ความมั่นคงทางพลังงานของไทยและความร่วมมือด้านปิโตรเลียมของไทยกับต่างประเทศ

1. ภาพรวม

ปิโตรเลียม (น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ) มีความสำคัญในมิติต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับความมั่นคงทางเศรษฐกิจและสังคมของชาติ ในแง่เศรษฐกิจ ปิโตรเลียมคือตัวแปรสำคัญในการพัฒนาระบบขนส่ง เศรษฐกิจ อุตสาหกรรม เทคโนโลยี และการค้าระหว่างประเทศ ทั้งยังเคยเป็นปัจจัยที่ก่อให้เกิดวิกฤติการณ์ทางการเมืองระหว่างประเทศครั้งสำคัญหลายครั้ง ในแง่สังคม การผลิตและใช้ปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ผลิตภัณฑ์พลาสติกและปิโตรเคมี ได้ส่งผลกระทบอย่างชัดเจนต่อสิ่งแวดล้อมและสุขภาพของประชาชน อย่างไรก็ดี ในปัจจุบัน ประเทศไทยยังคงพึ่งพาปิโตรเลียมในการเสริมสร้างความมั่นคงทางเศรษฐกิจและพลังงานของประเทศ

ในช่วงของแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 1-7 ประมาณการว่า มูลค่าการใช้ปิโตรเลียมสูงขึ้นกว่า 200 เท่า ปัจจุบัน จากสถิติในปี 2551 ไทยต้องนำเข้าน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในกิจกรรมต่างๆ มูลค่ากว่า 1 ล้านล้านบาท และ 7 หมื่นล้านบาท หรือประมาณร้อยละ 68 และ 13 ของปริมาณการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์ทั้งหมด โดยร้อยละ 70 ของก๊าซธรรมชาติ ถูกนำไปใช้ในการผลิตไฟฟ้า ร้อยละ 17 ใช้ในโรงแยกก๊าซ ร้อยละ 8.1 ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม และร้อยละ 2 ใช้ในภาคการขนส่งรถยนต์ NGV) ขณะที่น้ำมันร้อยละ 72.3 ถูกใช้ไปในการขนส่ง การใช้พลังงานดังกล่าวล้วนเป็นกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ รัฐบาลได้ตั้งเป้าหมายที่จะส่งเสริมให้มีการผลิตน้ำมันดิบและคอนเดนเสทในประเทศเพิ่มขึ้น 223,000 บาร์เรล/วัน เร่งผลิตและจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเฉลี่ย 343 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน จากทั้งในประเทศและต่างประเทศ รวมทั้งเร่งพัฒนาระบบโครงสร้างพื้นฐานที่เกี่ยวข้อง อาทิ การพัฒนาระบบท่อก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้สามารถรักษาระดับปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ที่จะนำมาใช้ในประเทศได้ไม่น้อยกว่า 30 ปี

2. นโยบาย/สถานะด้านปิโตรเลียมของไทย

2.1 นโยบายการจัดหาน้ำมัน

เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงทางพลังงานและป้องกันผลกระทบที่จะเกิดขึ้นจากวิกฤติการณ์ที่เกี่ยวเนื่องกับการขาดแคลนน้ำมัน รัฐบาลไทยได้กำหนดมาตรการสำคัญที่เกี่ยวข้องกับการจัดหาน้ำมัน ดังนี้

- การเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมัน

รัฐบาลมีนโยบายที่จะเพิ่มกำลังการผลิตน้ำมันดิบ ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติจากแหล่งในประเทศ ควบคุมการนำเข้าและส่งออกน้ำมันอย่างรัดกุม และเร่งจัดหาน้ำมัน โดยการเจรจากับต่างประเทศ เพื่อขอซื้อน้ำมันระหว่างรัฐต่อรัฐ (G to G) รวมทั้งอาศัยข้อตกลงระหว่างประเทศอาเซียน ในความร่วมมือจัดหาน้ำมันในยามขาดแคลน

- การเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงอื่นที่ผลิตได้ในประเทศ

รัฐบาลส่งเสริมให้มีการเปลี่ยนแปลงการใช้เชื้อเพลิงในรถยนต์ รถจักรยานยนต์ โรงงานอุตสาหกรรม และโรงไฟฟ้าให้ใช้เชื้อเพลิงที่ผลิตได้ในประเทศมากขึ้น เช่น ก๊าซธรรมชาติ เอทานอล ไบโอดีเซล และถ่านหิน

- มาตรการด้านราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

รัฐบาลมีนโยบายปล่อยราคาขายปลีกน้ำมันในประเทศให้สอดคล้องกับต้นทุนที่แท้จริงของราคาน้ำมันที่สูงขึ้น

- มาตรการประหยัดพลังงาน และการจัดการด้านการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง
- การป้องกันการกักตุน การควบคุมการจำหน่าย และการปันส่วนน้ำมันในกรณีที่เกิดวิกฤติ

สำหรับปริมาณการนำเข้าน้ำมันดิบของไทยในปี 2552 มีรวม 46,608 ล้านลิตร เฉลี่ยวันละ 127.7 ล้านลิตร หรือ 803,178 บาร์เรล/วัน มาจาก (1) แหล่งตะวันออกกลาง 35,699 ล้านลิตร หรือร้อยละ 76.6 (2) แหล่งตะวันออกไกล 6,219 ล้านลิตร หรือร้อยละ 13.3 และ (3) แหล่งอื่น ๆ 4,690 ล้านลิตร หรือร้อยละ 10.1 มีมูลค่าการนำเข้ารวม 623,013 ล้านบาท โดยปริมาณลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อนวันละ 1.0 ล้านลิตร คิดเป็นร้อยละ 0.8 มูลค่าการนำเข้าลดลง 376,926 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 37.7

