

บทที่ 3

อุตสาหกรรมการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

3.1 ประวัติความเป็นมาของอุตสาหกรรมการผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ยุคบุกเบิก (พ.ศ. 2464 - 2503)

การสำรวจหาปิโตรเลียม (น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสท) ในประเทศไทย นั้น ได้เริ่มต้นมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2464 สมัยสมเด็จพระยาเจ้าพวเพชร์อัครโยธินผู้ทรงดำรงตำแหน่งผู้ว่าการกรมการรถไฟนั้น เห็นว่ากิจการรถไฟที่ใช้ฟืนเป็นเชื้อเพลิงนี้ รังแต่จะทำให้ป่าไม้ที่มีอยู่ในเมืองไทยหมดสิ้นไปโดยเร็ว สมควรที่จะคิดหาเชื้อเพลิงอื่นมาใช้ทดแทน เพื่อเป็นการรักษาป่าไม้ให้ยังคงไว้ จึงได้ทรงว่าจ้างนักธรณีวิทยาชาวอเมริกันชื่อนายวอลเลซ ลี (Mr. Wallace Lee) นักธรณีวิทยาชาวอเมริกันเข้ามาสำรวจหาปิโตรเลียมในประเทศไทย (แหล่งฝาง และที่กาฬสินธุ์) และในเวลาเดียวกันในปี พ.ศ. 2465 ได้ทรงว่าจ้างช่างเจาะชาวอิตาเลียนเข้ามาทำการเจาะสำรวจปิโตรเลียมที่แอ่งฝาง ในบริเวณที่เรียกว่า บ่อหลวง ซึ่งพบน้ำมันดิบไหลซึมขึ้นมาถึงผิวดินแต่โบราณ และได้เจาะหลุมทั้งสิ้น 2 หลุม แต่ผลการเจาะไม่ประสบความสำเร็จ เนื่องจากอุปกรณ์การเจาะในสมัยนั้นส่วนใหญ่ทำด้วยไม้ โดยหลุมแรกเมื่อเจาะถึงความลึก 216.3 เมตร ก็จำต้องหยุดเนื่องจากท่อกรูยุบตัว ผลการเจาะพบเพียงร่องรอยก๊าซธรรมชาติแต่ไม่พบน้ำมัน หลุมที่ 2 เจาะได้ลึก 185.15 เมตร ปรากฏว่าท่อกรูขาดตรึงรอยต่อจึงต้องระงับการเจาะไปเช่นกัน จนถึงปี พ.ศ. 2479 ถึง 2487 กรมทางหลวงได้ดำเนินการสำรวจขุดเจาะในบริเวณบ่อน้ำมันฝาง เพื่อหาชั้นทรายน้ำมันนำไปใช้สร้างถนนแทนยางแอสฟัลต์ (ยางมะตอย) การเจาะส่วนใหญ่ใช้เครื่องเจาะแบบสว่านหมุนด้วยแรงคน (เครื่องเจาะแบบบังกา) เป็นหลัก ทำให้ได้หลุมไม่ลึกมาก ประมาณ 10-20 เมตร แต่มีบางหลุมใช้เครื่องยนต์ช่วยในการเจาะทำให้สามารถเจาะได้ลึกถึง 200 เมตร และที่หลุมหนึ่งมีชื่อเรียกกันว่า บ่อระเบิด ได้พบน้ำมันดิบไหลซึมขึ้นมาเมื่อเจาะหลุมได้ความลึกประมาณ 70 เมตร และกรมทางหลวงพยายามที่จะผลิตน้ำมันดิบจากหลุมนี้แต่ก็ได้เพียงเล็กน้อย หลังสงครามโลกครั้งที่ 2 ในปี พ.ศ. 2492 กรมโลหกิจ (กรมทรัพยากรธรณีในปัจจุบัน) ได้ดำเนินการสำรวจและขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมในแหล่งฝาง โดยการสั่งซื้อเครื่องเจาะแบบหมุนที่มีขีด

ความสามารถในการเจาะลึก 1,000 - 1,500 เมตร จากประเทศเยอรมันตะวันตก นับเป็นเครื่องเจาะเครื่องแรกที่ประเทศไทยเป็นเจ้าของ ปลายปี พ.ศ. 2494 กรมโลหกิจเริ่มเจาะสำรวจจากด้านตะวันออกของแอ่งผา่ง บริเวณใกล้กับบ่อระเบิด และวางหลุมเจาะเป็นแนวขยายออกไปถึงกลางแอ่งค่อนข้างไปทางตะวันตก รวม 3 หลุม และทำการเจาะเพิ่มอีก 2 หลุม ทางด้านตะวันออกของแอ่งผา่ง ในเวลาเดียวกับที่ทำการสำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนไปพร้อมกัน ทำให้ได้ข้อมูลสำหรับการเจาะหลุมที่ 6 (HL-6) ได้พบชั้นน้ำมันที่แท้จริงที่ความลึก 760 ฟุต เมื่อเดือนมีนาคม พ.ศ. 2496 และได้ทดลองผลิตน้ำมันจากหลุมดังกล่าว จนถึงราวเดือนเมษายน พ.ศ. 2497 ก็จำเป็นต้องหยุดการผลิตลง เนื่องจากขาดงบประมาณในการจัดหาอุปกรณ์มาตรฐานในการเตรียมหลุมผลิตทำให้ทรายเข้าไปทับถมในหลุม รวมผลิตได้น้ำมันทั้งสิ้น 1,040 บาร์เรล แหล่งน้ำมันนี้รู้จักกันในนามแหล่งไชยปราการ ต่อมากรมโลหกิจได้จัดซื้อเครื่องเจาะแบบหมุนชนิดติดตั้งบนรถบรรทุกที่มีขีดความสามารถในการเจาะลึก 750 เมตร (2,500 ฟุต) จากสหรัฐอเมริกา และอุปกรณ์การผลิตเครื่องสูบน้ำมัน และเครื่องอัดซีเมนต์ มาใช้ในกิจการขุดเจาะแหล่งน้ำมันดิบที่ผา่ง และได้ดำเนินการเจาะในระหว่างปี พ.ศ. 2498 - 2499 ในบริเวณที่เคยเจาะพบน้ำมันมาแล้วรวม 9 หลุม พบน้ำมันดิบ 6 หลุมแต่สามารถทำการผลิตได้เพียง 3 หลุม ที่เหลือไม่สามารถผลิตได้เนื่องจากปัญหาขัดข้องทางเทคนิค จนในปลายปี พ.ศ. 2499 กรมพลังงานทหารได้เข้ารับโอนกิจการน้ำมันผา่งไปดำเนินงานต่อตามมติคณะรัฐมนตรี นอกจากความสำเร็จในการสำรวจและขุดเจาะน้ำมันที่แหล่งผา่งนี้แล้ว กรมโลหกิจได้จัดทำโครงการสำรวจน้ำมันทั่วประเทศขึ้น ในขั้นแรกได้ทำการบินสำรวจธรณีฟิสิกส์ทางอากาศในบริเวณที่ราบลุ่มเจ้าพระยา ผลการแปลความหมายพบตำแหน่งที่น่าสนใจสำหรับการเจาะสำรวจปิโตรเลียมอยู่หลายบริเวณ กรมโลหกิจจึงย้ายแท่นเจาะจากผา่งมาเจาะสำรวจในบริเวณดังกล่าว โดยหลุมแรกคือ หลุม HL-1 เจาะที่บ้านคู้กลาน อำเภอบางปะอิน จังหวัดอยุธยา ในราวปลายเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2500 และต้องหยุดซ่อมเนื่องจากเครื่องเจาะชำรุดแล้วเจาะต่อเมื่อการซ่อมแล้วเสร็จจนถึงความลึกสุดท้ายที่ 406 เมตร และไม่พบปิโตรเลียม ต่อมากรมโลหกิจได้ซื้อเครื่องเจาะเพิ่ม แล้วนำไปเจาะที่บริเวณวัดใหญ่ชัยมงคลซึ่งห่างจากหลุม HL-1 ไปทางตะวันตกเฉียงเหนือประมาณ 7 กิโลเมตร คือ หลุม ID-1 (สิงหาคม - ตุลาคม 2501) ถึงความลึก 421 เมตร ต้องหยุดและย้ายหลุมเจาะเนื่องจากหลุมพัง เจาะต่อไม่ได้ หลุม ID-2 ห่างจากหลุมเดิมไปทางตะวันตกเฉียงเหนือ 300 เมตร และเจาะได้ความลึก 1,829 เมตร ไม่พบปิโตรเลียมและยังไม่ถึงหินฐานราก จึงย้ายไปเจาะหลุมที่ 3 ที่บริเวณวังโบราณ อำเภอเมืองอยุธยา เจาะได้ลึก 433 เมตร ไม่พบปิโตรเลียม พบหินปูนเป็นหินฐานราก

เริ่มต้นตัว (พ.ศ. 2504 - 2523)

ในช่วงแรกของการสำรวจขุดเจาะปิโตรเลียมในประเทศ เป็นงานที่สงวนและดำเนินการโดยหน่วยงานของรัฐทั้งสิ้น ต่อมาหลังจากการดำเนินการในแหล่งน้ำมันฝางมานาน รัฐได้เข้าใจแล้วว่า การสำรวจขุดเจาะปิโตรเลียมเป็นกิจการที่ใช้เงินทุนและมีความเสี่ยงสูง จึงได้เปลี่ยนนโยบายใหม่ให้เอกชนเข้าทำการสำรวจได้ ในเบื้องต้นจำกัดให้เพียงบริษัทเอกชนไทยเท่านั้น แต่การสำรวจก็ไม่ได้ผลดีเท่าที่ควร ประกอบกับการที่ต้องนำเข้าน้ำมันเพิ่มมากขึ้นทุกปี และได้พิจารณาเห็นว่าการที่ประเทศจะมีแหล่งปิโตรเลียมเป็นของตนเองจะเป็นประโยชน์อย่างยิ่ง ในปี พ.ศ. 2504 รัฐบาลได้ประกาศเชิญชวนเอกชนให้มาขอสสิทธิการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย และในปี พ.ศ. 2505 บริษัท Union Oil Company of California (ปัจจุบัน คือ บริษัท Unocal) ได้รับสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภาคอีสาน ได้ทำการขุดเจาะหลุมปิโตรเลียมหลุมแรกที่ดำเนินงานโดยบริษัทเอกชนต่างชาติในเมืองไทย ที่บริเวณโครงสร้างที่ Mr. Wallace Lee เคยเชื่อว่าน่าจะเป็นโครงสร้างกักเก็บน้ำมัน คือหลุมภูจินารายณ์ - 1 ตำบลโคกมะลิ อำเภอเขาวง จังหวัดกาฬสินธุ์ (13 พฤศจิกายน 2514 - 14 เมษายน 2515) ได้ความลึก 3,356 เมตร แต่ไม่พบปิโตรเลียม บริษัทฯ จึงคืนสิทธิในพื้นที่ทั้งหมด

