รหัสโครงการ SUT 7-719-43-12-47

รายงานการวิจัย

ประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมจากหินคาร์บอเนต

Petroleum Production Effeciency in Carbonate Rock

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กองเชื้อเพลิงธรรมชาติในการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยตั้งแต่ต้นจนถึงปัจจุบัน ศึกษาและคาดการณ์ประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยไม่ประสบความสำเร็จมากนัก พบแหล่งก๊าซธรรมชาติเพียงสองแหล่งเท่านั้น ในอดีตที่ผ่านมาการคาดการณ์ประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมไม่สามารถทำได้อย่างถูกต้องและเพียงพออาจเนื่องจากข้อมูลที่มีจำกัดและปกปิดตามสัญญาสัมปทาน ฉะนั้นงานวิจัยนี้จึงจำเป็นต้องศึกษาการกระจายตัวเรื่อง ค่าความพรุน และค่าการซึมผ่านได้ของหินปูน ค่าความพรุนและค่าการซึมผ่านได้จำนวนหนึ่งถูกรวบรวมมาจากข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เอกสารวิชาการต่าง ๆ ที่มีอยู่ มีการเก็บตัวอย่างหิน คาร์บอเนตมากกว่า 30 ตัวอย่างมาวิเคราะห์ในห้องทดลอง พบว่ามีความพรุนเฉลี่ย 4% และความซึมผ่านได้อยู่ 0.5 มิลลิดาร์ซี มีวิเคราะห์อัตราเสี่ยงในการลงทุนสำรวจปิโตรเลียมในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ผลออกมาเป็น 7% และโอกาสพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาด 255 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีการจำลองแหล่งปิโตรเลียม 4 ขนาดคือมีก๊าซในแหล่งเป็น 250 279 303 และ 622 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์คำนวณแหล่งปิโตรเลียมแบบถังเดียวชั้นมาก เพื่อคำนวณเปรียบเทียบผลกับการคำนวณที่ใช้โปรแกรมสำเร็จรูปได้ผลใกล้เคียงกัน ผลการศึกษาวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมทั้ง 4 แหล่งได้ผลคือ สามารถผลิตก๊าซธรรมชาตินานประมาณ 20 ปี มีประสิทธิภาพในการผลิตร้อยละ 80 อัตราการคืนทุนร้อยละ 18-20 สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีก๊าซ 250 พันล้านลูกบาศก์ฟุตจะสามารถผลิตก๊าซเริ่มต้นวันละ 90 ล้านลูกบาศก์ฟุตไปนาน 2 ปี จากนั้นอัตราการผลิตจะค่อย ๆ ลดลงปีละ 16% จนถึงปีที่ 20 ปีสุดท้ายจะผลิตด้วยอัตราวันละ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการคืนทุนร้อยละ 20 ประโยชน์ที่ได้จากงานวิจัยนี้คือได้มีกรปรับปรุงและพัฒนาความรู้ในด้านการจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม ความสามารถในการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จรูปในการศึกษาและคาดการณ์ประสิทธิภาพการผลิตแหล่งปิโตรเลียม และบางทีอาจกระตุ้นและสนับสนุนให้มีการลงทุนในกิจการปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนืออีกด้วย

Abstract

SUT budget, laboratories, and personnel supported this project with the assistant from DMR personnel for data and reservoir simulation. The objective of the research is to study compile all information in petroleum exploration and production in the northeastern part of Thailand and estimate the petroleum production efficiency in carbonate rock reservoir, specially for gas reservoir in the northeast of Thailand. The petroleum exploration and development in the northeastern part of Thailand has been not quite successful, only two commercial gas fields in carbonate reservoir were discovered. In the past, the petroleum production efficiency estimation could not be performed accurately and sufficiently enough due to the data from the concessionaire is limited and confidential. Therefore, it is necessary to study the distribution of porosity and permeability in carbonate rock. The porosity and permeability data has been compiled from literature reviews such as concessionaire results, technical, and conference papers. More than 30 carbonate rock samples were collected from the fields to measure the porosity and permeability in SUT laboratory and the average porosity and per ability were found at 4% and 0.5 md. The exploration in the NE area was 7% risk, the FASPU program was run and resulted as the most likely potential reservoir gas inplace at 255 Bcf. Four gas inplace size models of 250,279,303 and 622 Bcf. were simulated for economic evaluation aspect. The economic study results were indicated that the gas reservoirs could be produced for 20 years with the recovery of 80% and the return on investment of 18-20% The tank model reservoir program was developed to compare the reservoir simulation results. For the 250 Bcf gas inplace model reservoir simulation, the gas production rate is started with 90 MMSCF/D and lasted for two years then declined about 16% per year until ended at the 20^{th} year, with the final rate of 5 MMSCFD. The economic analysis of the production of this case was done and given 20% rate of return with PIR of 1. The benefit of this study will improve the knowledge of reservoir simulation model including the ability to use the software for petroleum production efficiency approximation and probably promote the petroleum activities in the area