การศึกษาการเปรียบเทียบการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดเพื่อการเพิ่มการผลิตน้ำมันของแหล่งน้ำมันแม่สูนด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

นางสาวชนัญชิดา สุภาพรหม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2555

A COMPARISION STUDY OF FIVE-SPOT AND NINE-SPOT WATER INJECTOR PATTERNS TO ENHANCE OIL RECOVERY OF MAESOON OIL FIELD BY COMPUTER SIMULATION

Chananchida Supaprom

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the Degree of Master of Engineering in Geotechnology

Suranaree University of Technology

Academic Year 2012

การศึกษาการเปรียบเทียบการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดเพื่อการเพิ่มการผลิตน้ำมันของแหล่งน้ำมันแม่สูนด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

(รศ. เกรียงไกร ไตรสาร)
ประธานกรรมการ

(ผศ. ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล)
กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

(อ. ดร.บัณฑิตา ธีระกุลสถิตย์)
กรรมการ

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปีจำนงค์)
รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

(รศ. ร.อ. ดร.กนต์ธร ชำนิประศาสน์)
คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ชนัญชิดา สุภาพรหม : การศึกษาการเปรียบเทียบการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดเพื่อการเพิ่มการผลิตน้ำมันของแหล่งน้ำมันแม่สูนด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (A COMPARISON STUDY OF FIVE-SPOT AND NINE-SPOT WATER INJECTOR PATTERNS TO ENHANCE OIL RECOVERY OF MAESOON OIL FIELD BY COMPUTER SIMULATION) อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล, 413 หน้า.

การวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันโดยขับด้วยน้ำในแหล่งน้ำมันแม่สูน ซึ่งเป็นแหล่งน้ำมันย่อยของแหล่งน้ำมันฝางด้วยการทดสอบแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม การศึกษาวิจัยประกอบด้วย 5 ขั้นตอนหลัก ได้แก่ (1) การรวบรวมข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (2) การทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ (3) การศึกษาเปรียบเทียบการเพิ่มการผลิตน้ำมันจากการอัดน้ำแบบห้าจุดและแบบเก้าจุดจากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (4) การศึกษาเปรียบเทียบสมรรถนะเชิงพาณิชย์ระหว่างการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดและ (5) การสรุปและวิเคราะห์ผลการศึกษาวิจัย ผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แสดงให้เห็นว่าปริมาณของน้ำมันดิบสามารถเพิ่มขึ้นได้ประมาณ 10 ถึง 20% ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำและการกระจายตัวของหลุมสำหรับอัดน้ำ ผลการศึกษาเปรียบเทียบพบว่ารูปแบบของการวางหลุมเจาะที่สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันได้มากกว่าคือรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด โดยรูปแบบนี้สามารถให้อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด (Recovery factor) สูงที่สุด โดยมีค่าอยู่ที่ 40.05 เปอร์เซ็นต์ ผลการวิเคราะห์สมรรถนะเชิงพาณิชย์พบว่ารูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุดก็ให้ค่าผลตอบแทนการลงทุนและผลกำไรต่อเงินลงทุนมากที่สุดด้วยเช่นกัน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สาขาวิชา เทคโนโลยีธรณี ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ปีการศึกษา 2555 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

CHANANCHIDA SUPAPROM : A COMPARISON STUDY OF FIVE-SPOT AND NINE-SPOT WATER INJECTOR PATTERNS TO ENHANCE OIL RECOVERY OF MAESOON OIL FIELD BY COMPUTER SIMULATION. THESIS ADVISOR : ASST. PROF. AKKHAPUN WANNAKOMOL, Ph.D., 413 PP.

WATER FLOODING/ ENHANCE OIL RECOVERY/ MAESOON OIL FIELD/ COMPUTER RESERVOIR SIMULATION

This research aims to enhance oil production by water a flooding method of Maesoon oil field which is a sub-oil field of Fang oil field using computer reservoir simulation. The study comprises of five main parts such as (1) well logging and well test data collecting, (2) computer reservoir models simulating, (3) comparison study of enhance oil recovery of five-spot and nine-spot water injector patterns by computer simulation, (4) comparison study of economics potential of five-spot and nine-spot water injector patterns, and (5) result's conclusions and analysis. Result from the computer reservoir simulation tests indicated that the oil recovery could be raised up to approximately 10 to 20 percent with depended on water injection rate and water well distributions. Result from the comparison studies found that the water injector pattern gave more oil production was nine-spot pattern. This pattern could give the maximum recovery factor as 40.05 percent. Result from the economics potential analysis was also indicated that the nine-spot water injector pattern could give the maximum internal rate of return and profit to investment ratio as well.

School of Geotechnology Student's Signature _____

Academic Year 2012 Advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดีผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ ช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งในด้านวิชาการและด้านดำเนินงานวิจัย ได้แก่

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อัฆพรรค์ วรรณโกมล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ คณาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

นาวาโทอภินันท์ ดาวกระจาย นายทหารสัญญาบัตรประจำกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ที่กรุณาให้คำปรึกษาในด้านวิชาการและเอื้อเฟื้อในการจัดหาและรวบรวมข้อมูล

เจ้าหน้าที่ประจำแผนกธรณีวิทยาและเจ้าหน้าที่ประจำแผนกผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ที่กรุณาเอื้อเฟื้อในการจัดหาและรวบรวมข้อมูล

คุณธีรเดช ทองสำริต นักศึกษาระดับปริญญาโท สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่กรุณาให้คำปรึกษาด้านการใช้โปรแกรมและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์

บริษัท Schlumberger ที่กรุณาเอื้อเฟื้ออุปกรณ์และโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการทำการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในครั้งนี้

ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดาซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ที่ให้การอบรมเลี้ยงดูและส่งเสริมการศึกษาเป็นอย่างดีตลอดมา ตลอดจนครูอาจารย์ที่เคารพทุกท่าน ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ผู้วิจัย จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตตลอดมา

ชนัญชิดา สุภาพรหม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย) ..... ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ) ..... ข
กิตติกรรมประกาศ ..... ค
สารบัญ ..... ง
สารบัญตาราง ..... ช
สารบัญรูป ..... ฎ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ..... ร

บทที่

1 บทนำ 1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย 1
1.3 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย 2
1.4 สมมติฐานของการศึกษาวิจัย 2
1.5 ขั้นตอนการศึกษาวิจัย 2
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย 3

2 ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัย 4
2.1 แหล่งน้ำมันฝาง 4
2.1.1 ลักษณะทั่วไป 4
2.1.2 ลักษณะทางธรณีวิทยา 6
2.1.3 ระบบปิโตรเลียม 12
2.1.3.1 หินต้นกำเนิดน้ำมันในแอ่งฝาง 13
2.1.3.2 หินกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง 14
2.1.3.3 หินปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแอ่งฝาง 16
2.1.3.4 โครงสร้างกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง 17
2.2 แหล่งน้ำมันต่างๆในลุ่มแอ่งฝาง 18

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.2.1 แหล่งน้ำมันไชยปราการ 18
2.2.2 แหล่งน้ำมันแม่สูน 18
2.2.3 แหล่งน้ำมันโป่งนก 20
2.2.4 แหล่งน้ำมันสันทราย 21
2.2.5 แหล่งน้ำมันหนองยาว 23
2.2.6 แหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง 25
2.2.7 แหล่งน้ำมันบ้านธิ 25
2.3 แหล่งน้ำมันแม่สูน 27
2.3.1 ที่ตั้งและการคมนาคม 27
2.3.2 สภาพภูมิประเทศ 27
2.3.3 สภาพภูมิอากาศและเกษตรกรรม 28
2.3.4 ลักษณะธรณีวิทยาในแหล่งน้ำมันแม่สูน 28
2.3.5 ลักษณะทางกายภาพของหินในแหล่งน้ำมันแม่สูน 31
2.3.6 คุณสมบัติของน้ำมันจากแหล่งแม่สูน 32
3 วิธีการศึกษา 33
3.1 วิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ 33
3.1.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ 33
3.1.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ 37
3.1.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ 47
3.2 วัตถุประสงค์ของการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 48
3.2.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 48
3.2.2 วัตถุประสงค์ของการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 48
3.2.3 ประโยชน์ในการจัดทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 49
3.2.4 ขั้นตอนในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 50
3.2.4.1 การกำหนดปัญหา 50

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.2.4.2 การเลือกวิธีในการศึกษา 50
3.2.4.3 การรายงานผล 51
3.2.5 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 51
3.2.6 การเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลอง 70
3.2.6.1 ข้อมูลของของไหล 71
3.2.6.2 ข้อมูลของหินกักเก็บปิโตรเลียม 71
3.2.6.3 ข้อมูลการผลิต 72
3.2.6.4 ข้อมูลอัตราการไหล 72
3.2.6.5 ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ 72
3.2.6.6 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ 73
3.2.6.7 ข้อมูลอื่นๆที่เกี่ยวข้อง 73
3.3 ประโยชน์ในการจำทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 74
3.3.1 ลักษณะทั่วไปของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น 75
3.3.1.1 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม 77
3.3.1.2 ลักษณะการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม 84
3.4 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ 115
3.4.1 วัตถุประสงค์ 115
3.4.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ 115
3.4.3 การศึกษาการแปรผันของปัจจัยทางด้านราคาน้ำมัน 116
4 ผลการศึกษา 117
4.1 ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 117
4.1.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 1 118
4.1.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 2 127
4.1.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 3 147
4.1.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 4 167

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.1.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 5 187
4.1.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 6 207
4.1.7 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 7 227
4.1.8 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 8 247
4.1.9 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 9 267
4.2 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ 291
4.2.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ 291
4.2.2 ผลการศึกษาการแปรผันของปัจจัยทางด้านราคาน้ำมัน 299
5 สรุปและอภิปรายผลการศึกษา 309
5.1 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 309
5.2 สรุปและวิเคราะห์ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ 316
5.3 ข้อเสนอแนะ 319
เอกสารอ้างอิง 321
ภาคผนวก 326
ภาคผนวก ก. ตารางแสดงผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ 326
ประวัติผู้เขียน 413

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

2.1 แสดงคุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวในชั้นทรายปางสัก แหล่งน้ำมันแม่สูน 16
2.2 ตารางแสดงคุณสมบัติทางกายภาพและส่วนประกอบของน้ำมันดิบ
จากแหล่งน้ำมันดิบแม่สูน โป่งนกและลานกระบือ 32
3.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 72
3.2 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบที่ใช้ในการศึกษา 85
4.1 ตารางสรุปผลการทดสอบแบบจำลอง 287
4.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 1 292
4.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 292
4.4 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 293
4.5 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4 293
4.6 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 294
4.7 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 6 294
4.8 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 7 295
4.9 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 8 295
4.10 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 9 296
4.11 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามราคาน้ำมัน 299
4.12 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามราคาน้ำมัน 304
5.1 ตารางแสดงผลการทดสอบแบบจำลอง 312
5.2 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ 316
ก.1 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1 327
ก.2 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 329
ก.3 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3 331
ก.4 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1 333
ก.5 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2 335
ก.6 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 3 337

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ก.7 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 4 339
ก.8 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 5 341
ก.9 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 1 343
ก.10 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 2 345
ก.11 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 3 347
ก.12 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 4 349
ก.13 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 5 351
ก.14 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 1 353
ก.15 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 2 355
ก.16 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 3 357
ก.17 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 4 359
ก.18 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 5 361
ก.19 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 1 363
ก.20 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 2 365
ก.21 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 3 367
ก.22 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 4 369
ก.23 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 5 371
ก.25 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 2 373
ก.26 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 3 375
ก.27 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 4 377
ก.28 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 5 379
ก.29 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 1 381
ก.30 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 2 383
ก.31 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 3 385
ก.32 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 4 389
ก.33 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 5 391

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ก.34 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 1 393
ก.35 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 2 395
ก.36 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 3 397
ก.37 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 4 399
ก.38 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 5 401
ก.39 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 1 403
ก.40 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 2 405
ก.41 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 3 407
ก.42 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 4 409
ก.43 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 5 411

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญรูป

รูปที่ **หน้า**

2.1 แผนที่อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ 5
2.2 ธรณีวิทยาของแอ่งฝาง 7
2.3 โครงสร้างช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1; H1) 8
2.4 ระบบปิโตรเลียมในโครงสร้างแม่สูนและโครงสร้างสันทราย 13
2.5 ลำดับโครงสร้างชั้นทรายในหินชุดแม่สอด 15
2.6 ลักษณะโครงสร้างและความหนาของชั้นทรายแม่สูนที่ปรากฏใน Seismic time section LS-2 15
2.7 Up-Dip pinch out ในแหล่งน้ำมันโป่งนกที่ปรากฏใน Seismic time section LF-14 17
2.8 แหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาง 19
2.9 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันแม่สูน 20
2.10 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันโป่งนก 21
2.11 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย 22
2.12 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันสันทราย 23
2.13 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันหนองยาว 24
2.14 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันหนองยาว 25
2.15 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันบ้านธิ 26
2.16 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันบ้านธิ 27
2.17 แผนที่ธรณีวิทยาแอ่งฝางและบริเวณใกล้เคียง 29
2.18 ภาพตัดขวางแสดงชั้นทราย 5 ชั้นของแหล่งน้ำมันแม่สูน 31
3.1 วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน 34
3.2 วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ 35
3.3 วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ 35
3.4 การเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ 36
3.5 กระบวนการจัดการของวิธีการขับด้วยน้ำ 36
3.6 ลักษณะของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินในรูปแบบต่าง ๆ 38

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

3.7 รูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำ 42

3.8 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ 43

3.9 ความสัมพันธ์ระหว่างเทอม f_w และ S_w 45

3.10 สมดุลมวลของน้ำมันในหน่วย 51

3.11 สมดุลมวลของของไหลในหน่วย 56

3.12 การส่งผ่านค่าตัวแปรในลำดับเวลา 68

3.13 ขั้นตอนในการแก้ปัญหาสมการการไหลในลำดับเวลา 69

3.14 แบบจำลองชั้นทรายช่วงบนของแบบจำลองที่ทำการทดสอบ 75

3.15 แบบจำลองชั้นทรายช่วงบนของแบบจำลองที่ทำการทดสอบ (ด้านหน้า) 75

3.16 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 77

3.17 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 78

3.18 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง 79

3.19 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง 79

3.20 แผนที่แสดงเส้นชั้นความลึก (Depth contour map) ของแบบจำลอง 81

3.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความสามารถในการให้ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw) 82

3.22 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านของก๊าซ (Gas relative permeability, Krg) และความดันในรูเล็ก (Capillary pressure) กับความอิ่มตัวด้วยก๊าซ (Gas saturation) 83

3.23 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability) กับความ อิ่มตัวด้วยน้ำมัน (Oil saturation) 83

3.24 รูปแบบการอัดน้ำแบบ 5 จุด และ 9 จุด 84

3.25 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 ในรูปแบบ 3 มิติ 88

3.26 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 ในมุมมองแบบแผนที่ 89

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

3.27 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 90

3.28 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 90

3.29 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุด ในรูปแบบ 3 มิติ 91

3.30 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุด ในมุมมองแบบแผนที่ 91

3.31 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต ในรูปแบบ 3 มิติ 92

3.32 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต ในมุมมองแบบแผนที่ 93

3.33 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุด 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 93

3.34 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุด 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 94

3.35 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 95

3.36 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 1 เริ่มผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 95

3.37 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 96

3.38 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 96

3.39 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด ในรูปแบบ 3 มิติ 97

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

3.40 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด ในมุมมองแบบแผนที่ 97

3.41 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 98

3.42 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 99

3.43 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 99

3.44 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 100

3.45 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 100

3.46 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 101

3.47 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 102

3.48 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 102

3.49 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 103

3.50 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 103

3.51 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 104

3.52 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 104

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

3.53 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 105
3.54 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 106
3.55 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 106
3.56 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 107
3.57 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด ในรูปแบบ 3 มิติ 107
3.58 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด ในมุมมองแบบแผนที่ 108
3.59 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 109
3.60 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 109
3.61 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 110
3.62 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 110
3.63 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 111
3.64 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 111
3.65 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลอง หลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 112

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

3.66 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 113
3.67 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 113
3.68 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 114
3.69 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 19 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ 114
3.70 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 19 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่ 115
4.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 1-1 118
4.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 1-1 119
4.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 1-1 119
4.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 1-1 120
4.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 1-2 121
4.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 1-2 122
4.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 1-2 122
4.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 1-2 123
4.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 1-3 124
4.10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 1-3 125
4.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 1-3 125

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 1-3 126

4.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 2-1 127

4.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 2-1 128

4.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 2-1 129

4.16 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 2-1 129

4.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีที่ 2-1 129

4.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 2-1 130

4.19 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 2-2 131

4.20 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 2-2 132

4.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 2-2 132

4.22 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 2-2 133

4.23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีที่ 2-2 133

4.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 2-2 134

4.25 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 2-3 135

4.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 2-3 136

4.27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 2-3 137

4.28 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 2-3 137

4.29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 2-3 138

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 2-3 138

4.31 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 2-4 139

4.32 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 2-4 140

4.33 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 2-4 141

4.34 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 2-4 141

4.35 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีที่ 2-4 141

4.36 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 2-4 142

4.37 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 2-5 143

4.38 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 2-5 144

4.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 2-5 144

4.40 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 2-5 145

4.41 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีที่ 2-5 145

4.42 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 2-5 146

4.43 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 3-1 147

4.44 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 3-1 148

4.45 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา กรณีที่ 3-1 148

4.46 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 3-1 149

4.47 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 3-1 149

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.48 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 3-1 150

4.49 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 3-2 151

4.50 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 3-2 152

4.51 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 3-2 152

4.52 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 3-2 153

4.53 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 3-2 153

4.54 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 3-2 154

4.55 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 3-3 155

4.56 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 3-3 156

4.57 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 3-3 156

4.58 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 3-3 157

4.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 3-3 157

4.60 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 3-3 158

4.61 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 3-4 159

4.62 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา กรณีที่ 3-4 160

4.63 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 3-4 160

4.64 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 3-4 161

4.65 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 3-4 161

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.66 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 3-4 162

467 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 3-5 163

468 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 3-5 164

4.69 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 3-5 164

4.70 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 3-5 165

4.71 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 3-5 165

4.72 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 3-5 166

4.73 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 4-1 167

4.74 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 4-1 168

4.75 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 4-1 168

4.76 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 4-1 169

4.77 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 4-1 169

4.78 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 4-1 170

4.79 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 4-2 171

4.80 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 4-2 172

4.81 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 4-2 172

4.82 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 4-2 173

4.83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 4-2 173

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 4-2 174
4.85 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีที่ 4-3 175
4.86 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 4-3 176
4.87 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 4-3 176
4.88 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 4-3 177
4.89 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 4-3 177
4.90 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 4-3 178
4.91 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 4-4 179
4.92 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 4-4 180
4.93 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 4-4 180
4.94 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 4-4 181
4.95 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 4-4 181
4.96 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 4-4 182
4.97 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 4-5 183
4.98 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 4-5 184
4.99 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 4-5 184
4.100 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 4-5 185
4.101 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 4-5 185

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.102 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา กรณีที่ 4-5 186

4.103 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 5-1 187

4.104 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 5-1 188

4.105 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 5-1 188

4.106 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 5-1 189

4.107 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 5-1 189

4.108 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 5-1 190

4.109 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 5-2 191

4.110 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 5-2 192

4.111 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 5-2 192

4.112 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 5-2 193

4.113 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 5-2 193

4.114 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 5-2 194

4.115 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 5-3 195

4.116 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 5-3 196

4.117 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 5-3 196

4.118 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 5-3 197

4.119 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 5-3 197

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.120 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 5-3 198

4.121 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 5-4 199

4.122 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 5-4 200

4.123 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 5-4 200

4.124 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 5-4 201

4.125 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 5-4 201

4.126 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 5-4 202

4.127 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 5-5 203

4.128 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 5-5 204

4.129 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 5-5 204

4.130 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 5-5 205

4.131 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 5-5 205

4.132 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 5-5 206

4.133 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 6-1 207

4.134 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 6-1 208

4.135 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 6-1 208

4.136 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 6-1 209

4.137 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 6-1 209

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.138 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 6-1 210

4.139 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 6-2 211

4.140 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 6-2 212

4.141 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 6-2 212

4.142 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 6-2 213

4.143 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 6-2 213

4.144 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 6-2 214

4.145 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 6-3 215

4.146 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 6-3 216

4.147 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 6-3 216

4.148 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 6-3 217

4.149 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 6-3 217

4.150 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 6-3 218

4.151 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 6-4 219

4.152 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 6-4 220

4.153 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 6-4 220

4.154 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 6-4 221

4.155 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 6-4 221

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.156 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 6-4 222

4.157 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 6-5 223

4.158 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 6-5 224

4.159 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 6-5 224

4.160 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 6-5 225

4.161 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 6-5 225

4.162 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 6-5 226

4.163 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 7-1 227

4.164 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 7-1 228

4.165 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 7-1 228

4.166 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 7-1 229

4.167 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 7-1 229

4.168 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 7-1 230

4.169 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 7-2 231

4.170 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 7-2 232

4.171 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 7-2 232

4.172 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 7-2 233

4.173 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 7-2 233

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.174 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 7-2 234

4.175 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 7-3 235

4.176 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 7-3 236

4.177 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 7-3 236

4.178 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 7-3 237

4.179 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 7-3 237

4180 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 7-3 238

4.181 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 7-4 239

4.182 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 7-4 240

4.183 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 7-4 240

4.184 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 7-4 242

4.185 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 7-4 241

4.186 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 7-4 242

4.187 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 7-5 243

4.188 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 7-5 244

4.189 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 7-5 244

4.190 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 7-5 245

4.191 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 7-5 245

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.192 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 7-5 246

4.193 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 8-1 247

4.194 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 8-1 248

4.195 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 8-1 248

4.196 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีที่ 8-1 249

4.197 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 8-1 249

4.198 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 8-1 250

4.199 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 8-2 251

4.200 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 8-2 252

4.201 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 8-2 252

4.202 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 8-2 253

4.203 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 8-2 253

4.204 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 8-2 254

4.205 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 8-3 255

4.206 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 8-3 256

4.207 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 8-3 256

4.208 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 8-3 257

4.209 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 8-3 257

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.210 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 8-3 258

4.211 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 8-4 259

4.212 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 8-4 260

4.213 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 8-4 260

4.214 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 8-4 261

4.215 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 8-4 261

4.216 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 8-4 262

4.217 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 8-5 263

4.218 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 8-5 264

4.219 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 8-5 264

4.220 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 8-5 265

4.221 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 8-5 265

4.222 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 8-5 266

4.223 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 9-1 267

4.224 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 9-1 268

4.225 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 9-1 268

4.226 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 9-1 269

4.227 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 9-1 269

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.228 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 9-1 270

4.229 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 9-2 271

4.230 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 9-2 272

4.231 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 9-2 272

4.232 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 9-2 273

4.233 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 9-2 273

4.234 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 9-2 274

4.235 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 9-3 275

4.236 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 9-3 276

4.237 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 9-3 276

4.238 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 9-3 277

4.239 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 9-3 277

4.240 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 9-3 278

4.241 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 9-4 279

4.242 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 9-4 280

4.243 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 9-4 280

4.244 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 9-4 281

4.245 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 9-4 281

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.246 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 9-4 282

4.247 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลากรณีที่ 9-5 283

4.248 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลากรณีที่ 9-5 284

4.249 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลากรณีที่ 9-5 284

4.250 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลากรณีที่ 9-5 285

4.251 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลากรณีที่ 9-5 285

4.252 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลากรณีที่ 9-5 286

4.253 กราฟแสดงผลการทดสอบการอัดน้ำ 291

4.254 กราฟแสดงผลของกำไรต่อกรณีของอัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ 297

4.255 กราฟแสดงผลของอัตราการคืนทุนต่อกรณีของอัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ 298

4.256 กราฟแสดงผลของอัตราส่วนระกำไรต่อเงินลงทุนต่อกรณีของอัตราการผลิต และอัตราการอัดน้ำ 298

4.257 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์เรลต่อวัน) 301

4.258 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน) 301

4.259 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน) 302

4.260 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน) 302

4.261 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน) 303

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.262 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์เรลต่อวัน) 306
4.263 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน) 306
4.264 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน) 307
4.265 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน) 307
4.266 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน) 308
5.1 กราฟแสดงผลการทดสอบการอัดน้ำและร้อยละของน้ำมันที่ผลิตได้ 315
5.2 กราฟแสดงผลของกำไรต่อกรณีของการอัดผลิตและอัตราการอัดน้ำ 318

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

A	=	Area
bbl	=	Barrel
Bo	=	Oil formation volume factor
Bg	=	Gas formation volume factor
Bw	=	Water formation volume factor
c	=	Compressibility factor
Cp	=	Centipoises
D	=	Diameter
d	=	Day
G	=	Cumulative gas in place
GP	=	Cumulative gas production
H	=	Thickness
INJ 16	=	Water injection well (Ex. No. 16)
IRR	=	Internal rate of return
k	=	Permeability
L	=	Length
N	=	Cumulative oil in place
NP	=	Cumulative oil production
OilSat	=	Oil Saturation
P	=	Pressure
P16	=	Producer well (Ex. No. 16)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