หลังปี พ.ศ. 2505 กรมโลหกิจได้เปลี่ยนชื่อมาเป็นกรมทรัพยากรธรณี และยังคงรับผิดชอบงานพิจารณาการขออนุญาตสำรวจและผลิตปิโตรเลียมต่อไป ในปี พ.ศ. 2509 บริษัท Gulf Oil ได้รับสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบริเวณกรุงเทพฯ และปริมณฑล หลังจากการสำรวจขั้นแรกแล้ว ในปี พ.ศ. 2512 บริษัทฯ ทำการเจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียมห่างจากท่าเรือคลองเตยไปทางตะวันตกประมาณ 15 กิโลเมตร เขตภาษีเจริญ ชื่อ หลุมวัดศาลาแดง-1 ความลึก 1,859 เมตร แต่ไม่พบปิโตรเลียมจึงปรับปรุงหลุมให้เป็นหลุมผลิตน้ำบาดาลและมอบให้แก่กรมทรัพยากรธรณี ในราวปี พ.ศ. 2507 องค์การสหประชาชาติได้ออกกฎหมายทะเลใช้บังคับแก่ชาติสมาชิกในอาณาเขตชายฝั่งและทรัพยากรใต้ทะเลในพื้นที่ดังกล่าวเป็นสิทธิแก่เจ้าของประเทศ ปี พ.ศ. 2508 ประเทศไทยเริ่มกำหนดเส้นสกัดไหล่ทวีปทางด้านอ่าวไทย และในปี พ.ศ. 2510 ไทยได้ออกประกาศเชิญชวนเอกชนให้มาขอสสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในเขตไหล่ทวีป (อ่าวไทย) และในทะเลอันดามัน ปรากฏว่ามีบริษัทที่ได้รับอนุญาตจำนวน 6 บริษัท และบริษัท Continental Oil Company of Thailand ได้เจาะสำรวจหลุมแรกในอ่าวไทย คือ หลุมสุราษฎร์ - 1 ในแปลงสัมปทาน B10 (12 มิถุนายน - 2 สิงหาคม 2514) ได้ความลึก 9,629 ฟุต พบร่องรอยปิโตรเลียม สำหรับหลุมเจาะหลุมแรกในอ่าวไทยที่ประสบความสำเร็จพบปิโตรเลียม คือ หลุมเจาะ

12-1 ดำเนินการโดยบริษัท Union Oil ในแปลงสัมปทาน B12 (9 ตุลาคม 2515 - 29 มกราคม 2516) โดยพบทั้งก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลว (คอนเดนเสท) ในปริมาณที่น่าพอใจ (เดิมคาดว่าจะพบน้ำมันในอ่าวไทย) ทำให้บริษัทฯ คาดว่าอาจไม่คุ้มทุนในการสำรวจและผลิตก๊าซจากอ่าวไทย เนื่องจากในเวลานั้นยังไม่มีตลาดของก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสทในประเทศ (เชื้อเพลิงส่วนใหญ่ของประเทศในเวลานั้น คือ น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา ถ่านหิน และฟืน) แต่อย่างไรก็ตามบริษัทฯ ได้ตัดสินใจเจาะสำรวจเพิ่มเติม ในขณะที่ทำการเจรจาขายก๊าซให้กับองค์การก๊าซ (บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ปตท.) ในปัจจุบัน) และการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพื่อนำไปเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าไปพร้อมกัน จนในปี พ.ศ. 2518 ได้เจาะหลุมประเมินผลหลุมแรกของประเทศ คือ หลุม 12-5 เพื่อพิสูจน์ศักยภาพของแหล่งก๊าซดังกล่าว ต่อมาแหล่งก๊าซนี้ได้ชื่อว่า แหล่งเอราวัณ นอกจากความสำเร็จของบริษัท Union Oil แล้ว บริษัทผู้รับสัมปทานอื่นก็พบแหล่งก๊าซที่มีค่าในเชิงพาณิชย์อีก เช่น บริษัท Texas Pacific (ปัจจุบันได้โอนสิทธิให้กับบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ปตท.สผ.) และคณะ) เจาะหลุมสำรวจพบแหล่งก๊าซในแปลงสัมปทาน B17 เมื่อปี พ.ศ. 2523 และต่อมาแหล่งก๊าซนี้ได้ชื่อว่า แหล่งบงกช ซึ่งนับเป็นแหล่งก๊าซที่ใหญ่ที่สุดของประเทศในปัจจุบัน การสำรวจปิโตรเลียมในทะเลอันดามันเริ่มต้นในปี พ.ศ. 2514 รัฐบาลเปิดให้ยื่นขอสัมปทานครั้งแรก บริษัท Amoco Thailand Petroleum และบริษัท Pan Ocean Oil Corporation ได้รับสัมปทานแปลงสำรวจ W2 และ W4 ตามลำดับ หลังจากได้สำรวจธรณีฟิสิกส์ พบว่ามีตะกอนสะสมหนาน้อยกว่า 1,000 เมตร หรือประมาณ 3,300 ฟุต โอกาสพบปิโตรเลียมมีน้อย บริษัทฯ จึงคืนพื้นที่สัมปทานทั้งหมด ต่อมาในปี พ.ศ. 2516 รัฐบาลได้กำหนดพื้นที่สัมปทานที่มีน้ำลึกกว่า 200 เมตร เป็นเขตน้ำลึก รวม 3 แปลง คือ แปลงสำรวจ W7 W8 และ W9 พร้อมทั้งส่งเสริมการสำรวจ โดยให้ผลตอบแทนแก่บริษัทสูงขึ้น เช่น ลดหย่อนด้านข้อผูกพันในสัมปทาน ลดอัตราค่าภาคหลวงปิโตรเลียม จากร้อยละ 12.5 เป็น 8.75 และยังให้โอกาสสำรวจนานขึ้น โดยลดอัตราส่วนของพื้นที่ที่ต้องคืนในช่วงการสำรวจระยะแรก เป็นต้น ทำให้มีการสำรวจที่สำคัญ ในช่วงปี พ.ศ. 2517 - 2530 คือการสำรวจธรณีฟิสิกส์ วิถีวัดคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ ประมาณ 12,000 กิโลเมตร และเจาะสำรวจ 13 หลุม บริเวณแอ่งเมอรัญ โดยบริษัท Union Oil Company of Thailand แปลง W8 เจาะสำรวจ 6 หลุม พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบในหลุมเมอรัญ -1 และหลุมตรัง-1 บริษัท ESSO Exploration Inc. แปลง W9 เจาะสำรวจ 5 หลุม พบร่องรอยก๊าซในหลุม W9-B-1 และบริษัท Placid Oil แปลง W8 เจาะสำรวจ 2 หลุม พบร่องรอยก๊าซในหลุมยะลา-1

สู่ความโชติช่วงชัชวาล (พ.ศ. 2524 - ปัจจุบัน)

หลังจากการค้นพบ แหล่งเอราวัณ และบริษัท Unocal ทำความตกลงขายก๊าซให้กับ ปตท. เป็นผลสำเร็จ ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยก็ถูกส่งมาตามท่อใต้ทะเล ขึ้นฝั่งที่ระยองเพื่อนำมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรม และบางส่วนถูกแยกและป้อนเข้าโรงงานเคมี ในขณะที่ผลสำเร็จจากการสำรวจขุดเจาะดังกล่าว ทำให้ประเทศไทยเป็นที่น่าสนใจในสายตาของบริษัทน้ำมันต่างชาติ จึงได้มีการออกประกาศเชิญชวนเอกชนให้มายื่นขอสิทธิการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศขึ้นอีกเป็นครั้งที่ 6 ในช่วงต้นปี พ.ศ. 2522 ในครั้งนี้เองที่บริษัท Thai Shell และบริษัท ESSO Exploration Inc. ได้รับสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียมบนบก โดยบริษัท Thai Shell ได้รับสัมปทานแปลง S1 และ S2 คลุมพื้นที่ในเขตจังหวัด พิชณุโลก สุโขทัย กำแพงเพชร หลังจากการสำรวจเบื้องต้น บริษัทฯ ได้ทำการเจาะสำรวจหลุมปิโตรเลียม 2 หลุมแรก คือ หลุมประดู่เฒ่า-1 ที่ อำเภอคลองไกรลาส จังหวัดสุโขทัย (4 มิถุนายน - 4 กันยายน 2524) พบน้ำมันดิบไหลวันละ 400 บาร์เรล และหลุมลานกระบือ-A1 กิ่งอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร (11 กันยายน -1 ธันวาคม 2524) พบน้ำมันดิบไหลวันละ 2,050 - 5,450 บาร์เรล ต่อมาแหล่งน้ำมันของ บริษัท Thai Shell นี้รู้จักกันในนามของ แหล่งสิริกิติ์ และนับเป็นแหล่งน้ำมันบนบกที่ใหญ่ที่สุดของประเทศ สำหรับบริษัท ESSO Exploration Inc. ได้รับสัมปทานในบริเวณภาคตะวันออก เฉียงเหนือแปลง E1 - E5 รวม 5 แปลง และได้เจาะสำรวจเป็นหลุมแรกที่อำเภอ น้ำพอง จังหวัดขอนแก่น หลุมน้ำพอง-1 เริ่มเจาะวันที่ 12 เมษายน 2524 และเจาะถึงความลึกสุดท้ายที่ 13,471 ฟุต พบก๊าซธรรมชาติไหลประมาณวันละ 54 ล้านลูกบาศก์ฟุต ปัจจุบันได้รับการพัฒนาให้เป็นแหล่งที่ใช้ผลิตก๊าซเพื่อขายให้แก่ กฟผ. ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และรู้จักกันในนามของ แหล่งก๊าซน้ำพอง ในปี พ.ศ. 2528 รัฐบาลไทยได้จัดตั้งบริษัท ปตท.สผ. ซึ่งต่อมาได้แปรสภาพเป็นบริษัทมหาชน ปัจจุบันบริษัท ปตท.สผ. สามารถดำเนินการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศด้วยบุคลากรไทยเป็นส่วนใหญ่ บริษัท Unocal Petroleum Limited ได้รับสัมปทานแปลง W8/38 และ W9/38 ในทะเลอันดามัน เมื่อเดือนมิถุนายน 2539 ได้สำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ และเจาะสำรวจ 5 หลุม พบร่องรอยปิโตรเลียมเพียง 1 หลุม