ในด้านการจัดหาน้ำมันเพื่อใช้ในเชิงพาณิชย์นั้น ในปี 2552 มีการจัดหาน้ำมันปริมาณรวมทั้งสิ้น 53,933 ล้านลิตร เฉลี่ยวันละ 147.8 ล้านลิตร หรือ 929,410 บาร์เรล/วัน ปริมาณเพิ่มขึ้นวันละ 7.7 ล้านลิตร หรือร้อยละ 5.5 ทั้งนี้ รวมการนำเข้าเบนซินพื้นฐาน เพื่อนำมาผลิตแก๊สโซฮอล์และโปรเพน บิวเทน เพื่อนำมาผลิตแอลพีจี น้ำมันที่จัดหาได้นั้นมาจาก (1) การผลิตภายในประเทศ มีปริมาณรวมทั้งสิ้น 53,440 ล้านลิตร เฉลี่ยวันละ 146.4 ล้านลิตร หรือ 920,913 บาร์เรล/วัน ปริมาณเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนวันละ 7.5 ล้านลิตร หรือร้อยละ 5.4 ทั้งนี้ การผลิตรวมโปรเพน บิวเทน ที่นำเข้ามาเพื่อการผลิตก๊าซแอลพีจี จำนวน 745.2 ล้านกิโลกรัมและการนำเข้าเบนซินพื้นฐานเพื่อการผลิตแก๊สโซฮอล์ และ (2) นำเข้าจากต่างประเทศ มีปริมาณรวมทั้งสิ้น 493 ล้านลิตร เฉลี่ยวันละ 1.4 ล้านลิตร หรือ 8,496 บาร์เรล/วัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปี 2551 วันละ 0.2 ล้านลิตร หรือร้อยละ 22.5 มูลค่าการนำเข้ารวม 6,768 ล้านบาท ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 2,183 ล้านบาท คิดเป็นร้อยละ 24.4 ทั้งนี้ การนำเข้าไม่รวมโปรเพนและบิวเทน เพื่อการผลิตก๊าซแอลพีจี จำนวน 745.2 ล้านกิโลกรัม และเบนซินพื้นฐานเพื่อการผลิตแก๊สโซฮอล์ จำนวน 80.6 ล้านลิตร

2.2 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2551 - 2564

เมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เรื่องแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2551-2564 (PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) โดยให้ดำเนินการตามแผนเฉพาะปี 2552- 2558 สำหรับแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว (ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้น) นั้น ให้สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ดำเนินการปรับปรุงให้สอดคล้องกับแผน PDP 2010 หลังจากที่แผน PDP ดังกล่าวแล้วเสร็จ พร้อมทั้งให้คำนึงถึงความเห็นของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และให้นำเสนอ กพช. เพื่อพิจารณาต่อไป

ในส่วนของรายละเอียดการจัดทำแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะสั้นสำหรับปี 2552-2558 ซึ่งได้พิจารณาจากความต้องการก๊าซธรรมชาติในภาคไฟฟ้าจากแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 เป็นหลักนั้น กำหนดให้มีโรงไฟฟ้าใหม่ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่จะเข้าระบบในปี 2552 - 2558 จำนวน 6,890 เมกกะวัตต์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จำนวน 5 โรง กำลังการผลิตประมาณ 3,690 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้า New IPP ของเอกชน 2 โรง กำลังการผลิตประมาณ 3,200 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ยังมีแผนการขยายการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งในภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่งเพื่อทดแทนการใช้น้ำมัน มีอัตราเติบโตเฉลี่ยร้อยละ 11 และ 23 ต่อปี ตามลำดับ และ

การก่อสร้างโรงแยกก๊าซธรรมชาติหน่วยที่ 6 และการก่อสร้างโรงแยกก๊าซอีเทน ของ ปตท. ซึ่งมีกำหนดการแล้วเสร็จในไตรมาสที่ 2 ปี 2553 ซึ่งจะส่งผลให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเป็นประมาณ 5,142 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ในปี 2558 ดังนั้น รัฐบาลจึงเห็นชอบแผนการจัดการก๊าซธรรมชาติในระยะสั้นดังนี้

- ให้ ปตท. จัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากอ่าวไทย และการนำเข้าจากประเทศเพื่อนบ้านจาก
  - แหล่งเจดีเอ แปลง A18 และแปลง B17-C19 และ B17-01 มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 400 และ 270 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตามลำดับ
  - แหล่งอาทิตย์ แหล่งอาทิตย์เหนือที่ผลิตจาก Floating Production Storage and Offloading Vessels หรือ FPSO มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 330 และ 120 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตามลำดับ
  - แหล่งเชฟรอน (ส่วนเพิ่ม)
  - แหล่งบงกชใต้ (ส่วนเพิ่มจากแหล่งบงกช)
  - แหล่งเจดีเอ แปลง B17 (ส่วนเพิ่ม)
  - แหล่งซอติก้า ตั้งอยู่ในแปลง M9 และ M11 ในอ่าวเมาะตะ จากสหภาพพม่า มีปริมาณซื้อขายตามสัญญา 330, 320, 65 และ 240 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน ตามลำดับ ซึ่งคาดว่าจะเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ภายในปี 2556 (มีอายุสัญญา 30 ปี) มีจุดส่งมอบอยู่ที่ชายแดนไทย - พม่า บ้านอิต่อง อำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี
- นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas หรือ LNG) ในปริมาณ 1 ล้านตันต่อปี (เทียบเท่าก๊าซธรรมชาติประมาณ 140 ล้าน ลบ. ฟุตต่อวัน) ตั้งแต่ปี 2554 โดยในช่วงปี 2554 – 2555 ปตท. มีแผนนำเข้า ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) จากประเทศการ์ตา (คาดว่าจะมีการนำเข้า LNG ในเบื้องต้นปริมาณไม่เกิน 1 ล้านตัน/ปี โดย ปตท. เจรจากับบริษัทการ์ตาแก๊ส และได้มีการลงนามในข้อตกลงเบื้องต้น (Heads of Agreement : HOA) เมื่อปี 2551 และได้ต่ออายุ HOA ไปถึง 31 ธันวาคม 2553)
- การลงทุนของ ปตท.สผ.ในการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติในทะเลในต่างประเทศโดยใช้เทคโนโลยีการผลิตก๊าซธรรมชาติเหลวลอยน้ำ (Floating Liquefaction Natural Gas Production -FLNG) ซึ่งจะสามารถขนส่งทางเรือมายังประเทศไทยได้

ในส่วนของความต้องการก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่ปี 2559 เป็นต้นไปนั้น จะขึ้นอยู่กับการเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติของโรงไฟฟ้าใหม่ของ กฟผ. และเอกชน (EGAT + New IPP) ที่จะเกิดขึ้น และจากแผน PDP 2007: ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2 ที่ประมาณการให้โรงไฟฟ้าดังกล่าวเลือกใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนร้อยละ 55 ของกำลังการผลิตที่เพิ่มขึ้น รวมทั้งความต้องการก๊าซธรรมชาติจาก SPP ระบบ Cogeneration ประเภท Firm ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ในช่วงปี 2558 – 2564 ทั้งนี้ ปตท. มีแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมทั้งจากแหล่งก๊าซธรรมชาติปัจจุบัน และแหล่งใหม่ๆ จากอ่าวไทย รวมทั้งจากประเทศเพื่อนบ้าน ได้แก่ แหล่ง
ก๊าซฯ ไพลิน แหล่งก๊าซฯ ในสหภาพพม่า แหล่งก๊าซฯ ในเขตพื้นที่ร่วมไทย - กัมพูชา และแหล่งก๊าซฯ นาทูน่า ประเทศอินโดนีเซีย นอกจากนี้ ปตท. มีแผนการนำเข้า LNG เพิ่มเติมถึงระดับประมาณ 10 ล้านตันต่อปี โดยคาดว่าการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยรวมจะอยู่ที่ระดับประมาณ 5,297 - 6,157 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน

2.3 **การพัฒนาระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ** (Gas Transmission Pipeline)

เมื่อวันที่ 19 มิถุนายน 2550 คณะรัฐมนตรีอนุมัติการทบทวนแผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ฉบับที่ 3 พ.ศ. 2544-2554 (ปรับปรุงเพิ่มเติม) เพื่อใช้เป็นกรอบในการลงทุนก่อสร้างระบบท่อส่งก๊าซ

ธรรมชาติจำนวน 14 โครงการ ในวงเงินลงทุนรวมทั้งสิ้น 165,077 ล้านบาท แผนแม่บทระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติดังกล่าว จะช่วยเพิ่มขีดความสามารถสูงสุดของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติทั้งฝั่งตะวันออกและฝั่งตะวันตกของ ปตท.(รวมท่อส่งก๊าซฯจากแหล่งน้ำพอง) จาก 3,680 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ณ ค่าความร้อนจริง) ณ สิ้นปี 2550 เพิ่มขึ้นเป็น 6,980 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ณ ค่าความร้อนจริง) โดยแบ่งการลงทุนเป็น 3 ระยะ และการเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเล ทั้งนี้ จากเอกสารเผยแพร่ของ ปตท. ระบุว่า บริษัทฯ กำหนดกรอบการลงทุนขยายโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติหลัก เพื่อรองรับการขยายตัวของการใช้ก๊าซฯ ในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการขนส่ง ระบบท่อก๊าซธรรมชาติมีความยาว 3,498 กิโลเมตร แบ่งเป็น

- <u>ท่อในทะเล</u> มีความยาว 2,096 กิโลเมตร ได้แก่ระบบท่อที่ต่อจากแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย มาขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองและเชื่อมต่อที่โรงแยกก๊าซธรรมชาติ หน่วยที่ 1,2,3 จังหวัดระยอง และระบบท่อจากแหล่งเอราวัณ แหล่งบงกชมาขึ้นฝั่งที่อำเภอขนอม จังหวัดนครศรีธรรมราช และ
- <u>ท่อบนบก</u> มีความยาว 1,402 กิโลเมตร ได้แก่ ระบบท่อฝั่งตะวันออก คือจากโรงแยกก๊าซ จังหวัดระยองไปยังโรงไฟฟ้า ระยอง บางปะกง พระนครใต้ วังน้อย ที่อำเภอท่าหลวง จังหวัดพระนครศรีอยุธยา และอำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี และระบบท่อฝั่งตะวันตก คือ ระบบที่เชื่อมต่อจากชายแดนไทยและสหภาพพม่า จังหวัดกาญจนบุรี มายังโรงไฟฟ้าจังหวัดราชบุรี ซึ่งทั้งสองระบบ คือฝั่งตะวันออกและตะวันตกนี้ได้เชื่อมโยงเป็นระบบเดียวกัน โดยท่อส่งก๊าซธรรมชาติราชบุรี-วังน้อย ทำให้เพิ่มความยืดหยุ่นในการนำก๊าซธรรมชาติจากทั้งอ่าวไทยและสหภาพพม่ามาใช้ทดแทนกันได้ในกรณีจำเป็น

2.4 โครงการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของ บมจ. ปตท.

บมจ. ปตท. และ ปตท.สผ. ได้กำหนดนโยบายการจัดหาและลดผลกระทบจากความเสี่ยงด้านราคาของปิโตรเลียม โดยกำหนดว่า ในอีก 10 ปีข้างหน้า จะต้องสามารถจัดหาพลังงานให้มีปริมาณเพิ่มขึ้นอีก 4 เท่าตัว จากปัจจุบัน 220,000 บาร์เรลต่อวัน เพิ่มเป็น 900,000 บาร์เรลต่อวัน เพื่อให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าว บริษัท ปตท. กำหนดแนวทางในการดำเนินการ 4 ประการ ได้แก่

- เพิ่มกำลังการผลิตปิโตรเลียมในประเทศให้อยู่ในระดับ 375,000 บาร์เรล/วัน และพยายามยืดอายุให้แหล่งก๊าซของไทยที่มีศักยภาพ
- เพิ่มการลงทุนในประเทศเพื่อนบ้าน เช่น พม่า อินโดนีเซีย กัมพูชา เวียดนาม และบังคลาเทศ เป็นต้น
- ผสมผสานการลงทุนทั้งรูปแบบการขอสัมปทานและเข้าซื้อแหล่งสัมปทานปิโตรเลียม เช่น การพัฒนาในพื้นที่ตะวันออกกลางที่เข้าไปร่วมทุนในแหล่งก๊าซฯของอิหร่าน ที่เป็นประเทศที่มีแหล่งสำรองใหญ่สุดเป็นอับดับที่ 2 ของโลก รองจากกาตาร์ ซึ่งหากสำเร็จก็สามารถนำ LNG มาใช้ในประเทศไทยได้ ในขณะเดียวกันหากพื้นที่ใดไทยไม่มีขีดความสามารถมาก เช่น กรณีน้ำลึกก็จะร่วมมือกับบริษัทอื่นที่มีความสามารถสูงกว่า เช่น ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ เป็นต้น
- ลงทุนในแหล่งปิโตรเลียมชนิดใหม่และเทคโนโลยีใหม่ ซึ่งจะสร้างโอกาสให้กับบริษัทขนาดเล็กให้สามารถมีโอกาสขยายการลงทุนได้ เช่น การลงทุนแหล่งน้ำมันหนัก (heavy oil) ในเวเนซุเอลา การลงทุนในแหล่งก๊าซฯ ขนาดเล็ก ๆ ในทะเลต่าง ๆ ซึ่ง ปตท.สผ. ได้ลงนามความร่วมมือศึกษาโอกาสการร่วมลงทุนในโครงการ FLNG ร่วมกับบริษัท Golar LNG Limited จากนอร์เวย์ โดยจะร่วมกันศึกษาและจะร่วมลงทุนเพื่อพัฒนาแหล่งก๊าซฯ ต่าง ๆ ทั่วโลกที่มีการสำรวจพบแล้วแต่ยังไม่สามารถพัฒนาขึ้นมาใช้ได้ (Stranded Gas Field) เนื่องจากไม่คุ้มค่าที่จะขนส่งทางท่อ ทั้งแหล่งที่อยู่ในทะเลและ

ใกล้ชายฝั่ง โดยจะใช้ FLNG แปรสภาพก๊าซฯ เหล่านั้น กลางทะเลเป็นของเหลว แล้วขนส่งทางเรือไปยังตลาดที่ต้องการ ซึ่งจะทำให้การพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดกลางและเล็กมีความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์มากยิ่งขึ้น

