

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม

ฝ่ายประมวลผลข้อมูลพลังงาน

10 ตุลาคม 2542

คำนำ

ได้พื้นที่พิภพ ในโครงสร้างธรณีที่เหมาะสม อาจมีปิโตรเลียมที่มากพอซึ่งมนุษย์สามารถนำขึ้นมาใช้ได้ การสำรวจเป็นหนทางเดียวที่ทำให้ทราบถึงความมีอยู่จริงของแหล่งปิโตรเลียม

แหล่งปิโตรเลียม (Petroleum Reservoir) มีองค์ประกอบที่สำคัญ 2 ส่วน คือ หินที่ปิโตรเลียมอาศัยอยู่ (Reservoir Rock) และหินที่ปิดกั้น (Cap Rock) ป้องกันมิให้ปิโตรเลียมไหลไปที่อื่น

ปิโตรเลียมได้แก่ น้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ มีสถานะเป็นของไหล อาศัยอยู่ในช่องว่างขนาดเล็ก (Pore Space) ระหว่างอนุภาคของหิน หรือโพรงขนาดใหญ่ (Cavern) ของชั้นหิน

ก่อนที่จะทำการผลิต จำเป็นต้องมีการประเมินปริมาณปิโตรเลียมที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้ในเชิงพาณิชย์ เราเรียกปริมาณปิโตรเลียมนี้ว่า ปริมาณสำรอง (Reserve)

นิยาม

“ปริมาณสำรองปิโตรเลียม” หมายถึง ปริมาณของปิโตรเลียมจากแหล่งใต้ดินตามธรรมชาติ ที่สามารถนำขึ้นมาใช้ได้เชิงพาณิชย์

ด้วยเงื่อนไขในเชิงพาณิชย์ ปริมาณสำรองมีความสัมพันธ์กับเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ของปิโตรเลียมอย่างแยกไม่ออก โดยทางเทคนิคอาจผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งได้ 20 ล้านบาร์เรล แต่เมื่อคำนึงถึงราคาขายเทียบกับต้นทุนการผลิตแล้ว แหล่งเดียวกันนั้นอาจเหลือปริมาณสำรองเพียง 5 ล้านบาร์เรล

ดังนั้น ปริมาณสำรองจึงเป็นตัวเลขประมาณการ ที่สามารถดำเนินการผลิตได้จริงนับแต่วันประกาศโดยทันที ภายใต้เงื่อนไขทางเทคโนโลยี เศรษฐกิจ และกฎระเบียบแห่งรัฐ

ปริมาณปิโตรเลียมในชั้นหิน

แม้ช่องว่างรูพรุนในชั้นหินจะเต็มไปด้วยปิโตรเลียม แต่ปริมาณสำรองก็เป็นเพียงส่วนหนึ่งเท่านั้น โดยอาศัยวิธีคิดเชิงปริมาตร (Volumetric Estimation) การประเมินปริมาณสำรองเบื้องต้น มีสูตรการคำนวณสำหรับน้ำมัน (1) และก๊าซธรรมชาติ (2) ดังนี้

$$N_p = [7758 \times A \times h \times \phi \times S_o \times E_{R_o}] / B_{oi} \quad \dots (1)$$

$$G_p = [43560 \times A \times h \times \phi \times (1-S_{wi}) \times E_{R_g}] / [14.7/P_i \times T_R/520 \times z_i/1^*] \quad \dots (2)$$

ที่ซึ่ง

- N_p = ปริมาณน้ำมันที่สามารถนำขึ้นมาได้ เป็นบาร์เรล
- 7758 = ตัวแปรค่า เป็นบาร์เรลต่อเอเคอร์ฟุต
- A = พื้นที่ของแหล่ง เป็นเอเคอร์ (1 เอเคอร์ = 43,560.17 ตารางฟุต)
- h = ความหนาโดยเฉลี่ยของแหล่ง เป็นฟุต
- ϕ = ค่าความพรุนโดยเฉลี่ย เป็นทศนิยม