Pb	=	Bubble point pressure
Pcg	=	Gas capillary pressure
Pcw	=	Water capillary pressure
Pg	=	Gas pressure
Po	=	Oil pressure
PIR	=	Profit to investment ratio
Rso	=	Solution gas oil ratio
Rsw	=	Solution water gas ratio
SCF	=	Standard cubic foot
Sg	=	Gas saturation
So	=	Oil saturation
Sw	=	Water saturation
T	=	Time
t	=	Temperature
z	=	Gas deviation factor
β	=	Production term
π	=	Constant value equal to 3.14165928
φ	=	Porosity
γg	=	Gas specific gravity
%	=	Percent
ρ	=	Density
μ	=	Viscosity

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

Φg	=	Phase potential of gas
Φo	=	Phase potential of oil
Φw	=	Phase potential of water

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันพลังงานจากปิโตรเลียมถือเป็นพลังงานที่มีความสำคัญในการพัฒนาประเทศในทุก ๆ ด้าน แต่ในสภาวการณ์ปัจจุบันราคาของปิโตรเลียมได้พุ่งสูงขึ้นมากกว่า 100 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อ 1 บาร์เรลน้ำมันนั้น ทำให้ประเทศไทยซึ่งต้องนำเข้าทรัพยากรปิโตรเลียมจากต่างประเทศต้องประสบปัญหาการขาดดุลการค้าเพิ่มขึ้นอีกทั้งความต้องการการใช้พลังงานจากปิโตรเลียมของประเทศไทยเพิ่มมากขึ้นเรื่อย ๆ แต่ความสามารถในการนำเข้าปิโตรเลียมกลับมีอยู่น้อยและปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้ในประเทศนั้น ไม่เพียงพอต่อความต้องการที่เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ดังนั้นการจัดหาปิโตรเลียมที่สามารถผลิตได้ภายในประเทศนั้นจึงเป็นหนทางหนึ่งที่สามารถลดการนำเข้าปิโตรเลียมจากต่างประเทศได้ ในประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่บนบกด้วยกันหลายแหล่งด้วยกัน ตัวอย่างแหล่งปิโตรเลียมบนบกในประเทศไทย ได้แก่ แหล่งน้ำมันสิริกิต์ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี แหล่งน้ำมันฝาง แหล่งก๊าซธรรมชาติน้ำพอง โดยแหล่งน้ำมันฝางถือเป็นแหล่งน้ำมันที่มีความสำคัญแห่งหนึ่งของประเทศไทย

ในสภาวะเศรษฐกิจในปัจจุบัน ประกอบกับสภาวะทางด้านการเมือง การศึกษาวิธีการใด ๆ ก็ตามอันจะช่วยให้แหล่งน้ำมันฝางสามารถเพิ่มผลผลิตปิโตรเลียมได้นับว่าเป็นเรื่องที่ควรให้ความสนใจ การศึกษาวิจัยนี้จึงนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ (Water flooding) ซึ่งเป็นวิธีการทุติยภูมิในการผลิตปิโตรเลียม (วิธีการทุติยภูมิคือวิธีการซึ่งต้องใช้เทคนิคอื่น ๆ มาช่วยเพื่อจะทำให้ปริมาณปิโตรเลียมที่ดูดหรือสูบขึ้นมาได้มีปริมาณมากขึ้นนอกเหนือจากแรงขับตามธรรมชาติ) อาจจะเป็นวิธีการที่ควรนำมาใช้กับแหล่งน้ำมันฝางในอนาคตเพื่อพัฒนาและเพิ่มผลผลิตปิโตรเลียมโดยอนุมานได้จากการใช้วิธีนี้ในหลาย ๆ ประเทศที่ผลิตน้ำมัน

แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งที่มีการผลิตปิโตรเลียมมานานมาก และในปัจจุบันแหล่งน้ำมันดิบแม่สูนซึ่งเป็นแหล่งน้ำมันย่อยที่สำคัญของแหล่งน้ำมันฝางมีปริมาณการผลิตที่ลดลง การศึกษาวิจัยนี้จึงเลือกแหล่งน้ำมันดิบแม่สูนในแอ่งฝางเพื่อทำการศึกษาวิจัย

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

วัตถุประสงค์ของการศึกษาดังต่อไปนี้

1.2.1 เพื่อทำการศึกษาเปรียบเทียบการผลิตน้ำมันโดยการใช้การอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บเพื่อหาค่าตัวแปรต่าง ๆ ของการผลิตน้ำมันโดยการอัดด้วยน้ำ อาทิเช่น ค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมัน และอัตราการผลิตน้ำมันของแหล่งแม่สูน

1.2.2 เพื่อศึกษาเปรียบเทียบสมรรถนะเชิงพาณิชย์ระหว่างการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดในการเพิ่มการผลิตน้ำมันของแหล่งแม่สูน

1.3 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

การศึกษาวิจัยครั้งนี้มีขอบเขตในการศึกษาในพื้นที่บริเวณโครงสร้างแม่สูนของแหล่งน้ำมันฝาง จังหวัดเชียงใหม่ โดยการสร้างแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อทำการจำลองการเปรียบเทียบการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดนั้นจะใช้โปรแกรมอีคลิปส์ 100 (Eclipse 100) ในการสร้างแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์เพื่อการคาดการณ์ปริมาณการผลิตน้ำมัน และทำการเปรียบเทียบทั้งในด้านการเพิ่มขึ้นของอัตราการผลิตน้ำมันและด้านเศรษฐศาสตร์ของปริมาณการผลิตน้ำมันที่เพิ่มขึ้นโดยใช้ตัวแปรที่สำคัญได้แก่ อัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return (IRR)) และอัตราส่วนระหว่างผลตอบแทนที่ได้ต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio (PIR)) ตามลำดับ

1.4 สมมติฐานของการศึกษาวิจัย

สมมติฐานของการศึกษาวิจัยมีดังต่อไปนี้

1.4.1 ลักษณะของแหล่งกักเก็บที่จัดทำเป็นแบบจำลองคอมพิวเตอร์นี้เป็นแหล่งกักเก็บที่ชั้นหิน มีความต่อเนื่องเป็นเนื้อเดียวกันหมดโดยค่าความพรุน (Porosity) และค่าความซึมผ่านได้ (Permeability) ของหินที่อยู่ในแนวระนาบเดียวกันจะมีค่าเท่ากัน

1.4.2 ลักษณะการไหลของของไหลต่าง ๆ ภายในแหล่งกักเก็บนั้นมีลักษณะการไหลแบบคงตัว (Steady state flow)

1.4.3 ราคาของปิโตรเลียมได้ถูกสมมุติขึ้นโดยทำการแบ่งออกทั้งหมด 3 ราคาคือ 50 100 และ 150 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลน้ำมัน

1.4.4 อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตราระหว่างบาทและดอลลาร์สหรัฐนั้นได้กำหนดให้คงที่ไว้ที่ 30 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ

1.5 ขั้นตอนการศึกษาวิจัย

สำหรับขั้นตอนการศึกษาวิจัยมีดังนี้

1.5.1 ทบทวนปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่เป็น

หินทรายในยุคเทอร์เชียรี่จากแหล่งอ้างอิงหรือจากงานวิจัยที่มีผู้เคยศึกษาวิจัยแล้ว

1.5.2 รวบรวมข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและข้อมูลจากการทดสอบหลุมโดยแบ่งข้อมูลออกเป็นข้อมูลเชิงธรณีวิทยาปิโตรเลียมและข้อมูลในเชิงวิศวกรรมแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง

1.5.3 วิเคราะห์ข้อมูลสำหรับใช้ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้

1.5.4 สร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์

1.5.5 ทำการศึกษาเปรียบเทียบการเพิ่มการเพิ่มการผลิตน้ำมันจากการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดจากแบบจำลองคอมพิวเตอร์

1.5.6 ทำการศึกษาเปรียบเทียบสมรรถนะเชิงพาณิชย์ระหว่างการอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุดเพื่อการเพิ่มการผลิตน้ำมัน

1.5.7 สรุปและวิเคราะห์ผลการศึกษาวิจัยและเขียนวิทยานิพนธ์ฉบับสมบูรณ์

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

สำหรับประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัยมีดังนี้

1.6.1 ผลของการศึกษาวิจัยนี้ จะช่วยหาปริมาณสำรองของน้ำมันดิบ เพิ่มประสิทธิภาพของการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันแม่สูนซึ่งตั้งอยู่ภายในแหล่งน้ำมันฝาง

1.6.2 ผลการศึกษาวิจัยนี้สามารถนำมาช่วยลดค่าใช้จ่ายของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือในอนาคต และช่วยยืดอายุการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางให้ยาวนานขึ้น ทำให้ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือสามารถจัดการและมีการใช้เครื่องมือได้อย่างมีประสิทธิภาพและได้ประโยชน์สูงสุด

1.6.3 ผลของการศึกษาวิจัยนี้จะช่วยในการกำจัดน้ำเสียที่ได้จากกระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบ เนื่องจากสามารถใช้น้ำที่ได้จากกระบวนการบำบัดน้ำเสียอัดกลับเข้าไปในแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบได้

1.6.4 เนื่องจากแหล่งน้ำมันฝางได้รับการจัดการและดูแลโดยหน่วยงานด้านความมั่นคงของประเทศซึ่งข้อมูลที่ได้จากการศึกษาวิจัยนี้ สามารถช่วยในการวางแผนและจัดการทางด้านพลังงาน สำหรับการสำรองพลังงานเชื้อเพลิงและการใช้ประโยชน์ในอนาคต

1.6.5 ได้รับความรู้ในการศึกษาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม คุณสมบัติต่าง ๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและความรู้เกี่ยวกับการเพิ่มอัตราการผลิตปิโตรเลียมจากการอัดด้วยน้ำทั้งแบบห้าจุดและเก้าจุด

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

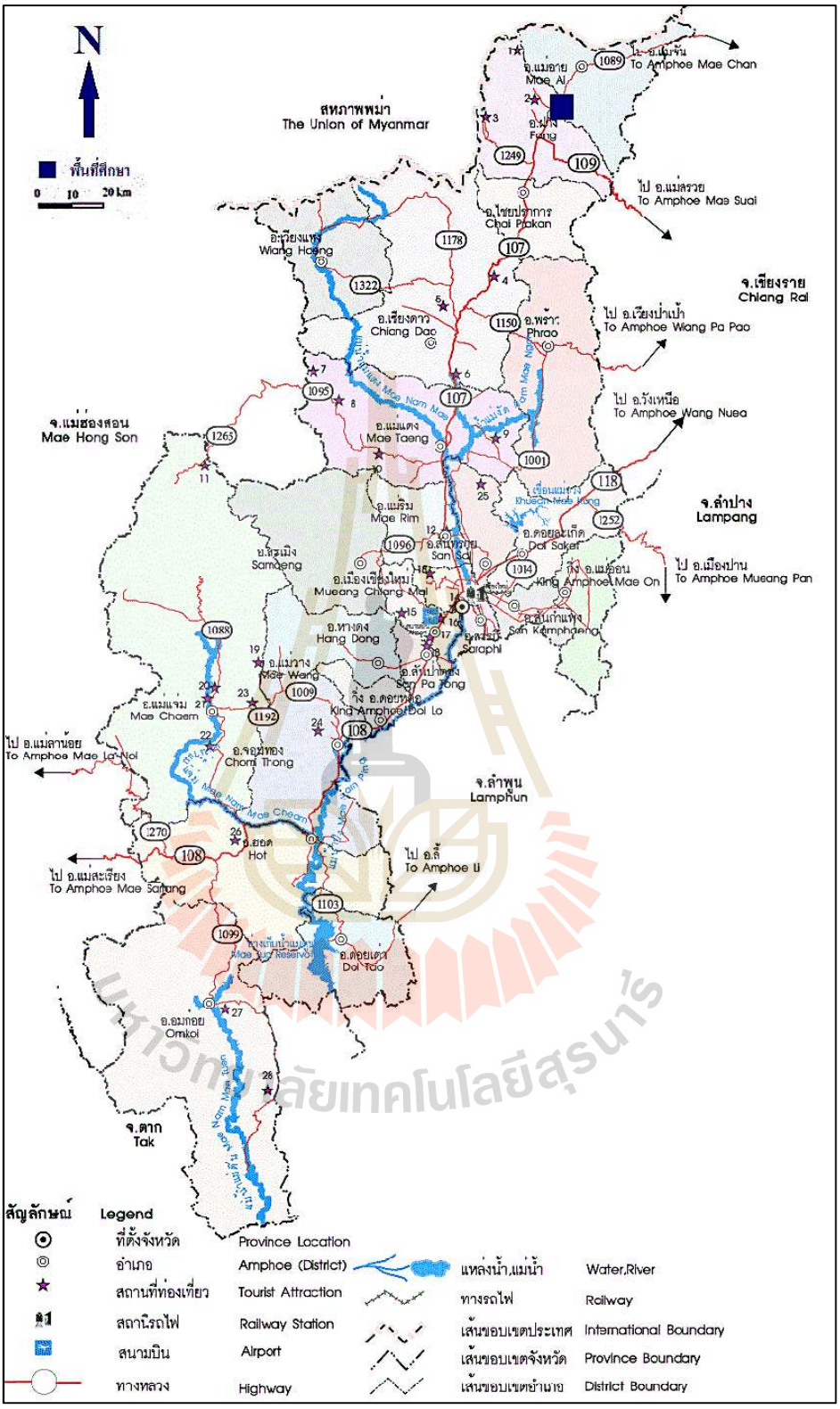
2.1 แหล่งน้ำมันฝาง

2.1.1 ลักษณะทั่วไป

แหล่งน้ำมันฝาง เป็นแหล่งน้ำมันที่มีขนาดเล็ก โดยตั้งอยู่ในแอ่งฝาง บริเวณอำเภอฝาง อำเภอแม่อายและอำเภอไชยปราการ จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งเป็นพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย แหล่งน้ำมันฝางตั้งอยู่ห่างจากจังหวัดเชียงใหม่ประมาณ 148 กิโลเมตร ไปตามถนนสายเชียงใหม่-ฝาง-แม่จัน (ทางหลวงหมายเลข 107) ประชากรส่วนใหญ่ประกอบอาชีพทำการเกษตรกรรม แหล่งน้ำมันฝางมีเนื้อที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร มีพื้นที่ส่วนใหญ่สูงกว่าระดับน้ำทะเลประมาณ 500 เมตร (รูปที่ 2.1) แต่เดิมแหล่งน้ำมันฝางมีชื่อเรียกว่า บ่อน้ำมันฝาง จัดเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่มีประวัติยาวนานมากกว่า 100 ปี ถือเป็นแหล่งปิโตรเลียมแห่งแรกของประเทศไทย เนื่องจากในอดีตมีการค้นพบน้ำมันดิบที่แทรกตัวขึ้นมาบนพื้นผิว (Oil seepage) และต่อมามีการนำน้ำมันดิบนั้นมาใช้ประโยชน์โดยหน่วยงานต่าง ๆ ซึ่งในปัจจุบันแหล่งน้ำมันฝางจึงได้รับการดูแลและจัดการโดยศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม ซึ่งหน้าที่หลักของแหล่งน้ำมันฝาง ถือเป็นแหล่งทรัพยากรทางด้านพลังงานแก่กองทัพไทย เพื่อไว้ใช้ประโยชน์เมื่อมีภาวะฉุกเฉินเกิดขึ้น จากข้อมูลของกรมการพลังงานทหาร ทำให้ทราบว่าแหล่งน้ำมันฝางได้รับการพัฒนาโดยมีหน่วยงานต่าง ๆ มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2464 จนถึงปัจจุบัน ดังนี้

1. กรมรถไฟ ระหว่างปี พ.ศ. 2464 ถึง พ.ศ. 2465
2. กรมทางหลวง เข้ามาจัดการดูแลในปี พ.ศ. 2475
3. กรมเชื้อเพลิงทหารบก เข้ามาจัดการดูแลในปี พ.ศ. 2480
4. กรมโลหะกิจ ระหว่างปี พ.ศ. 2497 ถึง พ.ศ. 2499
5. กรมการพลังงานทหาร ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2499 จนถึงปัจจุบัน

ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีการตรวจพบแหล่งน้ำมันที่อยู่ในโครงสร้างปลีกย่อยในบริเวณแอ่งฝางหลายโครงสร้าง และทำการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมมากกว่า 100 หลุม ซึ่งในปัจจุบันอัตราการผลิตน้ำมันดิบจากแอ่งน้ำมันฝางมีประมาณ 700 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการกลั่นจากโรงกลั่นขนาดเล็กที่จัดตั้งและดูแลโดยกรมการพลังงานทหารเช่นเดียวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



รูปที่ 2.1 แผนที่อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ (คัดลอกและดัดแปลงจาก http://www.novabizz.com/Map/img/map-2changmai.gif)

2.1.2 ลักษณะทางธรณีวิทยา

สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝางจะเป็นแอ่งตะกอนที่เกิดจากการทับถมเนื่องจากทางน้ำและทะเลสาบ โดยจากข้อมูลการแปลความหมายจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือน (Seismic exploration) (รูปที่ 2.2) และข้อมูลจากหลุมเจาะสำรวจสามารถแบ่งชั้นหินออกเป็น 5 ช่วงชั้น (Horizon) โดยอาศัยคุณสมบัติการสะท้อนของคลื่นที่เด่นชัดระหว่างรอยต่อของหิน 2 ชั้น ที่แตกต่างกันซึ่งส่วนมากจะเป็นลักษณะเด่นของรอยชั้นหินไม่ต่อเนื่อง (Unconformity) และจากการศึกษาของ ถวัลย์ ชื่นชม (2534) ได้ทำการแบ่งชั้นหินในบริเวณแอ่งฝางได้ดังนี้

- ช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1 ; H1)
- ช่วงชั้นที่ 2 (Horizon 2 ; H2)
- ช่วงชั้นที่ 3 (Horizon 3 ; H3)
- ช่วงชั้นที่ 4 (Horizon 4 ; H4)
- ช่วงชั้นที่ 5 (Horizon 5 ; H5)

โดยรายละเอียดของช่วงชั้นต่าง ๆ มีดังนี้

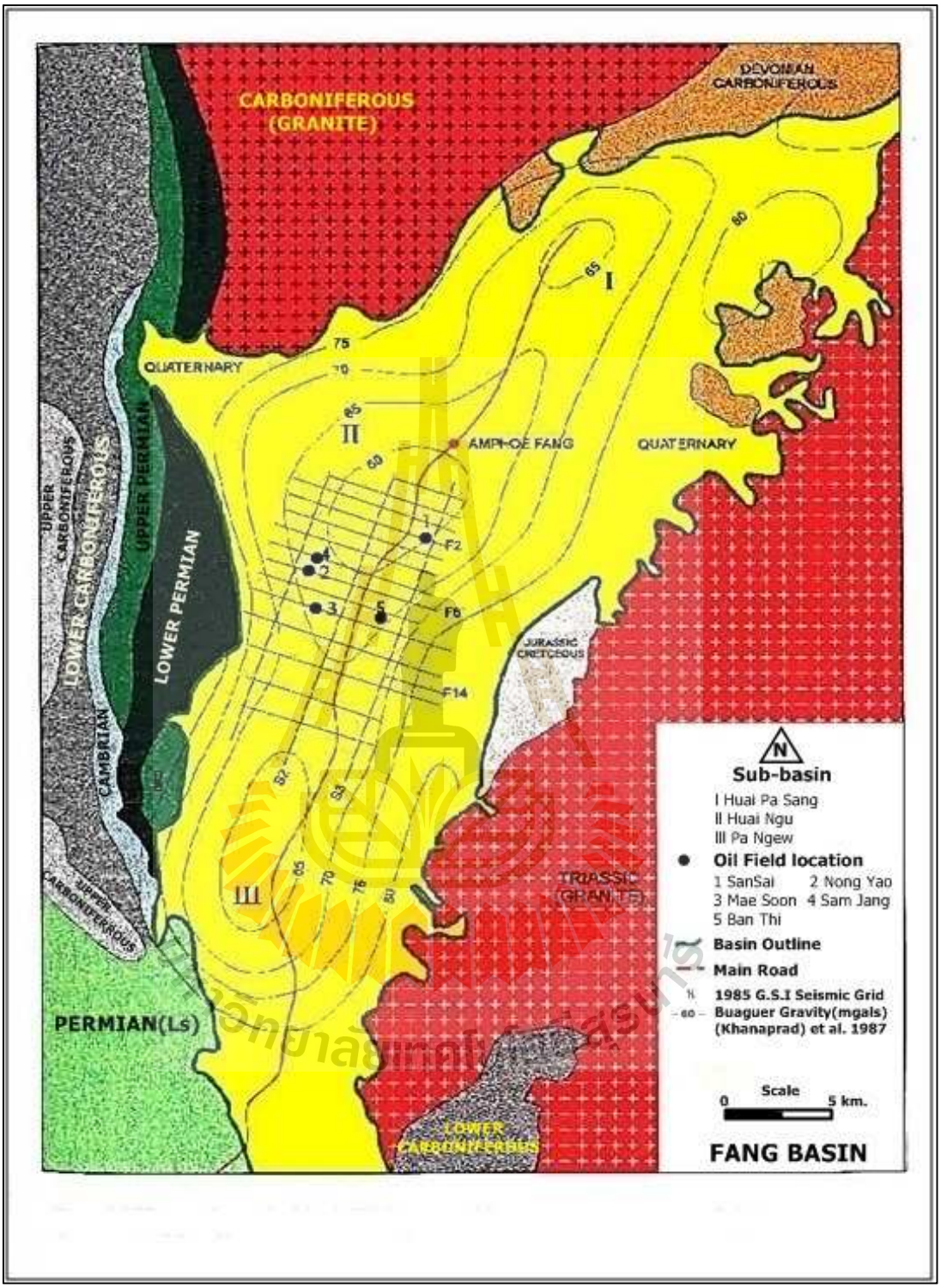
ช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1 ; H1) (รูปที่ 2.3) จัดเป็นชั้นหินที่เกิดก่อนยุคเทอร์เชียรี (Pre-Tertiary) หินส่วนใหญ่จะประกอบไปด้วยหินตะกอน (Sedimentary rock) หินแปร (Metamorphic rock) และหินอัคนี (Igneous rock) กระจายอยู่ทั่วแอ่ง บริเวณขอบแอ่งด้านตะวันตกพบหินยุคแคมเบียน (Cambrian) จนถึงยุคเพอร์เมียน (Permian) และพบหินแกรนิต (Granite) ที่เกิดในยุคคาร์บอนิเฟอรัส (Carboniferous) นอกจากนี้ในบริเวณขอบแอ่งทางด้านทิศตะวันออกจะพบหินยุคจูแรสสิกไซลูเลียน จนถึงดีโวเนียน และยังพบหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสสิก โดยหินส่วนใหญ่จะเป็นหินฐานของแอ่งฝางและจากโครงสร้างของช่วงชั้นที่ 1 ทำให้สามารถแบ่งลุ่มแอ่งฝางได้เป็น 3 แอ่งย่อย คือ

1. แอ่งแม่สาว อยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 1,800 เมตร ในบริเวณนี้จะไม่มีการสะสมตัวของช่วงชั้นที่ 2

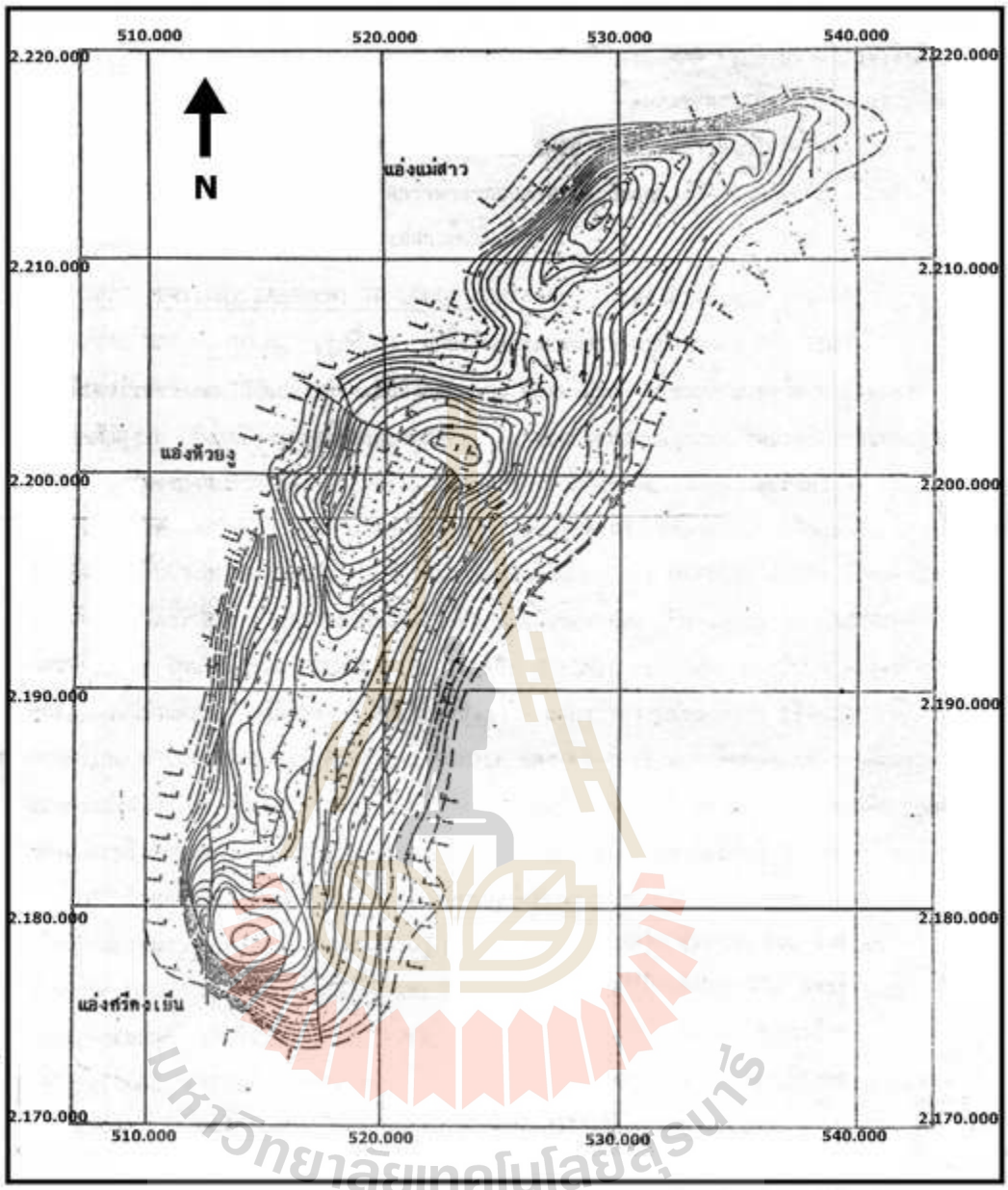
2. แอ่งห้วยงู อยู่บริเวณตอนกลางของแอ่ง โดยจะมีรอยเลื่อนแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ (NNW-SSE) แบ่งแอ่งเป็น 2 ส่วน ด้านเหนือมีความลึกประมาณ 2,400 เมตร ส่วนด้านใต้จะมีความลึกประมาณ 3,000 เมตร