ในส่วนของการจัดหาก๊าซธรรมชาตินั้น บมจ. ปตท. เป็นผู้ซื้อก๊าซธรรมชาติจากผู้ขายก๊าซธรรมชาติภายใต้สัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติ ซึ่งปัจจุบันมีอยู่ทั้งสิ้น 15 ฉบับ แบ่งเป็นสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติในประเทศ จำนวน 13 ฉบับ ได้แก่ สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งเอราวัณ (ยูโนแคล 1) สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งยูโนแคล 2 และ 3 สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งบงกช สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งไพลิน สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งทานตะวัน/เบญจมาศ สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งน้ำพอง สัญญาซื้อก๊าซฯแหล่งภูฮ่อม สัญญาซื้อก๊าซฯ แหล่งเจดีเอ สัญญาซื้อก๊าซแหล่งอาทิตย์ และสัญญาซื้อก๊าซธรรมชาติต่างประเทศ จำนวน 2 ฉบับ ได้แก่ แหล่งยาดานาและเยตากุนในสหภาพพม่า คิดเป็นปริมาณการจัดหาก๊าซฯ เฉลี่ยในปี 2551 เท่ากับ 3,459 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (HV = 1,000 BTU/SCF)

3. แนวทางการดำเนินความร่วมมือด้านปิโตรเลียมกับต่างประเทศ

3.1 ยุทธศาสตร์ความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างประเทศ

เอกสารยุทธศาสตร์ความร่วมมือด้านพลังงานระหว่างประเทศ ซึ่งกระทรวงพลังงานจัดทำขึ้นเมื่อปี 2547 ได้ระบุถึงแนวทางการดำเนินความร่วมมือกับประเทศต่างๆ ในกรอบพหุภาคี โดยเน้นให้เกิดการบูรณาการด้านพลังงานระหว่างผู้ผลิตและผู้บริโภค เพื่อความมั่นคงทางพลังงานในภูมิภาค และประสานผลประโยชน์ระหว่างภาคพลังงาน การพัฒนาเศรษฐกิจ และภาคการผลิตอื่นๆ และกรอบทวิภาคี ที่เน้นการสร้างความสัมพันธ์เชิงลึกที่เป็นรูปธรรม ทั้งในส่วนที่เกี่ยวเนื่องกับความร่วมมือพหุภาคีและรายประเทศ เพื่อนำไปสู่การเจรจาความร่วมมือทั้งในเชิงเกื้อกูลและเชิงธุรกิจของหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รวมถึงได้วิเคราะห์ถึงศักยภาพของประเทศต่างๆ และแนวทางการดำเนินความร่วมมือกับประเทศนั้นๆ

ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับศักยภาพด้านพลังงานของประเทศต่างๆ นั้น จากเอกสารดังกล่าว ได้มีการแบ่งกลุ่มประเทศที่มีศักยภาพด้านแหล่งพลังงาน การค้า/การลงทุน ดังนี้

การค้า/การลงทุน/แหล่งพลังงาน	สูง	ปานกลาง	อาจมีโอกาสพัฒนาในอนาคต
สูง	ลงทุน: อินโดนีเซีย อิหร่าน แอลจีเรีย พม่า ลาว รัสเซีย คาซัคสถาน หุ้นส่วน: ออสเตรเลีย	ลงทุน: อาเซอไบจัน ยูเครน หุ้นส่วน: มาเลเซีย	ลงทุน: บรูไน คูเวต กาตาร์ ไนจีเรีย
ปานกลาง	ลงทุน/ตลาด: จีน เวียดนาม หุ้นส่วน: โอมาน ยูเออี นอร์เวย์ สหรัฐฯ แคนาดา	ลงทุน: ลิเบีย อิรัก ซูดาน อินเดีย บังคลาเทศ หุ้นส่วน: ฟิลิปปินส์ ตลาด: กัมพูชา	
อาจมีโอกาสพัฒนาในอนาคต	ตลาด: ญี่ปุ่น	หุ้นส่วน: เยอรมนี สิงคโปร์	ศรีลังกา ฮังการี แอฟริกาใต้ ตุรกี อียิปต์

หมายเหตุ: ลงทุน: แหล่งน้ำมัน ก๊าซ ถ่านหิน พลังงานน้ำที่ไทยสามารถเข้าลงทุนได้

หุ้นส่วนธุรกิจ: ประเทศที่มีศักยภาพในการร่วมลงทุนในธุรกิจปิโตรเลียม

ตลาด: ตลาดปิโตรเลียม/ปิโตรเคมีของไทย

นอกจากนี้ เอกสารดังกล่าวยังได้ระบุถึงแนวทางในการดำเนินการกับประเทศที่มีศักยภาพระดับต่างๆ ดังนี้

- กลุ่มศักยภาพสูง กำหนดแนวทางการดำเนินการ ดังนี้
  - ปรับบทบาทประเทศไทยจากผู้นำเข้ามาเป็นผู้ค้า
  - เร่งพัฒนาโครงการ SELB และ Sriracha hub ให้เป็นรูปธรรม
  - สร้างพันธมิตรทางการค้า
  - ใช้พลังงานนำการพัฒนาเศรษฐกิจภาคการผลิตของประเทศเพื่อนบ้าน
  - แลกเปลี่ยนทางวิชาการและเทคโนโลยี
- กลุ่มศักยภาพปานกลาง กำหนดแนวทางการดำเนินการ ดังนี้
  - เร่งกระชับความสัมพันธ์เพื่อเข้าร่วมสำรวจและร่วมทุนในแหล่งปิโตรเลียมใหม่
  - สร้างพันธมิตรทางการค้า ในลักษณะพึ่งพาและสนับสนุนซึ่งกันและกัน
  - การแลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงานระหว่างกัน
- กลุ่มศักยภาพพัฒนาได้ในอนาคต กำหนดแนวทางการดำเนินการ ดังนี้
  - แลกเปลี่ยนข้อมูลด้านพลังงานระหว่างกัน
  - ศึกษาข้อมูลด้านพลังงานพื้นฐานของประเทศที่เกี่ยวข้อง

นอกจากนี้ ยังได้กำหนดแนวทางการดำเนินความร่วมมือกับประเทศที่มีศักยภาพสูงด้านปิโตรเลียม ดังต่อไปนี้

