

การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันในประเทศไทยด้วยวิธีขั้วด้วยน้ำโดยใช้การจำลอง คอมพิวเตอร์

Simulation Study of Oil Recovery Improvement by Water Flooding in Thailand

เกรียงไกร ไตรสาร

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
อ.เมือง จ.นครราชสีมา 30000 โทร 0-4422-4310 โทรสาร 0-4422-4445 E-mail: kriangkrai@sut.ac.th

Kriangkrai Trisarn

School of Geotechnology, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology

Muang District, Nakorn Ratchasima 30000 Thailand Tel: 0-4422-4310 Fax: 0-4422-4445 E-mail: kriangkrai@sut.ac.th

บทคัดย่อ

น้ำมันเป็นแหล่งพลังงานที่มีความสำคัญต่อการพัฒนาประเทศไทยนำเข้าน้ำมันมากกว่าวันละ 700,000 บาร์เรล มีแหล่งน้ำมันที่พบในประเทศไทย 18 แหล่งส่วนใหญ่พบในหินทรายยุคเทอร์เชียรีในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือ ภาคกลาง และในอ่าวไทย รวมอัตราผลิตวันละประมาณ 130,000 บาร์เรล แหล่งน้ำมันเหล่านี้บางแหล่งใช้วิธีขั้วด้วยน้ำเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต การใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ เป็นวิธีการที่จะทำให้การขั้วด้วยน้ำเกิดประสิทธิภาพสูงสุด หินทรายยุคเทอร์เชียรีมีค่าความพรุนและความซึมผ่านได้ 10-20% และ 10-200 มิลลิดาร์ซี ตามลำดับ แหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ถูกจำลองขึ้น 4 ขนาด คือ ขนาดมีน้ำมัน 5, 8, 30 และ 100 ล้านบาร์เรลแต่ละขนาดมีการจำลองรูปแบบของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำหลายรูปแบบเพื่อหารูปแบบที่เหมาะสมและได้ประสิทธิภาพสูงสุดใช้ ทดลองผลิต (Reservoir Simulation) ได้ผลคือ ถ้าผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะผลิตน้ำมันได้ร้อยละ 16-23 ของน้ำมันที่มีอยู่ อัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 12-29% โดยแหล่งเล็กจะได้น้อยกว่าแหล่งใหญ่ แต่ถ้ามีการขั้วด้วยน้ำ (Water Flooding) จะเพิ่มปริมาณการผลิตรวมเป็นร้อยละ 20-40 ของน้ำมันที่อยู่ อัตราคืนทุน 10-26% ถ้าไรเพิ่มขึ้นเป็นเกือบ 2 เท่าของผลิตจากเบื้องต้นอย่างเดียว ผลการวิจัยนี้อาจนำไปประยุกต์ใช้กับแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพเป็นประโยชน์ด้านวิชาการในการจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม ส่งเสริมให้มีการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันและเพิ่มการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยมากขึ้น

Abstract

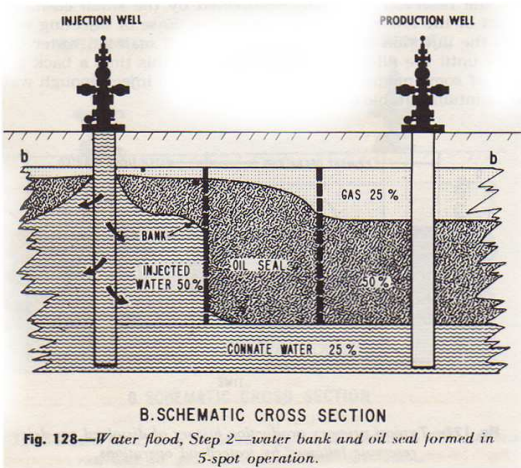
Oil is the important energy source for Thailand social and industry development. More than 700,000 barrels of oil needed to be imported, while there are 18 oilfields in the northern part central part, and the gulf of Thailand in tertiary basin are being produced with the summed producing rate of 130,000 barrel per day. Some of these oilfields are being applying water flooding to improve oil recovery. Reservoir simulation is the tool to determine

the most suitable and efficient pattern for individual water flooding project. Tertiary rock in Thailand has the porosity and permeability of 10-20% and 10-200 millidarcies respectively. There are four sizes of oilfields were modeled with the in place of 5, 8, 30, and 100 million barrels respectively. Each size was modeled many producing and injecting well patterns to run simulations. The oil productions in primary recovery were ranged at 16-23% from small oilfield size to big oil field size with the IRR after tax of 12-29%. If including water flooding, the oil production recoveries become 20-40% with IRR after tax of 10-24% the net profit added up to about double of primary recovery. The results of this study can be applied to any water flooding project. The study also increases the ability and knowledge in water flood reservoir simulation and probably promotes the petroleum activity investments in Thailand.

1. บทนำ

ปัจจุบันพลังงานจากปิโตรเลียมถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญสูงสุดปัจจัยหนึ่งสำหรับการพัฒนาของประเทศไทย ทั้งในด้านเศรษฐกิจและด้านสังคม โดยตัวอย่างกิจกรรมต่างๆ ที่มีการใช้พลังงานจากปิโตรเลียมคือ การคมนาคมขนส่ง การอุตสาหกรรม การเกษตรกรรม การผลิตกระแสไฟฟ้าหรือแม้กระทั่งทางด้านความมั่นคงก็มีความจำเป็นอย่างยิ่งในการนำพลังงานจากปิโตรเลียมมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด ปัจจุบันที่การขั้วน้ำมันดิบมีราคาสูงกว่า 50 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรล ทำให้ความสามารถในการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศของไทยประสบปัญหาอย่างมาก และในสภาวะการณ์ที่เศรษฐกิจของประเทศไทยกำลังขยายตัวในปัจจุบัน ทำให้ความต้องการที่จะใช้พลังงานจากปิโตรเลียมมีเพิ่มมากขึ้น แต่ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่ในประเทศมีปริมาณที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการที่เพิ่มมากขึ้นดังกล่าว โดยเฉพาะอย่างยิ่งส่วนที่เป็นน้ำมันดิบ เนื่องมาจากการที่จำนวนของแหล่งน้ำมันในประเทศไทยที่กำลังผลิตมีอยู่ไม่มากและกำลังการผลิต

ปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันต่างๆในประเทศมีอยู่เพียง 30% ของปริมาณที่มีความต้องการใช้ในประเทศ ไทยนำเข้าน้ำมันมากกว่าวันละ 700,000 บาร์เรล มีแหล่งน้ำมันที่พบในประเทศไทย 18 แหล่งส่วนใหญ่พบในหินทรายยุคเทอร์เชียรีในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือ ภาคกลาง และในอ่าวไทย รวมอัตราการผลิตวันละประมาณ 130,000 บาร์เรล โดยตัวอย่างของแหล่งน้ำมันดิบที่พบในประเทศไทยได้แก่ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี แหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน และแหล่งน้ำมันผาง ซึ่งแหล่งน้ำมันต่างๆที่กล่าวถึงส่วนใหญ่จะทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่เป็นหินทรายมีอายุอยู่ในช่วงของยุคเทอร์เชียรี แต่ในปัจจุบันแหล่งน้ำมันดิบต่างๆที่กล่าวมา ส่วนใหญ่จัดว่ามีอายุการผลิตค่อนข้างยาวนาน ส่งผลให้อัตราการผลิตน้ำมันดิบในปัจจุบันกำลังอยู่ในสภาวะที่ถดถอย ทำให้ผู้ที่รับผิดชอบในการจัดการดูแลแหล่งน้ำมันดังกล่าวจำเป็นต้องศึกษาค้นคว้าวิธีการที่จะนำมาช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบให้สูงขึ้น โดยหนึ่งในหลายวิธีสำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบคือ วิธีการขับด้วยน้ำ (Waterflooding) จัดเป็นกระบวนการผลิตในขั้นที่สองหรือที่เรียกว่าการผลิตในขั้นทุติยภูมิ (Secondary recovery) ซึ่งเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย เนื่องมาจากวิธีการขับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ไม่ซับซ้อน ค่าใช้จ่ายไม่สูงมาก และเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสูง(รูปที่1) ซึ่งในปัจจุบัน บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับปิโตรเลียมได้มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประยุกต์ใช้ในระบบการขับด้วยน้ำ ดังนั้นวิธีการขับด้วยน้ำ จึงน่าจะมีประสิทธิภาพที่จะใช้สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย



รูปที่ 1 แสดงวิธีการขับปิโตรเลียมด้วยน้ำ

1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

1. เพื่อให้ทราบถึงค่าความพรุนและค่าความซึมซาบได้ของหินทรายยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย
2. ศึกษาและสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบสำหรับการประยุกต์ใช้กับวิธีการขับด้วยน้ำ
3. คำนวณหาปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบที่จะเพิ่มขึ้นเนื่องจากการใช้วิธีการขับด้วยน้ำ
4. เพื่อคำนวณปริมาณสำรองและประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันดิบใน

ประเทศไทย โดยเฉพาะที่เปรียบเทียบกับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์และแหล่งน้ำมันอุ้มทอง

2. วิธีดำเนินการวิจัย

2.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

งานวิจัยนี้ได้เก็บตัวอย่างหินยุคเทอร์เชียรีมาวิเคราะห์มากกว่า 20 ตัวอย่างได้ค่าความพรุนของหิน 1.2-36.6% เฉลี่ย 11.7% และค่าความสามารถซึมผ่านได้ระหว่าง 0.0002 ถึง 51.38 มิลลิดาร์ซี เฉลี่ย 5.2 มิลลิดาร์ซี จากการขอข้อมูลบริษัทน้ำมัน ค่าporosity ของแหล่งอุ้มทอง 11-23% ค่าpermeability 0.1-500 มิลลิดาร์ซี ของแหล่งสิริกิติ์ค่าporosity อยู่ระหว่าง 12-30% (เฉลี่ยประมาณ 20%) และpermeability 1-1000มิลลิดาร์ซี(ค่าเฉลี่ยประมาณ 200 md)

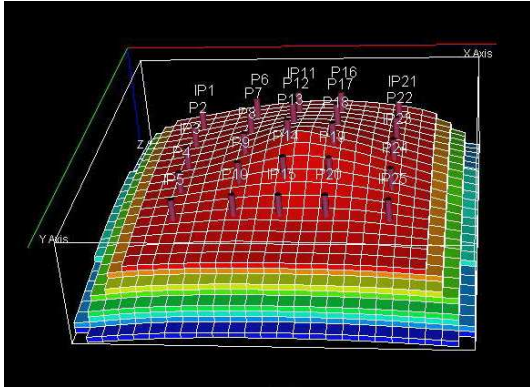
สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาค้นคว้าครั้งนี้โดยใช้โปรแกรมอีคลิพส์ออฟฟิศ (ECLIPSE OFFICE) สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 รูปแบบดังนี้

- ก. รูปแบบที่ 1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ (ปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ > 100,000,000 บาร์เรล)
- ข. รูปแบบที่ 2 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดปานกลาง (ปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ > 30,000,000 บาร์เรล)
- ค. รูปแบบที่ 3 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็ก (ปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ > 5,000,000 บาร์เรล)
- ง. รูปแบบที่ 4 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กถึงปานกลางและมีชั้นกักเก็บน้ำล้อมรอบแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม(ปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ > 8,000,000 บาร์เรล)

โดยในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแต่ละรูปแบบ จะมีการนำข้อมูลต่างๆของแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทยมาใช้ในการจัดสร้างขึ้น อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์หรือแหล่งน้ำมันผาง เป็นต้น

