บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยและการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและบริษัทผู้รับประทานปิโตรเลียมในด้านข้อมูล จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย เช่น โครงสร้างชนบท น้ำพอง และชั้นหินปูนยุคเพอร์เมียน โดยแบ่งการศึกษาและวิเคราะห์ออกเป็น 3 ส่วน ส่วนที่หนึ่ง คือ การพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมโดยประยุกต์หลักการและทฤษฎี Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success รวมถึงหลักการและทฤษฎีเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม เพื่อพัฒนาโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เป็นต้น ในที่นี้จะเรียกชื่อโปรแกรมที่พัฒนาว่า MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) โดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6.0 ในการพัฒนาโปรแกรม ส่วนที่สอง คือ การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพในโครงสร้างต่างๆ โดยเป็นผลจากการประเมินของโปรแกรมทั้งหมด 3 โปรแกรม ประกอบด้วย FASPU, GeoX และ MSP ดังเช่น โครงสร้างชนบทค้นพบศักยภาพได้ 122-234, 403-622 และ 833-1,808 พันล้าน ลบ. ฟุต ที่ระดับความน่าจะเป็นร้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ โครงสร้างน้ำพองค้นพบศักยภาพได้ 420-456, 819-1,264 และ 2,084-2,851 พันล้าน ลบ. ฟุต ที่ระดับความน่าจะเป็นร้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ และชั้นหินยุคเพอร์เมียนค้นพบศักยภาพได้ 6,498-14,831, 40,645-70,564 และ 252,860-307,507 พันล้าน ลบ. ฟุต ที่ระดับความน่าจะเป็นร้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ ส่วนสุดท้ายในการศึกษาและวิเคราะห์ คือ การเปรียบเทียบผลการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับศักยภาพในโครงสร้างต่างๆ โดยปริมาณก๊าซที่ถูกประเมินจะพิจารณาจากวิธี Monte Carlo Simulation ของโปรแกรม MSP ที่ระดับความน่าจะเป็นร้อยละ 50 เท่านั้น ดังเช่น สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังหักภาษีและอัตราการคืนทุนภายในที่ปริมาณก๊าซ 470 พันล้าน ลบ. ฟุต ของโครงสร้างกักเก็บชนบทเท่ากับ 3.40-3.77 และ 28.41-40.19% ตามลำดับ ค่ากำไรปัจจุบันสุทธิคาดหวัง (Expected Monetary Value P50) 200 ล้านเหรียญสหรัฐ สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังหักภาษีและอัตราการคืนทุนภายในที่ปริมาณก๊าซ 1,154 พันล้าน ลบ. ฟุต ของโครงสร้างกักเก็บน้ำพองเท่ากับ 5.75 และ 37.94% ตามลำดับ สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังหักภาษีและอัตราการคืนทุนภายในที่ปริมาณก๊าซ 46,198 พันล้าน ลบ. ฟุต ของชั้นหินปูนยุคเพอร์เมียนเท่ากับ 4.91 และ 36.90% ตามลำดับ

ผลการวิจัยนี้อาจนำไปประยุกต์ใช้กับการประเมินปริมาณปิโตรเลียมในแต่ละโครงสร้างสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โดยการวิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรปิโตรเลียม ร่วมกับการใช้โปรแกรม FASPU, GeoX และ MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) ซึ่งสามารถวิเคราะห์และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิผล ดังนั้น จึงควรมีการพิจารณาการวิเคราะห์และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมเหล่านี้เพื่อการพัฒนาให้เหมาะสมกับสภาวะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน และเพิ่มการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยมากขึ้น

Abstract

This project was funded and supported by SUT budget, laboratories, and personnel with the assistant from DMF and concessionaire's personnel for data. The objective of the research is to study Northeastern petroleum potential and risk assessment using computer program, including Chonnabot field, Namphong field and Permian formation. The study and analysis are divided into 3 sections. First section is the software development for petroleum potential and risk assessment under various geological conditions and petroleum engineering requirements, including Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean and Probability of Success. In addition, a theory of petroleum economics is applied to the software development for considering internal rate of return and profit to investment ratio. The software is developed by Microsoft Visual Basic Version 6.0 which is here called MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success). Second section is comparing gas in place for Chonnabot field, Namphong field and Permian formation, using FASPU, GeoX and MSP. Such as, gas in place for Chonnabot field is 122-234, 403-622 and 833-1,808 Bcf for P90, P50 and P10 respectively. Next, gas in place for Namphong field is 420-456, 819-1,264 and 2,084-2,851 Bcf for P90, P50 and P10 respectively. Finally, gas in place for Permian formation is 6,498-14,831, 40,645-70,564 and 252,860-307,507 Bcf for P90, P50 and P10 respectively. Third section is comparing petroleum economic in term of internal rate of return and profit to investment ratio, using gas in place for P50 of MSP only. Such as, profit to investment ratio and internal rate of return for 470 Bcf of Chonnabot field are 3.40-3.77 and 28.41-40.19% respectively, and expected monetary value (P50) is 200 million US$. Profit to investment ratio and internal rate of return for 1,154 Bcf of Namphong field are 5.75 and 37.94% respectively. Profit to investment ratio and internal rate of return for 46,198 Bcf of Permian formation are 4.91 and 36.90% respectively.

The results of this study can be applied to northeastern petroleum potential and risk assessment, using various geological conditions, petroleum engineering requirements and software computer (FASPU, GeoX and MSP). The study also increases the ability and knowledge in petroleum potential and risk assessment for northeastern Thailand and probably promotes the petroleum activity investments in Thailand.