- <u>จีน</u>: เน้นเป็นหุ้นส่วนการพัฒนาภายใต้ยุทธศาสตร์ศูนย์กลางพลังงานในภูมิภาค ร่วมลงทุนพลังงานในประเทศที่สาม และตลาดปิโตรเลียมของไทย
- <u>อินโดนีเซีย</u>: เน้นการเข้าร่วมลงทุนในแหล่งปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ และร่วมมือในการพัฒนาและทำธุรกิจ LNG
- <u>อิหร่าน</u>: ใช้ศักยภาพการสำรองน้ำมันมาเสริมความมั่นคงให้ไทยเป็น energy hub และร่วมการพัฒนาและนำเข้า LNG
- <u>แอลจีเรีย</u>: ร่วมทุนในการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีศักยภาพและยังไม่ค้นพบ และการร่วมพัฒนาและนำเข้า LNG
- <u>รัสเซียและคาซัคสถาน</u>: ร่วมพัฒนาและนำเข้า LNG และสำรวจ พัฒนาและลงทุนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม
- <u>พม่า</u>: .ลงทุนเพิ่มเติมในแหล่งปิโตรเลียมใหม่ และใช้เป็นเส้นทางขายน้ำมันไปยังจีนตอนใต้
- <u>สปป. ลาว</u>: ขยายตลาดผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมไปยังลาว และใช้ลาวเป็นทางผ่านการขนส่งน้ำมันไปยังจีนตอนใต้ (ถนน R3)
- <u>ออสเตรเลีย</u>: ร่วมมือด้านการค้าและลงทุนในแหล่งก๊าซและน้ำมัน
- <u>เวียดนาม</u>: ร่วมสำรวจและขุดเจาะปิโตรเลียม พัฒนาธุรกิจปิโตรเลียมในเวียดนามและเพิ่มปริมาณส่งออกปิโตรเลียมไปยังเวียดนาม
- <u>โอมาน:</u> ใช้ศักยภาพการสำรองน้ำมันมาเสริมความมั่นคงให้ไทยเป็น energy hub ร่วมพัฒนาและนำเข้า LNG สำรวจพัฒนาและลงทุนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

■ มาเลเซีย: ร่วมมือในการพัฒนาและซื้อน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ และการพัฒนาระบบท่อขนส่งน้ำมัน

ทั้งนี้ ปัจจุบัน ปตท. ได้ลงทุน/ร่วมทุนรวม 42 โครงการใน 13 ประเทศได้แก่ ภูมิภาคตะวันออกกลาง (4 โครงการ) ในโอมาน อิหร่าน และบาห์เรน ประเทศไทย (19 โครงการ) แอฟริกาเหนือ (4 โครงการ) ในแอลจีเรีย และอียิปต์ ออสเตรเลเซีย (4 โครงการ) ในออสเตรเลียและนิวซีแลนด์ และเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (11 โครงการ) ในสหภาพพม่า เวียดนาม อินโดนีเซีย และกัมพูชา

ตารางที่ 1 โครงการลงทุนด้านปิโตรเลียมในประเทศและต่างประเทศของ ปตท. สผ.

ประเทศไทย

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการบงกช	ผลิต	อ่าวไทย	44.4445%
2. โครงการเอส 1	ผลิต	ภาคเหนือ	100%
3. โครงการพีทีทีอีพี 1	ผลิต	ภาคกลาง	100%
4. โครงการบี 6/27	สำรวจ	อ่าวไทย	60%
5. โครงการอาทิตย์	ผลิต	อ่าวไทย	80%
6. โครงการอาทิตย์เหนือ	ผลิต	อ่าวไทย	100%
7. โครงการแอล 22/43	สำรวจ	ภาคเหนือ	100%
8. โครงการแอล 53/43 และแอล 54/43	สำรวจ	ภาคกลาง	100%
9. โครงการแอล 21, 28 และ 29/48	สำรวจ	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	70%
10. โครงการเอ 4, 5 และ 6/48	สำรวจ	ทะเลอันดามัน	100%

โครงการร่วมทุน	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
11. โครงการอี 5	ผลิต	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	20%	เอ็กซอนโมบิล
12. โครงการยูโนแคล 3	ผลิต	อ่าวไทย	5%	เชฟรอน
13. โครงการไพลิน	ผลิต	อ่าวไทย	45%	เชฟรอน
14. โครงการจี 4/43	ผลิต	อ่าวไทย	21.375%	เชฟรอน
15. โครงการสินภูฮ่อม	ผลิต	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	20%	เฮสส์ (ไทยแลนด์)
16. โครงการบี 8/32 และ 9 เอ	ผลิต	อ่าวไทย	25%	เชฟรอน
17. โครงการจี 4/48	พัฒนา	อ่าวไทย	5%	เชฟรอน

พื้นที่ภูมิภาค

สหภาพพม่า

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการพม่า เอ็ม 3 เอ็ม 4 และเอ็ม 7	สำรวจ	อ่าวเมาะตะมะ	100%
2. โครงการพม่า เอ็ม 9 และเอ็ม 11	พัฒนา	อ่าวเมาะตะมะ	100%

โครงการร่วมทุน	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
3. โครงการยาดานา	ผลิต	อ่าวเมาะตะมะ	25.5%	โททาล
4. โครงการเยตากุน	ผลิต	อ่าวเมาะตะมะ	19.31784%	ปิโตรนาส

เวียดนาม

โครงการร่วมดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
1. โครงการเวียดนาม 9-2	ผลิต	นอกชายฝั่ง	25%	ฮอน วู*
2. โครงการเวียดนาม 16-1	พัฒนา	นอกชายฝั่ง	28.5%	ฮอง ลอง**
โครงการร่วมทุน	**ระยะการดำเนินงาน**	**ที่ตั้ง**	**สัดส่วนการร่วมทุน**	**ผู้ดำเนินการ**
3. โครงการเวียดนาม บี และ 48/95	พัฒนา	นอกชายฝั่ง	8.5%	เชฟรอน
4. โครงการเวียดนาม 52/97	พัฒนา	นอกชายฝั่ง	7%	เชฟรอน

** บริษัทร่วมดำเนินการระหว่าง SOCO, Petrovietnam และ ปตท.สผ. ** บริษัทร่วมดำเนินการระหว่าง Petrovietnam, ปตท.สผ., SOCO และ OPECO*

กัมพูชา

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการกัมพูชา บี	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	33.333334%

อินโดนีเซีย

โครงการร่วมทุน	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
1. โครงการอินโดนีเซีย เบงการา-1	สำรวจ	บนบก	40%	PT Medco E&P Bengara
2. โครงการอินโดนีเซีย เซไม 2	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	33.33%	Murphy

พื้นที่คาบเกี่ยว

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการจี 9/43	สำรวจ	ไทย-กัมพูชา	100%

โครงการร่วมดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
2. โครงการพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย–ปี 17	พัฒนา	ไทย-มาเลเซีย	50%	CPOC*

* บริษัทร่วมดำเนินการระหว่างปตท.สผ .และ Petronas

ต่างประเทศ

โอมาน

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการโอมาน 44	ผลิต	บนบก	100%
2. โครงการโอมาน 58	สำรวจ	บนบก	100%

อิหร่าน

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการอิหร่าน ซาเว่ห์	สำรวจ	บนบก	100%

บาห์เรน

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการบาห์เรน 2	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	100%

แอลจีเรีย

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการแอลจีเรีย ฮาสสิ เบอร์ ราเคช	สำรวจ	บนบก	50%

โครงการร่วมดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
2. โครงการแอลจีเรีย 433 เอ และ 416 บี	พัฒนา	บนบก	35%	GBRS*

* Groupement Bir Seba (GBRS) เป็นบริษัทร่วมดำเนินการระหว่าง PetroVietnam, Sonatrach และ ปตท.สผ.