นับจากการเจาะหลุมแรกของประเทศในอ่าวไทย (หลุมสุราษฎร์-1) ถึงปัจจุบัน (พ.ศ. 2549) ผู้รับสัมปทานปิโตรเลียมได้เจาะหลุมปิโตรเลียมแล้วไม่น้อยกว่า 1,800 หลุม และพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีคุณค่าในเชิงพาณิชย์ทั้งบนบกและในทะเลไม่น้อยกว่า 30 แหล่ง ปิโตรเลียมที่ผลิต

ได้ทั้งในรูปของน้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสท มีความสำคัญอย่างยิ่งในการพัฒนาประเทศ

3.2 สภาพทั่วไปของอุตสาหกรรมการผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

ประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียม (น้ำมันดิบ ก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสท) ที่อยู่ในช่วงการผลิตจำนวน 39 แหล่ง และช่วงเตรียมการผลิตอีก 3 แหล่ง ทั้งนี้แหล่งก๊าซธรรมชาติที่พบคอนเดนเสทและผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันมีทั้งสิ้น 14 แหล่ง ส่วนใหญ่เป็นแหล่งในอ่าวไทย ประกอบด้วยแหล่ง เอรಾವดีน บรรพต สตูล ปลาทอง ปลาแดง ฟูนาน โกมิน จักรวาล ปลาหมึก ตราด สุราษฎร์ ยะลา บงกช และ ไพลิน บริษัทที่ได้สัมปทานในการขุดเจาะและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยมีประมาณ 39 รายด้วยกัน ในจำนวนนี้มีบริษัทผู้ดำเนินการที่ได้รับสัมปทานในแหล่งก๊าซธรรมชาติซึ่งพบคอนเดนเสทด้วยมีเพียง 3 ราย คือ บริษัท เชฟรอนประเทศไทยสำรวจและผลิต (Chevron E&P), บริษัท ปตท.สผ. (PTTEP) และบริษัท เฮสส์ (ไทยแลนด์) (Hess) แต่ทั้งนี้บริษัทผู้ดำเนินการแต่ละรายมีบริษัทร่วมทุนด้วย อาทิเช่น บริษัท โททาล อี แอนด์ พี ไทยแลนด์ (Total E&P) และ บีจี เอเชียน แปซิฟิค (BG) เป็นต้น สำหรับรายละเอียดสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิตและช่วงการสำรวจ รวมถึงบริษัทผู้ดำเนินการการผลิตและสำรวจนั้นแสดงไว้ในตารางที่ 3.1 และ 3.2

ตารางที่ 3.1

สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิต

สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิต จำนวน 20 แปลง (บนบก 6 แปลง และอ่าวไทย 14 แปลง)				
แปลง	ผู้ดำเนินการ	แหล่ง	ประเภท	อัตราการผลิต / วัน
บนบก				
E5 น้ำพอง	ExxonMobil Exploration and Production Khorat Inc.	น้ำพอง	ก๊าซธรรมชาติ	25 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ลบ.ฟุต)
E5 นอกน้ำพอง, EU1	Hess (Thailand) Ltd.	ภูซุ่ม	ก๊าซธรรมชาติ	103 ล้าน ลบ.ฟุต
S1	PTTEP Siam Ltd.	สิริกิติ์, ทับแรด, หนองมะขาม, ประดู่เฒ่า, หนองตูม, วัดแตง, ปรีอกระเทียม	ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ	87 ล้าน ลบ.ฟุต 20,105 บาร์เรล

ตารางที่ 3.1 (ต่อ)
สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิต

แปลงสัมปทาน	ผู้ดำเนินการ	แหล่ง	ประเภท	อัตราการผลิต / วัน
NC	Sino-U.S. Petroleum Inc.	บึงหญ้า, บึงม่วง, หนองสระ	น้ำมันดิบ	943 บาร์เรล
PTTEP1	PTTEP International Ltd.	กำแพงแสน, คูทอง, สังขจาย	น้ำมันดิบ	530 บาร์เรล
SW1	Pan Orient Energy (Thailand) Ltd.	วิเชียรบุรี, ศรีเทพ, นาสนุ่น	น้ำมันดิบ	1,151 บาร์เรล
อ่าวไทย				
10, 10A, 11, 11A, 12, 13	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	เอราวัณ, บรรพต, สตูล, ปลาแดง, พุนาน, โกมิน, จักรวาล, ปลาหมึก, ตราด, สุราษฎร์, ยะลา	ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท น้ำมันดิบ	1,183.56 ล้าน ลบ.ฟุต 36,080 บาร์เรล 39,879 บาร์เรล
15, 16, 17	PTTEP Exploration and Production Public Company Ltd.	บงกช	ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท	650.55 ล้าน ลบ.ฟุต 17,802 บาร์เรล
B5/27	Pearl Oil (Thailand) Ltd.	จัสมิน	น้ำมันดิบ	7,532 บาร์เรล
B6/27	PTTEP Siam Ltd.	นางนวล	น้ำมันดิบ	2,242 บาร์เรล
B12/27	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	ไพลิน	ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท	499.83 ล้าน ลบ.ฟุต 21,116 บาร์เรล
B8/32	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	ทานตะวัน, เบญจมาศ, มะลิวัลย์, จามจุรี, ชบา	ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันดิบ	216.09 ล้าน ลบ.ฟุต 43,762 บาร์เรล
B8/32	Soco Exploration (Thailand) Ltd.	บัวหลวง	เตรียมการผลิต	
B11/38	Pearl Oil (Thailand) Ltd.	ช้างแดง	เตรียมการผลิต	
B11/38	PTTEP International Ltd.	พิบูล	เตรียมการผลิต	

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, 2550

ตารางที่ 3.2
สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ

สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ จำนวน 40 แปลง (บนบก 19 แปลง อ่าวไทย 18 แปลง และอันดามัน 3 แปลง)			
แปลงสัมปทาน	ผู้ดำเนินการ	ระยะเวลา	การดำเนินงาน
บนบก			
L21/43	CNPCHK (Thailand) Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	ช่วงข้อผูกพันช่วงที่ 2 (แหล่งหนองสระ และ บึงหญ้าตะวันตก มีการผลิต น้ำมันดิบ 50 บาร์เรลต่อวัน)
L22/43	PTTEP International Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	
L33/43	Pan Orient Resources (Thailand) Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	
L44/43	Pan Orient Resources (Thailand) Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	
L15/43, L27/43	Apico (Korat) Ltd.	25 ก.ย.49 – 24 ก.ย.52	
L10/43, L11/43	Siam Moeco Co., Ltd	22 ม.ค.50 – 21 ม.ค.53	
L53/43, L54/43	PTTEP (Thailand) Ltd.	22 ม.ค.50 – 21 ม.ค.53	ช่วงข้อผูกพันช่วงที่ 1
L13/48	Apico LLC Ltd.	8 ธ.ค.49 – 7 ธ.ค.52	
L17/48	JSX Energy (Thailand) Ltd.	8 ธ.ค.49 – 7 ธ.ค.52	
L21/48, L28/48, L29/48	PTTEP Siam Ltd.	8 ธ.ค.49 – 7 ธ.ค.52	
L53/48	Pan Orient Energy (Siam) Ltd.	8 ม.ค.50 – 7 ม.ค.53	
L39/48	Adani Port Infrastructure Private Ltd.	20 เม.ย.50 – 19 เม.ย.53	
L3/48, L9/48	JSX Energy (Thailand) Ltd.	20 เม.ย.50 – 19 เม.ย.53	
อ่าวไทย			
5, 6	Thailand Blocks 5&6 LLC	-	หยุดการดำเนินงาน (อยู่ใน พื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)
7, 8, 9	British Gas Asia Inc.	-	
10, 11	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	-	หยุดการดำเนินงาน (ส่วนที่อยู่ใน ในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)

ตารางที่ 3.2 (ต่อ)
สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ

แปลงสัมปทาน	ผู้ดำเนินการ	ระยะเวลา	การดำเนินงาน
13 และ 12A, 12B	Chevron Thailand Exploration and Production Ltd.	-	หยุดการดำเนินงาน (ส่วนที่อยู่ในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)
14A, 15A, 16A	PTTEP Exploration and Production Public Company Ltd.	27 ก.พ.49 – 26 ก.พ.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 3
G4/43	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 2
G5/43	NuCoastal (Thailand) Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 2
G9/43	PTTEP International Ltd.	-	หยุดการดำเนินงาน (อยู่ในพื้นที่ทับซ้อนไทย-กัมพูชา)
พื้นที่ 9A	Chevron Offshore (Thailand) Ltd.	17 ก.ค.49 – 16 ก.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 2 (แหล่งราชพฤกษ์มีการผลิต - ก๊าซธรรมชาติ 8.57 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน - น้ำมันดิบ 2,313 บาร์เรล/วัน)
G4/43	Chevron Pattani Ltd.	15 มี.ค.49 – 14 มี.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G9/48	PTTEP (Thailand) Ltd.	15 มี.ค.49 – 14 มี.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G12/48	PTTEP (Thailand) Ltd.	15 มี.ค.49 – 14 มี.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G1/48	Pearl Oil (Amata) Ltd.	8 ธ.ค.49 – 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G10/48	Pearl Oil (Thailand) Ltd.	8 ธ.ค.50 – 7 ธ.ค.52	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G2/48	Pearl Oil Offshore Ltd.	8 ม.ค.50 – 7 ม.ค.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G3/48	Pearl Oil (Aoa Thai) Ltd.	8 ม.ค.50 – 7 ม.ค.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G6/48	Pearl Oil (Amata) Ltd.	8 ม.ค.50 – 7 ม.ค.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
G11/48	Pearl Oil Bangkok Ltd.	13 ก.พ.50 – 12 ก.พ.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1
อันดามัน			
A4/48, A5/48, A6/48	PTTEP Offshore Investment Co., Ltd.	13 ก.พ.50 – 12 ก.พ.53	ช่วงขุดผูกพันช่วงที่ 1