3. แอ่งศรีดงเย็น จะต้องอยู่ในบริเวณพื้นที่ทางทิศใต้ของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 2,400 เมตร มีลักษณะเป็นแอ่งที่แคบชันทางด้านทิศตะวันตกและทิศใต้ นอกจากนี้ยังพบรอยเลื่อนในแนวเหนือ-ใต้ ขนาบอยู่ทางด้านทิศตะวันตกและตะวันออก

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 2.2 ธรณีวิทยาของแอ่งฝาง (คัดลอกและดัดแปลงจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)



รูปที่ 2.3 โครงสร้างช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1; H1) (คัดลอกและดัดแปลงจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ช่วงชั้นที่ 2 (Horizon 2 ; H2) ส่วนใหญ่เป็นหินที่เกิดจากการสะสมตัวในยุคเริ่มแรกของยุคเทอร์เชียรี (Early Tertiary) ซึ่งจะเป็นการสะสมของตะกอนชุดแรก โดยมีขอบเขตจากตอนใต้คือแอ่งศรีดงเย็นถึงตอนกลางคือแอ่งห้วยงู ในขณะที่บริเวณตอนเหนือคือแอ่งแม่สาวยังมีระดับสูง จึงไม่มีการสะสมของตะกอนในชุดนี้ (ถวัลย์ ชื่นชม, 2534) ซึ่งลักษณะการสะสมของตะกอนในช่วงต้นของยุคนี้จะมีอิทธิพลมาจากแม่น้ำลำธาร (Fluvial deposits) มีทิศทางการไหลจากทิศเหนือลงสู่

ทิศใต้ ซึ่งทางน้ำจะอยู่ทางด้านตะวันออกของแอ่ง และในเวลาต่อมาแอ่งศรีดงเย็นได้ทรุดตัวลง ส่วนเทือกเขาทางด้านทิศใต้ได้ถูกยกตัวขึ้นทำให้ลุ่มแอ่งถูกปิดกั้น น้ำและตะกอนถูกขังอยู่ทำให้เกิดการสะสมตัวแบบทะเลสาบ (Lake deposits) มีใจกลางแอ่งอยู่ค่อนไปทางทิศตะวันออก และในช่วงปลายของยุคนี้ได้เกิดการสะสมของถ่านหินลิกไนต์ค่อนข้างหนา ทราบได้จากข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์ และข้อมูลดังกล่าวไม่พบในแอ่งแม่สาวซึ่งอยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งฝาง ทำให้ทราบถึงการแผ่ขยายของถ่านหินลิกไนต์ว่าน่าจะหยุดอยู่บริเวณรอยเลื่อนใหญ่ที่พบในแอ่งห้วยงู และจากข้อมูลของการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันโป่งนก ทำให้ทราบถึงความหนาของตะกอนในแอ่งศรีดงเย็นและแอ่งห้วยงูซึ่งมีความหนาประมาณ 900 เมตรและ 500 เมตร ตามลำดับ ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นที่ 2 จะประกอบไปด้วยหินดินเหนียวสีน้ำตาลแดง (Reddish brown claystone) หินดินดานและหินทรายแทรกสลับกันไป และมีชั้นถ่านหินลิกไนต์ที่มีความหนาค่อนข้างมากอยู่ตอนบนสุด ซึ่งทำให้คาดคะเนได้ว่าหินต้นกำเนิดของแหล่งน้ำมันฝางควรจะเป็นสารอินทรีย์ที่อยู่ในชั้นถ่านหินลิกไนต์ดังกล่าวหรือมาจากชั้นของหินดินดานที่มีสารอินทรีย์ปะปนอยู่

ช่วงชั้นที่ 3 (Horizon 3 ; H3) ในช่วงชั้นนี้ ชั้นหินที่เกิดในยุคนี้จะเป็นการสะสมตัวของตะกอนชุดที่สองของยุคเทอร์เชียรี (Middle Tertiary) โดยมีขอบเขตทางทิศเหนือ-ใต้ เหมือนกับตะกอนในชุดที่ผ่านมาคือช่วงชั้นที่ 2 แต่ในช่วงชั้นที่ 3 นี้จะมีขอบเขตมากกว่า และมีลักษณะการสะสมของตะกอนเป็นแบบการทับถมของทะเลสาบ ซึ่งแอ่งศรีดงเย็นจะมีพื้นที่ของการสะสมตะกอนที่กว้างขึ้น เช่นเดียวกับแอ่งห้วยงู โดยมีความหนาของตะกอนทั้งสองแอ่งประมาณ 750 เมตร ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นนี้จะประกอบด้วยหินดินดานสีเทาถึงน้ำตาล และหินดินเหนียว ซึ่งจะมีถ่านหินลิกไนต์ชั้นบางๆ แทรกสลับอยู่ทั่วไป ส่วนบริเวณตอนล่างของหินชุดนี้หรือช่วงแรกของการสะสมของตะกอนชุดนี้จะมีถ่านหินลิกไนต์ค่อนข้างมาก แต่เกิดเป็นบริเวณแคบ ซึ่งถ้าพิจารณาถึงหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางแล้วคาดว่าชุดหินที่เกิดในช่วงแรกจะมีความเป็นไปได้สูงที่จะเป็นหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝาง โดยจะมีอาณาบริเวณตั้งแต่แอ่งห้วยงูจนถึงแอ่งศรีดงเย็น และค่อนมาทางด้านทิศตะวันออก มีความลึกอยู่ที่ประมาณแนวของหินชุดที่ 2 ทั้งตอนบนและตอนล่าง

ช่วงชั้นที่ 4 (Horizon 4 ; H4) ในช่วงชั้นนี้จะเป็นการสะสมตัวของตะกอนในชุดที่ 3 ของยุคเทอร์เชียรี (Upper Tertiary) จะมีขอบเขตทั่วลุ่มแอ่งฝาง และมีความกว้างของแอ่งใกล้เคียงกับชุดที่สอง แต่แนวแกนของแอ่งจะเริ่มขยับไปทางด้านตะวันตก โดยแอ่งศรีดงเย็นยังมีการสะสมตะกอนอยู่ในบริเวณเดิม มีความหนาของตะกอนประมาณ 600 เมตร ส่วนบริเวณแอ่งห้วยงูจะมีการทับถมเป็นบริเวณกว้างและหนาที่สุดประมาณ 750 เมตร มีความลึกและชันไปทางด้านทิศตะวันตก ซึ่งในหินชุดนี้จะมีการสะสมตัวของตะกอนในบริเวณตอนเหนือของแอ่งแม่สาวด้วย โดยมีความหนาประมาณ 300 เมตร และเกิดขึ้นเป็นบริเวณไม่กว้างนัก ซึ่งลักษณะของการสะสมของตะกอนจะเป็น

แบบการทับถมในทะเลสาบ และเกิดในช่วงต้นของการสะสมตะกอนเท่านั้น ในช่วงปลายของยุคการทับถมของตะกอนที่เกิดขึ้นจะได้รับอิทธิพลจากแม่น้ำลำธารเข้ามาเกี่ยวข้องกับการทับถมของตะกอน ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นที่ 4 นี้จะเป็นหินดินดานสีน้ำตาลแทรกสลับกับหินทรายหินทรายแป้งและหินดินเหนียว โดยจะมีถ่านหินลิกไนต์บาง ๆ แทรกอยู่ และตะกอนชุดนี้ยังคงมีสารอินทรีย์อยู่ในปริมาณที่สูงและเป็นชั้นที่น่าจะเริ่มมีการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนที่มีสภาพเป็นน้ำมัน จากผลการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันสันทรายจะพบชั้นน้ำมันที่ระดับความลึก 3,650 ฟุต และ 4,250 ฟุต ซึ่งเป็นระดับที่อยู่ใต้ของช่วงชั้นที่ 4 (Line F-2, SP 1270)

ช่วงชั้นที่ 5 (Horizon 5 ; H5) ในช่วงชั้นนี้ ชั้นหินจะเป็นการสะสมตัวของตะกอนในชุดสุดท้ายของยุคเทอร์เชียรีและต่อเนื่องไปจนถึงยุคปัจจุบัน โดยส่วนใหญ่จะมีตะกอนหนาบริเวณแอ่งห้วยงู มีความหนาประมาณ 750 เมตร นอกจากนี้บริเวณด้านเหนือและด้านใต้จะมีตะกอนบางและแคบ ซึ่งแสดงถึงการสะสมตัวแบบทะเลสาบ ในช่วงต้นจะเกิดการทับถมในบริเวณของแอ่งห้วยงูเพียงแอ่งเดียว ต่อมาในช่วงปลายของยุคจะได้รับอิทธิพลจากการสะสมของตะกอนจากแม่น้ำลำธารซึ่งได้พัดพาตะกอนพวกดินทรายลงมาในทะเลสาบมากขึ้น ทำให้แอ่งห้วยงูมีตะกอนหนา ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นนี้จะเป็นหินดินดานสีเทา และดินเหนียวสลับกับตะกอนทรายที่ยังไม่แข็งตัวและหินทรายแป้ง โดยจะมีกรวดขนาดต่าง ๆ ปะปนอยู่ แสดงถึงลักษณะของชายฝั่งที่มีระดับน้ำขึ้นลงอยู่ตลอดเวลา พร้อมกับมีกระแสน้ำค่อนข้างแรงจึงสามารถพัดพาพวกกรวดที่มีขนาดใหญ่ได้เป็นระยะทางไกล โดยหินในช่วงชั้นที่ 5 นี้เป็นอีกชุดที่สามารถกักเก็บน้ำมันไว้ได้

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่ได้จากการสำรวจธรณีฟิสิกส์ที่กล่าวมากับข้อมูลที่ได้จากการเจาะสำรวจสามารถสรุปลักษณะของธรณีวิทยาบริเวณแหล่งน้ำมันฝางแบ่งเป็น 3 กลุ่ม ได้ดังนี้

1. ตะกอนยุคก่อนเทอร์เชียรี (Pre-Tertiary Sediments) เป็นชั้นหินที่เกิดจากการทับถมหรือสะสมตัวของตะกอนที่เกิดก่อนยุคเทอร์เชียรี จัดอยู่ในหินช่วงชั้นที่ 1 โดยชั้นหินส่วนใหญ่ในยุคนี้จะเป็นหินฐานของแอ่งฝาง ซึ่งจะประกอบไปด้วยหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสสิก และหินทรายที่เกิดในยุคจูแรสสิกถึงยุคเทอร์เชียรี โดยจะพบในบริเวณทิศตะวันออกของแอ่ง ส่วนทางด้านทิศตะวันตกจะพบหินแปรที่เกิดในยุคแคมเบรียนถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัส

2. ตะกอนยุคเทอร์เชียรี (Tertiary Sediments) หรือเรียกอีกชื่อว่าหมวดหินแม่สอด (Mae-Sod Formation) จะเป็นชั้นหินที่เกิดจากการสะสมตัวของตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี จัดเป็นหินในช่วงชั้นที่ 2 ถึงช่วงชั้นที่ 4 โดยหินชุดแม่สอดส่วนใหญ่จะประกอบไปด้วยหินดินดาน หินดินเหนียว และหินทรายแป้ง แทรกสลับด้วยหินทราย ซึ่งจะมีความหนาประมาณ 1-30 ฟุต โดยชั้นทรายที่พบในหมวดหินแม่สอดจัดเป็นแหล่งสะสมของน้ำมันที่สำคัญของแอ่งฝาง และหมวดหินแม่สอดจะแบ่งออกเป็น 3 ชั้น คือ

- หมวดหินแม่สอดตอนบน (Upper Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนบนจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 2,500-4,500 ฟุต ประกอบด้วยหินทรายหนา 5-30 ฟุต แทรกสลับหินดินดานสีเทาเข้มและน้ำตาลเข้ม ไม่มีส่วนประกอบของแร่แคลเซียมคาร์บอเนต ($CaCO_3$) โดยลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทะลสาบ (Lacustrine depositional environments) และมีตะกอนที่เกิดจากการทับถมในสภาพแวดล้อมของทางน้ำ (Fluvial) ปนแทรกเป็นบางช่วง โดยพบหลักฐานของตะกอนภาคพื้นทวีป (Terrestial material) ได้แก่ สปอริไนต์ (Sporinite) และคิวติไนต์ (Cutinite)

- หมวดหินแม่สอดตอนกลาง (Middle Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนกลางจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 4,500-6,700 ฟุต มีลักษณะที่สำคัญคือ มีส่วนประกอบของแร่แคลเซียมคาร์บอเนต ($CaCO_3$) ปนอยู่ในชั้นหิน ได้แก่ หินดินดานเป็นส่วนใหญ่ และจะมีหินทรายและหินทรายแป้งแทรกสลับเป็นช่วง ๆ และยังพบว่ามีชั้นของถ่านหินแทรกบาง ๆ อยู่ในบางช่วง โดยลักษณะของชั้นหินจะแข็งมากกว่าหมวดหินแม่สอดตอนบน และลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทางน้ำ (Fluvial) และการทับถมของตะกอนภาคพื้นทวีป (Continental environment) โดยมีลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทะเลสาบ (Lacustrine environments) เป็นบางช่วง โดยพบหลักฐาน ได้แก่ คิวติไนต์ (Cutinite) สปอริไนต์ (Sporinite) และสาหร่าย (Algal) จากการวิเคราะห์ตัวอย่างเศษหิน

- หมวดหินแม่สอดตอนล่าง (Lower Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนล่างจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 6,700 ฟุตลงไปจนถึงบริเวณฐานของแอ่งฝาง โดยช่วงบนของหมวดหินแม่สอดตอนล่างจะพบชั้นถ่านหินหนาประมาณ 100 ฟุต ซึ่งเป็นชั้นถ่านที่มีการสำรวจพบในแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาง ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันโป่งนกหรือแหล่งน้ำมันบ้านธิ และนอกจากนั้นยังพบหินดินดานสีดำ (Carbonaceous shale) และหินทรายสีเทา โดยในบริเวณช่วงล่างของหมวดหินชุดนี้จะพบการทับถมของหินดินดานและหินทรายสีแดงน้ำตาล และลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นการทับถมของตะกอนภาคพื้นทวีปที่มีพลังงานในการกระทำต่ำ (Low energy continental environment) โดยตะกอนส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนจากทะลสาบ (Lake sediment) แต่บริเวณตอนล่างตะกอนจะเกิดจากการพัดพาของสภาพแวดล้อมที่มีพลังงานในการกระทำสูง (High energy) ได้แก่ สภาพแวดล้อมที่เป็นที่ราบตะกอนน้ำพา (Alluvial plain) ถึงพวกส่วนล่างของพวกตะกอนน้ำพารูปพัด (Lower alluvial fan) โดยมีพวกทางน้ำประสานสาย (Braided stream), สันทราย (bars)

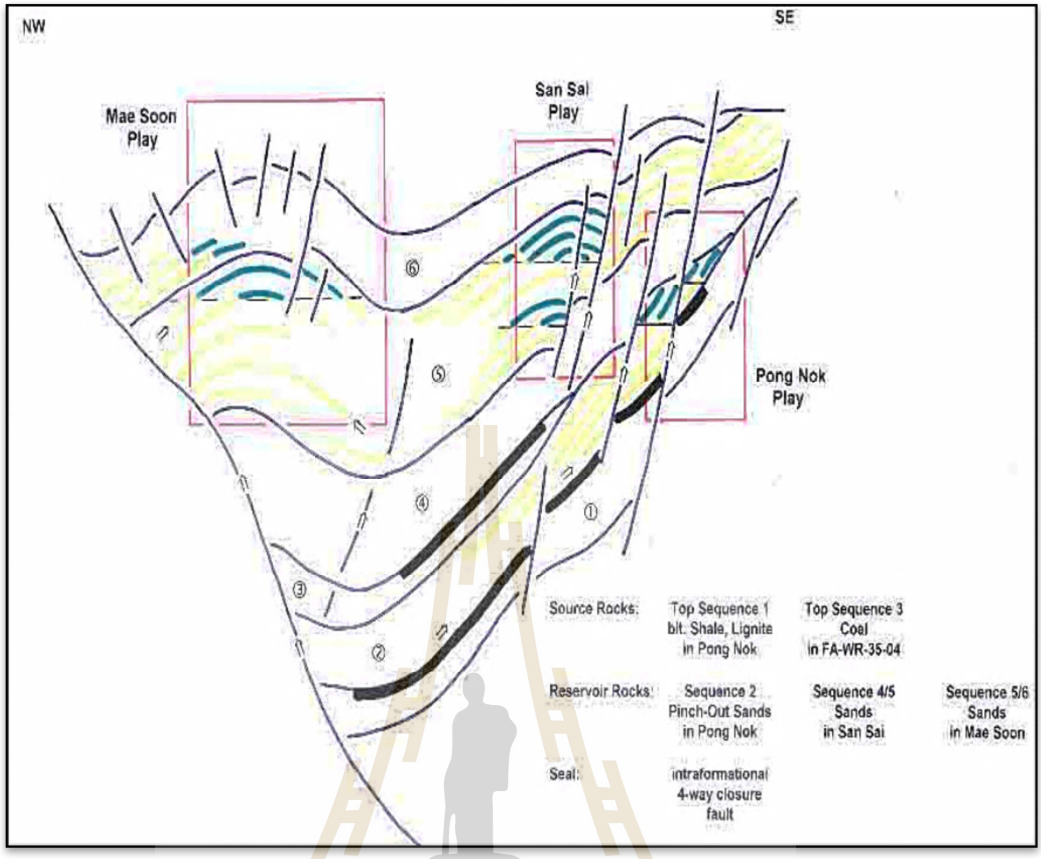
และกองทรายบริเวณปรายตะกอนน้ำพารูปพัด (Distal fan lobes) นอกจากนั้นยังพบหินกรวดมน (Conglomerate) แทรกเป็นช่วง ๆ

3. ตะกอนยุคควอเทอร์นารีและตะกอนยุคปัจจุบัน (Quaternary and Recent Sediments) หรือเรียกว่าหมวดหินแม่ฝาง (Mae-Fang Formation) จัดเป็นชั้นหินในช่วงชั้นที่ 5 โดยตะกอนที่พบจะสะสมตัวตั้งแต่ผิวดินจนถึงที่ระดับความลึก 2,500 ฟุต ซึ่งหมวดหินแม่ฝางตอนบนจะเป็นพวกดิน (Soil), ทรายจากศิลาแดง (Lateritic sand) หนาประมาณ 20 ฟุต ถัดลงมาพบทรายที่จับตัวกันหลวม ๆ (Loose sand) ปนด้วยกรวด ขนาดตั้งแต่เพบเบิล (Pebble) จนถึงคอบเบิล (Cobble) โดยในทรายที่พบจะมีแร่เฟลสปา (Feldspar) ปนอยู่ประมาณ 5% มีเศษของไม้กลายเป็นถ่าน (Carbonized wood) กระจายอยู่เป็นระยะ โดยตะกอนส่วนใหญ่จะประกอบด้วยทรายขนาดหยาบถึงหยาบมากเป็นส่วนใหญ่ มีดินเหนียวสีเหลืองแทรกสลับเป็นระยะ บางครั้งพบดินเหนียวสีเทาแกมฟ้าแทรกอยู่ด้วย และมีการจัดขนาดของทรายไม่ดี (Poor sorted) และจากการลำดับชั้นหินจากชนิดของหิน (Litho-stratigraphy) ของหมวดหินแม่ฝาง แสดงว่าตะกอนตอนบนจัดเป็นตะกอนที่เกิดจากการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นตะกอนน้ำพาที่มีพลัง (Energetic alluvial) และตะกอนที่ทับถมตามทางน้ำไหล (Fluvial deposits) เพราะพบคลุมอยู่ตลอดลุ่มแอ่งฝาง และสำหรับตะกอนตอนล่างเป็นตะกอนที่เกิดในสภาพแวดล้อมที่เป็นทางน้ำที่ไหลลงสู่ทะเลสาบ (Fluviolacustrine sequence) ในลุ่มแอ่งเล็ก ๆ บนทวีปในบรรยากาศชื้นของเขตร้อน (Tropical zone) และลุ่มแอ่งตื้นที่มีออกซิเจนทำปฏิกิริยาร่วมด้วย (Oxidizing facies)

2.1.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

ระบบปิโตรเลียมของแอ่งฝาง (รูปที่ 2.4) สามารถสรุปและจำแนกได้ดังนี้

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 2.4 ระบบปิโตรเลียมในโครงสร้างแม่สูนและโครงสร้างสันทราย (คัดลอกจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)

2.1.3.1 หินต้นกำเนิดน้ำมันในแอ่งฝาง (Source rocks in Fang Basin)

สำหรับหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางคาดคะเนว่ามาจากหินดินดานที่มีสารอินทรีย์สะสมตัวอยู่ หรือมาจากถ่านหินลิกไนต์ที่พบกระจายอยู่ในหินชุดแม่สอด โดยเฉพาะในช่วงแรกของการสะสมตัวของตะกอน ซึ่งจัดอยู่ในช่วงชั้นที่ 2 ถึงช่วงชั้นที่ 3 และจากการทำตัวอย่างเศษหินที่ได้จากการเจาะมาวิเคราะห์โดยกรมการพลังงานทหาร ทำให้ทราบถึงข้อมูลต่าง ๆ พอสรุปได้ ดังนี้ (เชษฐา ชุมกระโทก, 2547)

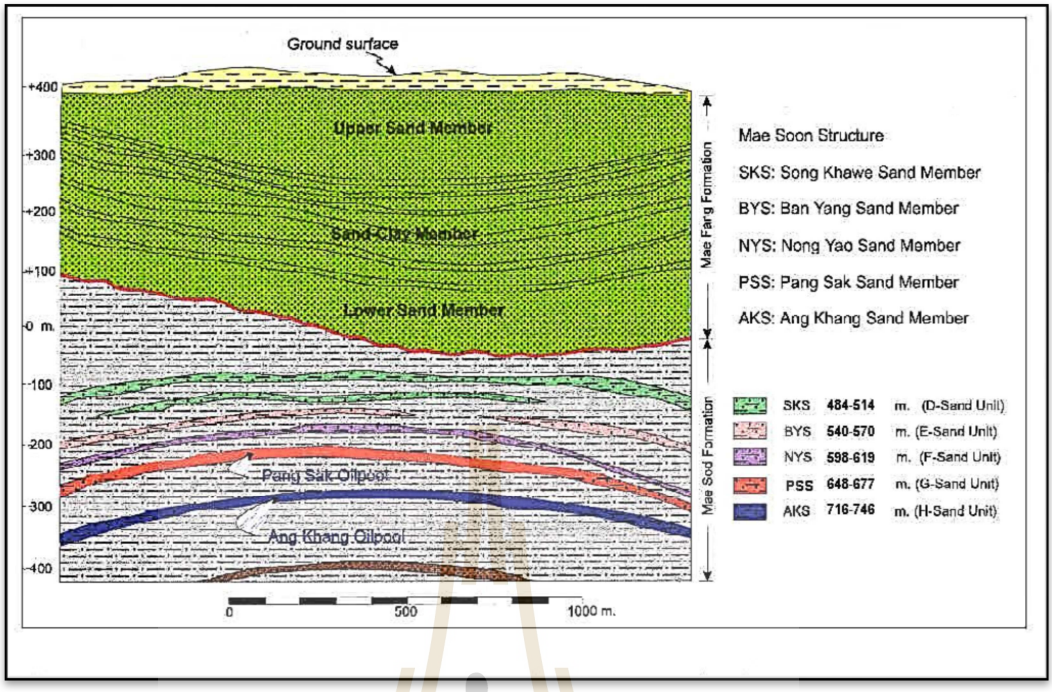
- ปริมาณโดยรวมของคาร์บอน (Total Organic Carbon (TOC)) = 1.63-2.67%wt
- ปริมาณอินทรีย์สารที่สามารถสกัดออกมาได้ (Extractable solute organic matter (EOM)) = 1074-1646 ppm
- ชนิดของคีโรเจน (Kerogen type) เป็นประเภท Type I และ Type II อยู่ระหว่าง 20-50% Type III อยู่ระหว่าง 20-55%