อียิปต์

โครงการร่วมทุน	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
1. โครงการโรมมานา	สำรวจ	บนบก	30%	Sipetrol
2. โครงการ ซิดิ อับ เอล รามาน ออฟชอร์	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	30%	Edison

นิวซีแลนด์

โครงการร่วมทุน	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
1. โครงการนิวซีแลนด์ เกรทเซาธ์	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	36%	OMV New Zealand

ออสเตรเลีย

โครงการที่ ปตท.สผ. เป็นผู้ดำเนินการ	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. โครงการพีทีทีอีพี ออสตราเลเซีย	ผลิต	นอกชายฝั่ง	100%

โครงการร่วมทุน	ระยะการดำเนินงาน	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน	ผู้ดำเนินการ
2. โครงการออสเตรเลีย เอซี/พี 36	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	20%	Murphy Australia

				Oil
3. โครงการออสเตรเลีย ดับเบิ้ลยู เอ 423 พี	สำรวจ	นอกชายฝั่ง	30%	Murphy Australia Oil

การลงทุน

บริษัท	ที่ตั้ง	สัดส่วนการร่วมทุน
1. บริษัท เอนเนอร์ยี่ คอมเพล็กซ์ จำกัด	ประเทศไทย	50%
2. บริษัท พีทีที ไอซีที โซลูชั่นส์ จำกัด	ประเทศไทย	20%
3. โครงการฐานสนับสนุนการพัฒนาปิโตรเลียม ปตท.สผ.	ประเทศไทย	100%
4. โครงการลงทุนท่อขนส่งก๊าซ ปตท.สผ.	อ่าวเมาะตะมะ	---

ที่มา: กลุ่ม บ. ปตท.

3.2 โครงการการเชื่อมโยงท่อก๊าซอาเซียน (Trans ASEAN Gas Pipeline)

โครงการเชื่อมโยงท่อก๊าซอาเซียนอยู่ภายใต้ความรับผิดชอบของคณะมนตรีด้านปิโตรเลียมของอาเซียน (ASCOPE - ASEAN Council on Petroleum) จนถึงปัจจุบันมีการเชื่อมโยงโครงข่ายท่อก๊าซรวม 8 โครงการ มีความยาวรวม 2,300 กิโลเมตร ซึ่งการเชื่อมโยงทั้งหมดเป็นความร่วมมือในกรอบทวิภาคี เช่น การเชื่อมโยงท่อก๊าซไทย-พม่า และไทย-มาเลเซีย ทั้งนี้ ในลำดับต่อไปจะเริ่มมีการศึกษาความคุ้มทุนของการเชื่อมโยงในภูมิภาค ซึ่งแหล่ง Supply ก๊าซที่ได้รับการพิจารณาในการเชื่อมโยงท่อก๊าซ คือ แหล่งนาทูน่าของประเทศอินโดนีเซียที่คาดว่าจะเป็นแหล่งก๊าซขนาดใหญ่เพียงพอในการ Supply ก๊าซในภูมิภาคโดยการเชื่อมต่อท่อมายังประเทศไทย และแยกท่อย่อยไปยังประเทศอื่น อาทิ สิงคโปร์ มาเลเซีย เวียดนาม บรูไน และฟิลิปปินส์ การเชื่อมโยงท่อก๊าซอาเซียนดังกล่าว จะทำให้เกิดการเชื่อมโยงเครือข่ายด้านพลังงานในภูมิภาคอาเซียนเรียกว่า ASEAN Regional Energy Network ซึ่งจะส่งผลให้เกิดความมั่นคงในระบบของด้านพลังงานในภูมิภาคมากยิ่งขึ้น

ตารางที่ 2 สถานะโครงการก่อสร้างท่อก๊าซอาเซียน

1. โครงการที่สร้างเสร็จแล้ว		
Malaysia – Singapore	5	สร้างเสร็จในปี 2534
Yanada, Myanmar - Ratchaburi, Thailand	470	สร้างเสร็จในปี 2542
Yetagun, Myanmar - Ratchaburi, Thailand	340	สร้างเสร็จในปี 2543
W.Natuna, Indonesia – Singapore	660	สร้างเสร็จในปี 2544
W.Natuna, Indonesia – Duyong, Malaysia	100	สร้างเสร็จในปี 2544
S.Sumatera, Indonesia – Singapore	470	สร้างเสร็จในปี 2546
Malaysia – Thailand (JDA)	270	สร้างเสร็จในปี 2548
Malaysia – Singapore	4	สร้างเสร็จในปี 2549
2. โครงการใหม่ที่เสนอในแผนแม่บท		
Duri, Indonesia – Melaka, Malaysia	200	
W.Natuna, Indonesia – Duyong, Malaysia	100	
E.Natuna, Indonesia – Erawan, Thailand	975	
E.Natuna, Indonesia – Kerteh, Malaysia	480	
E.Natuna, Indonesia – Singapore	720	
E.Natuna, Indonesia – Sabah, Malaysia – Palawan – Luzon, Philippines	1540	

Malaysia – Thailand (JDA-Block B)	140
Pauh, Malaysia – Arun, Sumatera, Indonesia	365