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, 2550

3.3 วิธีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ขั้นตอนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมโดยทั่วไปสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ขั้นตอน ดังนี้

1. ขั้นตอนการสำรวจ (Exploration Stage) กระทำโดย
 - 1.1 สำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์เบื้องต้น
 - 1.2 สำรวจคลื่นไหวสะเทือน (Seismic Survey)
 - 1.3 แปลความหมายข้อมูลจากการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน
 - 1.4 เจาะสำรวจ
2. ขั้นตอนการประเมินผลและหาขอบเขต (Appraisal / Delineation Stage) กระทำโดย
 - 2.1 ศึกษาลักษณะธรณีวิทยาปิโตรเลียมในรายละเอียด และสำรวจคลื่นไหวสะเทือนเพิ่มเติม
 - 2.2 เจาะประเมินผล
3. ขั้นตอนการพัฒนา (Development Stage)
 - 3.1 กระทำโดยกำหนดแผนการพัฒนาที่เหมาะสม
 - 3.2 สร้างและติดตั้งแท่นหลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต และเจาะหลุมพัฒนา
 - 3.3 ในการพัฒนาแหล่งในทะเล Production Facilities ที่จะต้องสร้างและติดตั้งประกอบด้วย แท่นชุดหลุมผลิต (Wellhead Platform) Processing Platform และแท่นกลางสำหรับใช้ในการควบคุมและสนับสนุนการผลิต (Production Platform) และเป็นที่พักอาศัย (Living Quarter)
4. ขั้นตอนการผลิต (Production Stage)

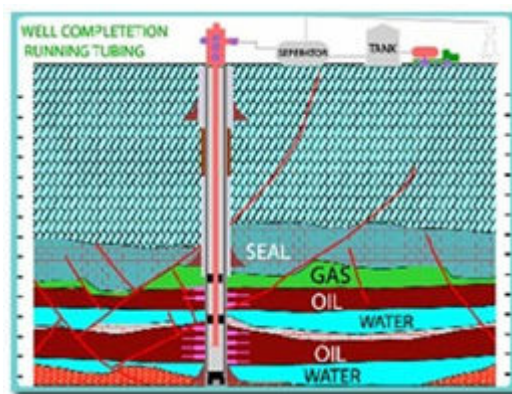
เมื่อเจาะหลุมประเมินผลและยืนยันว่ามีปริมาณน้ำมันดิบหรือก๊าซธรรมชาติมากพอในเชิงพาณิชย์แล้ว วิศวกรจะวางแผนเพื่อทำการพัฒนาหลุมให้เป็นหลุมผลิตต่อไป โดยจะวางแผนเพื่อที่จะผลิตให้ได้อัตราการผลิตสูงที่สุด นำน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติขึ้นมาให้ได้มากที่สุด และใช้ค่าใช้จ่ายในการลงทุนต่ำที่สุดเพื่อประสิทธิภาพของการบริหารจัดการ

การผลิตน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติในระยะเริ่มแรกหลุมจะมีแรงดันตามธรรมชาติดันปิโตรเลียมขึ้นมาจากชั้นหินใต้พื้นโลกด้วยตัวเอง โดยจะติดตั้งวาล์วเพื่อควบคุมแรงดันและบังคับการไหลไว้ที่ปากหลุม (Christmas Tree) แต่เมื่อผลิตไประยะเวลาหนึ่งแรงดันตามธรรมชาติจะ

ลดลงจึงจำเป็นต้องใช้เครื่องมือและเทคนิคต่างๆ เข้าช่วยเพื่อเพิ่มแรงดันให้กับปากหลุม ซึ่งแสดงไว้ดังภาพที่ 3.1

ภาพที่ 3.1

การติดตั้งวาล์วที่ปากหลุมเพื่อควบคุมแรงดันและบังคับการไหลของปิโตรเลียม



ที่มา: บริษัท เชฟรอนประเทศไทย จำกัด, 2550

นอกจากนี้ยังมีการติดตั้งอุปกรณ์การผลิตอื่นๆ รวมทั้งมาตรวัด เพื่อให้ทราบอัตราการผลิตของแต่ละหลุม สัดส่วนของน้ำและปิโตรเลียม สัดส่วนของน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ อัตราการลดลงของความดันของชั้นปิโตรเลียม และคาดการณ์อัตราการผลิตในอนาคต รวมทั้งการซ่อมหลุมผลิต (Workover) จะดำเนินการเป็นประจำเพื่อเพิ่มอัตรา ระยะเวลา และประสิทธิภาพการผลิตให้สูงขึ้น

ปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากหลุมผลิต ก่อนที่จะถูกนำมาใช้ประโยชน์ในรูปของก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำมันดิบได้นั้น จะต้องนำมาผ่านกระบวนการผลิตต่างๆ เพื่อให้ได้ปิโตรเลียมที่มีคุณสมบัติตรงตามความต้องการเสียก่อน ขบวนการผลิตปิโตรเลียมโดยทั่วไปตามแหล่งต่างๆ ทั้งบนบกและในทะเลจะประกอบด้วยระบบต่างๆ ดังนี้คือ

1. ระบบแยกสถานะ (Gas/Liquid Separator)
2. ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซ (Gas Compression)
3. ระบบดูดความชื้นก๊าซ (Gas Dehydration)
4. ระบบคงสภาพก๊าซธรรมชาติเหลว (Condensate Stabilizer)
5. ระบบคงสภาพและกักเก็บน้ำมันดิบ (Crude/oil Tank System)

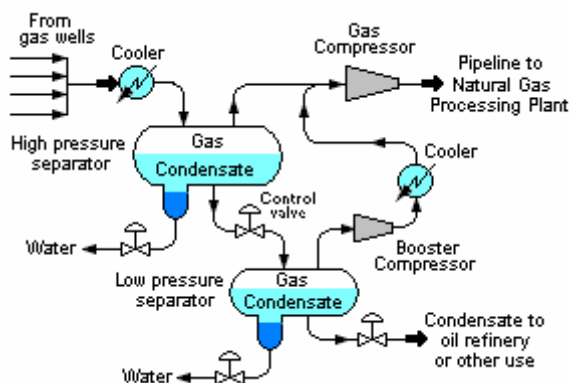
6. ระบบบำบัดน้ำทิ้ง (Water Treatment & Disposal System)

7. ระบบมาตรวัด (Metering)

สำหรับบริษัทที่ได้สัมปทานการขุดเจาะก๊าซธรรมชาติจะได้ของเหลวที่ผลิตได้จากหลุมปิโตรเลียม ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ คอนเดนเสท และน้ำ ของเหลวนี้จะถูกส่งผ่านทางท่อจากแท่นหลุมขุดเจาะ มายังแท่นผลิตรกลาง (Central Processing Platform) แล้วผ่านเข้าสู่กระบวนการต่างๆ บนแท่นเพื่อแยก น้ำ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และสารปนเปื้อนอื่นๆ ออกจากน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ และในบางหลุมผลิตที่พบคอนเดนเสทปนขึ้นมาพร้อมกับก๊าซธรรมชาติด้วยบนแท่นจึงมีกระบวนการเพื่อแยกคอนเดนเสทด้วยเช่นกัน แล้วจึงลดความดันไอและปรับสภาพของคอนเดนเสท หลังจากนั้นคอนเดนเสทจะถูกทำให้คงสภาพ (Stabilized) เพื่อให้มีความปลอดภัยในการเก็บและขนส่ง เมื่อผ่านกระบวนการทั้งหมดน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ผ่านการปรับสภาพจะถูกส่งผ่านท่อได้นำไปเก็บไว้ยังคลังเก็บน้ำมันลอยน้ำบนเรือขนาดใหญ่ (Floating Storage Unit, FSU) ซึ่งสามารถกักเก็บน้ำมันได้หลายแสนบาร์เรลและติดตั้งอยู่ในบริเวณใกล้กับแท่นผลิตเพื่อรอการขนถ่ายไปยังเรือของผู้ซื้อตามที่ได้อำนาจไว้ ส่วนก๊าซธรรมชาติจะถูกขนส่งผ่านทางท่อทะเลมาขึ้นฝั่งที่จังหวัดระยองเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ในด้านต่างๆ ต่อไป และน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมดจากขบวนการผลิตจะถูกส่งไปบำบัดเพื่อให้ได้มาตรฐานน้ำทิ้งก่อนปล่อยลงสู่ทะเล หรืออัดกลับลงไปในหลุมเพื่อให้มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ และคอนเดนเสทดังกล่าวข้างต้นแสดงไว้ดังภาพที่ 3.2

ภาพที่ 3.2

กระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติและคอนเดนเสท



3.3.1 แท่นอุปกรณ์การผลิต

แท่นอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียม ประกอบด้วย

1. แท่นหลุมผลิต (Wellhead Platform, WP) เป็นแท่นที่ใช้สำหรับขุดเจาะหลุมผลิตปิโตรเลียม ภายในแท่นจะประกอบด้วยหลุมผลิตจำนวน 9-12 หลุมหรือมากกว่า และมีอุปกรณ์การผลิตเบื้องต้น เช่น อุปกรณ์แยกสถานะ เพื่อทดสอบหาอัตราการผลิต ปิโตรเลียมที่ถูกผลิตขึ้นมาจะผ่านอุปกรณ์การผลิตเบื้องต้นที่แท่นหลุมผลิตนี้ ก่อนส่งไปผ่านขบวนการผลิตยังแท่นผลิตต่อไป

2. แท่นผลิต (Processing Platform, PP) เป็นแท่นที่ประกอบด้วยอุปกรณ์การผลิตต่างๆ เช่น ระบบแยกสถานะ ระบบเพิ่มแรงดันก๊าซ ระบบดูดความชื้น มาตรการ เป็นต้น