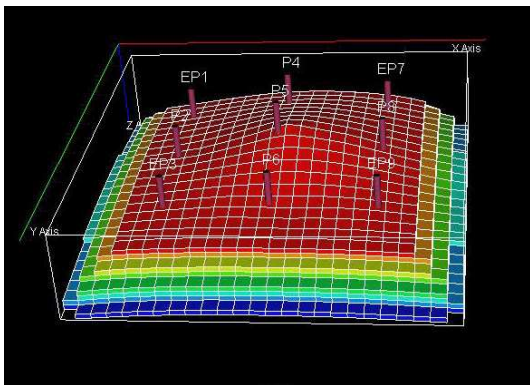
สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 100,000,000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 39,062,500 ตารางฟุต (~900 เอเคอร์) และมีขนาด 5,000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมผ่านได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล ดังแสดงในรูปที่ 2 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 โดยหลุมผลิตทั้ง 25 หลุมจะกระจายอยู่ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 2 และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 1 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 19-26% และ 9.20-586.00 md ตามลำดับส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมี

ค่าประมาณ 3,500 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ ส่วนใหญ่จะได้อาจมาจากข้อมูลของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ อ. ลานกระบือ จ. กำแพงเพชร ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด(มหาชน)



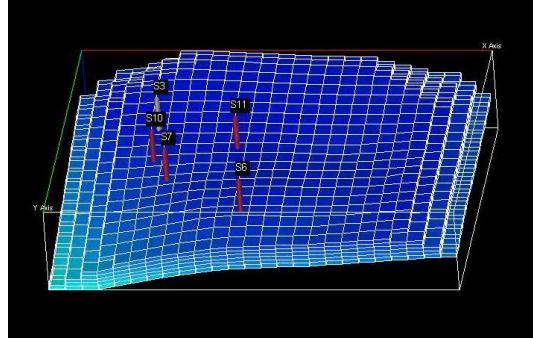
รูปที่ 2 แบบจำลองรูปแบบที่ 1 แสดงการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดปานกลาง มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 30,000,000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 9,000,000 ตารางฟุต (~210 เอเคอร์) และมีขนาด 5,000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล ดังแสดงในรูปที่ 3 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 โดยหลุมผลิตทั้ง 9 หลุมจะกระจายอยู่ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 3 และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 2 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 18-25% และ 30-100 md ตามลำดับส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 3,500 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ ส่วนใหญ่จะได้อาจมาจากข้อมูลของแหล่งน้ำมันอุทอง อ. อุทอง จ. สุพรรณบุรี ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด(มหาชน)



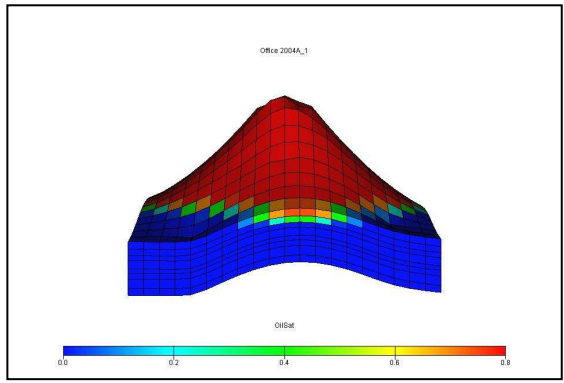
รูปที่ 3 แบบจำลองรูปแบบที่ 2 แสดงการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็ก มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 5,000,000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 3,120,000 ตารางฟุต (~70 เอเคอร์) และมีขนาด 3,000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 6 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 500 เซล ดังแสดงในรูปที่ 4 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 5 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต S3 หลุมผลิต S6 หลุมผลิต S7 หลุมผลิต S10 และหลุมผลิต S11 โดยหลุมผลิตทั้ง 5 จะกระจายอยู่ในบริเวณส่วนบนของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 4 ซึ่งหลุมผลิตทั้ง 5 หลุมจะเริ่มต้นทำการผลิตไม่พร้อมกัน

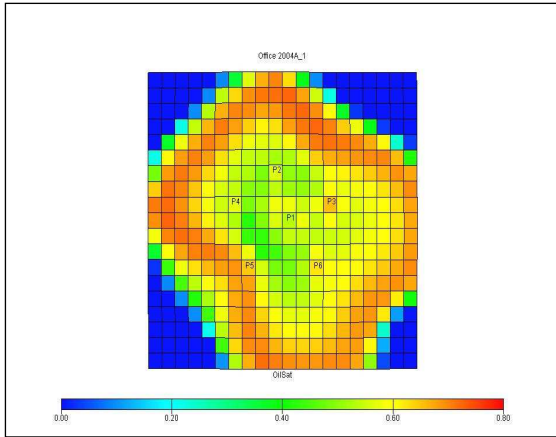


รูปที่ 4 แบบจำลองรูปแบบที่ 3 แสดงการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 4 ซึ่งเป็นแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กถึงปานกลาง มีปริมาณน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 8,000,000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 15,681,600 ตารางฟุต (~360 เอเคอร์) และมีขนาด 3,200 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 400 เซล ดังแสดงในรูปที่ 5 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 6 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต P1 หลุมผลิต P2 หลุมผลิต P3 หลุมผลิต P4 หลุมผลิต P5 และหลุมผลิต P6 โดยหลุมผลิตทั้ง 6 จะกระจายอยู่ในบริเวณส่วนบนของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 5



รูปที่ 5ก แบบจำลองรูปแบบที่ 4



รูปที่ 5 ข แบบจำลองรูปแบบที่ 4 แสดงการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 4 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 19% และ 60.12 md ตามลำดับ ส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 1,800 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่าง ๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ จะสามารถเทียบเคียงได้กับข้อมูลของแหล่งน้ำมันอู๋ทอง อ. อู่ทอง จ. สุพรรณบุรี ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน)

2.2 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ ได้จัดทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ ของหน่วยงานราชการและเอกชนที่มีหน้าที่ในการจัดการดูแลแหล่งน้ำมันต่าง ๆ และสำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าไปในโปรแกรมอีคลิปล์ออฟฟิซเพื่อนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

- ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล
- ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม
- ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ
- ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

โดยข้อมูลต่าง ๆ ที่นำมาใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บแต่ละรูปแบบ จะมีรายละเอียดที่ต่างกัน แต่จะแสดงตัวอย่างข้อมูลเพียงรูปแบบที่ 1 ดังนี้

2.2.1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

- ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 39.4 °API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.8
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 3500 psi = 3.081×10^{-6} psi⁻¹
- ความหนืดของน้ำ = 0.296 cp
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.055-1.286 bbl/STB

- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.482 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.1-6.7 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.013-0.024 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่าง ๆ ที่กล่าวมาแล้ว

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความพรุนของชั้นทราย มีค่าประมาณ 19-26%
- ความซึมซาบได้ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 9.20-586.00 md.