ที่มา: กรมอาเซียน เว็บไซต์กระทรวงการต่างประเทศ

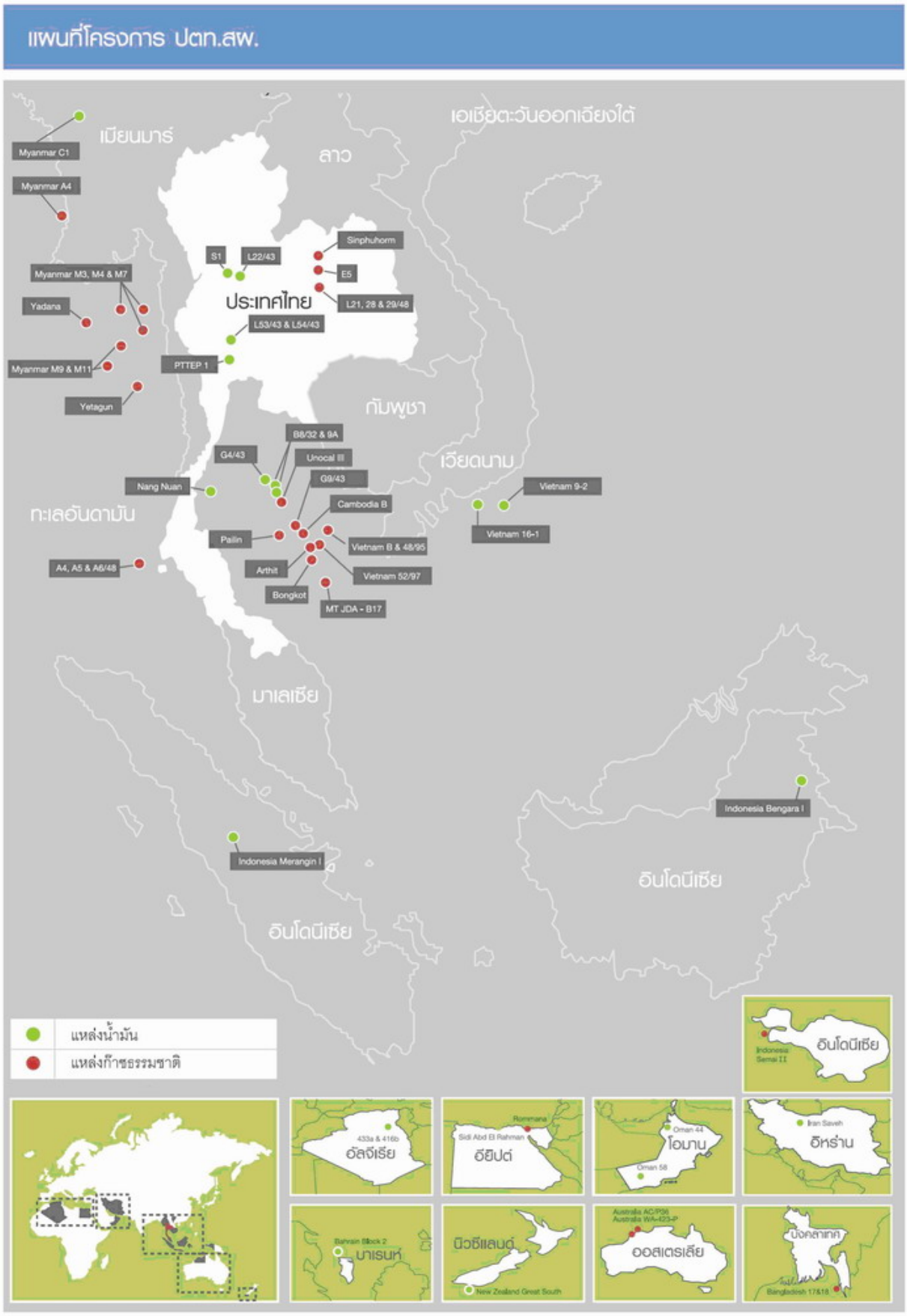
3.3 โครงการเชื่อมโยงท่อก๊าซธรรมชาติในกลุ่มประเทศ BIMSTEC

ที่ประชุมรัฐมนตรีพลังงาน BIMSTEC ครั้งที่ 2 วันที่ 5 มีนาคม 2553 ได้เห็นชอบแผนปฏิบัติงานความร่วมมือด้านพลังงานของกลุ่มประเทศสมาชิก ซึ่งหนึ่งในปฏิบัติการดังกล่าวคือ แผนงานการเชื่อมโยงท่อส่งก๊าซธรรมชาติในกลุ่มประเทศ BIMSTEC ซึ่ง ปตท. รับที่จะนำไปศึกษาความเป็นไปได้ด้านการลงทุนเพิ่มเติมต่อไป ทั้งนี้ ความร่วมมือด้านพลังงานดังกล่าว จะทำให้ประเทศไทยสามารถพัฒนาโครงข่ายพลังงาน เพื่อเชื่อมโยงกับแหล่งพลังงานกับประเทศในเอเชียกลางและเอเชียใต้มากขึ้น