- ค่าการสะท้อนแสงของวิทริไนต์ (Vitrinite reflectance (Ro)) = 0.35-0.44 ซึ่งเป็นค่า Vitrinite reflectance (Ro) ของหินตัวอย่างที่ระดับความลึก 2,000-3,000 ฟุต ซึ่งเป็นหินต้นกำเนิดที่ยังไม่มีกลั่นตัวของปิโตรเลียม โดยเมื่อทำการเทียบค่าเพื่อหา Vitrinite reflectance (Ro) ใหม่จะได้ค่า Ro ประมาณ 0.5 ที่ระดับความลึก 4,000 ฟุต
- Tmax = 437°C

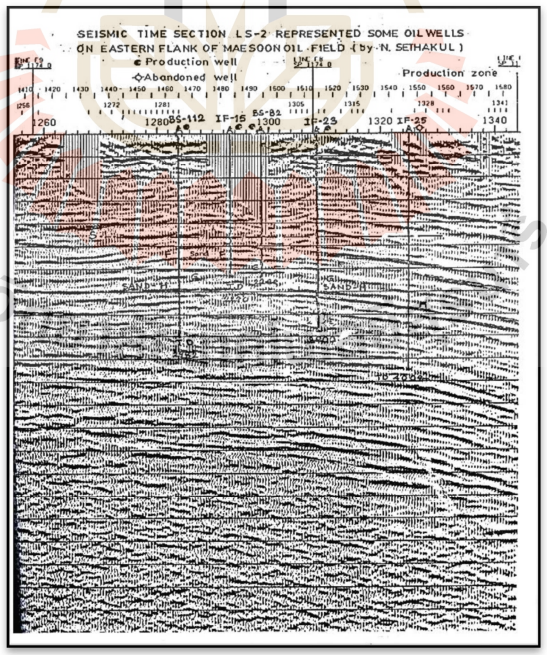
2.1.3.2 หินกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง (Reservoir rock in Fang Basin)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันฝาง ทำให้ทราบว่าหินกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจัดเป็นหินทรายที่แทรกสลับอยู่ในชั้นหินดินดานในหินชุดแม่สอด โดยจากข้อมูลที่ได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Electric wireline log) ของหลุม IF-20 (FA-MS-26-39) จากแหล่งน้ำมันแม่สูนสามารถแบ่งชั้นทรายในชุดแม่สอดได้ดังนี้ (รูปที่ 2.5 และรูปที่ 2.6)

1. ชั้นทรายสองแคว หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าชั้นทราย “ดี” (D-sand) จะประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-15 ฟุต จำนวน 4 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึก 1,614-1,713 ฟุต
2. ชั้นทรายหนองยาว หรือเรียกว่า ชั้นทราย “อี” (E-sand) ประกอบด้วยชั้นทรายหนา 10-15 ฟุต จำนวน 2 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 1,800-1,900 ฟุต
3. ชั้นทรายบ้านยาง หรือชั้นทราย “เอฟ” (F-sand) ประกอบด้วยชั้นทรายหนา 10-15 ฟุต จำนวน 3 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึก 1,994-2,062 ฟุต
4. ชั้นทรายปางสัก หรือเรียกว่าชั้นทราย “จี” (G-sand) เป็นชั้นทรายน้ำมันของแหล่งน้ำมันแม่สูน ประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-15 ฟุต จำนวน 5 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึก 2,160-2,255 ฟุต
5. ชั้นทรายอ่างขาง หรือชั้นทราย “เอช” (H-sand) เป็นชั้นทรายที่มีความสำคัญต่อการผลิตน้ำมันในแหล่งแม่สูนรวมกับชั้นทรายปางสัก โดยประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-45 ฟุต จำนวน 4 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึก 2,386-2,487 ฟุต



รูปที่ 2.5 ลำดับโครงสร้างชั้นทรายในหินชุดแม่สอด (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)



รูปที่ 2.6 ลักษณะโครงสร้างและความหนาของชั้นทรายแม่สูนที่ปรากฏใน Seismic time section LS-2 (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการหยั่งธรณีหลุมเจาะทำให้ทราบว่าหินกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจะประกอบไปด้วยหินทรายในชั้นต่าง ๆ โดยแต่ละแหล่งน้ำมันปลีกย่อยอาจพบชั้นทรายเหล่านี้ทุกชั้นหรืออาจพบเป็นบางชั้นเท่านั้น แต่โดยรวมแล้วแหล่งกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจะเป็นแบบ “Stratiform” โดยจะถูกปิดด้วยน้ำที่เคลื่อนเข้ามาในชั้นหินหรือเรียกอีกอย่างว่า “Delimited lithologic with edge water” (นพรัตน์ เศรษฐกุล, 2528) สำหรับคุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวที่พบในชั้นทรายปางสักในแหล่งน้ำมันแม่สูนแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวในชั้นทรายปางสัก แหล่งน้ำมันแม่สูน (คัดลอกจาก เชษฐา ชุมกระโทก, 2547)

หลุม	ความลึก (ฟุต)	ความซึมซาบได้	ความพรุน	การอิ่มตัวด้วยของเหลว		ความหนาแน่น
				น้ำมัน	น้ำ	
BS-110	2,755	231	25.7	6.1	54.4	2.67
IF-26-1	2,581.1	2,370	25.4	17.5	33.0	2.65
IF-26-2	2,587.1	2,440	26.7	20.5	34.7	2.64

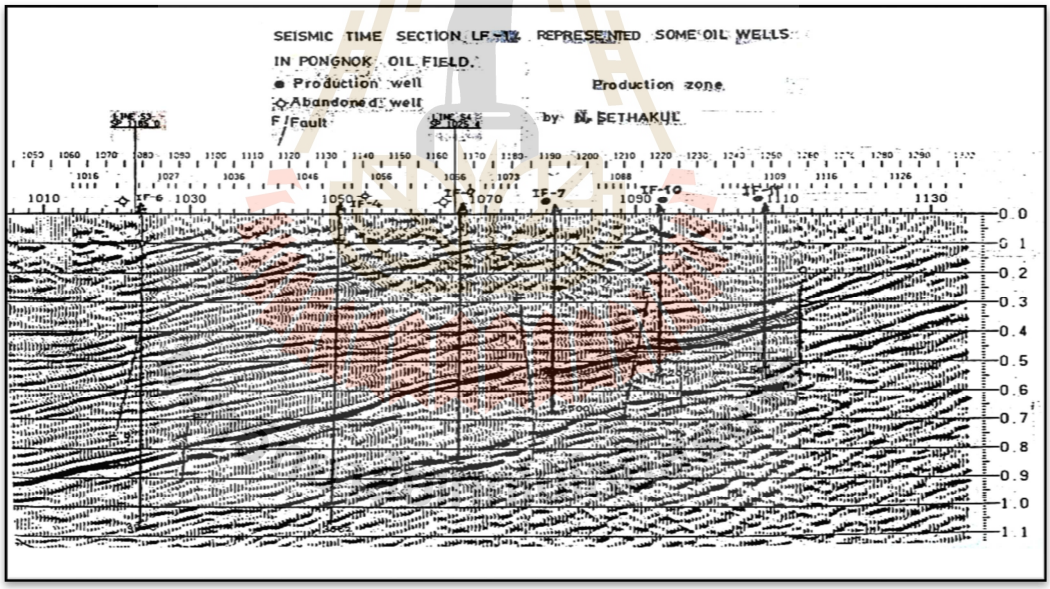
จากค่าในตารางจะพบว่าค่าความพรุนและค่าความซึมซาบได้มีค่าค่อนข้างสูงซึ่งถือได้ว่ามีคุณสมบัติการเป็นหินกักเก็บน้ำมันที่ดี

2.1.3.3 หินปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแอ่งฝาง (Seal rock in Fang Basin)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจและการสำรวจธรณีฟิสิกส์ในบริเวณลุ่มแอ่งฝาง ทำให้ทราบถึงชั้นหินที่ทำหน้าที่ปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแนวตั้ง (Vertical migration) บริเวณแหล่งน้ำมันแม่สูนและแหล่งน้ำมันโป่งนก ได้แก่ หินดินดานที่แทรกสลับอยู่กับหินทรายที่ทำหน้าที่เป็นชั้นน้ำมัน รวมถึงหินทรายแป้งที่มีความพรุนต่ำมากด้วย ในขณะที่ตอนล่างของชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นหินแหล่งกักเก็บน้ำมัน จะถูกปิดกั้นด้วยน้ำในชั้นหิน ทำให้น้ำมันสามารถสะสมตัวอยู่ในหินแหล่งกักเก็บได้ และในบริเวณแหล่งน้ำมันโป่งนก หินปิดกั้นการเคลื่อนที่จะเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของลำดับชั้นหิน (Lithofacies change) จากหินทรายเป็นหินดินดาน จึงสามารถทำหน้าที่สกัดกั้นน้ำมันไม่ให้เคลื่อนที่ขึ้นสู่ผิวดินได้ นอกจากนี้รอยเลื่อนที่ตัดผ่านชั้นน้ำมัน ทำให้ชั้นน้ำมันเลื่อนออกจากกัน อาจเป็นตัวสกัดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันที่ดีด้วย

2.1.3.4 โครงสร้างกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง (Traps in Fang Basin)

สำหรับชนิดของโครงสร้างที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันในลุ่มแอ่งฝาง จัดเป็นการรวมกันระหว่างโครงสร้างที่เกิดขึ้นในชั้นหิน (Structural traps) กับลำดับการตกตะกอนของชั้นหินในแหล่งน้ำมัน (Stratigraphic traps) โดยโครงสร้างที่เกิดขึ้นจะเกิดจากการโค้งงอของชั้นหินตะกอนในบริเวณฐานของแอ่งฝาง (Basement of Fang basin) ทำให้ตะกอนที่สะสมตัวในบริเวณตอนบนเกิดการโค้งงอรับกับโครงสร้างของฐานแอ่ง เรียกว่า “Anticline of compaction” นอกจากนั้นยังมีรอยเลื่อนเกิดขึ้นในแนวตะวันออกเฉียงเหนือไปยังทิศตะวันตกเฉียงใต้ ทำให้น้ำมันถูกกักเก็บอยู่ในบริเวณรอยเลื่อน (Tectonic barrier) และในขณะที่ชั้นหินเกิดการเปลี่ยนแปลงของการตกตะกอน ทำให้ชั้นทรายมีความหนาไม่คงที่ โดยความหนาของตะกอนจะมีมากบริเวณตอนกลางและค่อย ๆ ลีบลงโดยรอบ (รูปที่ 2.4) นอกจากนี้ในบริเวณของแหล่งน้ำมันโป่งนกยังพบแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของชั้นหิน จากหินทรายที่มีความพรุนสูงไปสู่หินทรายที่มีความพรุนต่ำทางตอนบน เรียกว่า “Up-Dip pinch out” (รูปที่ 2.7)



รูปที่ 2.7 Up-Dip pinch out ในแหล่งน้ำมันโป่งนกที่ปรากฏใน Seismic time section LF-14 (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

2.2 แหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในลุ่มแอ่งฝาง

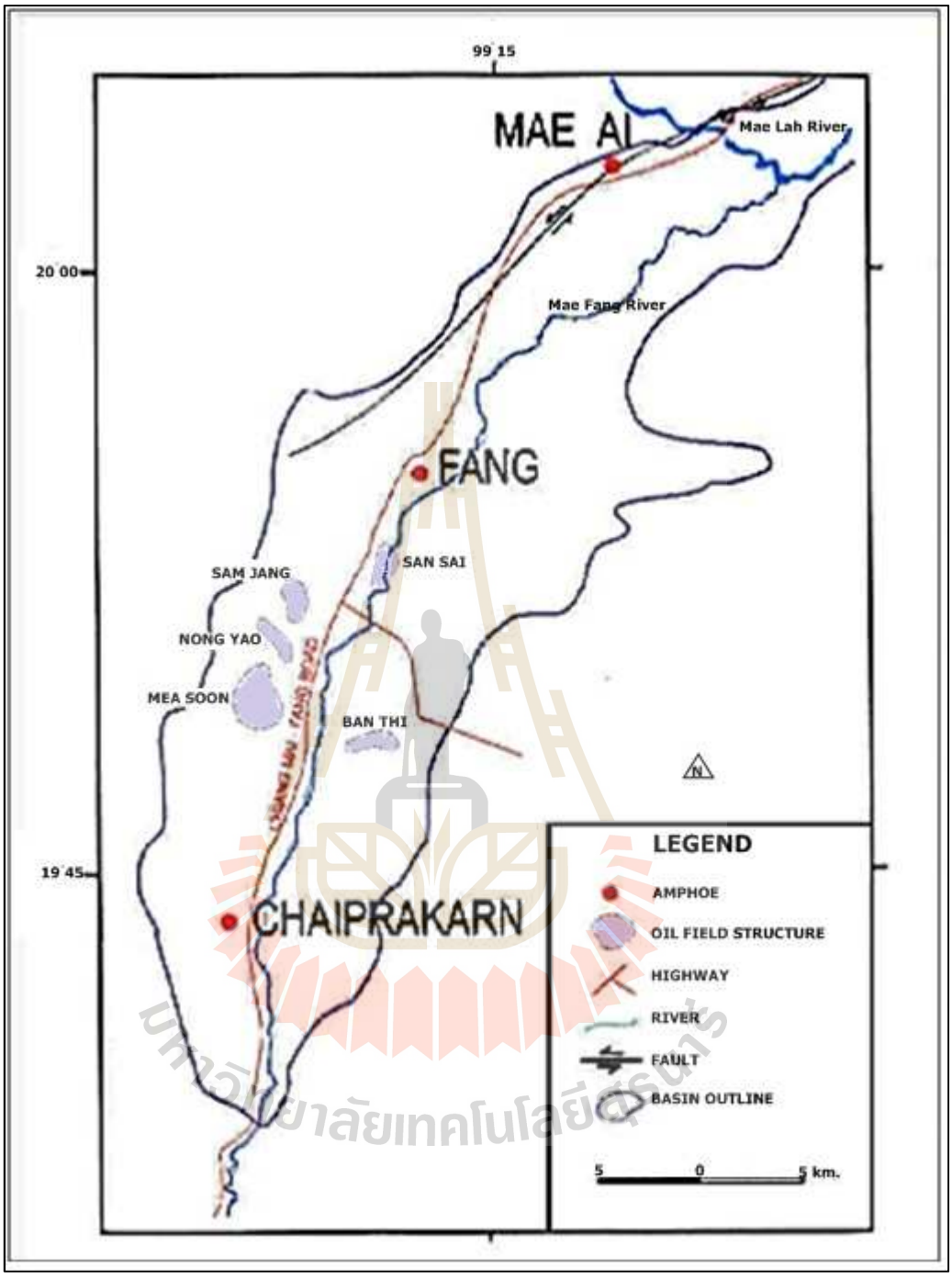
แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ลุ่มแอ่งฝาง ซึ่งจากการทำการสำรวจโดยใช้วิธีต่าง ๆ อาทิ เช่น การสำรวจทางธรณีวิทยา (Geological exploration) การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ (Geophysical exploration) และการเจาะสำรวจ (Drilling exploration) จะพบโครงสร้างหรือแอ่งตะกอนขนาดเล็กกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณลุ่มแอ่งฝาง นอกจากนั้นโครงสร้างที่พบดังกล่าว มีหลายโครงสร้างที่เป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแอ่งฝางอีกด้วย (รูปที่ 2.8) โดยสามารถสรุปถึงแหล่งต่าง ๆ ได้ดังนี้

2.2.1 แหล่งน้ำมันไชยปราการ (Chaiprakarn Oilfield)

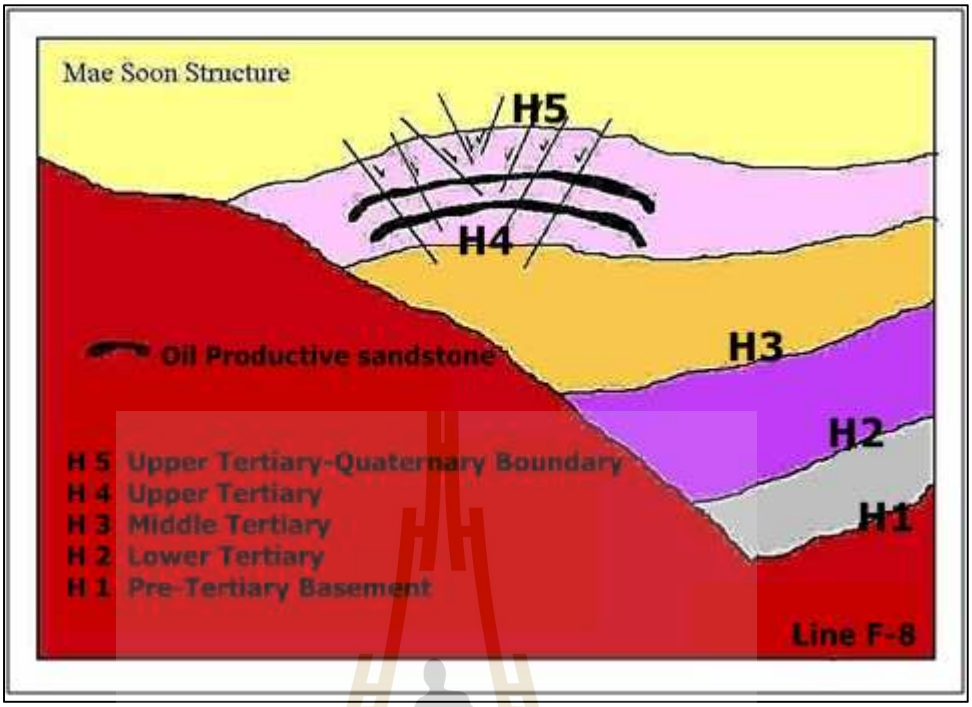
เป็นแหล่งน้ำมันแหล่งแรกของแหล่งน้ำมันฝาง หรืออาจจะกล่าวได้ว่า เป็นแหล่งน้ำมันแห่งแรกของประเทศไทย ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2492 โดยมีการเจาะสำรวจจากหน่วยงานต่าง ๆ ในอดีต อาทิเช่น กรมโลหะกิจและกรมการพลังงานทหาร รวมมีการเจาะสำรวจทั้งสิ้นประมาณ 86 หลุม และได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตประมาณ 27 หลุม โดยทำการผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2502 ถึงปี พ.ศ. 2517 ได้ปริมาณของน้ำมันดิบประมาณ 200,000 บาร์เรล และน้ำมันที่ทำการผลิตได้ให้ชื่อว่า “น้ำมันดิบไชยปราการ” โดยมีคุณสมบัติของน้ำมันดิบเป็นชนิด แอสพาลติก (Asphaltic base) ซึ่งชั้นน้ำมันดิบของแหล่งไชยปราการจะอยู่ในระดับตื้น มีความลึกของชั้นน้ำมันไม่เกิน 1,000 ฟุต และในปัจจุบันแหล่งน้ำมันไชยปราการยุติการผลิตน้ำมันดิบแล้ว

2.2.2 แหล่งน้ำมันแม่สูน (Maesoon Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่พบและได้รับการพัฒนาต่อจากแหล่งน้ำมันไชยปราการ โดยแหล่งน้ำมันแม่สูนได้รับการเจาะสำรวจในปี พ.ศ. 2506 และพบน้ำมันดิบประเภท พาราฟินิค (Parafinic base) ซึ่งต่อมาให้ชื่อว่า น้ำมันดิบแม่สูน โดยพบชั้นน้ำมันในระดับความลึกประมาณ 2,200 ฟุต ผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 50 บาร์เรลต่อวัน และนับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2506 ถึง ปี พ.ศ. 2553 แหล่งน้ำมันแม่สูนได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องโดยกรมการพลังงานทหาร ซึ่งในบริเวณแหล่งน้ำมันแม่สูนได้รับการเจาะสำรวจทั้งสิ้น 84 หลุม ได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตประมาณ 33 หลุม โดยระดับความลึกของชั้นน้ำมัน ส่วนใหญ่จะอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 2,000-3,000 ฟุต โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันแม่สูน (รูปที่ 2.9)



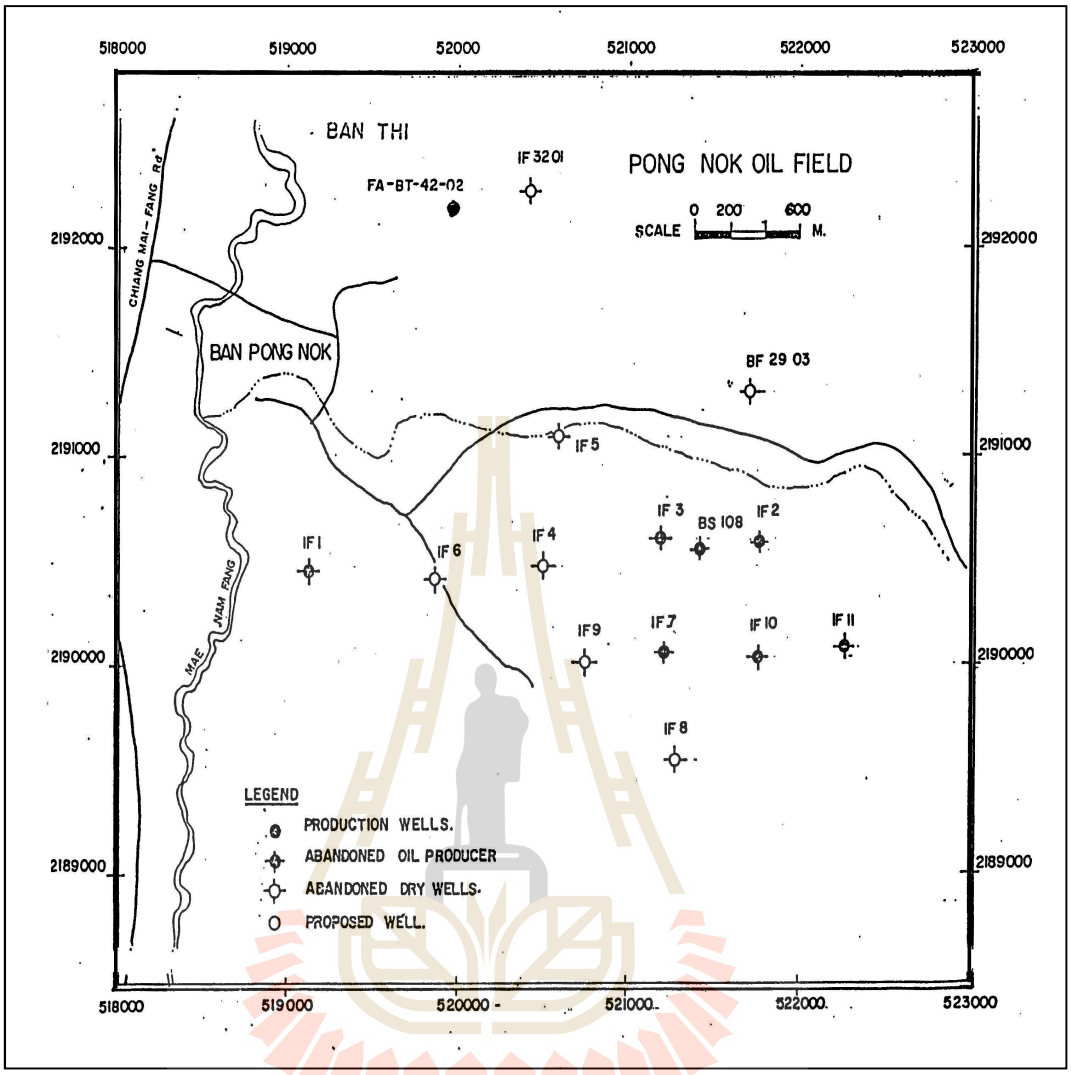
รูปที่ 2.8 แหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาง (คัดลอกและดัดแปลงจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)



รูปที่ 2.9 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันแม่สูน (คัดลอกจากณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

2.2.3 แหล่งน้ำมันโป่งนก (Pong nok Oilfield)