- S_o = สัดส่วนตามปริมาตรของน้ำมันที่มีอยู่ในรูพรุน เป็นทศนิยม
 E_{Ro} = สัดส่วนของน้ำมันในแหล่งที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้ เป็นทศนิยม
 B_{oi} = สัดส่วนของปริมาตรในแหล่ง (RB) ต่อปริมาตรที่พื้นผิว (STB) = RB/STB ไม่มีหน่วย
 G_p = ปริมาณก๊าซที่สามารถนำขึ้นมาได้ เป็นลูกบาศก์ฟุตมาตรฐาน
43560 = ตัวแปรค่า เป็นลูกบาศก์ฟุตต่อเอเคอร์ฟุต
 S_{wi} = สัดส่วนตามปริมาตรของน้ำในรูพรุน เป็นทศนิยม
 E_{Rg} = สัดส่วนของก๊าซในแหล่งที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้ เป็นทศนิยม
14.7 = ความกดดันมาตรฐาน เป็นปอนด์ต่อตารางนิ้ว
 P_i = ความกดดันในแหล่ง เป็นปอนด์ต่อตารางนิ้ว
 T_R = อุณหภูมิในแหล่ง เป็น °R
520 = อุณหภูมิในสภาพมาตรฐาน เป็น °R
 Z_i = gas compressibility factor ในสภาวะของแหล่ง ไม่มีหน่วย
 1^* = gas compressibility factor ในสภาวะมาตรฐาน ไม่มีหน่วย

จากสมการข้างต้น แสดงว่าภายในช่องว่างในชั้นหิน น้ำมันเป็นเพียงส่วนหนึ่งในรูพรุนร่วมกับน้ำและก๊าซ และ ปริมาณสำรอง เป็นเพียงส่วนหนึ่งของปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่จริงในโครงสร้าง ที่มีขอบเขต (A และ h) ได้จากการประเมิน ผลการสำรวจการวัดคลื่นไหวสะเทือนผ่านชั้นหิน (Seismic Survey) ยิ่งไปกว่านั้นตัวแปรต่างๆ ที่ใช้ในสมการ เป็นเพียงค่า โดยประมาณของแหล่ง เช่น ϕ (Porosity) ได้มาจากการศึกษาแท่งตัวอย่าง และหรือ ข้อมูลการหยั่งธรณีฟิสิกส์ในหลุม (Well Logging) ข้อมูลที่ได้จะน้อยเกินไป มิใช่ตัวแทนของแหล่งที่แท้จริง เช่นเดียวกันกับที่มาของค่า S_o (Oil Saturation) และ S_{wi} (Water Saturation)

ตัวแปรบางตัว เช่น E_{Ro} หรือ E_{Rg} เป็นค่าที่ประเมินได้ยากมาก ผู้ประเมินต้องมีประสบการณ์อย่างสูง บางครั้งต้องใช้ ค่าทางสถิติ หรือใช้ค่าที่มีอยู่แล้วของแหล่งผลิตที่อยู่ใกล้เคียง จึงยากที่จะถูกต้องตรงต่อความเป็นจริง

ปิโตรเลียมในแหล่งตามธรรมชาติ อยู่ในสภาวะที่มีความร้อน และความกดดันสูง ปริมาตรที่อยู่ในแหล่ง จึงมีค่าน้อยกว่าปริมาตรเมื่อขึ้นมาที่พื้นผิว และแต่ละแหล่งก็อยู่ในสภาพแวดล้อมที่แตกต่างกัน การประกาศค่าปริมาณสำรอง จำเป็นต้องทำให้อยู่ในมาตรฐานเดียวกัน ปริมาณสำรองปิโตรเลียมจึงคิดในสภาพแวดล้อมพื้นผิว ที่เรียกว่า Stock Tank Condition กล่าวคือ ในสภาพความกดดัน 1 บรรยากาศ (14.7 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว) อุณหภูมิ 60°F (16°C)

ดังนั้น N_p ที่พื้นผิวอาจมีปริมาตรลดลงจากปิโตรเลียมเหลวใต้พื้นดิน โดยมีบางส่วนเปลี่ยนสถานะกลายเป็นก๊าซ ส่วน G_p มีปริมาตรเพิ่มขึ้นจากสภาพความกดดันที่ลดลงมาก เมื่ออยู่พื้นผิว

