริญก้าวหน้าขึ้น ตลอดจนมีการประดิษฐคิดค้นเครื่องจักร เครื่องมือต่างๆ ที่มีประสิทธิภาพมากกว่าเดิมขึ้นได้ย่อมทำให้ต้นทุนการผลิตมีแนวโน้มลดลง และอัตราผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนคาดว่าจะได้รับสูงขึ้น (3) ภาษี (Taxes) ผู้ลงทุนจะให้ความสนใจเป็นพิเศษกับอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนที่จะได้รับภายหลังหักภาษี ดังนั้น ถ้าอัตราภาษีเพิ่มขึ้นโดยสิ่งอื่นไม่เปลี่ยนแปลงจะทำให้ผลตอบแทนลดลง หากอัตราภาษีลดลงอัตราผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับจะเพิ่มขึ้น[25] จะเห็นได้ว่าการตัดสินใจในการลงทุนของบริษัทเอกชนผู้ลงทุนเป็นการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในด้านทฤษฎีคือเศรษฐศาสตร์ทฤษฎี (Positive Economic) เป็นประการสำคัญ

ในส่วนของรัฐผู้ให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียม นอกจากจะคำนึงถึงผลประโยชน์ที่เป็นตัวเงิน เช่น ค่าภาคหลวง (Royalty) และภาษีเงินได้ (Petroleum Income Tax) ซึ่งเป็นการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในด้านเศรษฐศาสตร์ทฤษฎี (Positive Economic) แล้ว รัฐต่างๆ มักให้ความสำคัญในวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในด้านคุณค่าคือเศรษฐศาสตร์นโยบาย (Normative Economic) มากเช่นกันในการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์นโยบาย จะพิจารณาถึงเรื่องต่างๆ ได้แก่ (1) มาตราฐานความยุติธรรม (The. Equity Criteria) เช่นการตั้งคำถามว่าทำอย่างไรรัฐจะใช้ทรัพยากรปิโตรเลียมที่มีอยู่อย่างจำกัดให้ได้อย่างมีคุณค่าและเป็นประโยชน์กับประชาชนทุกคนโดยเท่าเทียมกัน (2) กฎของการได้มาและโอนไป (Acquisition and Transfer Rules) เช่น มีการจัดทำกระบวนการตัดสินใจเพื่อทำให้ง่ายในการได้มาและโอนไปของทรัพยากรในแนวปฏิบัติที่เป็นธรรมและเสมอภาค (3) การแบ่งสันปันส่วนทรัพย์สินและรายได้ (Distribution of Wealth and Income) เช่น ทรัพย์สินและรายได้จากการได้รับสิทธิในแหล่งปิโตรเลียมสมควรที่จะแบ่งสันปันส่วนไปเพื่อพัฒนาอุตสาหกรรมอื่นๆ หรือไม่ เป็นต้น จึงเห็นได้ว่ารัฐให้ความสำคัญในการวิเคราะห์ทาง

---

*Graham Trotman, "Changing Energy Markets the Legal Consequence," Energy Law'90 IBA Section on Energy Natural Resource Law (Kuala Lumpur : Kluwer Academic Gropu, 1990), PP.17-18.

[25] อภินันท์ จันตะนีและคนอื่นๆ, เศรษฐศาตร์ทั่วไป. 2 (กรุงเทพมหานคร : โอเอส. พริ้นติ้งเฮ้าส์ , 2539), หน้า 129-130. และลักษณะขวางภาษีอากรที่ดีข้อหนึ่งก็คือจะต้องมีความยืดหยุ่นได้ (Flexibility) ปรับตามเศรษฐกิจได้ ดู วันทนีย์ ภูมิภัทรากม สมยศ อวเกียรติ และทับทิม วงศ์ประยูร, เศรษฐศาสตร์ทั่วไป. 2 (กรุงเทพมหานคร : ห้างหุ้นส่วนจำกัด วี.เจ.พริ้นติ้ง, 2538), หน้า 127.