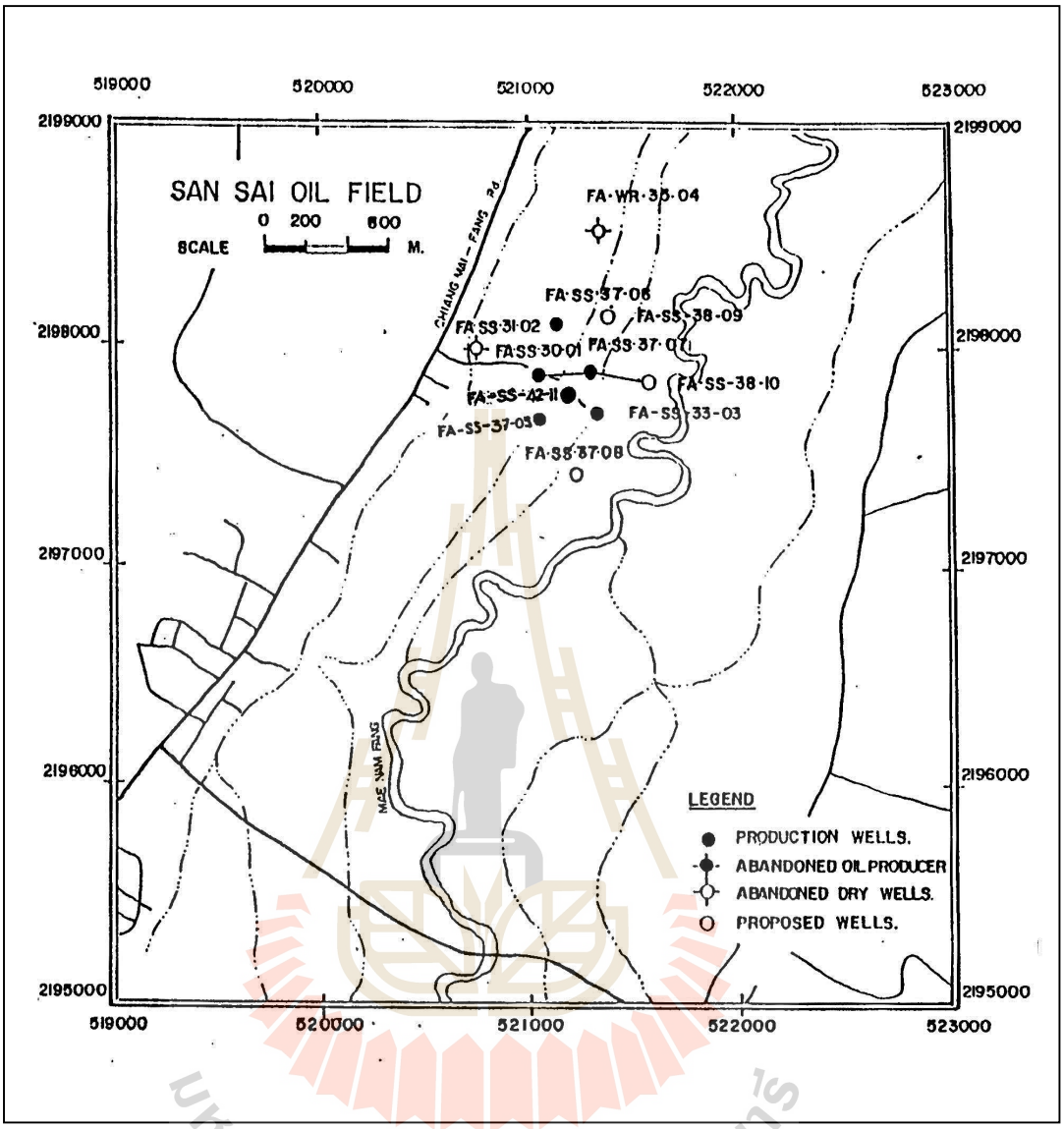
เป็นแหล่งน้ำมันขนาดเล็กที่ได้รับการเจาะสำรวจในปี พ.ศ. 2521 โดยพบน้ำมันดิบประเภท พาราฟินิค ที่ระดับความลึกประมาณ 3,350 ฟุต และหลังจากนั้นในระหว่าง ปี พ.ศ. 2521 ถึง ปี พ.ศ. 2526 ได้ทำการเจาะสำรวจ รวม 12 หลุม (รูปที่ 2.10) ได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตทั้งสิ้น 7 หลุม โดยมีระดับน้ำมันที่พบในระดับตื้น เช่นเดียวกับระดับน้ำมันในแหล่งน้ำมันไชยปราการ และยังพบชั้นน้ำมันในระดับลึกเช่นเดียวกับแหล่งน้ำมันแม่สูนด้วย โดยในปัจจุบันแหล่งน้ำมันโป่งนกยุติการผลิตน้ำมันดิบแล้ว



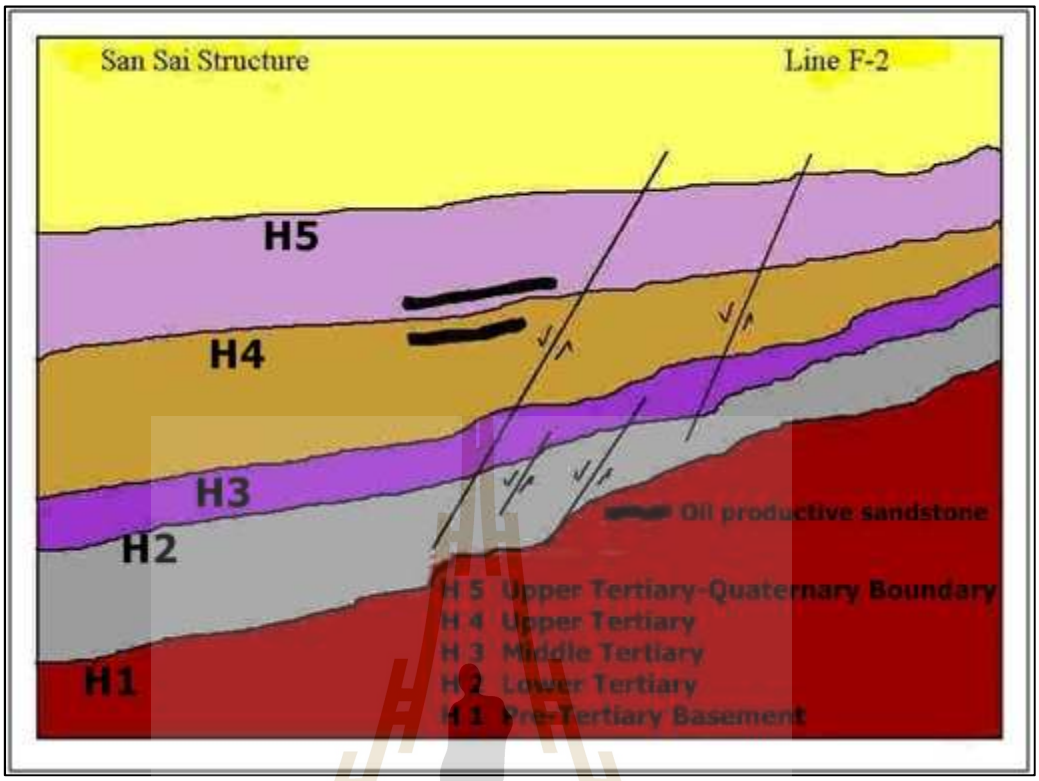
รูปที่ 2.10 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันโป่งนก (คัดลอกจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)

2.2.4 แหล่งน้ำมันสันทราย (Sansai Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2530 จนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันสันทรายได้รับการเจาะสำรวจทั้งสิ้น 12 หลุม ในปัจจุบันมีหลุมผลิตทั้งสิ้น 6 หลุม (รูปที่ 2.11) และจากการเจาะสำรวจ พบชั้นน้ำมันใน 2 ระดับความลึก คือ ที่ระดับความลึก 2,000-2,500 ฟุต และ 3,600-4,200 ฟุต ในปี พ.ศ. 2545 เป็นต้นมา กรมการพลังงานทหารได้ทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในแหล่งกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันสันทราย เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมัน แต่ยังไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควร โครงสร้างชั้นหินของแหล่งน้ำมันสันทราย (รูปที่ 2.12)



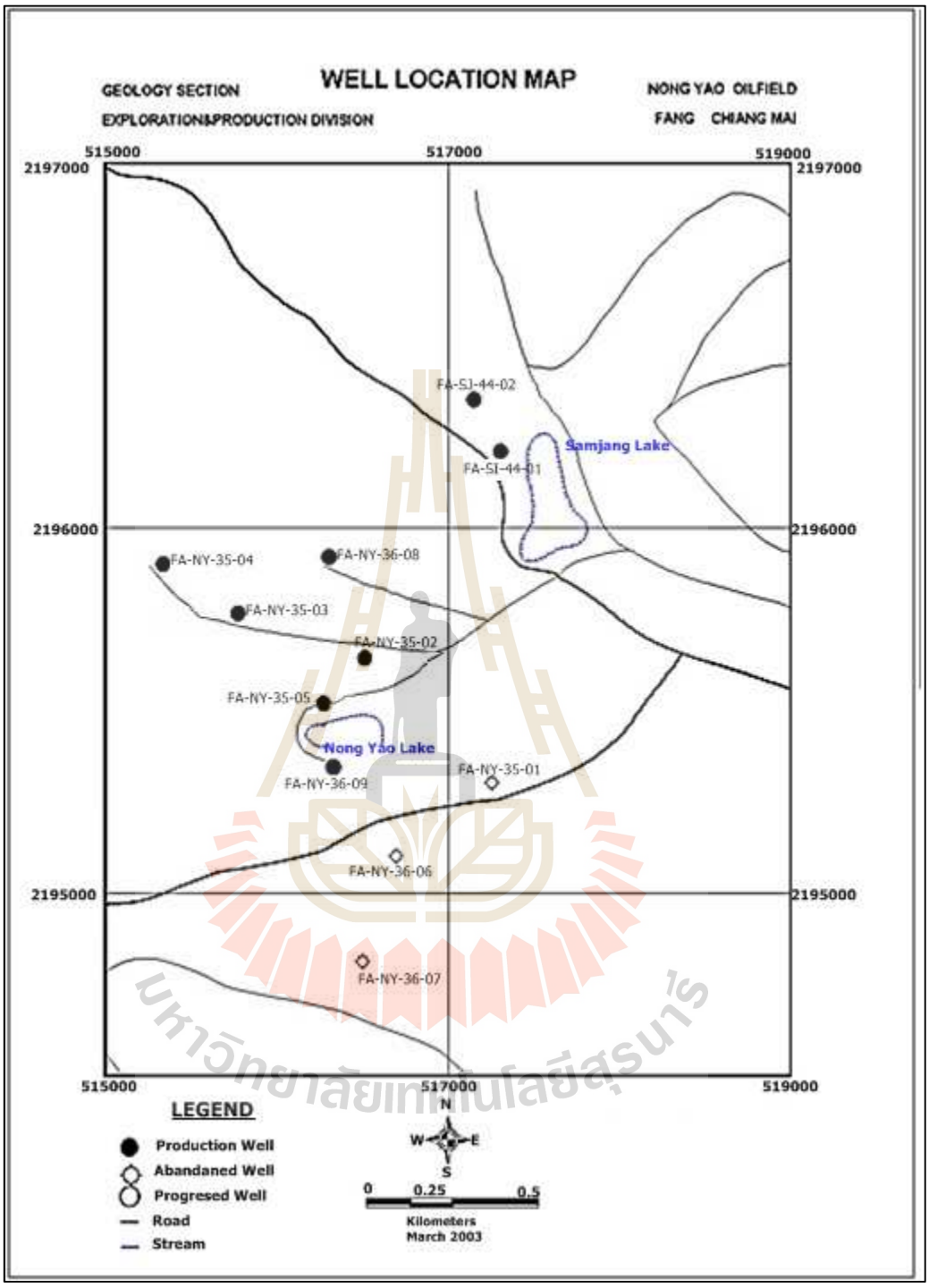
รูปที่ 2.11 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)



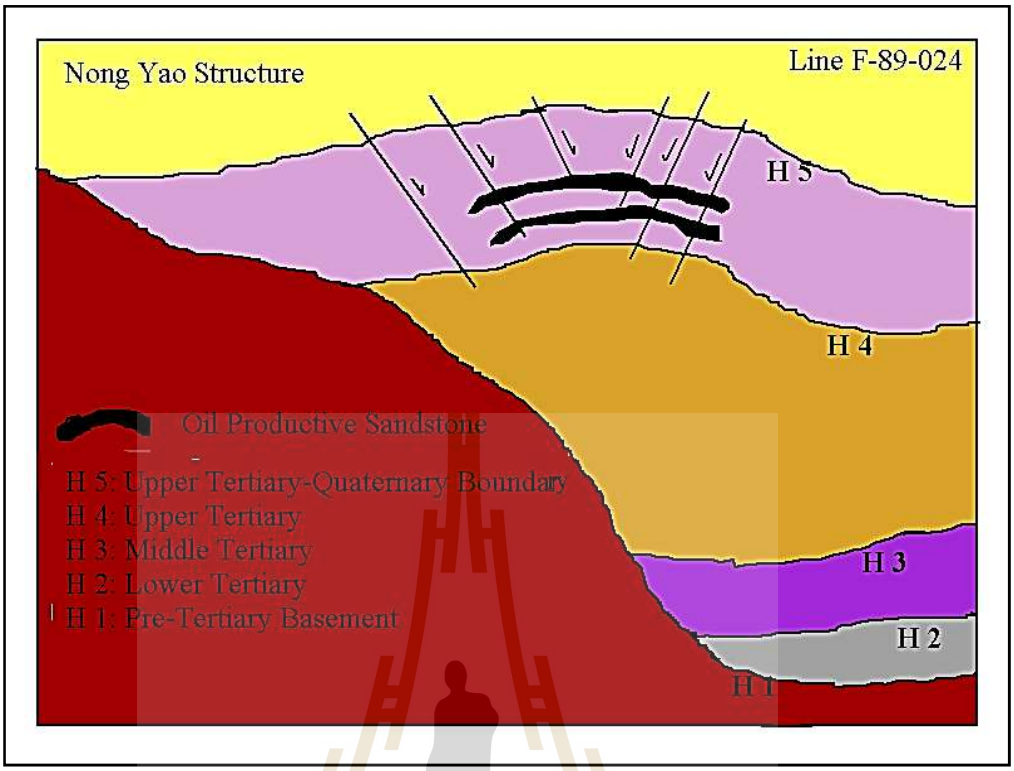
รูปที่ 2.12 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

2.2.5 แหล่งน้ำมันหนองยาว (Nong Yao Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนาพร้อม ๆ กับแหล่งน้ำมันสันทราย โดยแหล่งน้ำมันหนองยาวได้รับการเจาะสำรวจในระหว่าง ปี พ.ศ. 2530-2547 เป็นจำนวน 9 หลุม และได้รับการพัฒนามาเป็นหลุมผลิตจำนวน 5 หลุม แต่ในปัจจุบันมีการดำเนินการผลิตทั้งหมด 6 หลุม (รูปที่ 2.13) โดยจากข้อมูลที่ได้จากการเจาะสำรวจจะพบชั้นน้ำมันในช่วงระดับความลึก 2,600-3,100 ฟุต โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันหนองยาว (รูปที่ 2.14)



รูปที่ 2.13 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันหนองยาว (คัดลอกและดัดแปลงจาก กรมการพลังงานทหาร,2547)



รูปที่ 2.14 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันหนองยาว (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

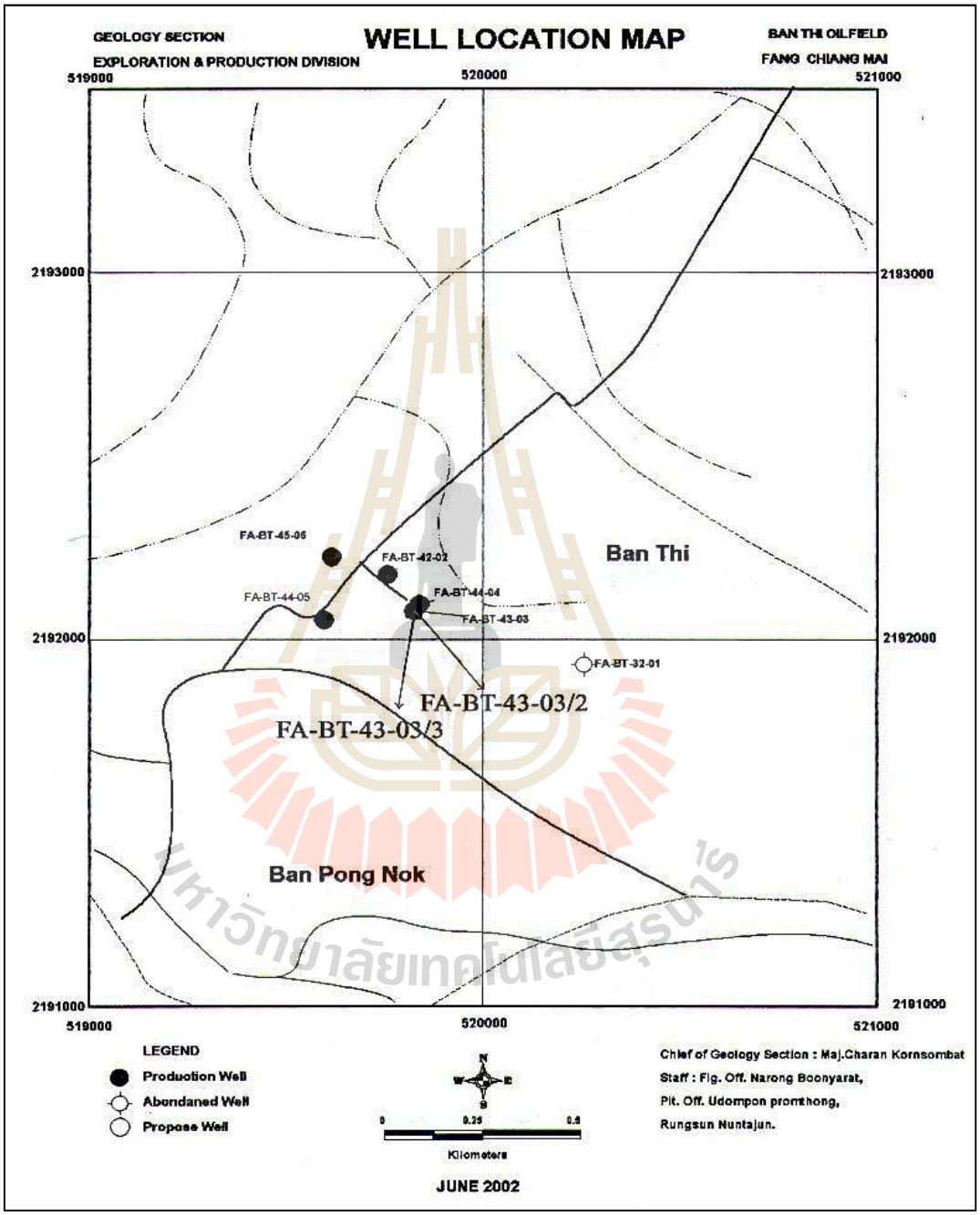
2.2.6 แหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง (Nong sam jang Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนาเนื่องจากการทำการสำรวจธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3-D Seismic exploration) ในปี พ.ศ. 2538 ต่อมาใน ปี พ.ศ. 2540 ได้ทำการเจาะสำรวจในบริเวณพื้นที่ของบ้านหนองสามแจ่ง อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งเป็นพื้นที่ผลิตน้ำมันของแหล่งหนองสามแจ่งในเวลาต่อมา พบชั้นทรายน้ำมันที่ระดับความลึก 3,674-3,852 ฟุต โดยทำการพัฒนาเป็นหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม แต่ในปัจจุบันแหล่งน้ำมันหนองสามแจ่งได้ยุติการผลิตน้ำมันดิบแล้ว

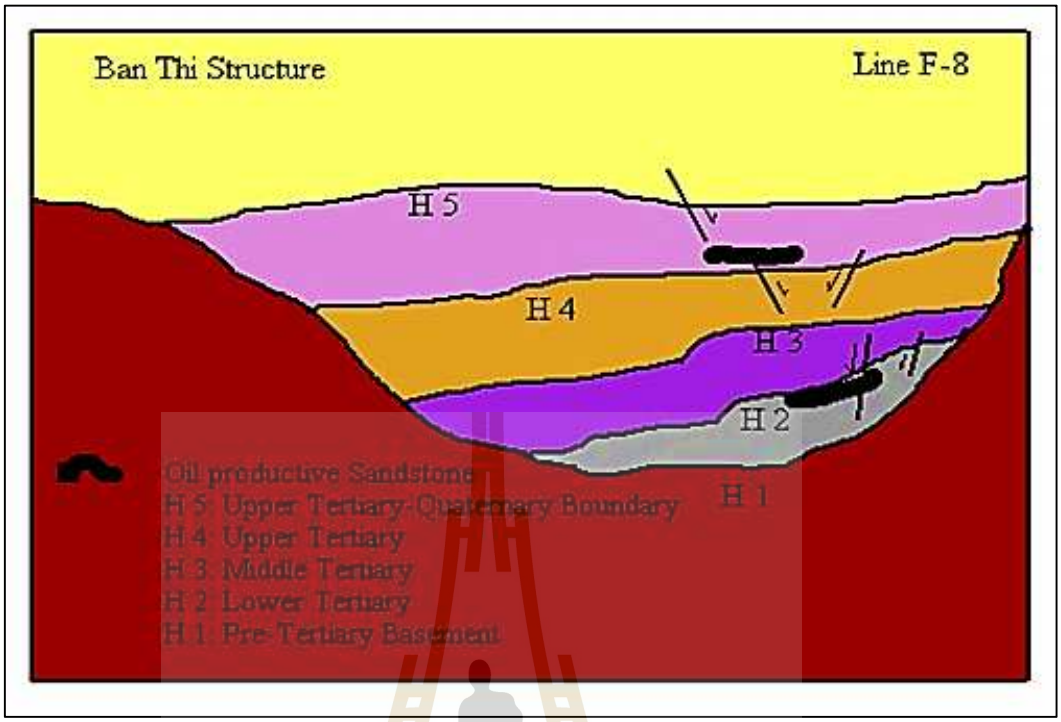
2.2.7 แหล่งน้ำมันบ้านธิ (Banti Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนาในอันดับท้ายสุด แต่ได้รับการเจาะสำรวจครั้งแรกใน ปี พ.ศ. 2532 แต่ไม่พบชั้นทรายน้ำมัน ต่อมาใน ปี พ.ศ. 2543 ได้ทำการเจาะสำรวจอีกครั้งเจาะพบชั้นทรายน้ำมันใน 2 ระดับความลึกคือ ที่ระดับ 1,000-1,500 ฟุต และ 3,700-3,900 ฟุต และได้ทำการผลิตน้ำมันดิบจากชั้นน้ำมันในระดับลึก ปัจจุบันแหล่งน้ำมันบ้านธิมีการเจาะสำรวจ

ทั้งหมด 7 หลุม และได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตทั้งสิ้น 5 หลุม (รูปที่ 2.15)โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันบ้านธิ (รูปที่ 2.16)



รูปที่ 2.15 ตำแหน่งของหลุมสำรวจและหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันบ้านธิ (คัดลอกจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)



รูปที่ 2.16 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันบ้านธิ (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

2.3 แหล่งน้ำมันแม่สูน

2.3.1 ที่ตั้งและการคมนาคม

พื้นที่ศึกษาแหล่งน้ำมันแม่สูนมีตำแหน่งละติจูด 19 องศา 49 ลิปดา 16 ฟิลิปดา ถึง 19 องศา 53 ลิปดา 24 ฟิลิปดา เหนือและลองจิจูดที่ 99 องศา 07 ลิปดา 35 ฟิลิปดา ถึง 99 องศา 11 ลิปดา 28 ฟิลิปดา ตะวันออก ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 5 ตารางกิโลเมตร บริเวณบ้านสันป่าแดง บ้านห้วยอ้อ และบ้านสันต้นม่วง ตำบลแม่สูน อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ การคมนาคมเข้าพื้นที่ของแหล่งน้ำมันแม่สูนอยู่ที่หลักกิโลเมตรที่ 143.2 ด้านทิศตะวันตกของถนนสาย อำเภอเมืองเชียงใหม่-ฝาง (ทางหลวงหมายเลข 107) ซึ่งเป็นทางเข้าหมู่บ้านจนถึงแหล่งน้ำมัน

2.3.2 สภาพภูมิประเทศ

แหล่งน้ำมันแม่สูนตั้งอยู่บนที่ราบที่มีเนินเขาเตี้ย ๆ เล็กน้อย มีระดับความสูงประมาณ 480-550 จากระดับน้ำทะเล โดยมีน้ำฝางไหลจากทิศใต้-ตะวันตกเฉียงใต้ ไปยังด้าน ทิศเหนือ-ตะวันออกเฉียงเหนือหรือขนานไปตามถนนสายเชียงใหม่-ฝาง ทางน้ำสาขาหรือห้วยที่ไหลผ่านพื้นที่ศึกษาได้แก่ ทางน้ำแม่สูนน้อย ห้วยหนองเฮือ ห้วยสวนเมี่ยง ซึ่งมีต้นน้ำมาจากเทือกเขา

ทางด้านทิศตะวันตกของพื้นที่ศึกษา มีระดับความสูงที่สุด 1400 เมตร จากระดับน้ำทะเลซึ่งเสมือนเป็นเหมือนขอบของแอ่งฝางและค่อย ๆ ลาดลงสู่ด้านตะวันออก ซึ่งมีลักษณะเป็นที่ราบ มีระดับความสูงเฉลี่ยโดยประมาณ 480 เมตรจาดระดับน้ำทะเล บริเวณขอบแอ่งอีกด้านลักษณะเป็นเนินสูงขึ้นมาจากที่ราบมีระดับความสูงประมาณ 500-550 เมตร จากระดับน้ำทะเล