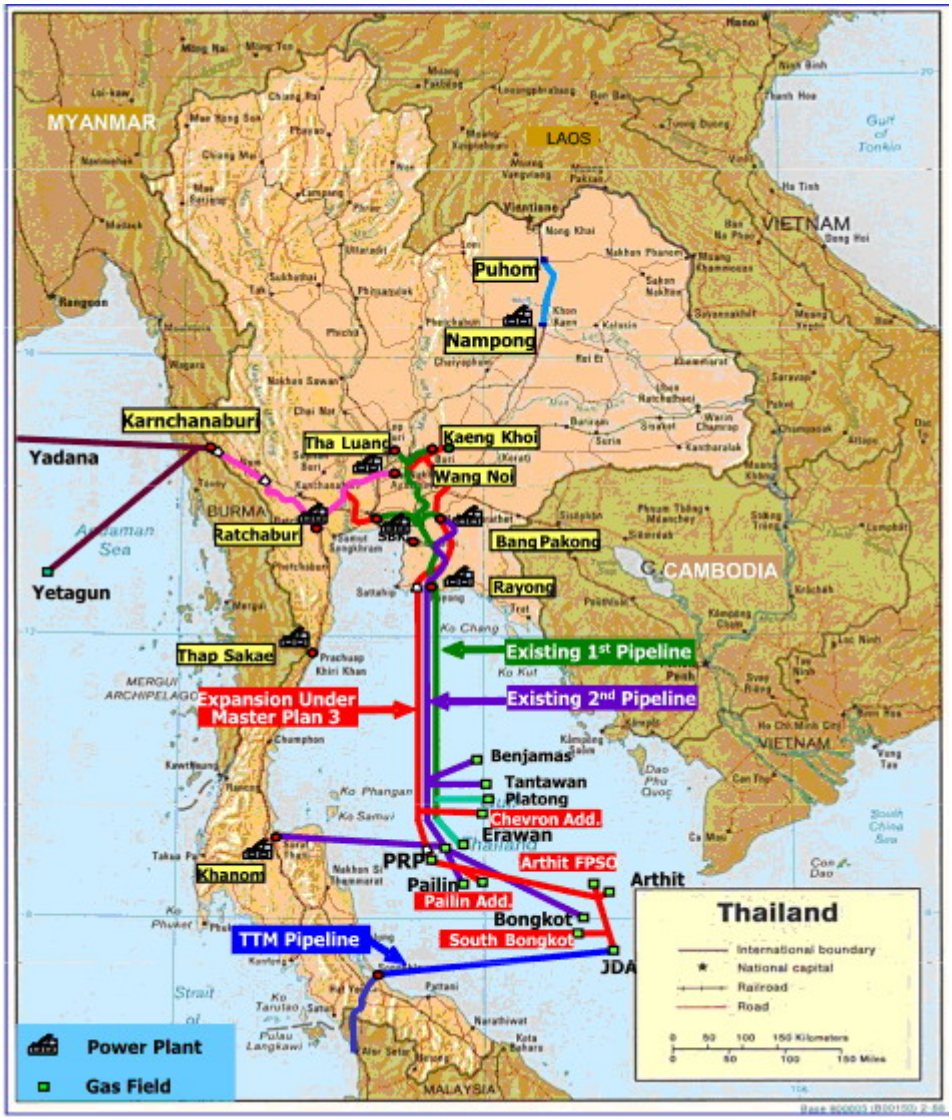
****

กองสนเทศเศรษฐกิจ
กรมเศรษฐกิจระหว่างประเทศ
11 **มีนาคม** 2553

ภาพที่ 1 โครงการที่ ปตท. สผ. ดำเนินกิจการในประเทศและต่างประเทศ



ภาพที่ 2 โครงการพัฒนาระบบท่อก๊าซธรรมชาติ



โครงการในระยะที่ 1 -โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันที่ Block Valve West 7 (BVW#7) จังหวัดกาญจนบุรี เพื่อเพิ่มความสามารถในการรับและส่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติมจากสหภาพพม่าสูงสุด 1,300 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการฯ แล้วเสร็จในเดือนกรกฎาคม 2549 -โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทรน้อย-โรงไฟฟ้าพระนครเหนือและพระนครใต้ หรือเดิมเรียกว่าโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติรอบกรุงเทพฯ และปริมณฑล เพื่อเป็นการรองรับความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมพระนครเหนือและพระนครใต้ รวมทั้งการใช้ในภาคอุตสาหกรรมและคมนาคมขนส่ง เพื่อช่วยลดมลภาวะในบริเวณกรุงเทพมหานครและปริมณฑล ปตท. มีโครงการที่จะวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 30 นิ้ว เป็นระยะทางประมาณ 70 กิโลเมตร โดยจะเชื่อมจากท่อส่งก๊าซธรรมชาติราชบุรี-วังน้อย ที่อำเภอไทรน้อย ไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ และท่อส่งก๊าซธรรมชาติขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 20 นิ้ว เป็นระยะทาง 10 กิโลเมตร จากบางใหญ่ไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือ มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 480 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากไทรน้อยไปยังโรงไฟฟ้าพระนครใต้ก่อสร้างแล้วเสร็จ และเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ในไตรมาสที่ 4 ปี 2549 และส่วนที่ต่อไปยังโรงไฟฟ้าพระนครเหนือจะแล้วเสร็จพร้อมกับโครงการปรับปรุงโรงไฟฟ้าพระนครเหนือของ กฟผ.	***โครงการระยะที่ 2*** -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งเจดีเอไปยังแหล่งอาทิตย์ เป็นระยะทาง 95 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 1,000 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการแล้วเสร็จต้นปี 2551 -โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ทั้งในทะเลและบนบก เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด ซึ่งหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 บนบกได้ก่อสร้างแล้วเสร็จ และเริ่มดำเนินการเมื่อต้นปี 2550 สำหรับหน่วยเพิ่มความดันของท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล คาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณกลางปี 2552 -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากอำเภอวังน้อยไปยังอำเภอแก่งคอย จังหวัดสระบุรี เป็นระยะประมาณ 80 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 510 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ซึ่งโครงการได้เริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้เมื่อสิ้นปี 2549 -โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันระหว่างทาง เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติจากวังน้อยของท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบก ในการส่งก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยไปยังราชบุรีและโครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติไทรน้อย-พระนครใต้/พระนครเหนือ โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณต้นปี 2553 -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากจังหวัดระยองไปยังอำเภอวังน้อย จังหวัดอยุธยา เป็นระยะประมาณ 300

-โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันสำรองที่เขตปฏิบัติการระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ จังหวัดราชบุรี เพื่อเพิ่มเสถียรภาพและความยืดหยุ่นในการส่งก๊าซธรรมชาติจากสหภาพพม่าไปยังผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติในส่วนกลาง ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มดำเนินงานเมื่อต้นเดือนพฤษภาคม 2549 -โครงการท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเลและบนบก -โครงการก่อสร้างแท่นพักท่อพีอาร์พี (PTT Riser Platform – PRP) โครงการแล้วเสร็จต้นปี 2551 โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเล ขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแท่นพักท่อพีอาร์พี ต่อไปยังจังหวัดระยอง เป็นระยะทาง 418 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด 700 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และจะเพิ่มขึ้นเป็น 1,900 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายหลังติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันในทะเล ซึ่งก่อสร้างแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้เมื่อต้นปี 2550 โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติในทะเลขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 42 นิ้ว จากแหล่งอาทิตย์ไปยังแท่นพักท่อพีอาร์พี เป็นระยะทาง 200 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด 1,500 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน โครงการแล้วเสร็จเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ตั้งแต่ต้นปี 2551 -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกขนาดเส้นผ่าศูนย์กลาง 36 นิ้ว จากระยองเพื่อเชื่อมกับระบบท่อคู่ขนานบนบกที่สถานีเพิ่มความดันบางปะกง เป็นระยะทางรวม 110 กิโลเมตร ความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุด 400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และจะเพิ่มขึ้นเป็น 1,200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ภายหลังติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันบนบก ซึ่งโครงการแล้วเสร็จและเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ตั้งแต่เดือนมีนาคม 2549	กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 1,400 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จเริ่มส่งก๊าซธรรมชาติได้ต้นปี 2554 ***โครงการในระยะที่ 3*** -โครงการติดตั้งหน่วยเพิ่มความดันบนระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก เพื่อเพิ่มความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติของระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติฝั่งตะวันตก โดยคาดว่าจะแล้วเสร็จประมาณต้นปี 2555 -การเพิ่มการลงทุนในระบบท่อเชื่อมในทะเล -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 18 นิ้ว จากแหล่งผลิตอาทิตย์เหนือส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 40 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 150 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณกลางปี 2551 -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 24 นิ้ว จากแหล่งผลิตเซฟรอนส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 45 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 330 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณปลายปี 2553 -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 24 นิ้ว จากแหล่งผลิตบงกชใต้ส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 50 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณต้นปี 2554 -โครงการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติเชื่อมในทะเล 24 นิ้ว จากแหล่งผลิตไพลินส่วนเพิ่ม มายังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเส้นที่ 3 ในทะเล ระยะทางรวม 40 กิโลเมตร มีความสามารถในการส่งก๊าซธรรมชาติสูงสุดรวม 200 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน คาดว่าโครงการจะแล้วเสร็จประมาณต้นปี 2555