ค. โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย

ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และรูปที่ 5 ถึง 6 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยเขตสีต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

ง. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

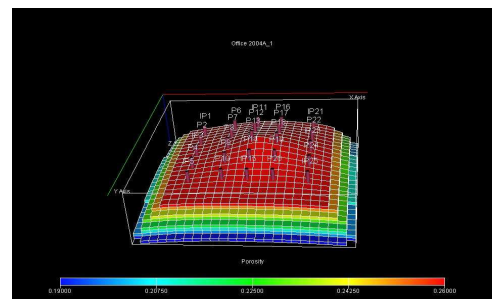
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ระดับความลึกของชั้นทราย
- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) จะอยู่ที่ระดับความลึก ประมาณ 3,915 ฟุต

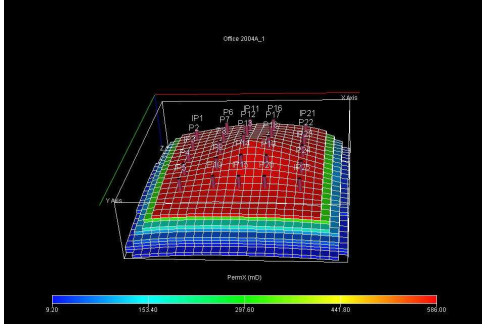
ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของกรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 3,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 3,850 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปล์ออฟฟิซจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 1,800 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูล

การสำรวจของกรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 203 °F ที่ความลึกประมาณ 3,850 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปล์ออฟฟิซจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

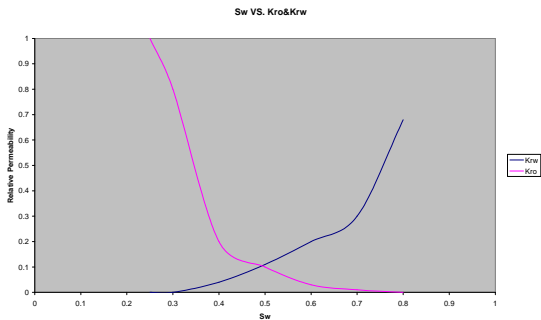


รูปที่ 6 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



รูปที่ 7 การกระจายของความซึมซาบใต้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง

ความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์(relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 8



รูปที่ 8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิมิตด้วยน้ำกับความซึมซาบใต้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

2.3 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในแต่ละรูปแบบ จะมีลักษณะการทดสอบที่แตกต่างกันดังแสดงข้อมูลอย่างย่อไว้ในตาราง 1 และมีรายละเอียดในแต่ละรูปแบบดังนี้

2.3.1 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1 ได้แบ่งการทำการทดสอบเป็น 3 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้

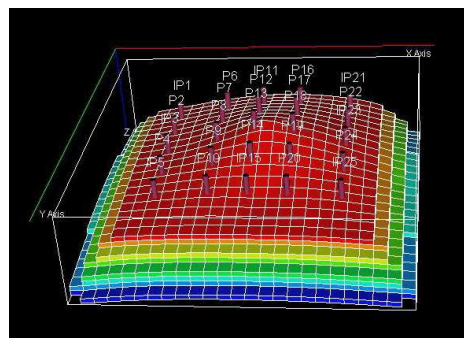
กรณีที่ 1 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม โดยไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิต เป็นระยะเวลา 25 ปี และสำหรับหลุมผลิตทั้ง 25 หลุม จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น

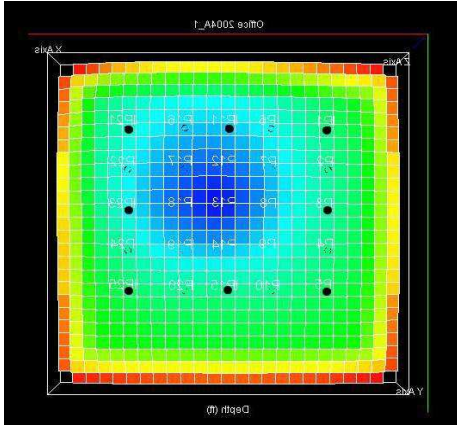
กรณีที่ 2 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17,

ตารางที่ 1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบวิธีการอัดน้ำ	รูปแบบบ่อย	จำนวนหลุมผลิตก่อนอัดน้ำ/หลังอัดน้ำ	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
รูปแบบที่ 1 ปริมาณน้ำมันมากกว่า 100,000,000 บาร์เรล	1	25/25	0	0
	2	25/17	8	1000
	3	25/16	9	800
รูปแบบที่ 2 ปริมาณน้ำมันมากกว่า 130,000,000 บาร์เรล	1	9/9	0	0
	2	9/0	4	300
รูปแบบที่ 3 ปริมาณน้ำมันมากกว่า 5,000,000 บาร์เรล	1	5/5	0	0
	2	5/4	1	200
	3	5/5	1	200
รูปแบบที่ 4 ปริมาณน้ำมันมากกว่า 8,000,000 บาร์เรล	1	6/6	0	0
	2	6/6	2	1000-600

P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมเป็นระยะเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับจากนั้นจะมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 8 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 9





รูปที่ 9 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลอง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

กรณีที่ 3 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับ จากนั้นจะมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 9 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP13, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

3. ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

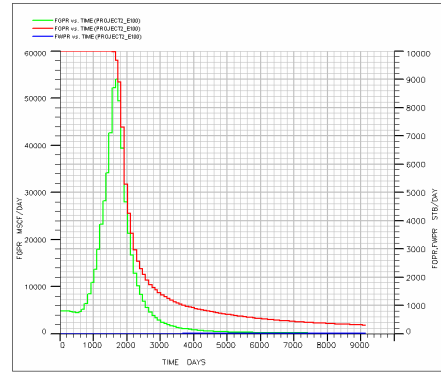
สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นทั้ง 4 รูปแบบ มีรายละเอียดแสดงเพียง 1 รูปแบบ ดังต่อไปนี้

3.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

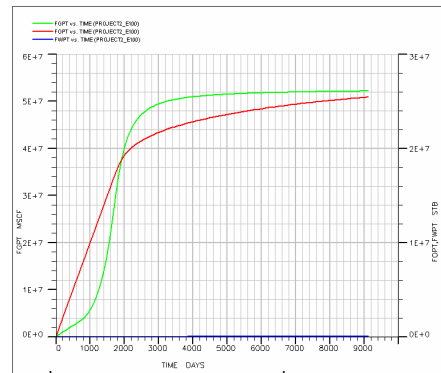
3.1.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆ และคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

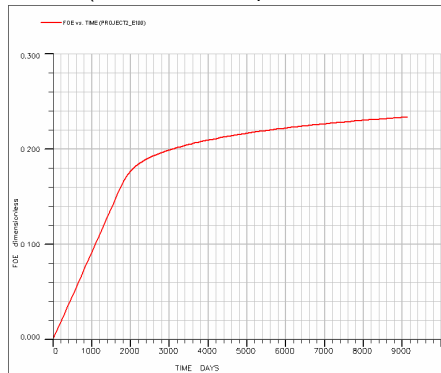
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 10)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 11)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อัดน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 12)
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 13)



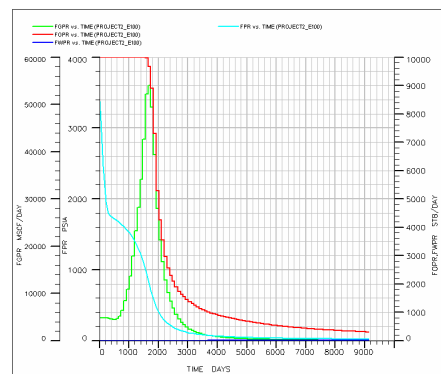
รูปที่ 10 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 11 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 12 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อัดน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

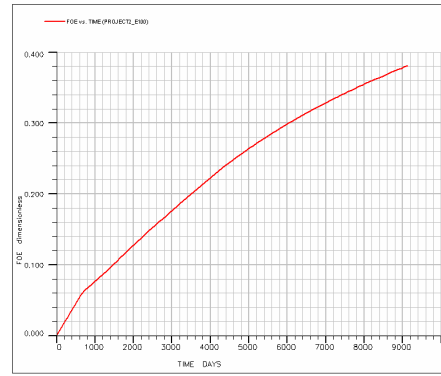


รูปที่ 13 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time)

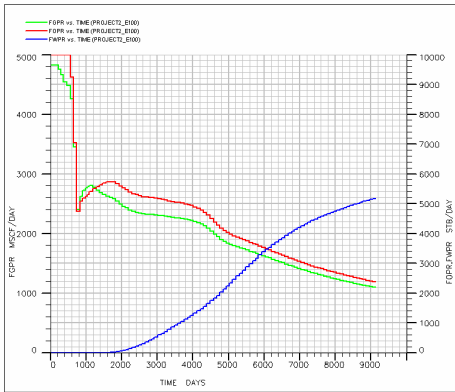
3.1.2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีนี้ที่ 2 ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

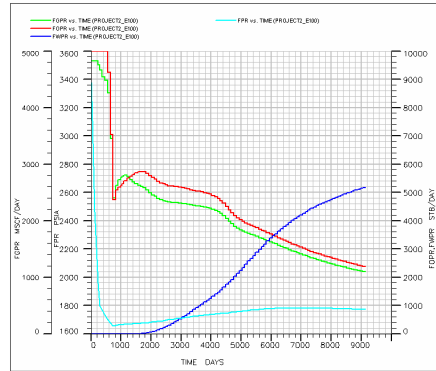
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 14)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 15)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 16)
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 17)



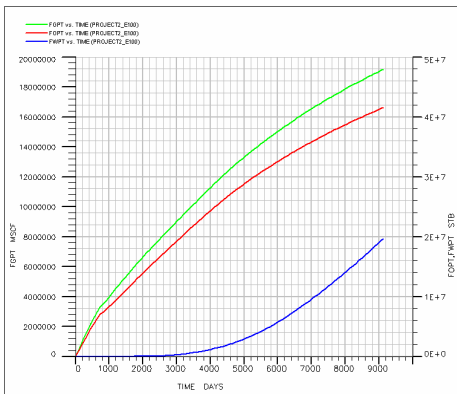
รูปที่ 16 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 14 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 17 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time)



รูปที่ 15 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

สรุปผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สำหรับสรุปผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ มีผลดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 สรุปผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบวิธีการอัดน้ำ	รูปแบบย่อย	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล)	ปริมาณการผลิตน้ำ (บาร์เรล)	อัตราส่วนการผลิตน้ำมันต่อน้ำมันทั้งหมด	ความดันกันหลุม (psi)
รูปแบบที่ 1	1	25,438,270	343.35	23.34	20.57
	2ก	41,540,188	798	38.1	1,771
	2ข	38,678,344	402	35.47	1,623
	2ค	33,818,112	766	31.01	1,318
	3ก	40,781,196	890	37.4	1,766
	3ข	37,148,260	230	34.07	1,569
	3ค	32,862,718	100	30.14	1,324