(รูปที่ 1) แสดงค่าปิโตรเลียมเหลวตามสภาพอุณหภูมิและความกดดันในแหล่งที่ 1.0 ล้านบาร์เรล (Reservoir Barrel (RB)) เมื่อขึ้นสู่สภาพแวดล้อมที่พื้นผิว ให้เป็นน้ำมันดิบ 0.7 ล้านบาร์เรล (Stock Tank Barrel (STB)) และก๊าซธรรมชาติ 500 ล้านลูกบาศก์ฟุต นั่นคือ มี B_{oi} หรือ RVF เท่ากับ 1.43 (บาร์เรลในแหล่งต่อบาร์เรลที่พื้นผิว) และมีอัตราส่วนระหว่างก๊าซและน้ำมัน 714 ลูกบาศก์ฟุตต่อบาร์เรล ณ พื้นผิว

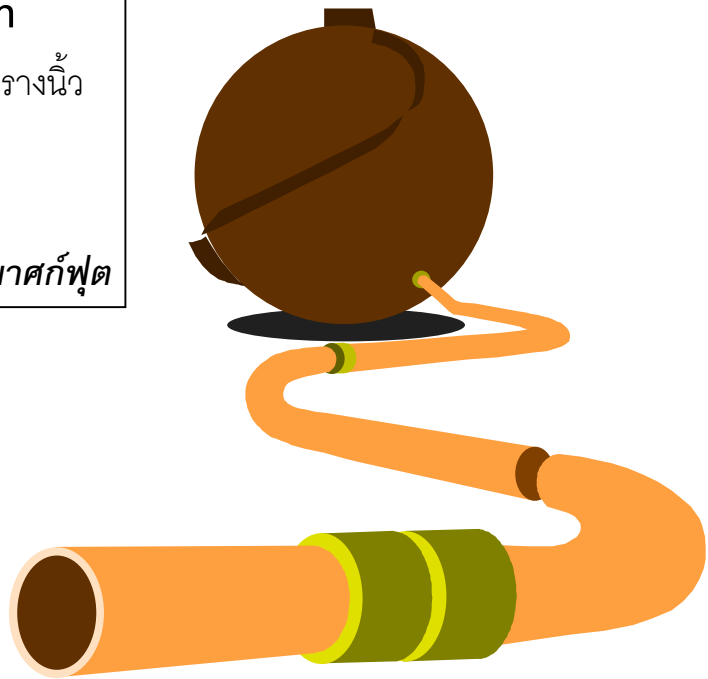
Stock Tank Condition

ความกดดัน 14.7 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

อุณหภูมิ 16°C

น้ำมันดิบ 0.7 ล้านบาร์เรล

ก๊าซธรรมชาติ 500 ล้านลูกบาศก์ฟุต



RVF (Reserve Volume Factor) = 1.43 RB / STB

GOR (Gas Oil Ratio) = 714 standard cu.f. / STB



Reservoir Condition

ความกดดัน 4,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

อุณหภูมิ 116°C

ปิโตรเลียมเหลว 1.0 ล้านบาร์เรล

รูปที่ 1 แสดงปริมาณปิโตรเลียมในแหล่ง เปรียบเทียบกับที่พื้นผิว

ประเภทของปริมาณสำรองปิโตรเลียม

ค่าของปริมาณสำรองมีความหมายต่อธุรกิจทางปิโตรเลียม เป็นหนึ่งในเครื่องมือที่แสดงถึงฐานะของบริษัทน้ำมัน และเป็นข้อมูลพื้นฐานสำหรับแผนการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ และของโลก ในอดีตการประกาศปริมาณสำรองยังมีความสับสน มีความเข้าใจไม่ตรงกัน อันเนื่องมาจากมีหลักการและพื้นฐานในการคิดคำนวณแตกต่างกัน จนกระทั่ง ค.ศ. 1996 สมาคมวิศวกรปิโตรเลียม (Society of Petroleum Engineers (SPE)) และสภาปิโตรเลียมโลก (World Petroleum Congresses (WPC)) ได้ร่วมกันรับรองนิยามและเกณฑ์ของการคิดปริมาณสำรองปิโตรเลียม ให้ใช้เป็นหนึ่งในเดียวกัน

การประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมเกี่ยวข้องกับ ความไม่แน่นอน (Uncertainties) ของข้อมูลที่ใช้ประเมินปริมาณ และระดับความน่าเชื่อถือได้ของข้อมูลธรณีวิทยา วิศวกรรม และเศรษฐศาสตร์ ณ วันที่ทำการประเมิน แบ่งระดับของปริมาณสำรองเป็น ปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) และปริมาณสำรองที่ยังไม่พิสูจน์ (Unproved Reserves) ตามระดับของความเป็นไปได้

โดยปกติปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้ว เป็นตัวเลขที่ใช้เปิดเผยสู่สาธารณะ ส่วนปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ จะใช้เฉพาะประโยชน์ภายในของหน่วยงาน หรือบริษัทเท่านั้น

การประเมินปริมาณสำรองปิโตรเลียมมีอยู่ด้วยกัน 2 วิธี คือ Deterministic กำหนดค่าที่ดีที่สุดเพียงค่าเดียว และวิธีที่ 2 ประเมินเป็นช่วงของค่า เรียกว่า Probabilistic ปริมาณสำรองปิโตรเลียมจะไม่นับรวมปริมาณปิโตรเลียมที่อยู่ในคลัง แต่อาจหักลดส่วนที่นำไปใช้ (Usage) และที่สูญเสียไปในกระบวนการ (Processing Loss) สำหรับรายงานทางการเงินของบริษัท

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม หมายถึงรวมถึงส่วนของปิโตรเลียมที่ได้มาด้วยวิธีการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตของปิโตรเลียมในแหล่ง ที่เรียกกันว่า Enhanced Recovery ซึ่งกระทำหลังจากการผลิตโดยวิธีธรรมชาติลดประสิทธิภาพลง โดยการไล่ปิโตรเลียมที่คงค้างในรูพรุนด้วยความร้อน (Thermal method) ด้วยน้ำ (Waterflooding) ด้วยสารเคมี (Chemical Flooding) แทนที่ด้วยของเหลวที่ผสมกันได้ หรือผสมกันไม่ได้กับน้ำมัน (Miscible or Immiscible Liquid) หรือแม้แต่คงความกดดัน (Pressure Maintenance) ภายในแหล่งให้ลดลงที่ละน้อย

Proved Reserve

คือ ปริมาณปิโตรเลียม ซึ่งโดยการวิเคราะห์ข้อมูลธรณีวิทยา และวิศวกรรม สามารถประเมินโดยมีเหตุผลเชื่อมั่นได้ว่าจะนำขึ้นมาใช้ได้ในช่วงพาณิชย์ นับแต่วันประเมิน ภายใต้เงื่อนไขเศรษฐกิจ วิธีการผลิต และกฎระเบียบของรัฐ

ปริมาณสำรองในขั้นนี้ แบ่งออกได้ตามสถานภาพของการผลิต คือ กำลังพัฒนา (Developed) และยังไม่ได้รับการพัฒนา (Undeveloped)

ปริมาณสำรองขั้นนี้ให้ความเชื่อมั่นได้สูง ว่าสามารถนำขึ้นมาได้จริง เป็นค่าที่พิจารณาถึงเงื่อนไขทางเศรษฐกิจแล้ว เช่น แนวโน้มในด้านราคา ต้นทุนการผลิต ช่วงเวลาที่จะทำการผลิต เงื่อนไขของสัญญา และกฎระเบียบของรัฐ ในทางเทคนิค มีข้อมูลยืนยันความสามารถผลิตได้ของแหล่ง (Reservoir Productivity) เช่น ผลทดสอบการผลิต (Production Test) หรือการทดสอบชั้นหิน (Formation Test) และข้อมูลสนับสนุนอื่นๆ เช่น ผลหยั่งธรณีฟิสิกส์หลุมเจาะ และผลวิเคราะห์แท่งหินอุ้มปิโตรเลียม เป็นต้น

ขอบเขตของแหล่งกำหนดโดยชัดเจนจาก (1) หลุมเจาะ ที่พิสูจน์ทราบความมีอยู่จริงของชั้นปิโตรเลียม ทั้งในทางกว้างและด้านลึก และ (2) มีเหตุผลเชื่อถือได้ตามข้อมูลธรณีวิทยาและวิศวกรรมที่มีอยู่ ในส่วนที่ไม่มีหลุมเจาะ และในกรณีที่ไม่ได้มีหลุมเจาะใดหยั่งถึงขอบด้านล่างของชั้นปิโตรเลียม (Fluid Contact) ให้ถือจุดต่ำสุดที่รู้เป็นเกณฑ์ เว้นแต่มีข้อมูลธรณีวิทยา วิศวกรรม หรือ การผลิตยืนยันเป็นอย่างอื่น