3. แท่นอุปกรณ์เพิ่มแรงดัน (Compression Platform, CP) เป็นแท่นที่ใช้อัดก๊าซธรรมชาติให้มีแรงดันเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากก๊าซที่ผ่านขบวนการผลิตยังมีแรงดันไม่เพียงพอ จึงจำเป็นต้องสร้างแท่นเพื่ออัดก๊าซโดยเฉพาะ โดยแท่นนี้อยู่ที่แหล่งเอราวัณ

4. แท่นผลิตกลาง (Central Processing Platform, CPP) ทำหน้าที่เหมือนแท่นผลิตแต่มีขนาดใหญ่กว่า

5. แท่นที่พักอาศัย (Living Quarter Platform, LQ) เป็นแท่นที่ใช้สำหรับพักนอน โดยมีอุปกรณ์อำนวยความสะดวกต่างๆ เช่น ห้องนอน ห้องอาหาร ห้องออกกำลังกาย เป็นต้น

6. แท่นชุมทางท่อ (Riser Platform, RP) เป็นแท่นที่รับก๊าซจากแหล่งผลิตต่างๆ ก่อนส่งขึ้นฝั่ง หรือเป็นแท่นที่ใช้สำหรับรับปิโตรเลียมจากแท่นหลุมผลิตก่อนส่งไปเข้าขบวนการผลิตที่แท่นผลิต เช่น ที่แหล่งบงกช

7. เรือผลิตและกักเก็บ (Floating Processing Storage and Offloading, FPSO) เป็นเรือที่ประกอบด้วยอุปกรณ์การผลิตต่างๆ และสามารถทำการกักเก็บน้ำมันได้ด้วย

8. เรือกักเก็บ (Floating Storage Unit FSU or Off-Loading, FSO) เป็นเรือสำหรับกักเก็บคอนเดนเสทและน้ำมันเพื่อรอการขนถ่าย

ปริมาณการผลิตคอนเดนเสทขึ้นอยู่กับปริมาณก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก อัตราส่วนปริมาณของคอนเดนเสทต่อก๊าซธรรมชาติ (Condensate / Gas Ratio) ที่ผลิตในแต่ละแหล่งแตกต่างกันไปขึ้นอยู่กับสถานะและการกักเก็บใต้ผิวโลก สภาพดังกล่าวเปลี่ยนแปลงตามกาลเวลา อัตราส่วนนี้จึงมีค่าแตกต่างกันในแต่ละแหล่งและเพิ่มขึ้นหรือลดลงได้เมื่อเวลาผ่านไป ค่าเฉลี่ย

ดังกล่าวของบริษัทยูโนแคล คือ 35 ล้านบาร์เรล (1 บาร์เรล = 158.984 ลิตร) ต่อ ก๊าซธรรมชาติ 1 ล้านลูกบาศก์ฟุต (ชลธาร วิศรุตวงศ์, 2544)

คุณลักษณะปิโตรเลียมในรูปของน้ำมันดิบและคอนเดนเสท ถือเป็นของเหลวและมีหน่วยวัดเป็นบาร์เรล ขณะที่ปิโตรเลียมที่อยู่ในสถานะก๊าซ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติจะมีหน่วยเป็นลูกบาศก์ฟุต ซึ่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมทุกประเภทอาจถูกแปลงโดยการเทียบค่าความร้อน มีหน่วยเป็นบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ หรือ Barrel of Oil Equivalent (BOE) ซึ่งก๊าซธรรมชาติ 1 ลูกบาศก์ฟุต มีความร้อน 1,000 บีทียู โดยประมาณ ในขณะที่น้ำมันดิบ 1 บาร์เรล จะมีค่าความร้อนถึงประมาณ 6,000,000 บีทียู

3.4 การประกอบธุรกิจขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

การประกอบธุรกิจขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งในและต่างประเทศ จะต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขวิธีการให้สัมปทานตามกฎหมายของประเทศนั้นๆ ซึ่งอาจเป็นรูปของสัญญาระยะยาว เช่น Production Sharing Agreement / Contract หรือ Services Agreement สำหรับในประเทศไทยนั้น จะต้องปฏิบัติตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ซึ่งได้กำหนดรายละเอียดและขั้นตอนการยื่นขอและอนุมัติสัมปทาน (Concession) การยกเลิกแปลงสำรวจระยะเวลาผลิตปิโตรเลียมตามสัมปทาน รวมถึงกำหนดผลตอบแทนในรูปแบบต่างๆ ที่รัฐพึงได้ในฐานะที่เป็นเจ้าของทรัพยากรปิโตรเลียม โดยผลตอบแทนดังกล่าวอาจอยู่ในรูปของค่าภาคหลวงภาษีเงินได้ปิโตรเลียม และสิทธิพิเศษอื่นๆ ทั้งนี้ประเด็นสำคัญในการประกอบธุรกิจปิโตรเลียม ได้แก่

3.4.1 การกำหนดพื้นที่สัมปทาน

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ในฐานะหน่วยงานที่รับผิดชอบตาม พ.ร.บ. ปิโตรเลียมจะเป็นผู้กำหนดพื้นที่สัมปทาน โดยแบ่งพื้นที่ออกเป็นแปลง (Block) และเชิญชวนให้บริษัทน้ำมันต่างๆ เข้ามายื่นขอสัมปทาน สำหรับขั้นตอนการอนุมัติสัมปทานนั้น คณะกรรมการปิโตรเลียมเป็นผู้พิจารณาคำขอสัมปทาน โดยมีคณะกรรมการเป็นผู้กลั่นกรองข้อมูลตามคำขอในเบื้องต้น และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงาน โดยได้รับอนุมัติจากคณะรัฐมนตรีเป็นผู้มีอำนาจให้สัมปทานและลงนามในสัมปทาน ทั้งนี้ หลักเกณฑ์ในการอนุมัติสัมปทานแต่ละแปลงนั้น รัฐจะ

พิจารณาถึงคุณสมบัติของผู้ยื่นคำขอแต่ละราย ดูว่ามีการนำเงินทุนเข้ามาใช้ในการสำรวจปิโตรเลียมอย่างเหมาะสม การถ่ายทอดความรู้และเทคโนโลยี การว่าจ้างแรงงานในประเทศ รวมทั้งพิจารณาถึงผลประโยชน์สูงสุดที่รัฐพึงได้ เป็นต้น

นับจากรัฐบาลได้เปิดให้บริษัทที่สนใจยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียมเพื่อสิทธิสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 มาเป็นระยะเวลากว่า 35 ปี โดยในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2514 จนถึง ณ กรกฎาคม 2550 ประเทศไทยมีสัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการผลิตจำนวน 20 แปลง (บนบก 6 แปลง และอ่าวไทย 14 แปลง) และ สัมปทานปิโตรเลียมที่อยู่ในช่วงการสำรวจ จำนวน 40 แปลง (บนบก 19 แปลง อ่าวไทย 18 แปลง และอันดามัน 3 แปลง) รวมพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 171,773 ตารางกิโลเมตร เป็นพื้นที่บนบกประมาณ 59,328 ตารางกิโลเมตร และพื้นที่ในอ่าวไทยประมาณ 112,445 ตารางกิโลเมตร โดยแยกเป็นพื้นที่สำรวจพื้นที่ผลิต และพื้นที่สงวนบนบก 57,636 640 และ 1,052 ตารางกิโลเมตร ตามลำดับ และพื้นที่สำรวจ พื้นที่ผลิต และพื้นที่สงวนในอ่าวไทย 91,416 12,681 และ 8,348 ตารางกิโลเมตร ตามลำดับ

ใน พ.ศ. 2549 รัฐบาลได้ออกสัมปทานปิโตรเลียมรอบที่ 19 โดยออกไปเป็นจำนวน 14 ราย ใน 22 แปลงสำรวจ (บนบก 13 แปลงสำรวจ, อ่าวไทย 6 แปลงสำรวจ, ทะเลอันดามัน 3 แปลงสำรวจ) ทั้งนี้คาดว่าจะทำให้เกิดการลงทุนในกิจกรรมขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมรวมทุกสัมปทานในประเทศไทยประมาณ 70,000 ล้านบาทต่อปี นอกจากนี้ได้มีการเปิดให้ยื่นขอสัมปทานในรอบใหม่ (รอบที่ 20) ไปแล้วเมื่อไตรมาส 3 ปี พ.ศ. 2550

3.4.2 ลักษณะของผู้ประกอบการ

สัมปทานปิโตรเลียมหนึ่ง ๆ อาจออกให้แก่ผู้รับสัมปทาน (Concessionaire) รายเดียว หรือผู้รับสัมปทานร่วม (Co-concessionaire) ตั้งแต่ 2 รายขึ้นไปได้ เนื่องจากลักษณะธุรกิจการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมค่อนข้างจะมีความเสี่ยงสูงในระดับหนึ่ง ดังนั้น ผู้รับสัมปทานจึงมักจะหาบริษัทอื่นเข้ามารับสัมปทานร่วม หรือเข้าร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียม (Co-venturer) เพื่อเป็นการกระจายความเสี่ยงในการลงทุน โดยผู้เข้าร่วมทุนในโครงการภายหลังนี้อาจจะต้องชำระค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นก่อนการเข้าร่วมโครงการให้แก่ผู้รับสัมปทานหรือผู้ร่วมทุนเดิม ในการร่วมทุนข้างต้นจะมีบริษัทหนึ่งเป็นผู้ดำเนินการ (Operator) เพื่อดำเนินการสำรวจและผลิตแทนผู้ร่วมทุนอื่น ภายใต้การควบคุมของคณะกรรมการจัดการ (Management Committee) ซึ่งประกอบด้วย

ตัวแทนจากผู้ร่วมทุนแต่ละราย ทั้งนี้ ผู้ดำเนินการจะเป็นผู้กำหนดแผนการเงินที่จะเรียกเก็บ (Cash call) จากผู้ร่วมทุนทุกรายเพื่อนำมาใช้จ่ายในโครงการ ผู้ร่วมทุนจะมีส่วนในการตัดสินใจทางเทคนิคและในทางการเงิน โดยผ่านตัวแทนของตนในคณะกรรมการจัดการ โดยทั่วไปบริษัทน้ำมันหนึ่งๆ จะมีบทบาทเป็นผู้ดำเนินการหรือไม่ในแต่ละโครงการย่อมขึ้นอยู่กับเงื่อนไขการลงทุน ความพร้อม และ กลยุทธ์การดำเนินธุรกิจของบริษัทในโครงการนั้นๆ