2.3.3 สภาพภูมิอากาศและเกษตรกรรม

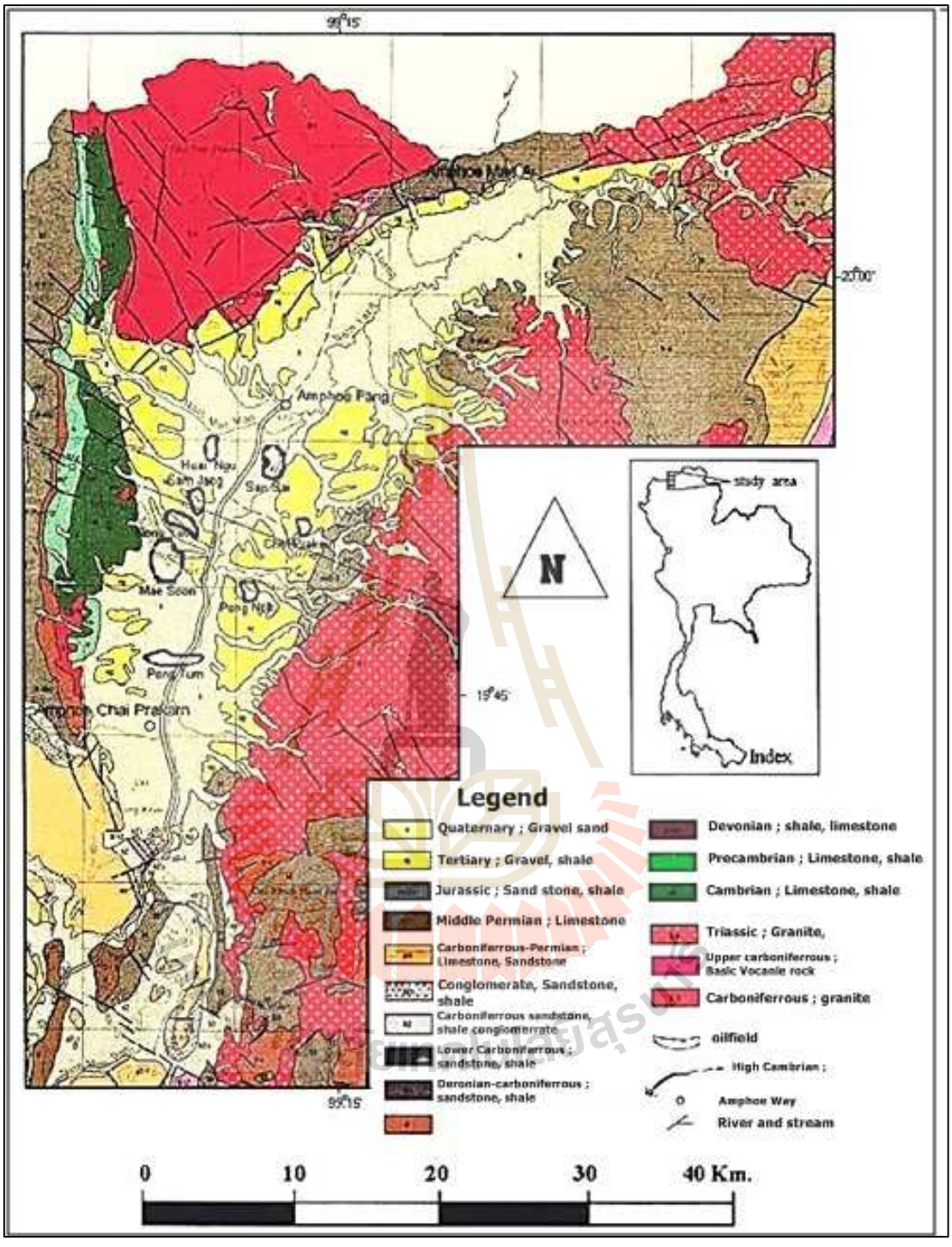
สภาพภูมิอากาศในพื้นที่แบ่งออกเป็น 3 ฤดู คือ ฤดูร้อนระหว่างเดือนเมษายนถึงเดือนพฤษภาคม ฤดูฝนระหว่างเดือนมิถุนายนถึงเดือนตุลาคม และฤดูหนาวระหว่างเดือนพฤศจิกายนถึงเดือนกุมภาพันธ์ เกษตรกรในพื้นที่มีอาชีพปลูกพืชสวน ได้แก่ ลิ้นจี่ ส้มและมะม่วง นอกจากนี้ยังมีพืชหมุนเวียน เช่น หอม และยาสูบ การเลี้ยงสัตว์ส่วนใหญ่จะเลี้ยงโคนมและกระบือ

2.3.4 ลักษณะธรณีวิทยาในแหล่งน้ำมันแม่สูน

Braun and Hahn (1976) สำรวจพบว่าหินที่กระจายตัวอยู่ส่วนใหญ่เป็นหินที่มีอายุเทอร์เชียรี่ และคลอเทอร์นารี่ ซึ่งประกอบด้วยหินดินดาน หินทราย หินกรวดมน ตะกอนทราย และตะกอนกรวด (รูปที่ 2.17) จากข้อมูลทางธรณีวิทยาหลุมเจาะบริเวณแหล่งน้ำมันแม่สูนสามารถแบ่งลำดับชั้นหินออกเป็น 2 ชุด (Settakul, 1985) มีลักษณะใกล้เคียงกับบริเวณโป่งนก โดยบรรยายจากล่างขึ้นบนดังนี้

1. หมวดหินแม่สอด (Mae Sod formation) อายุสมัยไมโอซีนถึงไพโอซีน ประกอบด้วยหินดินเหนียว หินดินดาน และหินทรายละเอียด แทรกสลับด้วยชั้นทรายหนา 0.3-9 เมตร เป็นช่วง ๆ มีความถี่เฉพาะตอนบนของหมวดหินแม่สอดจนถึงระดับความลึกประมาณ 750 เมตร ตอนล่างของหมวดหินนี้ประกอบด้วยหินดินดานเป็นส่วนใหญ่ ความถี่ของชั้นทรายลดลงจนเหลือระหว่าง 30-90 เมตร ที่หลุม FA-MS-26-35 ตอนล่างของหมวดหินแม่สอดมีสภาพแวดล้อมในการตกตะกอนทั้งแบบมีออกซิเจน (Oxidizing environment) และไม่มีออกซิเจน (Reducing environment) เพราะตะกอนและหินตะกอนมีสีน้ำตาลถึงเทา ชั้นทรายที่แทรกสลับอยู่ตอนบนเป็นกลุ่ม ๆ ซึ่งแต่ละกลุ่มประกอบด้วยชั้นทราย 3-5 ชั้น เช่นหลุม FA-MS-26-39 มีความหนาตั้งแต่ 0.3-7.5 เมตร ทรายมีขนาดละเอียดถึงหยาบ เนื้อแน่นสีน้ำตาลถึงเทา ชั้นทรายแต่ละกลุ่มมีหินดินดานหนา 30-60 เมตร สลับอยู่ความหนาของหมวดหินแม่สอดบริเวณโครงสร้างแม่สูนมากที่สุดประมาณ 1,050 เมตร และลึกประมาณ 1,985 เมตร จากผิวดิน

2. หมวดหินแม่ฝาง (Mae Fang formation) มีอายุควอเทอร์นารี่ถึงปัจจุบัน ความหนาของหมวดหินนี้นับตั้งแต่ผิวดินลงไปประมาณ 330-540 เมตร ตอนบนเป็นดินทรายจากศิลาแลง (Lateritic sand) หนาประมาณ 6 เมตร ถัดลงไปเป็นทรายร่วนสีเหลืองน้ำตาลถึงฟ้าเทา



รูปที่ 2.17 แผนที่ธรณีวิทยาแอ่งฝางและบริเวณใกล้เคียง (คัดลอกจาก Braun and Hahn, 1976)

ขนาดหยาบถึงหยาบมาก ลักษณะเป็นเหลี่ยมถึงกึ่งเหลี่ยม มีดินเหนียวสีเหลืองสลับเป็นระยะโดยมีดินเหนียวสีฟ้าแทรกอยู่ด้วย การคัดขนาดไม่ดี ปนด้วยกรวดขนาดเพิบเบิล (Pebble) จนถึงคอบเบิล (Cobble) ตะกอนทรายมี ควอรตซ์ 94% เฟลด์สปาร์ประมาณ 5% มีเศษไม้กลายเป็นถ่าน (Carbonize Wood) กระจายอยู่เป็นระยะ จากลักษะดังกล่าวแสดงว่าตะกอนบนเป็นตะกอนน้ำพา (Alluvial) และตะกอนที่ทับถมตามทางน้ำไหล (Fluvial deposits) พบตลอดลุ่มแอ่งฝาง ตะกอนตอนล่างเป็นตะกอนในทางน้ำที่ไหลลงสู่ทะเลสาบ (Fluvial lacustrine) ซึ่งมีลักษณะของตะกอนขนาดกรวดและตะกอนขนาดละเอียดในลุ่มแอ่งตื้นเล็ก ๆ ของทวีป ในสภาพภูมิอากาศแบบร้อนชื้นและมีสภาพเป็นตะกอนที่มีออกซิเจนทำปฏิกิริยาร่วมด้วย (Oxidizing facies) ความหนาน้อยที่สุดของหมวดหินนี้พบตอนสูงสุดของโครงสร้างแม่สูนที่หลุม FA-MS-25-33, FA-MS-07-07 และ FA-MS-27-45 ความหนาจะเพิ่มขึ้นบริเวณส่วนที่ลึกลงไปตามโครงสร้างจนถึง 480-540 เมตร ที่หลุม FA-MS-08-14, FA-MS-08-19, FA-MS-10-29, FA-MS-28-46 และ FA-MS-28-50 ซึ่งอยู่ขอบนอกของโครงสร้างแม่สูน

ในปี ค.ศ. 1985 Settakul ทำการแบ่งชั้นหินทรายที่กักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางโครงสร้างแม่สูนออกเป็น 5 หน่วย โดยใช้ข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Electric log) ของหลุมเจาะ FA-MS-26-39 ในแหล่งน้ำมันแม่สูน (รูปที่ 2.18) มีลักษณะจากบนลงล่างดังนี้

1. ชั้นทรายสองแคว (Song Khwae Sand) หรือ D-Sand Unit : ชั้นนี้มีชั้นทราย 4 ชั้น ความหนา 1.5-45 เมตร ที่ระดับความลึก 4,842-5,113.9 เมตร

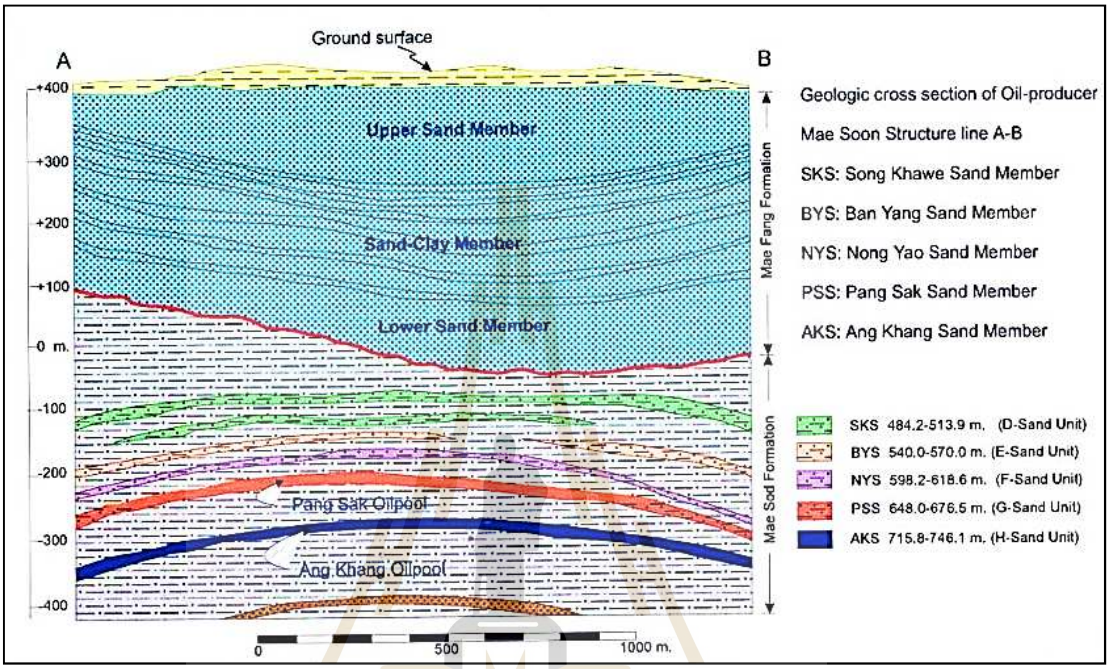
2. ชั้นทรายหนองยาว (Nong Yao Sand) หรือ E-Sand Unit : ชั้นนี้มีชั้นทราย 2 ชั้น ความหนา 3-4.5 เมตร ที่ระดับความลึก 540-570 เมตร

3. ชั้นทรายบ้านยาง (Ban Yang Sand) หรือ F-Sand Unit : ชั้นนี้มีชั้นทราย 3 ชั้น ความหนา 3-4.5 เมตร ที่ระดับความลึก 598.2-618.6 เมตร

4. ชั้นทรายปางสัก (Pang Sak Sand) หรือ G-Sand Unit : ชั้นนี้มีชั้นทราย 5 ชั้น ความหนา 1.5-4.5 เมตร ชั้นทราย 2 ชั้นบนมีความหนามากกว่า 3 ชั้นล่าง และผลิตน้ำมันที่ความลึก 648-676.5 เมตร ชั้นทรายที่ผลิตน้ำมันที่หนาที่สุดวางตัวในทิศทางเหนือ-ใต้ ขนานกับแนวหลุมเจาะ FA-MS-27-42, FA-MS-26-38, FA-MS-07-11, FA-MS-10-28, FA-MS-08-17, ซึ่งหนาประมาณ 16.5 เมตร ในหลุมเจาะ FA-MA-27-42 ชั้นทรายในแนวหลุมเจาะFA-MS-26-35, FA-MS-26-37, FA-MS-26-39, FA-MS-27-40 และ FA-MA-27-41 มีความหนา 9-12 เมตร ในขณะที่บริเวณใกล้เคียงมีความหนาลดลงเหลือเพียง 3-4.5 เมตร

5. ชั้นทรายอ่างขาง (Ang Khang Sand) หรือ H-Sand Unit : ชั้นนี้มีความสำคัญเช่นเดียวกับ G-Sand Unit ประกอบด้วยชั้นราย 4 ชั้น มีความหนา 1.5-13.5 เมตร ที่ระดับความลึก

715.8-746.1 เมตร ความหนาของชั้นทรายนี้วางตัวในทิศทางเหนือ-ใต้ ชั้นทรายมีความหนามากที่สุดประมาณ 9-12 เมตร ในหลุมเจาะ FA-MS-27-41, FA-MS-26-39 และ FA-MA-27-43 ความหนาจะลดลงเหลือ 15-3 เมตร ในทิศตะวันออก- ตะวันตก ในหลุมเจาะ FA-MA-28-46



รูปที่ 2.18 ภาพตัดขวางแสดงชั้นทราย 5 ชั้นของแหล่งน้ำมันแม่สูน (คัดลอกจาก Settakul, 1985)

2.3.5 ลักษณะทางกายภาพของหินในแหล่งน้ำมันแม่สูน

ลักษณะสำคัญโดยรวมของหินแต่ละชนิดที่ปรากฏในแหล่งน้ำมันเป็นการรวบรวมลักษณะที่พบเป็นส่วนใหญ่ของหินแต่ละชนิด โดยสามารถจำแนกตะกอนหรือหิน ออกเป็น 2 ลักษณะคือตะกอนที่มีลักษณะเนื้อร่วนมาก (Unconsolidate) ไม่มีการเกาะตัวกันเลยของเม็ดตะกอน ซึ่งพบในชุดตะกอนปัจจุบันและชุดตะกอนหมวดหินแม่ฝาง ส่วนตะกอนและหินอีกลักษณะหนึ่งมีเนื้อค่อนข้างร่วน กึ่งแข็งกึ่งร่วน ถึงค่อนข้างแข็ง (Semiconsolidate) โดยการเกาะตัวของเม็ดตะกอนมีไม่มาก การเกาะตัวไม่ค่อยดี พบในหมวดหินแม่สอด นอกจากนี้หินดังกล่าวในบางระดับความลึกมีน้ำมันปนหรือแทรกในชั้นหิน ตะกอนหินที่พบในแล่งน้ำมันแม่สูนสามารถแบ่งได้ทั้งหมด 3 ชุด ซึ่งมีลักษณะสำคัญจำแนกได้ดังนี้

ชุดตะกอนปัจจุบันของแหล่งน้ำมันแม่สูน

ตะกอนมีลักษณะร่วนมาก ประกอบด้วย กรวด และทรายขนาดหยาบถึงหยาบมาก สีขาว สีขาวปนเหลือง สีเหลืองจาง สีน้ำตาลและสีน้ำตาลแกมเหลือง ดินลูกรังสีน้ำตาลแกมแดง ดินเหนียวสีน้ำตาลดำ และไม้กลายเป็นถ่าน

ชุดตะกอนหมวดหินแม่ฝางของแหล่งน้ำมันแม่สูน

ตะกอนมีลักษณะหยาบ พบวางตัวรองรับชุดตะกอนปัจจุบัน ประกอบด้วย กรวดและทรายขนาดละเอียดถึงหยาบมาก ส่วนใหญ่มีขนาดหยาบถึงหยาบมาก สีเทาจางถึงเทา ดินเหนียวสีเหลืองสีน้ำตาล สีน้ำตาลแกมแดง สีน้ำตาลแกมเทา สีน้ำตาลเข้ม สีฟ้าแกมเทา สีเทา สีเทาแกมฟ้า สีเทาแกมเขียว สีเทาแกมน้ำตาล สีเทาเข้ม ไม้กลายเป็นถ่านและลิกไนต์

หินในหมวดแม่สอดของแหล่งน้ำมันแม่สูน

หินมีลักษณะเนื้อค่อนข้างร่วนถึงค่อนข้างแข็ง วางตัวรองรับชุดตะกอนหมวดหินแม่ฝาง ประกอบด้วย หินกรวดมนหินทรายเนื้อกรวด หินทราย หินดินดาน หินโคลนและลิกไนต์

2.3.6 คุณสมบัติของน้ำมันจากแหล่งแม่สูน

คุณสมบัติของน้ำมันจากแหล่งน้ำมันแม่สูนมีความคล้ายคลึงกันมากกับน้ำมันที่โป่งนก น้ำมันที่ลานกระบือ เป็นน้ำมันดิบแบบพาราฟิน (Paraffinic base) โดยมีปริมาณของไขพาราฟิน (Paraffin wax) สูงถึง 18% ดังแสดงในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 คุณสมบัติทางกายภาพและส่วนประกอบของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันดิบแม่สูน โป่งนกและลานกระบือ (คัดลอกจาก Settakul, 1985)

คุณสมบัติ	น้ำมันดิบแม่สูน	น้ำมันดิบโป่งนก	น้ำมันดิบลานกระบือ
API. Gravity	30.8	37.6	38.2
Pour Point	95°F	92°F	90°F
Sulphur (%)	0.18	0.16	0.5
Paraffin wax (%wt)	18	18.62	14.5-20
Specific gravity	0.872	0.873	-
Color	Brownish black	Brownish black	Brownish black

บทที่ 3
วิธีการศึกษา

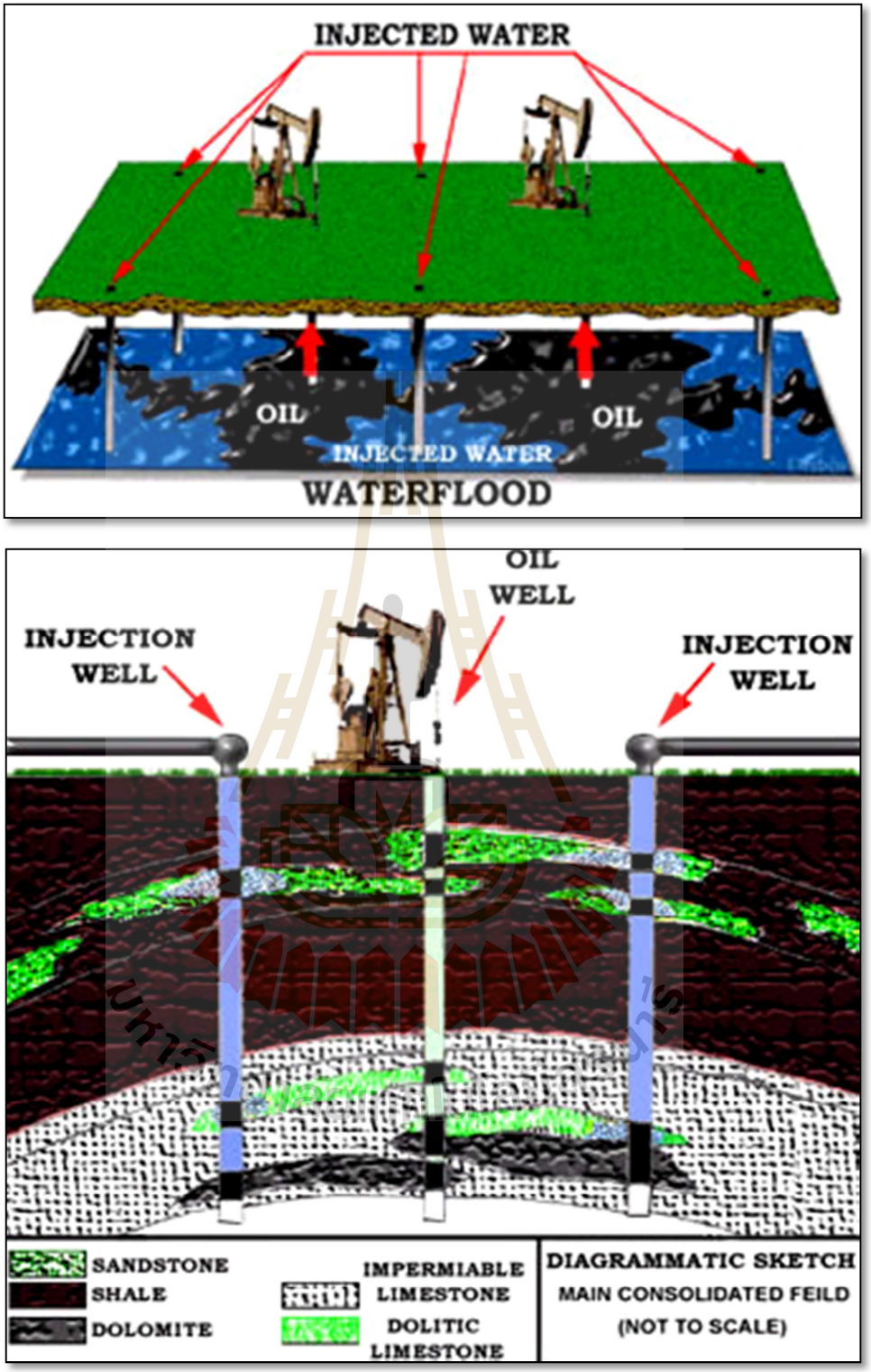
3.1 วิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ

3.1.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ

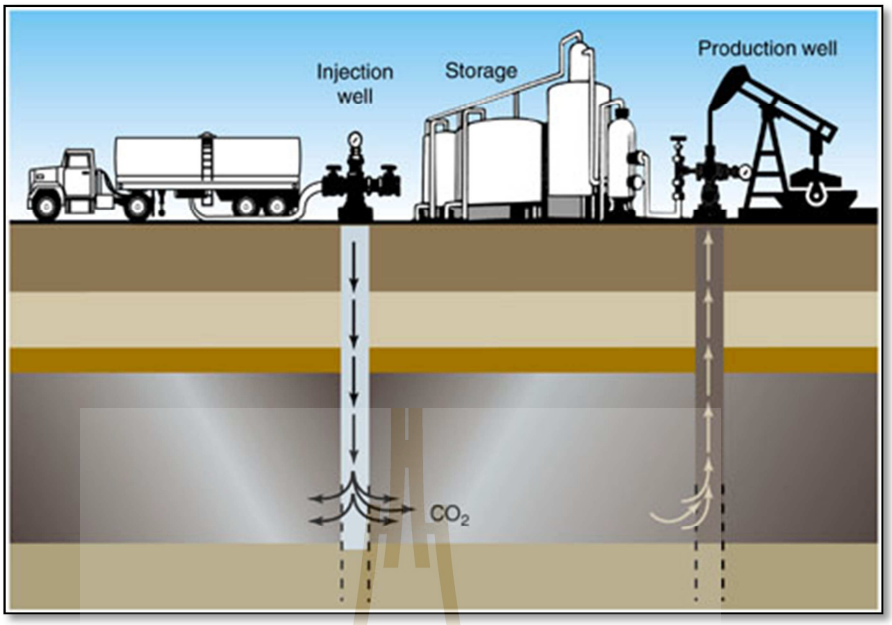
สำหรับวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำเป็นหนึ่งในหลายวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในขั้นที่สองหรือที่เรียกว่าขั้นทุติยภูมิ ซึ่งในการผลิตในขั้นที่สองนั้นจะมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมให้มากขึ้นจากการผลิตในขั้นแรก โดยวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในขั้นตอนนี้จะมีอยู่หลากหลายวิธีการ อาทิเช่น วิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ วิธีการขับน้ำมันด้วยก๊าซหรือวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ และวิธีอื่น ๆ อีกมากมาย (รูปที่ 3.1, รูปที่ 3.2, และรูปที่ 3.3) ซึ่งในปัจจุบันการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำจัดเป็นวิธีที่ได้รับการนำมาประยุกต์มากกว่าวิธีการอื่น ๆ ที่กล่าวมา สำหรับวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำนั้นได้รับการคิดค้นมาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1865 ที่รัฐเพนซิลวาเนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา และจากนั้นก็ได้รับการพัฒนามาอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน (Thakur,1998) แต่ถ้าทำการเปรียบเทียบผลการผลิตปิโตรเลียมที่ได้เพิ่มขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เทียบกับวิธีการเพิ่มผลผลิตแบบอื่นนั้น ความสามารถในการกวาดไล่น้ำมันของวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำอาจจะไม่ดีเท่ากับกระบวนการอื่น ๆ เช่น วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือสารสังเคราะห์อื่น ๆ (รูปที่3.4) แต่วิธีการขับด้วยน้ำก็ยังได้รับความนิยมเป็นอย่างดีในการนำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม โดยสาเหตุสำคัญที่ทำให้วิธีการขับด้วยน้ำได้รับความนิยมอย่างต่อเนื่องอาจจะเนื่องมาจากเหตุผลหลายประการ เช่น