รวมถึงปริมาณปิโตรเลียมในส่วนที่ต้องใช้วิธีการผลิตที่พิเศษกว่าปกติ ที่ได้รับการพิสูจน์แล้วถึงต้นทุนดำเนินการในเชิงพาณิชย์

Unproved Reserve

คือปริมาณที่มีพื้นฐานการประเมิน จากข้อมูลธรณีวิทยา และวิศวกรรมเช่นเดียวกันกับ Proved Reserve แต่มีความไม่แน่นอนทางเทคนิค สัญญา เศรษฐศาสตร์ หรือกฎระเบียบ แบ่งย่อยเป็น 2 ประเภท คือ Probable Reserve และ Possible Reserve

อาจประเมินโดยพยากรณ์ตามสภาพเศรษฐกิจในอนาคต และนวัตกรรมการผลิตใหม่

Probable reserve

คือปริมาณปิโตรเลียมที่ให้ความเชื่อมั่นได้น้อยกว่า Proved reserve โดยทั่วไป หมายถึง (1) ปริมาณปิโตรเลียมที่คาดว่าจะมีจริง หากมีการเจาะ (2) ปริมาณที่คาดว่าจะผลิตได้ตามข้อมูลธรณีฟิสิกส์หลุมเจาะ แต่ยังขาดข้อมูลแท่งตัวอย่างหิน หรือผลทดสอบ (3) ปริมาณที่อาจเพิ่มขึ้นเป็น Proved Reserve อันเนื่องมาจากการเจาะหลุมชอย (4) ปริมาณที่อาจนำขึ้นมาได้โดยวิธีเพิ่มประสิทธิภาพการไหล (Improved Recovery Method) (5) ปริมาณในส่วนของชั้นหินที่แยกจากส่วนของ Proved Reserve โดยรอยเลื่อนธรณี (Fault) และผลการแปลความหมายทางธรณีวิทยาบ่งบอกว่าเป็นโครงสร้างที่อยู่สูงกว่า (6) ปริมาณอันเนื่องมาจากการปฏิบัติการปรับปรุงหลุมผลิต (Workover) เปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ และกลไกการผลิตในอนาคต และ (7) ปริมาณที่เพิ่มขึ้นในส่วนของ Proved Reserve ที่ผลการแปลความหมายข้อมูลปฏิบัติการและปริมาณโดยวิธีอื่น บ่งชี้ว่ามีปริมาณมากกว่าที่ระบุว่าเป็น Proved Reserve