3.4.3 ลักษณะการดำเนินงานและการตัดสินใจลงทุน

โดยทั่วไปแล้วก่อนที่จะบริษัทน้ำมันจะตัดสินใจเข้าลงทุนในการสำรวจปิโตรเลียมทั้งในและต่างประเทศนั้น จะต้องพิจารณาถึงโอกาสที่การสำรวจจะประสบผลสำเร็จ ปัจจัยความเสี่ยงต่าง ๆ ในการลงทุนอย่างรอบคอบ โดยจะต้องมีการศึกษาข้อมูล เพื่อวิเคราะห์ศักยภาพของพื้นที่ว่าจะมีปิโตรเลียมสูงเพียงใด และมีสมรรถนะในเชิงพาณิชย์หรือไม่ ตลอดจนสถิติของอัตราส่วนความสำเร็จ (Success Ratio) ของการเจาะหลุมสำรวจในพื้นที่ใกล้เคียงด้วย ตลอดจนถึงปัจจัยความเสี่ยงต่างๆ ของประเทศที่เราเข้าไปลงทุนด้วย ทั้งนี้ เมื่อเห็นว่าคุ้มค่าต่อการลงทุนในระยะการสำรวจแล้วจึงจะยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม หรือเข้าร่วมทุนในสัมปทานปิโตรเลียมที่มีการขอไว้แล้ว

เมื่อบริษัทน้ำมันได้รับอนุมัติพื้นที่สัมปทานให้เข้าไปดำเนินการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมและเริ่มงานสำรวจ ซึ่งโดยปกติจะใช้เวลาในการสำรวจขั้นต้นประมาณ 2 – 3 ปี จนเมื่อพบปริมาณสำรองปิโตรเลียมก็จะเปรียบเทียบมูลค่าเงินลงทุนที่ต้องใช้ในช่วงการพัฒนาแหล่งผลิต กับมูลค่าการขายปิโตรเลียมตามปริมาณสำรองในส่วนที่คาดว่าจะผลิตขึ้นมาได้ หากพบว่าเป็นการลงทุนพัฒนาที่คุ้มค่าก็จะถือว่าแหล่งปิโตรเลียมนั้นมีศักยภาพในเชิงพาณิชย์ โดยผู้ดำเนินการจะต้องยื่นขออนุมัติให้แหล่งปิโตรเลียมนั้นเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมและเริ่มทำการผลิตในแหล่งนั้นไปก่อน ทั้งนี้ผู้ดำเนินการยังคงสามารถทำการสำรวจพื้นที่ที่เหลือต่อไปได้ หากยังอยู่ในระยะเวลาสำรวจตามที่กำหนดในสัมปทาน ในช่วงของการขออนุมัติพื้นที่ผลิตนี้ ผู้ดำเนินการจะต้องสร้างความมั่นใจในการลงทุน เนื่องจากการลงทุนเพื่อพัฒนาการผลิตดังกล่าวจะมีมูลค่าสูงมาก ดังนั้นจึงต้องติดต่อจัดหาผู้ซื้อปิโตรเลียมไว้ล่วงหน้า และจัดทำสัญญาซื้อขายปิโตรเลียมระยะยาว (Sales Agreement) ในปัจจุบัน ปตท. เป็นผู้รับซื้อปิโตรเลียมรายใหญ่ที่สุดในประเทศ สำหรับสาระสำคัญโดยปกติในสัญญาซื้อขายปิโตรเลียมจะประกอบด้วย วิธีการกำหนดราคาซื้อขาย และกำหนดปริมาณปิโตรเลียมที่จะส่งมอบ ทั้งนี้ เมื่อถึงกำหนดเริ่มการผลิตผู้ซื้อจะต้องรับผิดชอบต่อผลผลิตปิโตรเลียมทันทีเมื่อมีการผลิต โดยในการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากโครงการในประเทศจะส่งมอบ

กันที่ปากหลุมผลิต ส่วนการซื้อขายก๊าซธรรมชาติจากโครงการในต่างประเทศจะทำการซื้อขายที่ เขตชายแดนประเทศไทย สำหรับการซื้อขายน้ำมันดิบจะส่งมอบกันที่โรงกลั่นน้ำมันตามทีระบุไว้ ส่วนการซื้อขายคอนเดนเสทจะทำการส่งมอบที่ Floating Storage Unit, FSU ใกล้บริเวณหลุม ผลิต

3.4.4 ลักษณะของกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมปิโตรเลียมที่จะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

ปัจจุบันการประกอบธุรกิจปิโตรเลียมในประเทศไทยอยู่ภายใต้ 2 กฎหมายหลัก ได้แก่ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 และพระราชบัญญัติภาษีเงินได้ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 (รวมทั้งฉบับที่แก้ไขเพิ่มเติม) ซึ่งสรุปประเด็นสำคัญของกฎหมายดังกล่าวได้ ดังนี้

1. ผู้ขอสัมปทานต้องเป็นบริษัทจำกัด หรือนิติบุคคลที่มีสภาพเช่นเดียวกับบริษัทจำกัด ซึ่งจัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย หรือกฎหมายต่างประเทศ อย่างไรก็ตาม ผู้ได้รับสัมปทานจะต้อง เป็นบริษัทจำกัดที่จัดตั้งขึ้นตามกฎหมายไทย

2. ผู้รับสัมปทาน ผู้รับสัมปทานร่วม และผู้เข้าร่วมประกอบกิจการปิโตรเลียมจะต้องชำระค่าภาคหลวง ซึ่งโดยปกติชำระเป็นตัวเงิน แต่รัฐมนตรีมีอำนาจสั่งให้ชำระเป็นปิโตรเลียมได้ซึ่ง ต้องแจ้งล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 6 เดือน ค่าภาคหลวงนี้สามารถนำมาเครดิตภาษีเงินได้ (Thailand I) หรือตัดเป็นค่าใช้จ่ายได้ (Thailand III)

3. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมเก็บในอัตราไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 แต่ไม่เกินร้อยละ 60 ของกำไรสุทธิที่ได้จากกิจการปิโตรเลียม

4. ดอกเบี้ยจ่าย ไม่สามารถนำมาคำนวณเป็นรายจ่ายทางภาษีได้

5. ผู้รับสัมปทาน (Concessionaire) แต่ละรายมีสิทธิได้รับสัมปทานไม่เกิน 4 แปลง เว้นแต่กรณีที่รัฐมนตรีเห็นสมควรอาจจะอนุญาตให้ผู้ขอสัมปทานได้รับสัมปทานเพิ่มขึ้นอีกหนึ่ง แปลงสำรวจ

หมายเหตุ:

Thailand I: สำหรับสัมปทานปิโตรเลียมที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม (ปัจจุบันคือ กระทรวงพลังงาน) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 – 2532 และสำหรับสัมปทานปิโตรเลียมบนบกที่ออกก่อนปี พ.ศ. 2525

Thailand II: (โดยอาศัยมาตรา 36 แห่งพระราชบัญญัติปิโตรเลียม ฉบับที่ 4 พ.ศ. 2532 ผู้ถือสัมปทานปิโตรเลียมใน Thailand II ได้ขอเปลี่ยนมาอยู่ภายใต้ Thailand III ทั้ง

หมดแล้ว) สำหรับสัมปทานปิโตรเลียมบนบกทั้งหมด ที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม (ปัจจุบันคือ กระทรวงพลังงาน) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2525 – 2532

Thailand III : สำหรับสัมปทานปิโตรเลียมที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม (ปัจจุบันคือกระทรวงพลังงาน) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2533

รายละเอียดเงื่อนไขของ Thailand I, II และ III แสดงไว้ในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3

รายละเอียดเงื่อนไขของ Thailand I, II และ III

เงื่อนไขที่สำคัญ	Thailand I	Thailand II	Thailand III
อัตราค่าภาคหลวง	ร้อยละ 12.5 ของรายได้จากการขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม ซึ่งจะสามารถนำมาเครดิตหักภาษีได้	ร้อยละ 12.5 ของรายได้จากการขายหรือจำหน่ายปิโตรเลียม ซึ่งจะสามารถนำมาเครดิตหักภาษีได้	อัตรากำหนดแบบขั้นบันได ร้อยละ 5 – 15 และถือเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี
ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม	ในปัจจุบันร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม	ในปัจจุบันร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิ จากการประกอบกิจการปิโตรเลียม	ในปัจจุบันร้อยละ 50 ของกำไรสุทธิจากการประกอบกิจการปิโตรเลียม
ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ	-	ผลประโยชน์รายปี และโบนัสรายปี	ผลประโยชน์ตอบแทนพิเศษ โดยถือเป็นค่าใช้จ่ายที่พึงหักได้ในการคำนวณภาษี
ระยะเวลาสำรวจ	8 ปี และขอต่ออายุได้อีก 4 ปี	8 ปี และขอต่ออายุได้อีก 4 ปี	6 ปี และขอต่ออายุได้อีก 3 ปี
ระยะเวลาผลิต	ไม่เกิน 30 ปีนับจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และขอต่ออายุได้อีกไม่เกิน 10 ปี	ไม่เกิน 30 ปีนับจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และขอต่ออายุได้อีกไม่เกิน 10 ปี	ไม่เกิน 20 ปีนับจากวันสิ้นสุดระยะเวลาสำรวจ และขอต่ออายุได้อีกไม่เกิน 10 ปี
พื้นที่สัมปทาน	ไม่เกิน 10,000 ตร.กม. ต่อแปลงสำรวจ โดยจำนวนแปลงสูงสุดไม่เกิน 5 แปลงสำรวจ	ไม่เกิน 10,000 ตร.กม. ต่อแปลงสำรวจ โดยจำนวนแปลงสูงสุดไม่เกิน 5 แปลงสำรวจ	ไม่เกิน 4,000 ตร.กม. ต่อแปลงสำรวจ โดยจำนวนแปลง สูงสุดไม่เกิน 5 แปลงสำรวจ

ที่มา: ปตท.สม., 2549

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ดำเนินการปรับปรุงแก้ไขกฎหมายหลัก คือ พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 รวมทั้งกฎกระทรวงที่ออกตามความในพระราชบัญญัตินี้ดังกล่าว เพื่อให้