รูปแบบวิธีการอัดน้ำ	รูปแบบย่อย	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล)	ปริมาณการผลิตน้ำ (บาร์เรล)	อัตราส่วนน้ำมันต่อน้ำมันทั้งหมด	ความดันกันหลุม (psi)
รูปแบบที่ 2	1	5,725,796	3,221.60	19.71	129
	2ก	8,768,863	1,676,050.6	30.18	420
	2ข	8,613,494	1,377,884.9	29.65	415
	2ค	8,411,746	1,120,755.9	28.95	409
รูปแบบที่ 3	1	703,792	11,376.46	16.3	120
	2	802,050	250,118.09	18.5	137
	3	822,526	255,803.84	19	136
รูปแบบที่ 4	1	1,522,910	480.70	21.93	80
	2	3,102,310	4,395.88	44.68	1,050

4. การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจากโปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิชเพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในรูปแบบต่างๆ วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

1. การวิเคราะห์กระแสเงินเข้าออก
2. การวิเคราะห์รายได้ที่เป็นเงินปัจจุบันและอัตราการคืนทุน
3. ระยะเวลาการคืนทุน
4. รายรับสุทธิ
5. การเปรียบเทียบอัตราการคืนทุนต่อการเลือกและโอกาส

4.1 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

เนื่องจากในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่ที่ได้มาจาก หน่วยงานราชการและเอกชนที่เป็นผู้กำกับดูแลและบริหารจัดการกิจการเกี่ยวกับการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ของประเทศไทย และสำหรับข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จะมีรายละเอียดดังนี้

- ราคาน้ำมันดิบ 50 เหรียญดอลลาร์ต่อบาร์เรล
- ค่าใช้จ่ายการลงทุนพื้นฐาน

1. การสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ แปรผันตามขนาดของแหล่ง ปิโตรเลียม

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 200,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 150,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 20,000,000 บาท

2. การขอสัมปทาน แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 150,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 100,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 10,000,000 บาท

3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 420,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 240,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 40,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมผลิตปิโตรเลียม อาทิเช่น
 ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 60,000,000 บาทต่อ 1 หลุม

- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมสำหรับอัดน้ำ อาทิเช่น
 ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 40,000,000 บาทต่อ 1 หลุม

- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียม แปรผันตาม ขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 10,000,000,000 บาท
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 2,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การอัดน้ำ 2,000,000 บาทต่อหน่วย
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม 200,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันดิบ 600 บาทต่อบาร์เรลน้ำมัน
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 2,400,000 บาทต่อปี
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 2,400,000 บาทต่อปี
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 1,200,000 บาทต่อปี

- ค่าใช้จ่ายในกระบวนการอัดน้ำ 10 บาทต่อบาร์เรลน้ำ
- อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา 50 บาทต่อเหรียญดอลลาร์
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 10 %
- ค่าภาคหลวงจากการขายปิโตรเลียม คิดแบบขั้นบันได (Sliding Scale) โดยมีรายละเอียดดังนี้

อัตราการผลิตต่อเดือนคำนวณเปรียบเทียบกับอัตราการผลิตต่อวันของน้ำมันดิบ

อัตราการผลิตต่อวัน (บาร์เรล) (Production Level)	อัตราค่าภาคหลวง (%) (Rate)
0-2000 BPD	5.00
2000-5000 BPD	6.25
5000-10000 BPD	10.00
10000-20000 BPD	12.50
> 20000 BPD	15.00

สมมติฐานอื่น ๆ

1. ราคาขายน้ำมันดิบคงตัวตลอดการซื้อขาย
 ราคาอุปกรณ์เครื่องมือต่าง ๆ จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี (ตามอัตราเงินเฟ้อ)

การวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมได้ทำเกือบทุกรูปแบบเพื่อให้ได้ผลเปรียบเทียบโดยใช้โปรแกรม Excel ผลการวิเคราะห์ทาง

เศรษฐกิจแสดงในตารางที่ 3 และ 4 อย่างไรก็ตามสามารถสรุปได้ว่าการผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะได้อัตราคืนทุนหลังหักภาษี 12-29% โดยแหล่งเล็กจะได้อัตราการคืนทุนน้อยกว่าแหล่งใหญ่ เมื่อมีโครงการขั้บด้วยน้ำ (Water flooding Project) เพิ่มขึ้นมาถ้าขั้บด้วยน้ำเร็ว (2-3 ปีหลังเริ่มผลิต) จะได้อัตราการคืนทุน 10-24% ถ้าขั้บด้วยน้ำช้า (7-10 ปีหลังเริ่มผลิต)จะได้อัตราการคืนทุน 8-18% จะสังเกตว่าอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) เมื่อมีการขั้บด้วยน้ำจะต่ำกว่าของที่ผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) อย่างเดียวแต่ถ้าไรเป็นเงินของโครงการที่ขั้บด้วยน้ำจะเป็นประมาณ 2 เท่าของที่ผลิตเบื้องต้น

5. สรุป

การทดลองการผลิตและขั้บด้วยน้ำ(Water flooding) ด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) แต่ละรูปแบบใหญ่ก็ทดลองและผลิตและขั้บด้วยน้ำหลายรูปแบบย่อยหลายรูปแบบ แต่นำมาสรุปเพียงบ้างรูปแบบเพื่อเปรียบเทียบดังตารางที่ 2