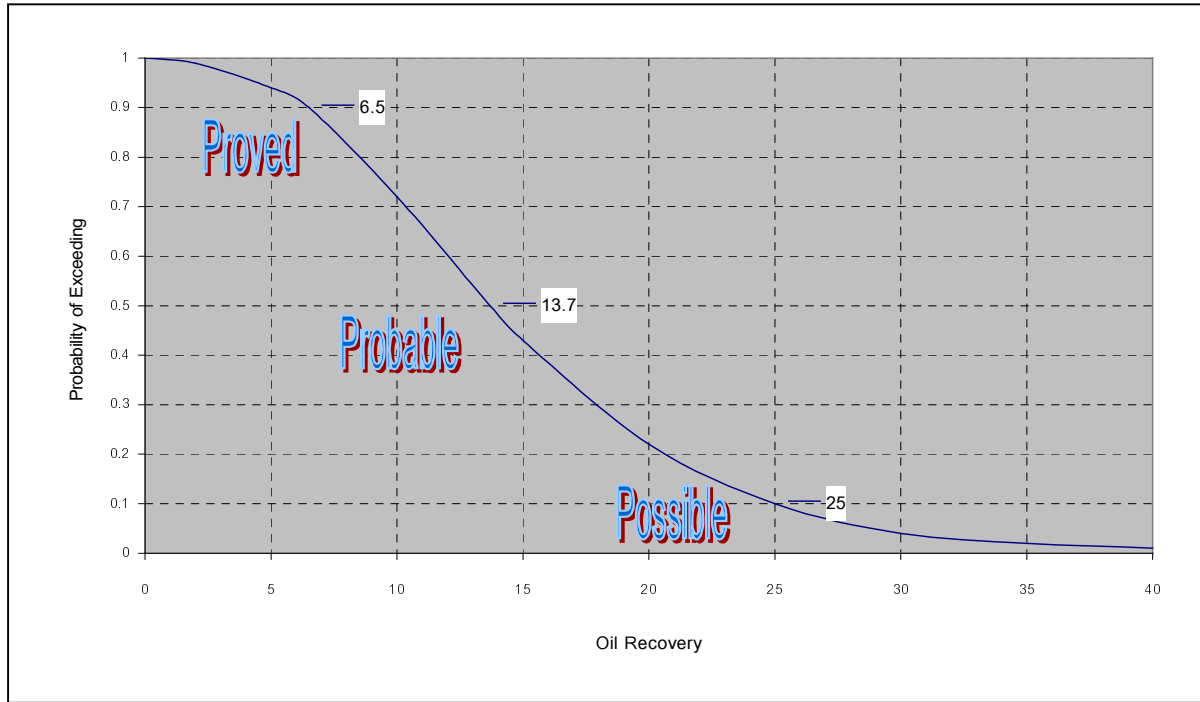
Possible reserve

คือปริมาณปิโตรเลียมที่เชื่อมั่นได้น้อยกว่า Probable Reserves โดยทั่วไปหมายถึง (1) ปริมาณที่ได้มาจากการแปลผลข้อมูลธรณีวิทยา ในบริเวณนอกพื้นที่ Probable Reserve (2) ปริมาณที่ปรากฏหลักฐานในผลข้อมูลธรณีฟิสิกส์หลุมเจาะ และแท่งตัวอย่างหิน แต่อาจไม่สามารถผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ (3) ปริมาณในชั้นหินที่เพิ่มขึ้นจากการเจาะหลุมชอย แต่ยังไม่มีความไม่แน่นอนทางเทคนิค (4) ปริมาณสำรองอันเนื่องมาจากวิธีการผลิตพิเศษ เมื่อ (ก) มีแผนของโครงการแล้วแต่ยังไม่ได้ดำเนินการ (ข) คุณลักษณะของหิน ปิโตรเลียม และแหล่งกักเก็บ มีเหตุสงสัยว่ามีโอกาสผลิตในเชิงพาณิชย์ และ (5) ปริมาณในพื้นที่ซึ่งชั้นหินแยกจาก Proved Reserve โดยรอยเลื่อนธรณี และผลการแปลความหมายธรณีวิทยาชี้ว่าเป็นโครงสร้างที่อยู่ต่ำกว่า

โดยวิธี Probabilistic Method สรุปว่ามีโอกาสถึง 90% (90% Probability) ที่ปริมาณที่นำขึ้นมาได้จริงจะมีค่าเท่ากับหรือมากกว่า Proved Reserve มีโอกาสเพียง 50% ที่ปริมาณที่นำขึ้นมาได้จริง มีค่าเท่ากับหรือมากกว่า Proved Reserve และ Probable Reserve รวมกัน และมีโอกาสเพียง 10% ที่ปริมาณที่นำขึ้นมาได้จริง เท่ากับหรือมากกว่า Proved Reserve และ Probable Reserve และ Possible Reserve รวมกัน (รูปที่ 2 ตารางที่ 1)

ตารางที่ 1 ปริมาณสำรองปิโตรเลียมตามนัยของ Probabilistic Method

ประเภทของปริมาณสำรอง	โอกาสที่เป็นไปได้ (Probability)	เท่ากับหรือมากกว่าปริมาณที่ประกาศในประเภทปริมาณสำรอง
Proved	P90 (90%)	Proved
Probable	P50 (50%)	Proved + Probable
Possible	P10 (10%)	Proved + Probable + Possible