สอดคล้องเหมาะสมกับสถานการณ์ปัจจุบัน ตลอดจนลดปัญหาอุปสรรคและเชื้ออำนาจต่อการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมากยิ่งขึ้น โดยมีการปรับปรุงกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรม การขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ดังนี้

1. การแก้ไขปรับปรุงพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้แก้ไขปรับปรุงพระราชบัญญัติ ปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 โดยจัดทำเป็นร่างพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่....) พ.ศ. ... รวม 25 มาตรา ร่างพระราชบัญญัตินี้ดังกล่าวได้รับอนุมัติในหลักการจากคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 21 พฤศจิกายน 2549 และได้ส่งสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจแก้ไข โดยมีสาระสำคัญของการแก้ไขปรับปรุง 3 ประการ ดังนี้

ประการที่ 1 เพิ่มมาตรการในการส่งเสริมและเร่งรัดให้มีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่สำรวจพบแต่ไม่สามารถผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ (Marginal Field) แหล่งปิโตรเลียมที่กำลังการผลิตต่ำลง (Declining Field) และแหล่งปิโตรเลียมซึ่งผู้รับสัมปทานชะลอการลงทุนเนื่องจากข้อกำหนดการจัดเก็บผลประโยชน์หรือรายได้ของรัฐไม่เชื้ออำนาจ โดยกำหนดเพดานและระยะเวลาการลดหย่อนค่าภาคหลวงปิโตรเลียมให้เหมาะสมยิ่งขึ้น

ประการที่ 2 กำหนดบทบัญญัติเกี่ยวกับหลักเกณฑ์การรื้อถอนสิ่งปลูกสร้าง วัสดุ อุปกรณ์ และสิ่งอำนวยความสะดวกที่หมดอายุใช้งานออกจากพื้นที่ผลิต เพื่อมิให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

ประการที่ 3 ปรับปรุงขั้นตอนการพิจารณาอนุมัติและอนุญาตเกี่ยวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม โดยเฉพาะเรื่องที่เกี่ยวข้องกับเทคนิคในการประกอบกิจการปิโตรเลียม และเรื่องซึ่งมีใช้นโยบายสำคัญ มากำหนดให้เป็นอำนาจของรัฐมนตรี คณะกรรมการปิโตรเลียม และอธิบดีกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติลดหลั่นกันไป รวมทั้งปรับปรุงองค์ประกอบและคุณสมบัติของคณะกรรมการปิโตรเลียมให้เหมาะสมยิ่งขึ้น

2. การยกร่างกฎกระทรวงออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ศึกษาวิเคราะห์กฎหมายลำดับรองออกตามความในพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 ได้แก่วกฎกระทรวง ประกาศกรม และระเบียบต่างๆ โดยได้แก้ไขปรับปรุงกฎกระทรวง 8 ฉบับ ที่มีความเกี่ยวข้องหรือเป็นเรื่องเดียวกันไว้ด้วยกัน และจัดทำเป็นกฎกระทรวงใหม่จำนวน 4 ฉบับ เพื่อให้สอดคล้องกับเทคโนโลยีในการขุดเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียม วิธีการที่เป็นมาตรฐานสากล และเพื่อให้การกำกับดูแลของภาครัฐเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ รวมทั้งอำนวยความสะดวกแก่ผู้ประกอบการ โดยได้จัดทำเป็นกฎกระทรวงใหม่ 4 ฉบับ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4

ร่างกฎกระทรวงใหม่เปรียบเทียบกับกฎกระทรวงเดิม

	ร่างกฎกระทรวงใหม่	กฎกระทรวงเดิม
1.	กำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการและเงื่อนไขในการขอสัมปทานปิโตรเลียม พ.ศ.	ฉบับที่ 3 (พ.ศ. 2514) ว่าด้วยคำขอสัมปทานปิโตรเลียม และฉบับที่ 16 (พ.ศ. 2532) ว่าด้วยข้อกำหนดเกี่ยวกับการเสนอข้อผูกพันด้านปริมาณเงิน ปริมาณงาน ในการสำรวจปิโตรเลียม และการเสนอผลประโยชน์พิเศษ
2.	กำหนดแบบสัมปทานปิโตรเลียม พ.ศ.	ฉบับที่ 4 (พ.ศ. 2514) ว่าด้วยสัมปทานปิโตรเลียม และฉบับที่ 17 (พ.ศ. 2532) ว่าด้วยสัมปทานปิโตรเลียม
3.	กำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจ ผลิต และอนุรักษ์ปิโตรเลียม พ.ศ.	ฉบับที่ 5 (พ.ศ. 2514) ว่าด้วยการกำหนดหลักเกณฑ์ และวิธีการสำรวจ ผลิต และอนุรักษ์ปิโตรเลียม และฉบับที่ 12 (พ.ศ. 2524) ว่าด้วยการกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการผลิตปิโตรเลียม
4.	กำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม	ฉบับที่ 6 (พ.ศ. 2514) ว่าด้วยการกำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และฉบับที่ 11 (พ.ศ. 2524) ว่าด้วยการกำหนดเขตปลอดภัยและระยะการแสดงเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมบนบก

ที่มา: กรมทรัพยากรธรรมชาติ, 2549

ทั้งนี้ร่างกฎกระทรวงดังกล่าวได้รับอนุมัติในหลักการจากคณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 16 มกราคม 2550 และได้ส่งสำนักงานคณะกรรมการกฤษฎีกาตรวจแก้ไขแล้ว

3.5 ความสำคัญ และการใช้งานคอนเดนเสท

จากการค้นพบก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยเป็นปริมาณที่มากพอในเชิงพาณิชย์ในปี พ.ศ. 2523 ทำให้รัฐบาลไทยเล็งเห็นผลในการนำก๊าซธรรมชาติขึ้นมาใช้ให้เป็นประโยชน์กับเศรษฐกิจของประเทศสูงสุด เช่น นำไปใช้ทดแทนน้ำมันในการผลิตกระแสไฟฟ้า นำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน นำไปใช้เป็นวัตถุดิบในการผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลียม เช่น พลาสติก เครื่องใช้และอุปกรณ์ ฯลฯ สำหรับคอนเดนเสทซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติเอง ก็ได้ถูกนำมาใช้ให้เป็นประโยชน์กับเศรษฐกิจของประเทศด้วยเช่นกัน โดยคอนเดนเสทเป็นไฮโดรคาร์บอนที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้อย่างกว้างขวาง ซึ่งพอจะจำแนกได้ดังต่อไปนี้

1. เป็นวัตถุดิบหลักในอุตสาหกรรมขั้นต้น ได้แก่ โรงปิโตรเคมี สายอะโรเมติกส์ (Aromatics) ซึ่งสามารถได้ผลผลิตที่ใช้ในการผลิตยางสังเคราะห์ วัตถุกันระเบิด ยาฆ่าแมลง พลาสติก ผงซักฟอก น้ำหอม และอื่นๆ
2. นำมาเพิ่มคุณภาพ และออกเทน (Octane) ในกระบวนการผลิตน้ำมันเบนซินใช้กับรถยนต์ ในปัจจุบันกระบวนการนี้ทำโดยโรงกลั่นน้ำมันของบริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน) (ไทยออยล์) ที่จังหวัดชลบุรี
3. ใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมสารละลายเคมี หรือโซลเว้นท์ (solvent) ชนิดต่างๆ
4. สารไฮโดรคาร์บอนคอนเดนเสทสามารถนำมาสกัดได้สารเคมีต่างๆ เช่น
 - 4.1 เพนเทนบริสุทธิ์ นำมาทำเนยแข็ง ยาฆ่าแมลง พลาสติก และอื่นๆ
 - 4.2 เฮกเซนบริสุทธิ์ ใช้ทำยาสลบ ตัวทำละลาย ตัวมาตรฐานสำหรับวัดเลขออกเทนของสารไฮโดรคาร์บอนอื่นๆ (ตัวเลขออกเทน คือ ค่าออกเทน หรือ Octane number ของน้ำมันเบนซินที่บ่งถึงคุณภาพในการต้านทานการน็อคหรือความสามารถของน้ำมันเบนซินที่จะเผาไหม้โดยปราศจากการน็อคในเครื่องยนต์)
 - 4.3 ออกเทนบริสุทธิ์ ที่มีค่าออกเทนเท่ากับ 100 ใช้เป็นมาตรฐานในการวัดออกเทนของสารอื่นๆ
5. ใช้เป็นวัตถุดิบทดแทนน้ำมันดิบในโรงกลั่นน้ำมัน สามารถกลั่นออกมาได้ผลิตภัณฑ์น้ำมันหลายชนิด เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันก๊าด เป็นต้น
6. ในบางหลุมผลิตใช้คอนเดนเสทที่ค้นพบมาเผาเป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตก๊าซธรรมชาติ

3.6 ปริมาณสำรอง และปริมาณการผลิตคอนเดนเสทในประเทศไทย

แหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบแล้วในประเทศไทย (รวมพื้นที่พัฒนาร่วมไทยมาเลเซีย) ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549 มีจำนวนทั้งสิ้น 72 แหล่ง เป็นแหล่งก๊าซ 46 แหล่ง และแหล่งน้ำมันดิบ 26 แหล่ง ในจำนวนนี้เป็นแหล่งปิโตรเลียมในทะเล 48 แหล่ง และแหล่งบนบก 24 แหล่ง สำหรับปริมาณการสำรองคอนเดนเสท ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดิบทั้งหมดของประเทศไทย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549 (ประกอบด้วยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว ปริมาณที่น่าจะพบ และปริมาณที่อาจจะพบ) แสดงรายละเอียดในตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมของประเทศไทย ณ วันที่ 31 ธันวาคม 2549