ผลการทดลองผลิตและขั้บด้วยน้ำหลาย ๆ รูปแบบอาจพอสรุปได้ดังนี้

การผลิตขั้นต้น (Primary Recovery) โดยไม่มีการขั้บด้วยน้ำจะสามารถผลิตน้ำมันได้ร้อยละ 16 - 23 ของน้ำมันที่มีอยู่ (Oil inplace) โดยแหล่งเล็กจะผลิตได้ร้อยละ (%Recovery) น้อยกว่าแหล่งใหญ่ การผลิตโดยการขั้บด้วยน้ำ(Water flooding or Secondary Recovery) ปริมาณการผลิตจะเพิ่มมากขึ้นขึ้นอยู่กับการวางรูปแบบหลุมผลิต จำนวนหลุมผลิตและเวลาที่เริ่มขั้บด้วยน้ำแต่ก็พอสรุปได้ว่าถ้าเริ่มขั้บด้วยน้ำในปีที่ 2-3 ของการผลิตจะได้ปริมาณการผลิตรวมประมาณร้อยละ 30-40 ของน้ำมันที่มีอยู่ในขณะที่ขั้บน้ำช้าคือหลังจากผลิตไปแล้ว 7-10 ปี จะผลิตได้ปริมาณน้ำมันรวมร้อยละ 20-30 การวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตเรียมได้ทำเกือบทุกรูปแบบเพื่อให้ได้ผลเปรียบเทียบโดยใช้โปรแกรม Excel ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจแสดงในตารางที่ 3 และ 4 อย่างไรก็ตามสามารถสรุปได้ว่าการผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะได้อัตราคืนทุนหลังหักภาษี 9-29% โดยแหล่งเล็กจะได้อัตราการคืนทุนน้อยกว่าแหล่งใหญ่ เมื่อมีโครงการขั้บด้วยน้ำ (Water flooding Project) เพิ่มขึ้นมาถ้าขั้บด้วยน้ำเร็ว (2-3 ปีหลังเริ่มผลิต) จะได้อัตราการคืนทุน 10-26% ถ้าขั้บด้วยน้ำช้า (7-10 ปีหลังเริ่มผลิต)จะได้อัตราการคืนทุน 9-18% จะสังเกตว่าอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) เมื่อมีการขั้บด้วยน้ำจะต่ำกว่าของที่ผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) อย่างเดียวแต่ถ้าไรเป็นเงินปัจจุบัน(10% discounted) ของโครงการที่ขั้บด้วยน้ำจะเป็นประมาณ 2 เท่า ของที่ผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว และถ้าไรเป็นเงินปัจจุบัน (10% discounted) ต่อเงินลงทุนเริ่มต้น (PIR) ของโครงการที่มีการขั้บด้วยน้ำจะเป็น 0.3-0.7 (ตามตาราง 3 และ 4)

6. กิตติกรรมประกาศ

งานวิจัยได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีที่ให้คำปรึกษาและ

อ้างอิงในงานวิจัย ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้โดยเฉพาะคุณเชษฐา ชุมกระโทก และคุณสุวรรณีรัตนภานุเดช ที่ได้ช่วยงานวิจัย Reservoir Simulation กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) เจ้าหน้าที่ฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่กรุณาให้ใช้โปรแกรม Eclipse Office ในการทำ Reservoir Simulation ตลอดจนช่วยแนะนำให้คำปรึกษาและข้อมูลต่างๆผู้วิจัยจึงขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้

ตาราง 3 สรุปกำไรและอัตราคืนทุนของการทดลองผลิตโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

				IRR
	Oil Production Total (ล้านbbl)	Recovery Factor	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตรากำไรหลังหักภาษีเงินได้ต่อปี
LKB Noinj	25.44	0.23	7,618	28.85%
LKB Inj8 2yr	41.54	0.38	14,864	24.62%
LKB Inj8 3yr	38.68	0.35	12,520	21.07%
LKB Inj8 4yr	33.82	0.31	10,673	22.47%
LKB Inj8 7yr	28.33	0.26	6,316	9.04%
LKB Inj9 2yr	40.78	0.37	14,783	23.95%
LKB Inj9 3yr	37.15	0.34	12,325	21.25%
LKB Inj9 4yr	32.86	0.30	10,196	21.82%
SP Noinj	5.73	0.20	1,858	25.23%
SP Inj4 2yr	8.74	0.30	3,201	15.96%
SP Inj4 3yr	8.61	0.30	3,069	22.74%
SP Inj4 4yr	8.41	0.29	3,284	25.54%
SP Inj4 7yr	7.88	0.27	2,971	18.37%
Fang No inj	0.703	0.16	187	18.37%
Fang Inj1new 13yr	0.823	0.19	198	18.33%
Fang Inj1old 13yr	0.802	0.19	212	18.62%

ตาราง 4 สรุปกำไรและอัตราคืนทุนของการทดลองผลิตโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

				IRR	PIR
	Oil Production Total (ล้านบbl)	Recovery Factor	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ (Discounted 10%) (ล้านบาท)	อัตรากำไรหลังหักภาษีเงินได้ (Discounted 10%)	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ Discounted 10% ต่อเงินลงทุน
LKB Noinj	25.44	0.23	2,287	17.22%	0.5674
LKB Inj8 2yr	41.54	0.38	2,875	13.29%	0.7135
LKB Inj8 3yr	38.68	0.35	2,016	10.07%	0.5002
LKB Inj8 4yr	33.82	0.31	1,803	11.34%	0.4474
LKB Inj8 7yr	28.33	0.26	-182	-0.87%	-0.0452
LKB Inj9 2yr	40.78	0.37	2,761	12.68%	0.6851
LKB Inj9 3yr	37.15	0.34	1,955	10.22%	0.4852
LKB Inj9 4yr	32.86	0.30	1,650	10.74%	0.4094
SP Noinj	5.73	0.20	530	13.84%	0.3942
SP Inj4 2yr	8.74	0.30	411	5.42%	0.3059
SP Inj4 3yr	8.61	0.30	578	11.59%	0.4299
SP Inj4 4yr	8.41	0.29	678	14.13%	0.5043
SP Inj4 7yr	7.88	0.27	443	7.61%	0.3296
Fang No inj	0.703	0.16	37	7.61%	0.3009
Fang Inj1new 13yr	0.823	0.19	37	7.57%	0.3045
Fang Inj1old 13yr	0.802	0.19	40	7.83%	0.3270

7.เอกสารอ้างอิง

Ascope Ascope Technical Committee Paper. "Tertiary Sedimentary Basins of The Gulf Thailand and South China Sea," **The 5th Council on Petroleum Conference and Exhibition**, November 2-6, 1993. p.1

Aziz, A. Kadir, A., Hamid, M.F., and Ikhan, A. "Permeability Prediction: Core and Log-Derived Values," **International**

Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95), November 22-25, 1995, Khon Kaen, Thailand.