รูปที่ 2 แสดงปริมาณสำรองน้ำมันเปรียบเทียบกับ Probability

รูปที่ 2 แสดงค่าที่ P90 เป็น 6.5 ล้านบาร์เรล จึงเป็น Proved Reserve ทั้งหมด ที่ P50 มีค่า 13.7 Probable Reserve = $13.7 - 6.5 = 7.2$ ล้านบาร์เรล และที่ P10 มีค่า 25 Possible Reserve = $25 - 13.7 = 11.3$ ล้านบาร์เรล

Ultimate Recovery

ปริมาณสำรองปิโตรเลียมเป็นตัวเลขประมาณการของปิโตรเลียม แม้ผู้ประเมินจะมีประสบการณ์แค่ไหน และข้อมูลที่ใช้ประเมินจะมีมากและถูกต้องเพียงใดก็ตาม แต่เนื่องจากเงื่อนไขทางเศรษฐกิจเปลี่ยนแปลงไปตามกาลเวลาที่ผลิตจริง เป็นเวลานับสิบปี ต้นทุนการผลิตมีแนวโน้มลดลงเนื่องจากพัฒนาการทางเทคโนโลยี ทั้งในการเจาะหลุมผลิต และอุปกรณ์การผลิต ขณะเดียวกันราคาปิโตรเลียมในตลาดโลกมีแนวโน้มที่สูงขึ้น ตามเหตุผลของอุปทานและอุปสงค์ ปริมาณของปิโตรเลียมที่นำขึ้นมาได้จริงของแหล่ง (Ultimate Recovery) จึงมักมีค่าสูงกว่าปริมาณสำรองเบื้องต้นเสมอ (รูปที่ 3) โดยเฉพาะอย่างยิ่งในการประเมินของผู้ประกอบการขนาดใหญ่ซึ่งมีต้นทุนการผลิตสูง จะมีอัตราการผลิตสิ้นสุด ที่เรียกว่า Economic Limit (EL) ที่สูงกว่า จึงมักขายแหล่งให้ผู้ประกอบการที่มีต้นทุนการผลิตที่ต่ำกว่า ตัวอย่างเช่น บริษัท A มี EL ที่ 200 บาร์เรลต่อวัน บริษัท B มี EL ที่ 100 บาร์เรลต่อวัน บริษัท A ขายแหล่งให้บริษัท B หลังจากอัตราผลิตลดต่ำกว่า 200 บาร์เรลต่อวัน บริษัท B ก็ยังสามารถดำเนินการผลิตต่อไปได้ ผลก็คือปริมาณปิโตรเลียมที่นำขึ้นมาได้จริงของแหล่งจึงมีค่าสูงกว่าปริมาณสำรองที่ประเมินไว้โดยบริษัท A

ไม่มีใครทราบค่า Ultimate Recovery ที่แท้จริงจนกว่าจะได้มีการปิดแหล่งผลิตในท้ายที่สุดแล้ว



รูปที่ 3 เปรียบเทียบระหว่างปริมาณที่มีอยู่จริง ปริมาณสำรอง และที่ผลิตได้จริงของแหล่งปิโตรเลียม

สรุป

โดยสรุป แม้ปริมาณสำรองจะมีความไม่แน่นอนอยู่บ้าง แต่ก็มีความสำคัญต่อการพิจารณาตัดสินใจพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม อย่างน้อยปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วในเบื้องต้นก็มีความจำเป็นอย่างยิ่ง เพราะเป็นเครื่องชี้วัดทำให้ผู้ประกอบการตัดสินใจเริ่มต้นทำการผลิตปิโตรเลียมได้ เมื่อการผลิตดำเนินไปแล้ว ข้อมูลใหม่จากหลุมเจาะที่เพิ่มขึ้น และต้นทุนการผลิตที่ลดลงเนื่องจากนวัตกรรมทางเทคโนโลยี ส่วนใหญ่จะทำให้ตัวเลขปริมาณสำรองของแหล่งเพิ่มขึ้น

ข้อมูลหลุมเจาะที่เพิ่มขึ้น อัตราไหลที่เปลี่ยนไป และเงื่อนไขทางเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลง ทำให้มีการประเมินปริมาณสำรองใหม่ทุกครั้ง

ที่มา :

Seba, R.D., 1998, *Economics of Worldwide Petroleum Production*, OGCI Publications, Tulsa, Oklahoma, U.S.A., pp. 39-52.