ACID FRACTURING INCREASES PRODUCTION IN TIGHT GAS CARBONATE

Kriangkrai Trisarn

School of Geotechnology,

Suranaree University of Technology 111 University Avenue, Muang District

Nakhon Ratchasima 30000, THAILAND

บทคัดย่อ

การสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยไม่ประสบผลสำเร็จมากนัก พบแหล่งก๊าซธรรมชาติเพียงสองแหล่งเท่านั้น จุดประสงค์งานวิจัยนี้คือศึกษาการเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติในหินปูนเนื้อแน่น การวิเคราะห์อัตราเสี่ยงของการสำรวจปิโตรเลียมบริเวณนี้ พบว่าโอกาสพบก๊าซธรรมชาติสมรรถนะเชิงพาณิชย์เพียงร้อยละ 7 ปริมาณก๊าซที่ควรจะพบ 255 พันล้านลบ.ฟุต ในครั้งนี้มีความจำเป็นต้องศึกษาการกระจายตัวของค่าความพรุนและความซึมผ่านได้ ทั้งจากผลการสำรวจขอบริษัทผู้รับสัมปทานและจากการวัดในห้องทดลอง ผลการศึกษาพบว่าหินปูนมีค่าความพรุนเฉลี่ยร้อยละ 4 ค่าซึมผ่านได้ 0.2 มิลิดาร์ซี ซึ่งมีค่าน้อยไม่สามารถผลิตก๊าซได้อย่างมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ จึงต้องมีการปรับปรุงหลุมผลิตด้วยการอัดกรดให้หินแตก เพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต โปรแกรมคอมพิวเตอร์ถูกเขียนขึ้นเพื่อคาดการณ์อัตราการผลิตที่เพิ่มขึ้น แหล่งจำลองก๊าซธรรมชาติคอมพิวเตอร์แบบถังเดียวถูกพัฒนาขึ้น เพื่อทดลองผลิตก๊าซธรรมชาติ และเปรียบเทียบผลกับการทดลองผลิตโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้ผลคือ ถ้าต้องการเพิ่มอัตราการผลิตเป็น 3 เท่า ต้องใช้กรด 4,440 บาร์เรลต่อหลุมอัดเข้าไป และจะทำให้หินแตกเป็นรัศมีกว้าง 540 ฟุต จากนั้นก็ทดลองผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับแหล่งก๊าซปริมาณ 300 พันล้าน ลบ.ฟุต พบว่าสามารถผลิตเริ่มต้นจากหลุมผลิต 6 หลุมในอัตราวันละ 70 ล้าน ลบ.ฟุต คงตัวได้นาน 3 ปี จากนั้น อัตราการผลิตจะลดลงร้อยละ 14 ต่อปี จนถึงปีที่ 21 ก็หยุดผลิตที่อัตราวันละ 10 ล้าน ลบ.ฟุต ผลิตก๊าซได้ร้อยละ 80 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ได้กำไรร้อยละ 18

Abstract

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. The objective of this research is to study the improvement of natural gas production efficiency in tight gas

carbonate by acid fracturing. The basin assessment analysis in these areas indicated the overall exploration risk at 0.07, and a new most likely recovery gas inplace should be 255 BCF. In this study, it is necessary to study the distribution of porosity and permeability in carbonate rock both by reviewing the concessionaire results and from the laboratory measurement. The average porosity and permeability were found at 4% and 0.2 millidarcies respectively, with this low permeability, well could not be economically produced. In order to produce gas economically, the well stimulation by acid fracturing needed to be performed. For this study purpose, the computer program was developed to estimate the acid fracturing performance. The tank model computer program was developed to simulate gas production as well as the commercial software was simulated to compare the results. In order to increase the productivity ratio to three times, 4,400bbls of acid per well should be injected to create the fracture with the radius of 540 feet. For the 300 BCF gas inplace reservoir and 6 producing wells model simulations, the gas production rate is started with 70 MMSCF/D and lasted plateau rate for three years then declined about 14% per year until ended at the 21st year with the final rate of 10 MMSCFD and recovery factor of 80 %. The economic analysis of this case was done and given 18% return on investment.

ตีพิมพ์ใน : การประชุมวิชาการด้านวิศวกรรมเหมืองแร่ วัสดุ และปิโตรเลียมครั้งที่ 7 โรงแรมปางสวนแก้ว จังหวัดเชียงใหม่ 1-3 ธันวาคม 2547 , หน้า 4-17- 4-25.