เศรษฐศาสตร์ทั้งในด้านเศรษฐศาสตร์พฤษฎี (Positive Economic) และด้านเศรษฐศาสตร์นโยบาย (Normative Economic)

หากทำการวิเคราะห์ประโยชน์จากการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในระบบแบ่งปันผลผลิตด้วยหลักทางเศรษฐศาสตร์ดังกล่าว จะพบว่าในด้านเอกชนคู่สัญญา (Contractor) จะได้รับผลประโยชน์ในรูปตัวเงินแน่นอนและอยู่ในอัตราสูงพอสมควร และระบบแบ่งปันผลผลิตมีความยืดหยุ่นในการแก้ไขเปลี่ยนแปลงข้อกำหนดและผลประโยชน์ของคู่สัญญาโดยการตกลงเจรจาระหว่างคู่สัญญา อันเป็นการสะดวกรวดเร็วทันต่อเหตุการณ์ที่เปลี่ยนแปลงไปอย่างรวดเร็วของอุตสาหกรรมปิโตรเลียมได้ซึ่งการรักษาประโยชน์ของเอกชนคู่สัญญาได้ ในด้านของรัฐก็ได้รับผลประโยชน์จากการให้สิทธิในด้านตัวเงินหรือทางการเงินและภาษีในอัตราสูง นอกจากนี้รัฐยังสามารถบรรลุถึงการใช้หลักการเศรษฐศาสตร์นโยบาย (Normative Economic) ได้อย่างแท้จริงโดยผ่านกลไกต่างๆของระบบแบ่งปันผลผลิต เช่น การที่เอกชนคู่สัญญาต้องใช้สินค้าและบริการในท้องถิ่น การต้องส่งปิโตรเลียมเพื่อความต้องการภายในประเทศ เป็นต้น

4.1 การรักษาผลประโยชน์ของรัฐ

ความเข็มงวดของข้อกำหนดในระบบแบ่งปันผลผลิตเป็นกลไกสำคัญในการรักษาผลประโยชน์ของรัฐ กลไกดังกล่าวได้รับการรักษาไว้เพื่อการดำเนินไปของการเจรจาระหว่างคู่สัญญาและเพื่อส่งเสริมเนื้อหาใจความของความเข้าใจและความเชื่อมั่นและไว้วางใจระหว่างคู่สัญญา[26] ระดับความเข็มงวดของข้อกำหนดนี้เป็นผลมาจากรากฐานของแนวความคิดเรื่องอำนาจอธิปไตย (Sovereignty) ที่รัฐมีอยู่เหนืออาณาเขตของรัฐทั้งบนบกและในน้ำ ทรัพยากรธรรมชาติที่อยู่ในแหล่งธรรมชาติและที่ค้นพบแล้วในอาณาเขตของรัฐจึงเป็นกรรมสิทธิ์ของรัฐตามหลักความเป็นเจ้าของหรือกรรมสิทธิ์ของรัฐ (State Ownership) ซึ่งการรักษาผลประโยชน์ของรัฐในการใช้ประโยชน์จากแหล่งปิโตรเลียมโดยการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแก่บริษัทเอกชนนั้นจะกระทำโดยการควบคุม (Control) และการมีส่วนร่วมของรัฐ (State Partisipation) ในการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัทเอกชนคู่สัญญา ระบบแบ่งปันผลผลิตจึงได้รับการจัดสรรขึ้นเพื่อให้เป็นไปตามแนวความคิดในการรักษาประโยชน์ของรัฐดังกล่าว

---

[26] อย่างไรก็ตามเงื่อนไขการบริหาร (Management Clause) ในระบบแบ่งปันผลผลิตนั้นได้กำหนดขึ้นจากความพึงใจในหลักการต่อต้านระบบสัมปทาน (principle anticoncessionary) ของชาวอินโดนีเซียเพื่อประโยชน์ในการควบคุมภาคปิโตรเลียม (Petroleum Sector) ดู Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation Between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979), P.157.