Barber, Jr. A.H., Stile, L.H., and Thompson, B.B. "Infill Drilling to Increase Reserves Actual Experience in Nine Fields in Texas, Oklahoma, and Illinois," **Journal of Petroleum Technology** (August 1983): 1530-1538.

Baoxin, Boaxing Y. Guohua, Z., and Zhongqiang L. "Porosity Evolution and Prediction of Tertiary Sandstone Reservoirs, Western Qiongdongnan Basin, South China Sea," **International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)**, November 22-25, 1995, Khon Kaen, Thailand. Baoxi Chapman, L.R., and Thompson, R.R. "Waterflood Surveillance In Kuparak River Unit with Computerized Pattern Analysis," **Journal of Petroleum Technology** (March 1989): 277-282. Chrichlow, H.B. "Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach," Prentice-Hall, Eaglewood Cliffs, New Jersey, (1977).

Craft, B.C., and Hawkins, M.F. "Applied Petroleum Reservoir Engineering," second edition, Pentice Hall, Eaglewood Cliffs, N.J., (1990).

DesBrisay, C.L. "Supplemental Recovery Development of the Intisar "A" and "D" Reef Fields, Libyan Arab Republic," **Journal of Petroleum Technology** (July 1972): 785-796.

Franchi, J.R. "Integrated Flow Modeling," Elsevier, Netherlands, (2000).

Franchi, J.R. "Principles of Applied Reservoir Simulation," Gulf, Houston, Texas, (1997).

Ghuri, W.K. "Production Technology Experience in a Large Carbonate Waterflood, Denver Unit, Wasson San Andres Field," **Journal of Petroleum Technology** (September 1980): 1493-1502.

Graves, K.S., Valentine, A.V., Dolma, M.A., and Morton, E.K. "Design and Implementation of Horizontal Injector Program for the Benchamas Waterflood –Gulf of Thailand," **The 6th Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineering Conference**, Bangkok, October 24-26, 2001.

Harpole, K.J. "Improved Reservoir Characterization – A Key to Future Reservoir Management for the West Seminole San Andres Unit," **Journal of Petroleum Technology** (November 1980): 2009-2019.

Irwin, R.A., Tucker, C.W., and Jr. H.E.S. "A Case History of the Postle Area – Computer Production Control and Reservoir

- Simulation," **Journal of Petroleum Technology** (July 1972): 775-781.
- Mattax, C.C., and Dalton, R.L. "**Reservoir Simulation**," SPE, First Printing, Richardson, TX, (1990).
- Mian, M.A. "**Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer**," Volume 1, Penn Well Book, Tulsa, OK, (1992).
- Nicholls, C.A., Boom, W., Geel, J. Khodori, S.A., and Lawati, M.A. "Fracture Modeling as a Key to Waterflood Development," **Paper SPE 53211 presented at the 1999 SPE Middle East Oil Show**, Bahrain, 20-23 February, 1999.
- Praditarn, S., Jaroonsitha, S., and Gonecome, Y. "Petroleum Systems of The Petroliferous Basin in Thailand," **Symposium on Mineral, Energy, and Water Resources of Thailand: Towards to the year 2000**, October 28-29, 1999, Bangkok, Thailand: 557-559.
- Pisutha-Armond, S., Ukkakimapan, J., and et al. "Predicting Oil and Water Interval in U-Thong Field using Thermal Extraction Pyrolysis Gas Chromatography," **International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evaluation of Southeast Asia and the South Pacific**, August 10-24, 1997, Bangkok, Thailand: 543-558.
- Simon, V. "Petroleum Resources and Potential in Thailand: Central Plains," **108th Anniversary of Department of Mineral resources**, August 16, 2000.
- Stiles, L.H., and Magruder, J.B. "Reservoir Management in the Means San Andres Unit," **Journal of Petroleum Technology** (April 1992): 469-475.
- Smith, J.T., and Cobb, W.M. "**Predicting Waterflood Recovery Performance**," Based on a workshop sponsored by PTTC's Midwest Region on February 17-21, 1997, Evansville, IN.
- Talash, A.W. "An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring," **Journal of Petroleum Technology** (December 1988): 1539-1543.
- Thakur, G.C. "A 5-Phase Methodical Approach of Identifying Selecting, Developing, Implementing and Operating a Pressure Maintenance Scheme for and Offshore Field," **Paper OTC conference**, Houston, Texas, May 5-8, 2003.
- Thakur, G.C. "The Role of Reservoir Management in Carbonate Waterfloods," **Paper SPE 39519 presented at the 1998 SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition**, New Delhi, India, February 10-12, 1998.
- Thakur, G.C. "**Archiveving Excellence in Waterflooding**," presented at Central Sofitel Hotel, February 6, 2004, Bangkok, Thailand.
- Thakur, G.C. "Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach," **Journal of Petroleum Technology** (October 1991):1180-1188.
- Thakur, G.C., and A. Satter. "**Integrated Waterflood Asset Management**," Penn Well Book, Tulsa, OK, (1998).
- Triamwichanon, H. "Reservoir Characterization Using Porosity Distribution in Suphan Buri Basin Thailand," **Symposium on Mineral, Energy, and Water Resources of Thailand: Towards to the year 2000**, October 28-29, 1999, Bangkok, Thailand: 545-556.
- Uttamo, W., Nichols, G.J., and Elders, C.F. "The Tertiary Sedimentary Basins of Northern Thailand," **Symposium on Mineral, Energy, and Water Resources of Thailand: Towards to the year 2000**, October 28-29, 1999, Bangkok, Thailand: 668-674.
- Willhite, G.P. "**Waterflooding**," SPE Textbook Series, Volume 3, Richardson, TX, (1986).
- Wongsirasawad, L. "20 Successful Years of Sirikit Oilfield," **Thailand Petroleum Conference 2002**, Bangkok, Georgia, 1991.