สุเชษฐ์ นิลพันธุ์ : การจำลองทางคอมพิวเตอร์ของการขับน้ำมันโดยใช้พอลิเมอร์ในแหล่งน้ำมันแม่สูน (COMPUTER SIMULATION OF POLYMER FLOODING IN MAESOON OIL FIELD) อาจารย์ที่ปรึกษา: ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล, 237 หน้า

การศึกษานี้ใช้กระบวนการขับน้ำมันโดยใช้น้ำและพอลิเมอร์เพื่อมาช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันในแหล่งน้ำมันแม่สูน วัตถุประสงค์ในการศึกษานี้จะศึกษา 1) ศึกษากระบวนการขับน้ำมันโดยใช้น้ำและพอลิเมอร์ 2) เปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันของการใช้กระบวนการขับน้ำมันโดยใช้น้ำและพอลิเมอร์ 3) เปรียบเทียบการผลิตน้ำมันเมื่อทำการเปลี่ยนความเข้มข้นของพอลิเมอร์ 4) ประเมินค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อค้นหาตัวเลือกที่ดีที่สุดสำหรับการลงทุนและกำไรมากที่สุดในการดำเนินงานจริง การจำลองชั้นกักเก็บน้ำมันเป็นการจำลองจากชั้นหินกักเก็บจริง โดยใช้ข้อมูลจากสื่อสิ่งพิมพ์ซึ่งครอบคลุมข้อมูลทางธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และชั้นหินกักเก็บข้อมูลบางอย่างมาจากการประเมินและคำนวณจากวิธีการต่างๆ ตามทฤษฎี รูปแบบที่ใช้ในการจำลองนี้ใช้หลุมผลิต 1 หลุมและหลุมอัด 2 หลุม โดยมีอัตราการผลิตคงที่ที่ 200 บาร์เรลต่อวัน โดยใช้พอลิเมอร์ความเข้มข้น 600 ppm, 1,000 ppm และ 1,500 ppm โดยทำการอัดทั้งในกระบวนการขับน้ำและพอลิเมอร์และใช้อัตราการอัด 150 และ 300 บาร์เรลต่อวัน ทำการอัดด้วยน้ำและพอลิเมอร์ ในปีที่ 1, 3 และ 5 ของการผลิต โดยกรณีที่ดีที่สุดของการขับน้ำมันด้วยน้ำ คือ การอัดน้ำในปีที่ 1 ในอัตรา 150 บาร์เรลต่อวัน ตัวแปรการกู้คืนน้ำมันได้ 21.725% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ 2.809 ล้านเหรียญสหรัฐ ส่วนผลของการขับน้ำมันโดยพอลิเมอร์ คือ การอัดพอลิเมอร์ในปีที่ 1 (ความเข้มข้นของพอลิเมอร์ 600 ppm และอัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน) เป็นวิธีที่ดีที่สุด ตัวแปรการกู้คืนน้ำมันได้ 26.72% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ คือ 8.905 ล้านเหรียญสหรัฐ จากผลการศึกษาเมื่อพิจารณาจากผลรวมการผลิตน้ำมันทั้งหมด จะพบว่ากรณีการศึกษาของความเข้มข้นที่ 1,500 ppm ของพอลิเมอร์ คือ กรณีที่ดีที่สุด เพราะความหนืดของพอลิเมอร์สูงขึ้นกว่ากรณีอื่นๆ ทำให้น้ำมันที่หลงเหลืออยู่ถูกขับไปยังหลุมทำให้ได้ปริมาณน้ำมันเพิ่มขึ้นซึ่งแสดงในค่าผลรวมการผลิตทั้งหมด และเมื่อพิจารณาจากผลการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีศึกษาที่ความเข้มข้น 600 ppm ของพอลิเมอร์ คือ กรณีที่ดีที่สุด เพราะความเข้มข้นของพอลิเมอร์ที่ใช้จะต่ำกว่าส่งผลให้ใช้พอลิเมอร์ดังกล่าวน้อยลงกว่า ซึ่งค่าใช้จ่ายที่ได้จากการคำนวณจะถูกกว่ากรณีอื่นๆ จากผลการประเมินของทั้งจากผลรวมการผลิตน้ำมันทั้งหมดและการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ พบว่าค่อนข้างขัดแย้งกันและยากต่อการตัดสินใจ อย่างไรก็ตามกรณีความเข้มข้นที่ 1,000 ppm ของพอลิเมอร์จะค่อนข้าง

ความเหมาะสมเพราะยังคงแสดงค่าที่สูงของตัวแปรการกู้คืนน้ำมันและค่าอัตราการผลิต ยิ่งไปกว่านั้นยังแสดงผลประเมินทางเศรษฐศาสตร์ที่สูงเป็นอันดับที่สองด้วย

สาขาวิชา เทคโนโลยีธรณี

ปีการศึกษา 2560

ลายมือชื่อนักศึกษา สุเชษฐ์ ชิลพันธ์

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา

SUCHET NILLAPHAN : COMPUTER SIMULATION OF POLYMER FLOODING IN MAESOON OIL FIELD. THESIS ADVISOR : ASST. PROF. AKKHAPUN WANNAKOMOL, Ph.D., 237 PP.

MAESOON OIL FIELD / WATER FLOODING / POLYMER FLOODING / SIMULATION

This study applies water and polymer flooding to increase the oil production efficiency in Maesoon oil fields. The purposes of this study are to (1) Study of water and polymer flooding (2) Compare the oil production efficiency between water and polymer flooding (3) Compare the oil production efficiency with a variation of polymer concentration (4) Evaluate the economics to find the best option for investment and most profitable in actual operation. The reservoir simulation is modeled as the actual oil reservoir by using information from all publications which have included geological, geophysical and reservoir data. Some data are estimated and calculated from theoretical method. The stagged line drive pattern is applied for injection and production wells. The production-fixed rate of 200 bbl/d, 600 ppm, 1,000 ppm and 1,500 ppm of polymer concentrations are used in experiment. Each of concentration is injected in rate of 150 and 300 bbl/d to the well. Firstly, the water is injected in the 1st, 3rd and 5th year, while the polymer are injected in the 1st, 3rd and 5th year of production as well. The best case in the 1st year in water flooding at injection rate 150 bbl/d, as the summary of the oil recovery factor of 21.725%, net present value is 2.809 MMUS$. The results of this research revealed that polymer flooding in 1st year (concentration 600 ppm in injection rate 300 bbl/d) is the best method, as the

summary of the oil recovery factor of 26.72%, net present value is 8.095 MMUS$. Form the research results can be concluded that the polymer concentration of 1,500 ppm is the best case depending on the cumulative oil production. Because the viscosity of polymer is higher than others. The remaining oil is swept to the well then the production is higher as shown in the cumulative oil production. The economic evaluation, the case of 600 ppm polymer concentration is the best case. Because the polymer concentration is lower affecting to the lower polymer volume is used. That the calculated cost of this lower concentration case is cheaper than others. Both the cumulative oil production and economic evaluations are contrasted and hard for consideration. However, the case of 1,000 ppm polymer concentration is quite proper. Due to it is still high in recovery factor and production rate moreover, it is 2nd best case of both economic evaluations.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

School of Geotechnology

Academic Year 2017

Student's Signature SUCHET NILLAPHAN

Advisor's Signature