ระบบแบ่งปันผลผลิตนับว่าเป็นเครื่องมือที่มีความยืดหยุ่น (flexible instrument) ในการที่รัฐจะสามารถแก้ไขเพิ่มเติมข้อกำหนดต่างๆ เพื่อให้เกิดความเหมาะสมและสอดคล้องกับประโยชน์ของรัฐได้เป็นอย่างดี ซึ่งได้รับการพิสูจน์แล้วจากการพัฒนาปรับปรุงข้อกำหนดในระบบแบ่งปันผลผลิตของประเทศต่างๆ ภายหลังการใช้ระบบแบ่งปันผลผลิตแบบมาตราฐานของประเทศอินโดนีเซีย นอกจากระบบแบ่งปันผลผลิตจะมีความยืดหยุ่นโดยสามารถแก้ไขข้อกำหนดเดิมหรือเพิ่มเติมข้อกำหนดใหม่ได้แล้ว ในการแก้ไขเพิ่มเติมข้อกำหนดยังมีขั้นตอนที่สะดวกรวดเร็ว (มากกว่าระบบสัมปทาน) เพราะเหตุว่าใช้หลักการตกลงเจรจาระหว่างคู่สัญญาโดยมิต้องแก้ไขกฎหมายซึ่งต้องผ่านรัฐสภาหรือรัฐบาลจนอาจเป็นอุปสรรคในการรักษาผลประโยชน์ของรัฐได้ การรักษาผลประโยชน์ของรัฐในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในระบบแบ่งปันผลผลิตในการตกลงเจรจาระหว่างคู่สัญญาจึงต้องกระทำโดยผ่านการสร้างให้วิสาหกิจน้ำมันของรัฐหรือบรรษัทน้ำมันของรัฐมีสิทธิแต่ผู้เดียวในการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของรัฐซึ่งเป็นองค์กรที่มีส่วนร่วมและควบคุมการดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของบริษัทเอกชนจึงเป็นองค์กรที่มีภาวะในการตกลงเจรจากับบริษัทเอกชนได้เป็นอย่างดี โดยผลของการตกลงเจรจาเปลี่ยนแปลงหรือแก้ไขเพิ่มเติมข้อกำหนดในสัญญาแบ่งปันผลผลิตนั้นไม่ต้องได้รับอนุมัติจากรัฐบาลหรือรัฐสภาซึ่งเหมาะสมสอดคล้องกับการรักษาผลประโยชน์ของรัฐในสภาวะการณ์ที่เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วของอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

รูปแบบของหลักการอันเป็นรากฐานแนวความคิดในการรักษาผลประโยชน์ของรัฐในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในระบบแบ่งปันผลผลิต อาจแสดงได้ดังแผนผังต่อไปนี้

รัฐ (State)

↓

อำนาจอธิปไตย (Sovereignty)

↓

กรรมสิทธิ์ของรัฐ (State Owenership)

↓

วิสาหกิจน้ำมันของรัฐ (State Enterprise/National Oil Coporation)

↓

การควบคุม (Control)

↓

การมีส่วนร่วมของรัฐ (State Participation)

↓

ระบบแบ่งปันผลผลิต ⟷ บริษัทน้ำมันเอกชน (Oil Companies)

(PSC)

ความยืดหยุ่น (flexibility)

- ในการแก้ไขเพิ่มเติมข้อกำหนด
- วิธีการแก้ไขเพิ่มเติมสะดวกรวดเร็ว
- เหมาะสมกับสภาวะที่เปลี่ยนรวดเร็วของอุตสาหกรรมน้ำมัน
- เหมาะสมกับการรักษาผลประโยชน์ของรัฐ (และคู่สัญญา)