พื้นที่	จำนวน แหล่ง	ปริมาณที่พิสูจน์แล้ว (Proved)			ปริมาณที่น่าจะพบ (Probable)			ปริมาณที่อาจจะพบ (Possible)		
		Gas	Cond. ⁽¹⁾	Oil	Gas	Cond.	Oil	Gas	Cond.	Oil
		Tcf. ⁽²⁾	MMbbl ⁽³⁾	MMbbl	Tcf.	MMbbl	MMbbl	Tcf.	MMbbl	MMbbl
ทั่วไทย	33	8.25	232.53	144.06	8.09	266.20	101.33	4.34	107.15	31.56
JDA	15	3.05	32.70	5.53	2.11	25.11	3.48	3.86	53.28	4.97
ที่ราบสูงโคราช	2	0.24	0.88	-	0.40	1.92	-	0.11	0.50	-
พื้นที่ภาคกลาง	16	0.16	-	42.47	0.04	-	12.25	0.02	-	5.57
พื้นที่ภาคเหนือ	6	-	-	2.48	-	-	-	-	-	-
ณ สิ้นปี 2549	72	11.70	256.11	194.54	10.64	293.23	117.06	8.32	160.93	42.10
ณ สิ้นปี 2548	68	10.74	260.54	192.25	11.60	292.87	119.26	9.55	157.71	75.64
% เปลี่ยนแปลง	+4	+8.9	+2.1	+1.2	-8.3	+0.1	-1.8	-12.9	+2.0	-44.3

ที่มา: กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ, 2549

หมายเหตุ: Cond. หมายถึง Condensate, (2) Tcf. หมายถึง ล้านลูกบาศก์ฟุต, (3) MMbbl หมายถึง ล้านบาร์เรล

เมื่อเปรียบเทียบปริมาณสำรองปิโตรเลียม ณ สิ้นปี พ.ศ. 2549 กับปี พ.ศ. 2548 จะเห็นว่าปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติที่พิสูจน์แล้ว (Proved) เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.9 ทั้งนี้เนื่องจากได้เจาะหลุมผลิตเดิม และหลุมเพิ่มเติมเป็นจำนวนกว่า 500 หลุม ทำให้สามารถยกระดับความมั่นใจของปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์มาเป็นประเภทพิสูจน์แล้วได้จำนวนหนึ่ง ปริมาณสำรองคอนเดนเสท ซึ่งเป็นสัดส่วนกับปริมาณสำรองของก๊าซธรรมชาติก็จะสูงขึ้นด้วย ส่วนปริมาณสำรอง

น้ำมันดิบที่ยังไม่ได้พิสูจน์ประเภท Possible ลดลง ส่วนใหญ่เป็นผลจากการแปลความหมาย ข้อมูลโครงสร้างธรณีวิทยาบริเวณแปลงสำรวจ B8/32 ต่างไปจากข้อมูลเดิม ซึ่งจะต้องเจาะพิสูจน์ เพื่อยืนยันขอบเขตโครงสร้างที่แน่นอนต่อไป และเป็นผลจากการปรับมาตรฐานการประเมิน ปริมาณสำรองของบริษัท เชฟรอน นอกจากการเจาะหลุมผลิตเพิ่มขึ้นแล้ว ยังได้สำรวจพบแหล่ง ใหม่ ได้แก่ อรุณทัย บึงหญ้าตะวันตก-หนองสระ บัวหลวง ลันตา และสิริกิติ์ตะวันออกส่วนขยาย แหล่งเหล่านี้เป็นปัจจัยทำให้ปริมาณสำรองปิโตรเลียมเพิ่มขึ้น โดยปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ พิสูจน์แล้วเพิ่มจาก 2,304.1 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2548 เป็น 2,477.3 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ณ สิ้นปี พ.ศ. 2549 โดยที่ในปี พ.ศ. 2549 ได้ผลิตก๊าซธรรมชาติ 0.86 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต คอนเดนเสท 27.5 ล้านบาร์เรล และน้ำมันดิบ 46.7 ล้านบาร์เรล หรือ รวมเป็น 221.8 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบ ดังนั้นจึงสามารถจัดหาปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว เพื่อทดแทนการผลิต (Reserves Replacement Ratio) ในปี พ.ศ. 2549 ได้ถึงร้อยละ 78 (กรม เชื้อเพลิงธรรมชาติ, 2549)

3.7 ลักษณะการตลาด และการกำหนดราคา

ลักษณะการตลาด

คอนเดนเสทที่ผลิตได้ในประเทศไทยส่วนใหญ่จะขายให้กับลูกค้าหลัก คือ โรงปิโตรเคมี เพื่อนำไปผลิตผลิตภัณฑ์ขั้นปลายของสารอะโรเมติกส์ ได้แก่ พาราไซลีน โทลูอีน ออร์โทไซลีน มิกซ์ไซลีนส์ เบนซีน เป็นต้น ซึ่งใช้คอนเดนเสทเป็นสัดส่วนสูงถึงกว่าร้อยละ 80-90 ที่เหลือถูก นำไปใช้เป็นวัตถุดิบในโรงกลั่นน้ำมันเพื่อผลิตได้เป็นน้ำมันสำเร็จรูปและวัตถุดิบสำหรับ อุตสาหกรรมปิโตรเคมี

การซื้อขายคอนเดนเสทอยู่ในรูปแบบสัญญาระยะยาว 15-20 ปี สำหรับการขายให้แก่ ตลาดในประเทศ เพื่อเป็นการรับประกันตลาดให้กับผลิตภัณฑ์ที่เกิดขึ้น นอกจากนี้บางส่วนมีการ ส่งออกไปจำหน่ายในตลาดจร (Spot Market) ที่ต่างประเทศด้วย สำหรับสัญญาซื้อขายคอนเดน เสทส่วนใหญ่เป็นสัญญา Take-or-Pay คือ กรณีที่ผู้ซื้อไม่สามารถรับผลิตภัณฑ์ได้เต็มปริมาณขั้น ต่ำที่กำหนดได้ในสัญญา ผู้ซื้อจะต้องชำระค่าผลิตภัณฑ์ในส่วนที่ไม่ได้รับ

การกำหนดราคาคอนเดนเสท

คอนเดนเสทส่วนใหญ่ที่ขายให้กับตลาดในประเทศไทยมีราคาตามภาวะตลาด โดยอ้างอิงราคาน้ำมันดิบและคอนเดนเสทที่ซื้อขายในภูมิภาค และตลาดโลก โดยการจำหน่ายคอนเดนเสทมักจะเป็นรูปแบบสัญญาระยะยาว มีบางส่วนเป็นสัญญาระยะสั้น และจำหน่ายในตลาดจร (Spot Market) โดยโครงสร้างราคาคอนเดนเสทในประเทศไทยรูปแบบสัญญาระยะยาวเป็นดังนี้

ราคาคอนเดนเสท = $2/3 \times \text{ค่าเฉลี่ยของราคาน้ำมันดิบ} / \text{คอนเดนเสท ในตะกร้า \# 1 (ส่วนลด A \%)} + 1/3 \times \text{ค่าเฉลี่ยของราคาน้ำมันดิบ} / \text{คอนเดนเสท ในตะกร้า \# 2 (ส่วนลด B \%)} + \text{ค่าขนส่ง}$

โดยที่

น้ำมันดิบและคอนเดนเสทในตะกร้า #1 ประกอบด้วย คอนเดนเสท A, น้ำมันดิบ A, น้ำมันดิบ B และ น้ำมันดิบ C

น้ำมันดิบและคอนเดนเสทในตะกร้า #2 ประกอบด้วย คอนเดนเสท B, น้ำมันดิบ D

เมื่อการตั้งราคาคอนเดนเสทในประเทศไทยนั้นอ้างอิงราคาน้ำมันดิบ และ/หรือ คอนเดนเสทในภูมิภาคและตลาดโลก ดังนั้นหากราคาน้ำมันดิบและหรือคอนเดนเสทในภูมิภาคและตลาดโลกลดลง ราคาคอนเดนเสทในประเทศไทยก็จะลดลงด้วย ซึ่งโดยปกติผู้จำหน่ายและผู้ซื้อจะมีการติดตามสถานการณ์น้ำมันอย่างใกล้ชิด เพื่อบริหารความเสี่ยงให้กับธุรกิจ เช่น การทำสัญญาระยะยาว ดังที่ได้กล่าวถึงในข้างต้น การซื้อตราสารอนุพันธ์ในตลาดค้าอนุพันธ์ให้สอดคล้องกับปริมาณซื้อขายคอนเดนเสท (Physical) เพื่อ lock in margin (กำหนดกำไรขั้นต่ำ) ที่แน่นอน เป็นต้น

3.8 สถานการณ์ และแนวโน้มของตลาดคอนเดนเสท

เนื่องจากราคาน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นสูงมากในช่วงที่ผ่านมา ผลักดันให้มีความต้องการก๊าซธรรมชาติเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ทดแทนน้ำมันดิบเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นเมื่อมีการขุดก๊าซธรรมชาติเพิ่มมากขึ้น ส่งผลให้มีปริมาณคอนเดนเสทซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น

เช่นกัน จากการประมาณการของ ปตท. คอนเดนเสทในประเทศจากอ่าวไทยที่คาดว่าจะผลิตได้ในช่วง 4 ปีข้างหน้า นั้น ประมาณ 70,000 – 100,000 บาร์เรลต่อวัน โดยประมาณการของปริมาณคอนเดนเสทที่ผลิตได้ในประเทศไทย แสดงได้ดังตารางที่ 3.6

ตารางที่ 3.6

ประมาณการของปริมาณคอนเดนเสทที่ผลิตได้ในประเทศไทย ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 – 2553

หน่วย : พันบาร์เรลต่อวัน

แหล่งผลิต	2550	2551	2552	2553
เอราวัณ / ไพลิน	46	41	53	53
บงกช	18	15	20	19
อาทิตย์	10	10	10	16
JDA	5	12	13	17
รวมทั้งสิ้น	79	78	96	105

ที่มา: ปตท., 2547

จากตารางที่ 3.6 ข้างต้น พบว่าปริมาณคอนเดนเสทที่ผลิตได้ในประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น นั้นหมายความว่าโอกาสของโรงกลั่นน้ำมันในการนำคอนเดนเสทมาเป็นวัตถุดิบในการกลั่นน้ำมันในอนาคตจะมีเพิ่มมากขึ้น

อย่างไรก็ตามเนื่องด้วยราคาคอนเดนเสทมีสูตรราคาอิงกับราคาน้ำมันดิบ ดังนั้นราคาจะสอดคล้องไปในทิศทางเดียวกับราคาน้ำมันดิบในตลาดโลก ซึ่งแนวโน้มของราคาน้ำมันดิบยังอยู่ในระดับสูง จากสภาวะเศรษฐกิจที่มีแนวโน้มขยายตัวต่อเนื่อง