จะเห็นได้ว่าในระบบแบ่งปันผลผลิตรัฐสามารถใช้กลไกของข้อกำหนดที่มีระดับความเข็มงวด (มากหรือน้อยขึ้นอยู่กับความต้องการของรัฐแต่ละรัฐ) ในการให้สิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมแก่บริษัทน้ำมันเอกชน อันทำให้รัฐสามารถได้ประโยชน์อยู่ในระดับที่สมควรทั้งในส่วนผลประโยชน์ที่มิใช่ตัวเงินหรือทางการเงินและภาษีได้อย่างแท้จริง เช่น การถ่ายทอดเทคโนโลยี การพัฒนาอุตสาหกรรมท้องถิ่น การได้สิทธิในข้อมูลที่ได้จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม เป็นต้น ส่วนผลประโยชน์ที่เป็นตัวเงินในระบบแบ่งปันผลผลิตรัฐจะได้รับผลประโยชน์จากปิโตรเลียมทันทีที่ผลิตได้ตัวอย่างเช่น เมื่อเอกชนคู่สัญญาผลิตปิโตรเลียมได้ จะทำการหักใช้คืนต้นทุนออกก่อนร้อยละ 50 ปิโตรเลียมส่วนที่เหลือจะต้องนำมาแบ่งกับรัฐทันที รัฐจึงได้รับผลประโยชน์แน่นอนซึ่งต่างกับระบบสัมปทานหากเกิดกรณีที่ผลิตปิโตรเลียมได้ ซึ่งต้องเสียค่าภาคหลวง แต่หากเมื่อมีการหักค่าใช้จ่ายแล้วปรากฏว่าไม่มีกำไรซึ่งจะต้องเสียภาษี รัฐก็จะไม่ได้รับประโยชน์ในรูปภาษีเงินได้ปิโตรเลียม

4.2 การรักษาผลประโยชน์ของเอกชนคู่สัญญา

ข้อได้เปรียบของระบบแบ่งปันผลผลิตจากมุมมองของบริษัทน้ำมันคือการที่ระบบแบ่งปันผลผลิตได้รับความนิยมจากบริษัทน้ำมัน บริษัทน้ำมันเป็นผู้ควบคุมส่วนแบ่งน้ำมันดิบของตน (เว้นแต่น้ำมันดิบส่วนแบ่งของวิสาหกิจน้ำมันของรัฐซึ่งแบ่งอย่างเป็นธรรม) และสามารถควบคุมจุดหมายปลายทางของส่วนแบ่งของวิสาหกิจน้ำมันของรัฐได้ ยิ่งไปกว่านั้นในระบบแบ่งปันผลผลิตบางแบบเอกชนคู่สัญญาไม่ต้องชำระภาษี และได้รับเพิ่มขึ้นจากราคาที่เพิ่มขึ้นทั้งหมดจากการขายหรือจำหน่ายน้ำมันดิบส่วนของตนในตลาดโลก[27] (ซึ่งข้อได้เปรียบของเอกชน

---

[27] Kamal Hossain, Law and Policy in Petroleum Development Changing Relation Between Transnationals and Governments (New York : Nichol Publishing Co., 1979), P.157.

คู่สัญญาในส่วนนี้หากมองในจุดของรัฐแล้วเป็นหลักการที่มีลักษณะเป็นจุดอ่อนของระบบแบ่งปันผลผลิต) และจากที่ได้กล่าวมาแล้วถึงลักษณะของระบบแบ่งปันผลผลิตที่มีความยืดหยุ่น (flexibiliy) ซึ่งไม่เพียงจะเป็นประโยชน์ในส่วนของรัฐเท่านั้น แต่ความยืดหยุ่นยังเป็นประโยชน์ต่อเอกชนคู่สัญญาด้วย เนื่องจากข้อกำหนดและผลประโยชน์ต่างๆ ของระบบแบ่งปันผลผลิตสามารถเปลี่ยนแปลงแก้ไขหรือเพิ่มเติมได้ด้วย การตกลงเจรจาระหว่างคู่สัญญาโดยไม่ต้องแก้ไขกฎหมาย ซึ่งเอกชนคู่สัญญามีความสะดวกรวดเร็วในขั้นตอนการดำเนินงานมากกว่าและมีผู้เกี่ยวข้องทั้งสองฝ่ายเป็นจำนวนน้อยกว่า ซึ่งจะสอดคล้องกับสภาวะการณ์ที่เปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็วอันจะทำให้เอกชนคู่สัญญาอาจสามารถรักษาผลประโยชน์ของตนในสภาวะการณ์ที่เปลี่ยนแปลงได้รวดเร็วนั้นได้ดีกว่า (เมื่อเปรียบเทียบกับระบบสัมปทาน)

---

and Kenneth W. Dam, Oil Resources Who Gets What How (London : The University of Chicago Press, 1978), P.18.