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำ
- น้ำเป็นของไหลที่หาได้ง่ายและสะดวกในการนำมาใช้งาน
- คุณสมบัติของน้ำไม่เข้ากับคุณสมบัติของน้ำมัน ทำให้สามารถช่วยในการขับไล่น้ำมันได้เป็นอย่างดี
- วิธีการขับด้วยน้ำมีลักษณะการดำเนินงานที่ไม่ซับซ้อน

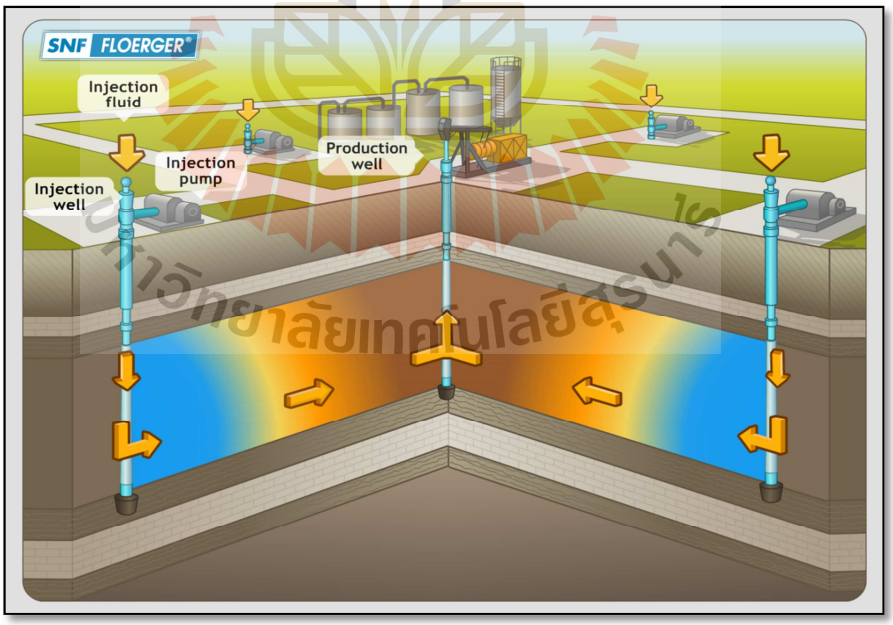
กระบวนการจัดการของวิธีการขับด้วยน้ำได้แสดงไว้ในรูปที่ 3.5



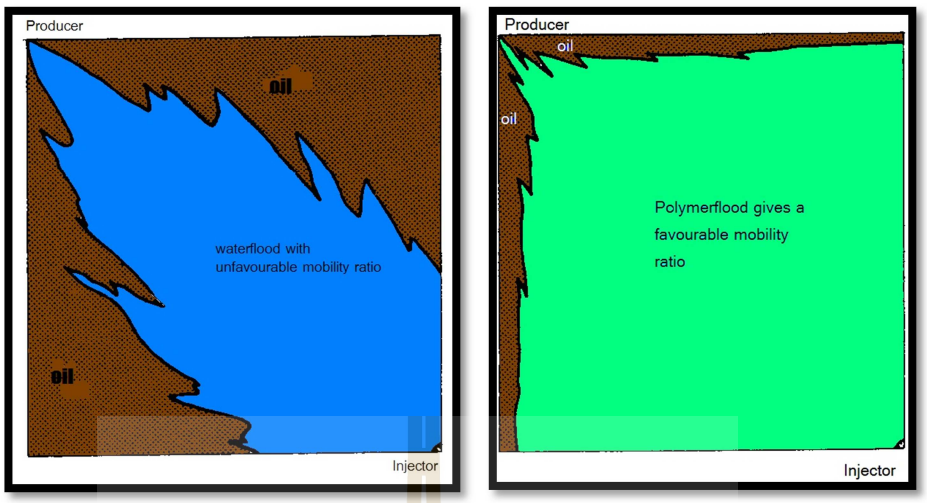
รูปที่ 3.1 วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน (คัดลอกจาก http://www.maverickenergy.com/operations/crawfordCounty.aspx)



รูปที่ 3.2 วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (คัดลอกจาก https://www.llnl.gov/str/November01/Kirkendall.html)

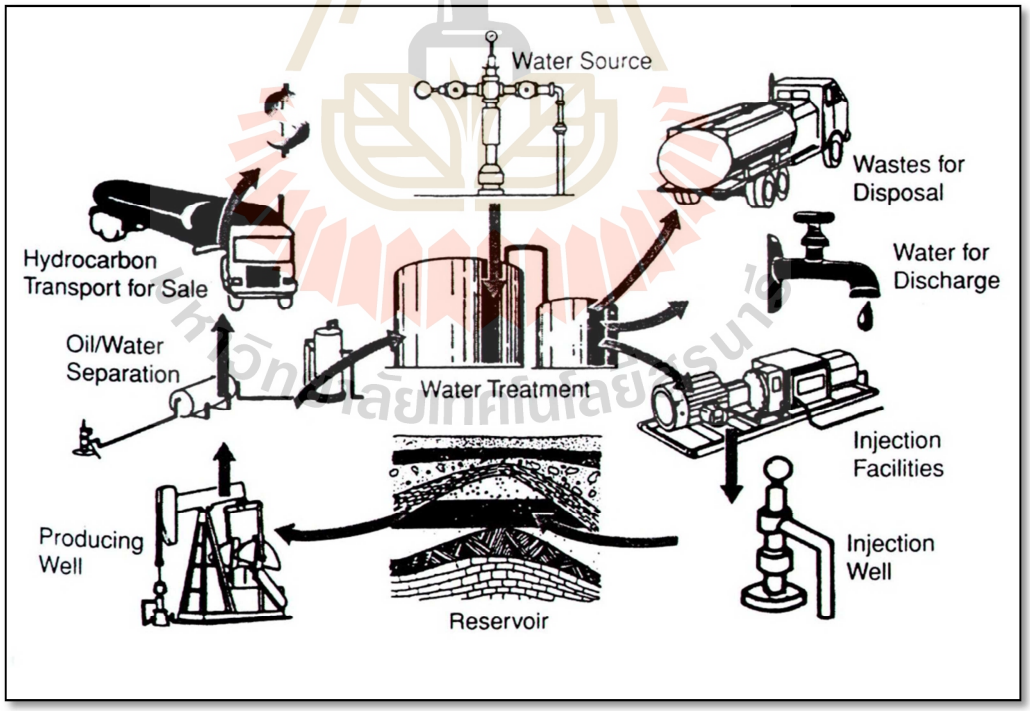


รูปที่ 3.3 วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (คัดลอกจาก http://www.snf-oil.com/)



WATER FLOOD **POLYMER FLOOD**

รูปที่ 3.4 การเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (คัดลอกจาก http://www.snf- oil.com)



รูปที่ 3.5 กระบวนการจัดการของวิธีการขับด้วยน้ำ (คัดลอกจาก Thakur, 1998)

3.1.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ

สำหรับวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยทำการอัดน้ำที่มีคุณสมบัติไม่เข้ากับปิโตรเลียมลงไปในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อให้น้ำที่อัดลงสู่แหล่งกักเก็บดังกล่าวไปทำหน้าที่ขับไล่หรือกวาดปิโตรเลียมให้เข้าสู่บริเวณหลุมผลิตมากขึ้น โดยทั่วไปจะมีการจัดการหรือขั้นตอนสำคัญในการพิจารณาเพื่อนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ดังนี้

- วิเคราะห์ลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม
- ทำการประเมินพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
- วิเคราะห์รูปแบบการผลิตที่เหมาะสม
- รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องและจำเป็น
- ทำการสังเกตและวิเคราะห์ถึงข้อมูลการทดสอบหลุมผลิตและความดันในแหล่งกักเก็บ
- จัดสร้างฐานข้อมูลที่เกี่ยวกับหลุมผลิต

ในการจัดเตรียมข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ จะสามารถแบ่งลักษณะที่มาของข้อมูลเป็น 2 ส่วนคือ

1 ข้อมูลที่ได้จากห้องปฏิบัติการ ซึ่งจะมีข้อมูลที่สำคัญดังนี้

1.1 คุณสมบัติของของไหล (Fluid properties)

สำหรับข้อมูลของคุณสมบัติของของไหลที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการขับน้ำมันด้วยน้ำ ส่วนใหญ่จะเป็นคุณสมบัติของของไหลที่เปลี่ยนแปลงไป เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงความดันและอุณหภูมิ เช่น ความหนืดของของไหล เป็นต้น นอกจากนั้น คุณสมบัติทางด้านเคมีของของไหล อาทิเช่น ส่วนประกอบของของไหลก็มีความสำคัญในการนำมาพิจารณาที่จะนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาใช้ด้วยเช่นกัน

1.2 คุณสมบัติของหิน (Rock properties)

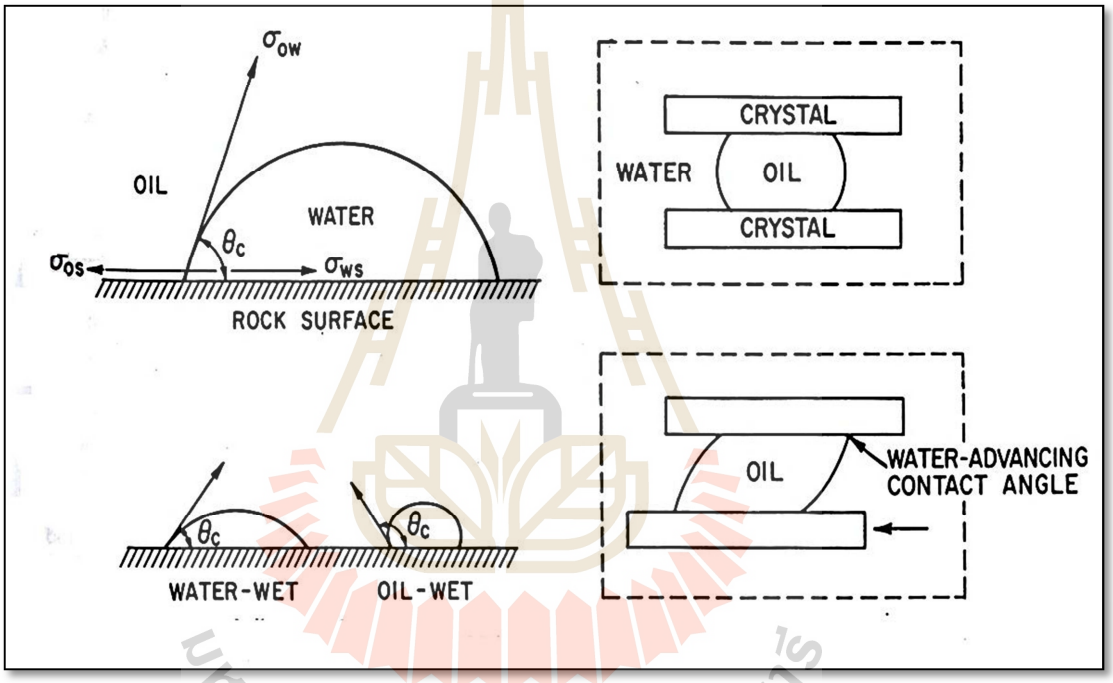
สำหรับคุณสมบัติของหินที่สำคัญต่อการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหิน (Rock wettability)

สำหรับความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินจะเป็นความสามารถที่ของเหลว เช่น น้ำหรือน้ำมัน จะสามารถยึดเกาะกับหินได้ดีกว่าของเหลวชนิดอื่น ๆ โดยทั่วไปจะแบ่งความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินเป็น 2 รูปแบบคือ

- รูปแบบที่ 1 น้ำสามารถยึดเกาะหินได้ดีกว่าน้ำมัน (Water-wet)
- รูปแบบที่ 2 น้ำมันสามารถยึดเกาะหินได้ดีกว่าน้ำ (Oil-wet)

ซึ่งสำหรับวิธีการทดสอบหินตัวอย่างเพื่อให้ทราบว่ามีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินเป็นรูปแบบใด จะสามารถทำได้โดยการหยดของเหลวลงบนหินตัวอย่าง และตรวจสอบมุมสัมผัสของของเหลวที่เกิดบนหิน ซึ่งถ้าเป็นรูปแบบที่ 1จะมีค่าของมุมสัมผัส (Contact angle) น้อยกว่า 90° ส่วนในกรณีที่เป็นรูปแบบที่ 2 จะมีค่าของมุมสัมผัส (Contact angle) มากกว่า 90° (รูปที่ 3.6)



รูปที่ 3.6 ลักษณะของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินในรูปแบบต่าง ๆ (คัดลอกจาก Craig,1980)

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ในกรณีที่หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีคุณสมบัติของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินเป็นรูปแบบที่ 1 จะเหมาะสมอย่างยิ่งในการนำกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิตโดยวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพราะน้ำที่อัดลงไปในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะสามารถทำการขับไล่น้ำมันได้ดีกว่าในรูปแบบที่ 2

ความดันรูเล็ก (Capillary pressure)

สำหรับความดันรูเล็กจะเป็นคุณสมบัติที่มีส่วนในการควบคุมลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บ โดยความดันรูเล็กจะเป็นความสัมพันธ์ของความแตกต่างระหว่างความดันของของไหลที่เกิดกับวัตถุที่มีความสามารถในการดึงดูดของไหลชนิดหนึ่งได้ดีกว่าของไหลอีกชนิดหนึ่ง ดังแสดงในสมการที่ 3.1

$$P_{nw} - P_w = \left(\frac{2\sigma_{nww} \cos\theta}{r} \right) \tag{3.1}$$

โดย P_{nw} คือ ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินไม่ดี (Pressure of nonwetting phase)

P_w คือ ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินได้ดี (Pressure of wetting phase)

σ_{nww} คือ แรงตึงผิวระหว่างของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินได้ไม่ดีเทียบกับของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินได้ดี

θ คือ มุมสัมผัสที่วัดจากของเหลวที่เป็นน้ำ และ

r คือ รัศมีของหยดของของเหลว

ความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (Relative permeability)

สำหรับความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของชั้นหินจะเป็นคุณสมบัติที่มีความสำคัญมากที่จะส่งผลกระทบอย่างมากต่อการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยค่าของความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพันธ์ของหินจะเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่าความสามารถในการให้ของไหลชนิดใด ๆ ซึมผ่านได้ต่อความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมบูรณ์ของหิน ดังแสดงในสมการ 3.2 ถึงสมการ 3.4

กรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำ

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \tag{3.2}$$

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำมัน

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \tag{3.3}$$

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \tag{3.4}$$

โดย k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} คือ ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของน้ำ น้ำมันและก๊าซ ตามลำดับ

k_w, k_o, k_g คือ ความสามารถในการซึมผ่านได้ของน้ำ น้ำมันและก๊าซเมื่อไหลผ่านหินตามลำดับ

k คือ ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมบูรณ์ของชั้นหิน

1.3 คุณสมบัติการไหลในแหล่งกักเก็บ (Flow properties)

สำหรับคุณสมบัติการไหลในแหล่งกักเก็บจะมีความสำคัญที่เกี่ยวโยงกับลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยมีคุณสมบัติที่สำคัญ เช่น อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของของไหล (mobility ratio) ซึ่งเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวโยงมาจากความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์และค่าความหนืดของของไหล ดังแสดงความสัมพันธ์ไว้ในสมการ

$$\mathrm{M} = \frac{k_{rw}}{\mu_w} * \frac{\mu_o}{k_{ro}} \tag{3.5}$$

โดย M คือ อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของน้ำต่อน้ำมัน

μ_w, μ_o คือ ความหนืดของน้ำและน้ำมันตามลำดับ

โดยในการพิจารณาถึงแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมต่อการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ค่าของอัตราส่วนการเคลื่อนที่ของของไหลควรจะมีค่าน้อยกว่า 1

1.4 ความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Residual oil saturation ; S_{or})

สำหรับความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม จะเป็นค่าของปริมาณของน้ำมันที่ไม่สามารถทำการผลิตได้จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งจะส่งผลต่อปริมาณของน้ำมันที่จะสามารถผลิตได้ โดยถ้าค่าของความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีค่าสูง จะมีความหมายว่าจะไม่สามารถทำการผลิตน้ำมันได้ในปริมาณที่น่าพอใจ จึงไม่เหมาะสมต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เนื่องจากปริมาณของน้ำมันที่จะผลิตได้อาจจะไม่คุ้มกับค่าใช้จ่ายที่ต้องใช้ในการทำการผลิต

1.5 คุณสมบัติของน้ำ (Water properties)

ในการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทราบถึงคุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำที่จะนำมาใช้ในการอัดลงไปในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องจากน้ำที่นำมาใช้จะต้องมีคุณสมบัติเหมาะสม ไม่ว่าจะเป็นส่วนประกอบหรือความเข้มข้นของสารที่ละลายอยู่ในน้ำ ความถ่วงจำเพาะหรือความต้านทานไฟฟ้าและความเป็นกรดเป็นด่างของน้ำ ไม่เช่นนั้นอาจจะส่งผลกระทบต่อการผลิตปิโตรเลียมได้ ยกตัวอย่างเช่นในกรณีที่ส่วนประกอบหรือความเข้มข้นของสารที่ละลายอยู่ในน้ำมาใช้ทำการอัดลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมต่างแตกกับน้ำที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะทำให้เกิดการทำปฏิกิริยาเคมีกันของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปกับน้ำที่มีอยู่เดิมในแหล่งกักเก็บ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการตกผลึกใหม่ของสารประกอบบางชนิดทำให้ไปอุดตันในช่องว่างของหินหรือส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้

2. ข้อมูลภาคสนาม ซึ่งจะมีข้อมูลต่าง ๆ ดังนี้

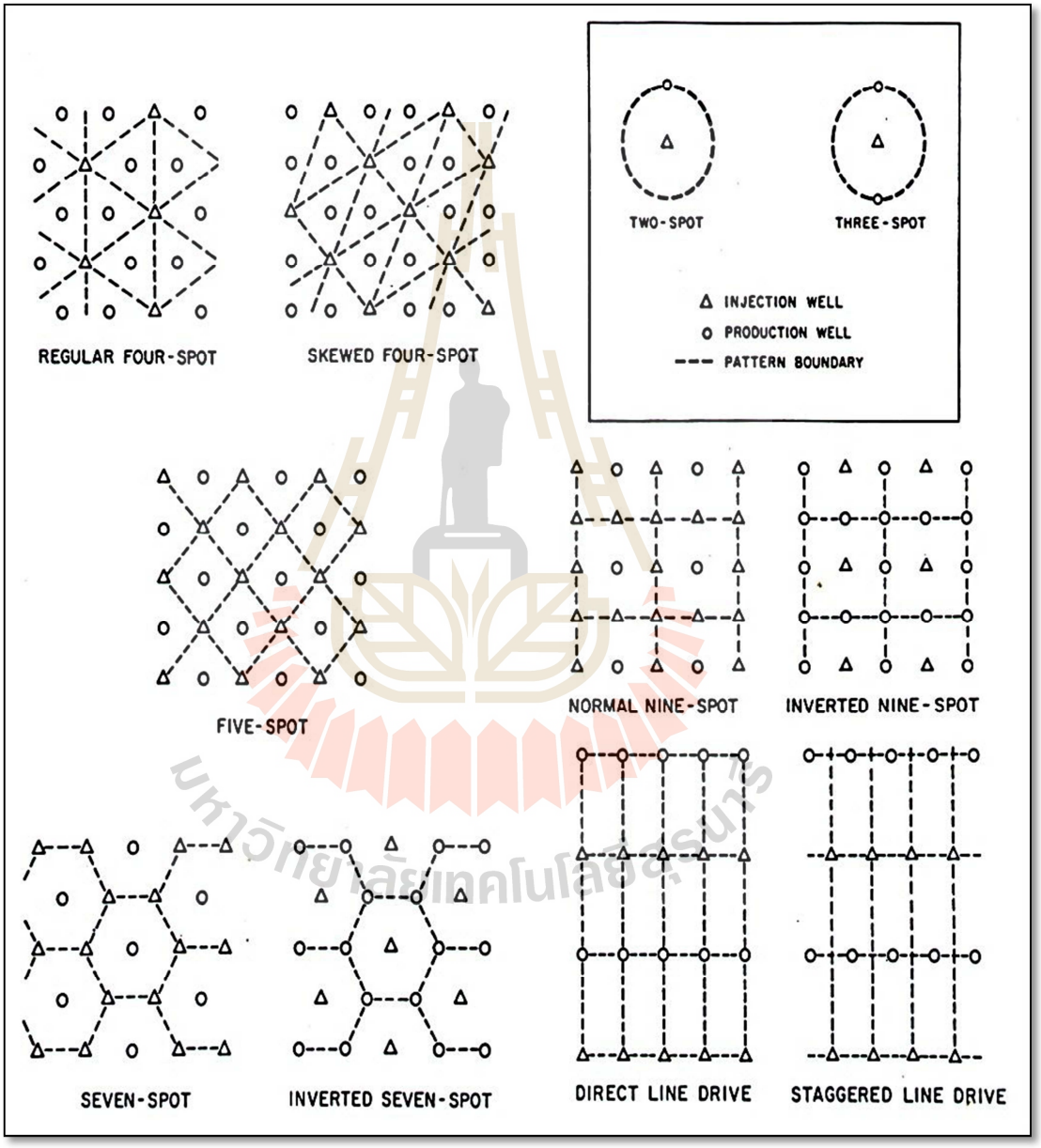
- ปัจจัยควบคุมการอัดน้ำ (Water injectivity)
- ความดันบริเวณก้นหลุม (Bottom hole pressure)
- การกระจายของของไหลจากหลุมสำหรับอัดน้ำไปสู่แหล่งกักเก็บ

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้แล้วเสร็จก็จะเข้าสู่กระบวนการออกแบบการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาใช้เพิ่มการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้

- ทำการประเมินลักษณะต่าง ๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รวมถึงประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บขั้นปฐมภูมิด้วย

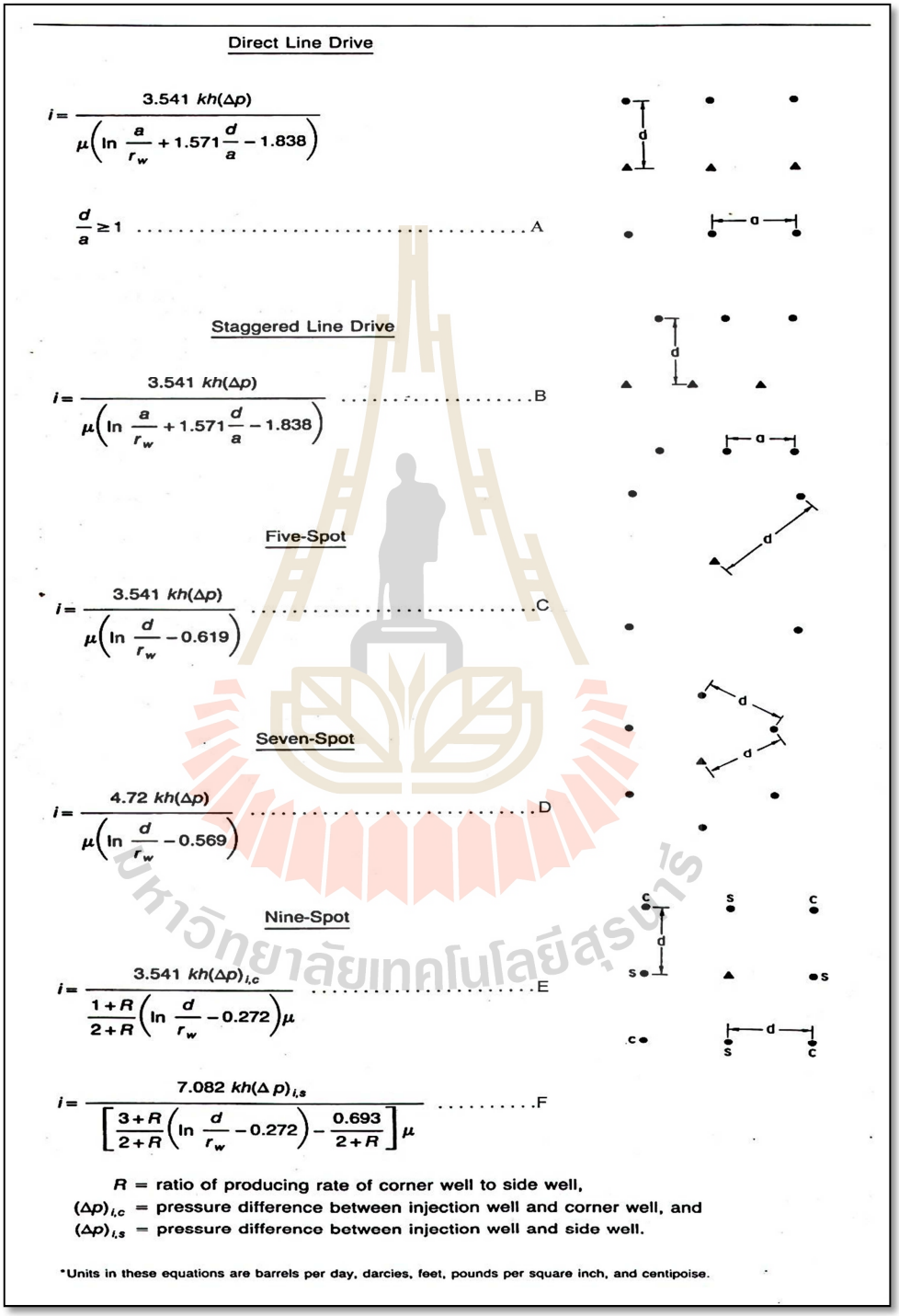
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

- ทำการเลือกรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำให้มีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำจะมีอยู่หลากหลายรูปแบบขึ้นอยู่กับลักษณะการกระจายของหลุมผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่ในแหล่งปิโตรเลียม (รูปที่ 3.7)



รูปที่ 3.7 รูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำ (คัดลอกจาก Craig, 1980)

- ทำการประเมินอัตราการผลิตปิโตรเลียมและอัตราการอัดน้ำ โดยอัตราการอัดน้ำที่นำมาใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (รูปที่ 3.8)



รูปที่ 3.8 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (คัดลอกจาก Willhite,1986)

- ทำการวางแผนการผลิตปิโตรเลียมและคาดการณ์ถึงอายุของการผลิตปิโตรเลียมที่จะได้จากแหล่งกักเก็บเนื่องจากการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำในรูปแบบต่าง ๆ มาประยุกต์ใช้

- ทำการประเมินถึงปัจจัยอื่นๆที่อาจจะเข้ามาเกี่ยวข้องกับเทคนิคต่าง ๆ ในการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บ

สำหรับคำนวณเพื่อหาประสิทธิภาพในการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ (Waterflood recovery efficiency) สามารถคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่แสดงในสมการ 3.6

$$E_{RWF} = E_D * E_V \tag{3.6}$$

โดย E_{RWF} คือ ประสิทธิภาพทั้งหมดของวิธีการขับด้วยน้ำ (Waterflood recovery efficiency)

E_D คือ ประสิทธิภาพการแทนที่น้ำมันของน้ำ (Displacement efficiency)

E_V คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำ (Sweep efficiency)

สำหรับประสิทธิภาพการแทนที่น้ำมันของน้ำ (E_D) จะเปลี่ยนแปลงไปตามคุณสมบัติของหินและของไหลของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยสามารถอธิบายได้ด้วยสมการของสัดส่วนการไหล (Fractional flow equation) ซึ่งจะใช้สำหรับอธิบายการแทนที่น้ำมันที่สะสมตัวอยู่ในช่องว่างของหินด้วยน้ำ โดยมีความสัมพันธ์คือ

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 * \frac{k * k_{ro} * A}{\mu_o * q_t} * \left[\frac{\partial p_c}{\partial L} - \Delta\rho * \sin\alpha_d \right]}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \tag{3.7}$$

จากสมการ 3.7 จะเป็นสมการของสัดส่วนการไหลที่สมบูรณ์ กล่าวคือเป็นสมการที่มีการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาพิจารณาด้วย แต่ถ้าในการคำนวณไม่ต้องการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาประกอบการคำนวณด้วย จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่ได้แสดงไว้ในสมการ 3.8 คือ

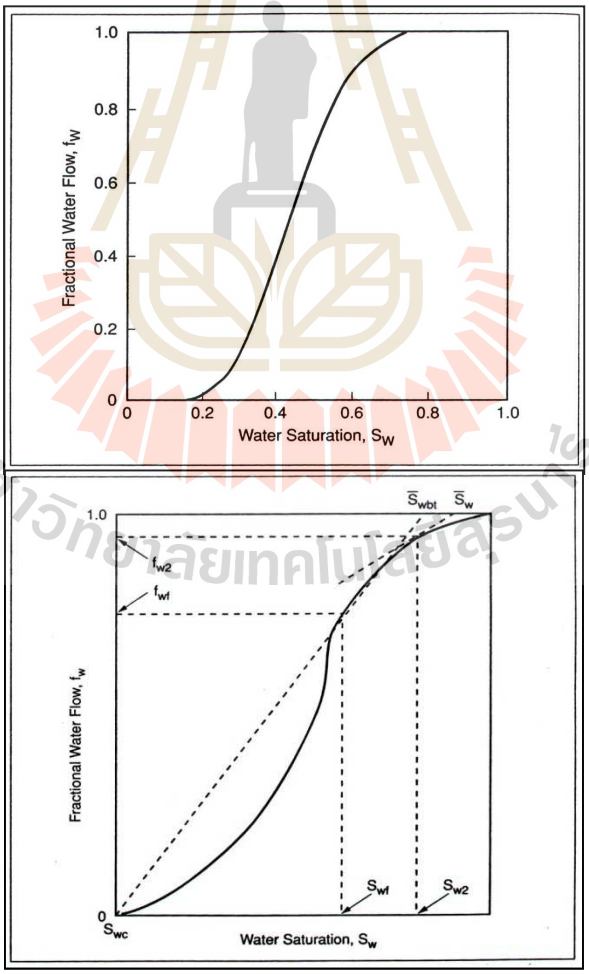
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \tag{3.8}$$

จากสมการของสัดส่วนการไหล จะสามารถพัฒนาไปสู่สมการพื้นฐานที่สำคัญในการคำนวณของวิธีการขับด้วยน้ำที่เรียกว่า “Frontal advance equation” ซึ่งจะมีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\left(\frac{\partial X}{\partial t}\right)_{S_W} = \frac{q_t}{A * \varphi} * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right) \tag{3.9}$$

ความสัมพันธ์ระหว่าง f_w และ S_w สามารถแสดงได้โดยใช้รูปที่ 3.9



รูปที่ 3.9 ความสัมพันธ์ระหว่างเทอม f_w และ S_w (คัดลอกจาก Thakur, 1998)

สำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าของประสิทธิภาพการแทนที่น้ำมันของน้ำ (E_D) จะสามารถทำได้โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$E_D = \frac{S_{wor} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \tag{3.10}$$

โดย S_{wor} คือ ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งของความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำมันเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (Residual oil saturation) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w (Fractional flow curve) ร่วมกับสมการ 3.11 (รูปที่ 3.9)

$$S_W = S_{W_2} + \frac{\bar{q}_t * t}{A * \varphi * L}\left(1 - f_{W_2}\right) \tag{3.11}$$

และสำหรับประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำ (E_V) จะสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการ 3.11 คือ

$$E_V = E_A * E_l \tag{3.12}$$

โดย E_A คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบ (Areal sweep efficiency)

E_l คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวดิ่ง (Vertical sweep efficiency)

สำหรับค่าของประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบและแนวดิ่ง (E_A & E_l) จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$E_A = \frac{\text{Swept Area}}{\text{Total Area}} \tag{3.13}$$

$$E_A = \frac{W_i}{(\bar{S}_{wbt} - S_{wc}) * V_P} \tag{3.14}$$

$$E_1 = \frac{\text{SweptThick ness}}{\text{TotalThick ness}} \qquad (3.15)$$

โดย $\bar{S}_{wbt}$ คือ ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (Breakthrough) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w ร่วมกับสมการ 3.11 (รูปที่ 3.9)

3.1.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำ

ในการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาใช้ จะมีข้อดีอยู่หลายประการ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- วิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำจัดเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนมากนัก ทำให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจของผู้ปฏิบัติงาน
- วิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำเป็นวิธีการที่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการอื่น
- ในการหาทรัพยากรมาใช้ในกระบวนการสำหรับทำการอัดน้ำ จะสามารถหาได้ง่ายกว่าวิธีการอื่น
- มีประสิทธิภาพเป็นที่น่าพอใจ เมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายและปัจจัยอื่นที่ต้องนำมาใช้ในการดำเนินงาน

กรณีของข้อเสียในการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สำหรับการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม จะมีรายละเอียดดังนี้

- ถ้าทำการเปรียบเทียบปริมาณของปิโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยวิธีการอื่น ๆ ปริมาณของปิโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นจากวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำอาจจะได้ผลน้อยกว่า ทำให้ยังเหลือปริมาณปิโตรเลียมที่สะสมตัวในแหล่งกักเก็บในปริมาณที่มาก ซึ่งจะส่งผลให้ต้องทำการหาวิธีการอื่นมาเพื่อนำปริมาณปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ขึ้นมาต่อไปในอนาคต ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น
- ในการนำวิธีการขับน้ำมันด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีคุณสมบัติที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดปัญหาในการผลิตปิโตรเลียมได้ อาทิเช่น เกิดการอุดตันขึ้นในช่องว่างของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องมาจากเกิดการทำปฏิกิริยากันของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปในแหล่งกักเก็บกับน้ำที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ ทำให้เกิดการตกผลึกของสารละลายหรือแร่ใหม่ หรือถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีความเป็นกรดเป็นด่างอยู่ในปริมาณที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดการกัดกร่อนหรือผุพังของท่อที่ใช้ในหลุมอัดน้ำหรือหลุม

ผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือที่ใช้ในการปฏิบัติงานได้

- ถ้ามีความผิดพลาดขึ้นในกระบวนการอัดน้ำและน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการมีคุณสมบัติทางเคมีที่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม อาจจะทำให้เกิดการปนเปื้อนของน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการเข้าสู่ชั้นน้ำบาดาลส่งผลให้เกิดปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมตามมาได้ในอนาคต

3.2 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Petroleum reservoir computer model) เป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical model) ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณ แบบจำลองลักษณะนี้ได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวางเพราะสามารถนำมาใช้แก้ปัญหาต่าง ๆ ในการวางแผนจัดการแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้อย่างสะดวกรวดเร็วและเห็นผลได้อย่างสมจริง การจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยใช้คอมพิวเตอร์นี้ สามารถอธิบายพฤติกรรมของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน นอกจากนี้ยังช่วยในการวางแผนการผลิตในรูปแบบต่าง ๆ ทั้งการผลิตใช้ขั้นปฐมภูมิและทุติยภูมิเพื่อให้เหมาะสมกับเศรษฐศาสตร์และกฎข้อบังคับต่าง ๆ ได้

3.2.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์คือระบบของสมการคณิตศาสตร์ที่สามารถแสดงถึงพฤติกรรมทางกายภาพของกระบวนการ ในงานด้านแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้นโดยทั่วไปแล้วสมการเหล่านี้มักเป็นที่ยุ่งยากและซับซ้อนเนื่องจากเป็นสมการอนุพันธ์แยกส่วน (Partial differential equation) แต่ก็สามารถที่จะทำให้เป็นระบบการทำงานที่ง่ายขึ้นโดยใช้คอมพิวเตอร์เข้ามาช่วยในการคำนวณ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

3.2.2 วัตถุประสงค์ของการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ในการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์ จะผลิตข้อมูลที่ผ่านกระบวนการออกมาอย่างมาก วิศวกรจึงต้องมีความสามารถในการวิเคราะห์ข้อมูลเหล่านี้เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ตามที่ต้องการ แบบจำลองคอมพิวเตอร์ถูกใช้ศึกษาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมทั้งแบบมีหลุมเจาะเพียงหลุมเดียวหรือมีหลุมเจาะหลายหลุมซึ่งมีผลข้างเคียงต่อกันจะมีความซับซ้อนมาก แบบจำลองจึงเป็นที่นิยมใช้ในการศึกษากลไกการไหลของของไหลในตัวกลางที่มีความพรุน

ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (Original oil in place) เป็นวัตถุประสงค์ที่มีความจำเป็นและสำคัญเป็นอันดับแรกของการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ โดยมีผลต่อการวางแผนการใช้ประโยชน์จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ในกรณีที่มีชั้นผลิตหลายชั้นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ

สามารถช่วยให้วิศวกรกำหนดชั้นผลิต หาความสามารถในการผลิต (Productivity) และหาปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บและปริมาณสำรองได้

ในการพัฒนารายการกระแสเงินสด (Cash flow) สำหรับโครงการพัฒนาแหล่งกักเก็บข้อมูลที่ทำให้เกิดกระแสรายรับ กระแสรายจ่ายรวมทั้งเงินลงทุนเกิดจากข้อมูลที่ผลิตออกมาจากแบบจำลองซึ่งมีตัวแปรที่สำคัญคือข้อมูลการผลิตน้ำมันและก๊าซ หรือในการผลิตขั้นทุติยภูมิในกรณีของการอัดน้ำหรือการอัดก๊าซวิศวกรมีความจำเป็นต้องทราบปริมาณและความดันของน้ำหรือก๊าซที่ทำการอัดเพื่อที่จะออกแบบอุปกรณ์อัดน้ำ ปริมาณน้ำที่ต้องจัดหา อุปกรณ์บำบัดน้ำ ปัจจัยเหล่านี้มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงกระแสเงินสด

ในทางวิศวกรรม แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่หรือมีหลายแหล่งอยู่ในพื้นที่เดียวกันซึ่งมีความยากในการปฏิบัติการต่าง ๆ ในช่วงอายุของโครงการผลิตปิโตรเลียมของไหลในแหล่งกักเก็บประเภทนี้มักเคลื่อนตัวเป็นระยะทางไกล ๆ ไปยังหลุมหรือบริเวณของผู้ได้รับสัมปทานอื่นการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อศึกษาการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมเป็นเครื่องมือในการกำหนดข้อตกลงสัมปทานในการผลิตปิโตรเลียม

การศึกษาหลุมเดี่ยว (Single-well study) ความสามารถในการออกแบบการเตรียมหลุมผลิตให้เหมาะสมกับแผนผลิตมีความจำเป็นอย่างมากในการใช้ประโยชน์จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมให้คุ้มค่ามากที่สุดโดยในบางกรณีไม่สามารถที่จะทำการศึกษาพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บได้ทั้งหมด การศึกษาหลุมเดี่ยวจึงช่วยให้สามรถเข้าใจพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บได้ โดยทำให้วิศวกรเข้าใจถึงปัจจัยต่าง ๆ ที่จะทำให้สามารถหาอัตราการไหลวิกฤตในการเกิดกรวยน้ำและก๊าซ (Water and gas conning) อัตราการไหลสูงสุดที่ให้การตอบสนองอย่างเหมาะสมของหลุมผลิต และผลกระทบของระยะห่างในการเจาะท่อกรุ (Perforation interval)

3.2.3 ประโยชน์ในการจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

1) การศึกษาแบบจำลองสามารถทำได้หลายครั้งและให้ทางเลือกได้หลายรูปแบบ
2) ช่วยวางแผนสำหรับเป็นข้อตกลงในการลงทุนระหว่างบริษัทในกรณีที่ไม่สามารถออกแบบกระบวนการการดำเนินการในขณะเริ่มต้นโครงการได้
3) เก็บรวบรวมข้อมูลและคุณสมบัติต่าง ๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมให้อยู่ในฐานข้อมูลเดียวกันและอยู่ในรูปแบบที่สามารถนำไปใช้ได้สะดวก
4) แสดงให้เห็นถึงพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมอย่างชัดเจน
5) แสดงข้อมูลร่วมกันระหว่างบริษัทที่ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากร

6) ใช้เป็นเครื่องมือบริหารจัดการเพื่อวางแผนในการพัฒนาการผลิตและคาดการณ์กระแสเงินสด

3.2.4 ขั้นตอนในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

3.2.4.1 การกำหนดปัญหา (Problem definition)

ในการศึกษาพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขั้นตอนแรกคือการกำหนดปัญหาที่ต้องการหาคำตอบ ปัญหาดังกล่าวควรมีตัวแปรและปัจจัยที่สามารถให้ข้อมูลสนับสนุนได้ โดยจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์และเวลาที่จะเกิดขึ้นในอนาคต และสามารถสนับสนุนต่อแผนการในการจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมได้

3.2.4.2 การเลือกวิธีการในการศึกษา (Selecting the simulation approach)

หลังจากได้กำหนดปัญหาเกี่ยวกับพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขั้นตอนต่อไปคือวิธีการในการศึกษา โดยจะเป็นตัวกำหนดรูปแบบของแบบจำลองให้สามารถแก้ปัญหาที่กำหนดไว้และเป็นตัวแทนของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ชัดเจนที่สุดโดยปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและแบบจำลองได้แก่

1) ความสามารถของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อแก้ปัญหาต่าง ๆ
2) ความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนแปลงที่ได้กำหนดไว้สำหรับการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ
3) รูปแบบและจำนวนในการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ เพื่อดำเนินการให้ครบตามวัตถุประสงค์ในการศึกษาวิจัย
4) ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบ รวมทั้งปัจจัยด้านเวลาที่จะช่วยให้การแก้ปัญหาในงานวิจัยสมบูรณ์
5) ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้น

3.2.4.3 การรายงานผล (Reporting)

การรายงานผลการศึกษาแบบจำลองปิโตรเลียมเป็นขั้นตอนสุดท้ายสำหรับการศึกษาวิจัยการแก้ปัญหาเกี่ยวกับพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยผลจากการศึกษาจะต้องทำการรวบรวมและสรุปเป็นรายงาน โดยจะต้องมีการกำหนดเป้าหมาย ขอบเขตและสมมติฐานในการศึกษา คำอธิบายการใช้แบบจำลอง การแสดงผลและสรุปผลจะต้องเหมาะสมกับเป้าหมายในการศึกษาวิจัยนั้น ๆ

3.2.5 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ได้แสดงถึงบทบาททางกายภาพของของไหลชนิดต่าง ๆ ในตัวกลางที่มีความพรุนซึ่งมีตัวแปรและปัจจัยต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องได้แก่ คุณสมบัติของของไหล (Fluid properties) คุณสมบัติของตัวกลาง (Rock properties) และ บทบาทระหว่างของไหลกับตัวกลาง (Fluid-rock interaction) การศึกษาพฤติกรรมของของไหลในตัวกลางที่มีความพรุนต้องสามารถเข้าใจสมการทางคณิตศาสตร์ที่แสดงถึงพฤติกรรมของของไหลได้

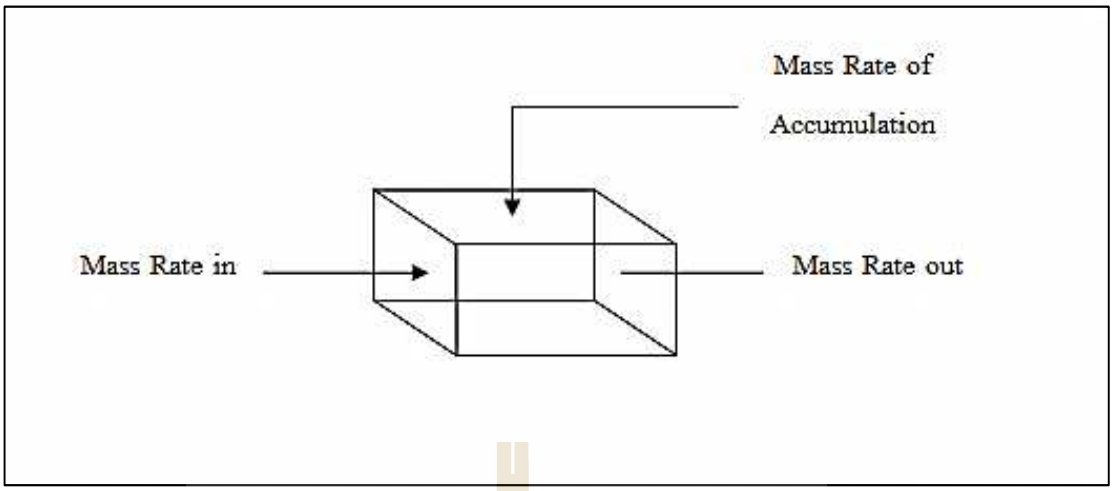
สมการขั้นมูลฐานสำหรับการไหลของของไหลชนิดเดียวในตัวกลางที่มีความพรุน

1) การอนุรักษ์มวล (Conservation of mass)
2) กฎของดาร์ซี (Rate equations-Darcy's law)
3) สมการสถานะ (Equations of state)

สมการอนุรักษ์มวล (Conservation of mass)

สมการอนุรักษ์มวล (Conservation of mass)จะพิจารณาจากหน่วยย่อยของแหล่งกักเก็บ (Element of reservoir) ซึ่งของไหลได้ไหลผ่านในทิศทางของแกนนอน (x-direction) (รูปที่ 3.10)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 3.10 สมดุลมวลของน้ำมันในหน่วย

การไหลในระบบเชิงเส้น (Linear system)

อัตราของมวลที่เข้า – อัตราของมวลที่ออก = อัตราการสะสมของมวลในหน่วย

$$(v_x\ \rho_x\ \Delta y \Delta z) \quad - \quad (v_{x+\Delta x}\ \rho_{x+\Delta x}\ \Delta y \Delta z) \quad = \quad (\Delta x \Delta y \Delta z)\,\phi\,(\frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t}) \tag{3.16}$$

หารสมการ 3.16 ด้วย $\Delta x \Delta y \Delta z$ จะได้

$$-(\frac{v_{x+\Delta x}\rho_{x+\Delta x} - v_x \rho_x}{\Delta x}) = \phi\,(\frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t}) \tag{3.17}$$

กำหนดลิมิตของ $\Delta x, \Delta t$ เข้าใกล้ศูนย์ จะได้

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} = -\phi\frac{\partial \rho}{\partial t} \tag{3.18}$$

สมการสำหรับระบบเชิงเส้นในทิศทางแกนลึก (y-direction) และ แกนตั้ง (z-direction) แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial y} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.19}$$

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.20}$$

ในกรณีที่มีการไหลทั้งสามทิศทางจะได้สมการความต่อเนื่อง (Continuity equation)

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial y} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.21}$$

สมการอัตรา (Rate equation-Darcy's law)

สำหรับสมการอัตรา (Rate equation-Darcy's law) จะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วในการไหลของของไหลอัตราการเปลี่ยนแปลงความดันโดยกฎของดาร์ซีสามารถแสดงสมการอัตราได้เป็น

$$v = -\frac{k}{\mu}\frac{\partial P}{\partial x} \tag{3.22}$$

แทนสมการ 3.22 ในสมการ 3.18 แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial\left(-\frac{k}{\mu}\frac{\partial P}{\partial x}\rho\right)}{\partial x} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.23}$$

สมการสถานะ (Equation of state)

ในส่วนของสมการสถานะ (Equation of State) จะแสดงให้เห็นถึงความหนาแน่นที่สัมพันธ์กับความดันซึ่งในกรณีของน้ำมันจะถูกอัดตัวจากความดันได้น้อยมาก สมการสถานะจะสามารถแสดงได้เป็น

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \tag{3.24}$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

โดย ρ คือ ความหนาแน่นที่ความดัน P

ρ_o คือ ความหนาแน่นที่ความดัน P_o

c คือ ตัวประกอบความสามารถในการถูกอัดตัวที่อุณหภูมิคงที่

$$c = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T \tag{3.25}$$

สมการ 3.23 สามารถขยายพจน์ด้านซ้ายของสมการได้เป็น

$$-\frac{k}{\mu}\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho + \frac{\partial P}{\partial x}\frac{\partial P}{\partial \rho}\right) = -\phi\frac{\partial \rho}{\partial t} \tag{3.26}$$

จากกฎลูกโซ่ (Chain rule)

$$\frac{\partial \rho}{\partial x} = \frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial x} \quad \text{และ} \quad \frac{\partial \rho}{\partial t} = \frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}$$

สามารถแสดงสมการ 3.26 ได้เป็น

$$-\frac{k}{\mu}\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho + \frac{\partial P}{\partial x}\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial x}\right) = -\phi\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.27}$$

$$\frac{k}{\mu}\left[\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho + \frac{\partial \rho}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2\right] = \phi\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.28}$$

เนื่องจาก $\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2$ มีค่าน้อยมากจนเข้าใกล้ศูนย์ สมการ 3.28 แสดงได้เป็น

$$\frac{k}{\mu}\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho = \phi\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.29}$$

หารสมการ 3.29 ด้วย ρ

$$\frac{k}{\mu}\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \phi\frac{1}{\rho}\frac{\partial\rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.30}$$

แทนความสามารถในการอัดตัวในสมการ 3.30 แสดงได้เป็น

$$\frac{k}{\mu}\frac{\partial^2 P}{\partial x^2} = \phi c\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.31}$$

ในกรณีของการไหลตามแนวรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi\mu c}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.32}$$

การไหลในแบบสองมิติสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial y^2} = \frac{\phi\mu c}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.33}$$

การไหลแบบสามมิติสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial y^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial z^2} = \frac{\phi\mu c}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.34}$$

การได้มาของสมการการไหลของของไหลหลายชนิด (Derivation of multiphase fluid flow equations)

สมการการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนาให้เสมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ทีละชนิดโดยเริ่มจากน้ำมัน สมการพื้นฐานสำหรับการ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ไหลเป็นการรวมสมการความต่อเนื่อง (Continuity equation) สมการการไหลของดาร์ซี (Darcy flow equation) และสมการสถานะ (Equation of state) เข้าด้วยกันโดยใช้สมดุลมวลสารการไหลในระบบเชิงเส้น

อัตราของมวลที่เข้า – อัตราของมวลที่ออก = อัตราการสะสมของมวลในหน่วย

$$\left(-A\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial X}\right)_x-\left(-A\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial X}\right)_{x+\Delta X}=V\left[\frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n+1}-\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n}}{\Delta t}\right] \tag{3.35}$$

โดย $A = \Delta y \Delta z$

$V = \Delta x \Delta y \Delta z$

หารสมการ 3.35 ด้วย $\Delta x \Delta y \Delta z$ กำหนดลิมิตของ $\Delta x, \Delta t$ เข้าใกล้ศูนย์จะได้

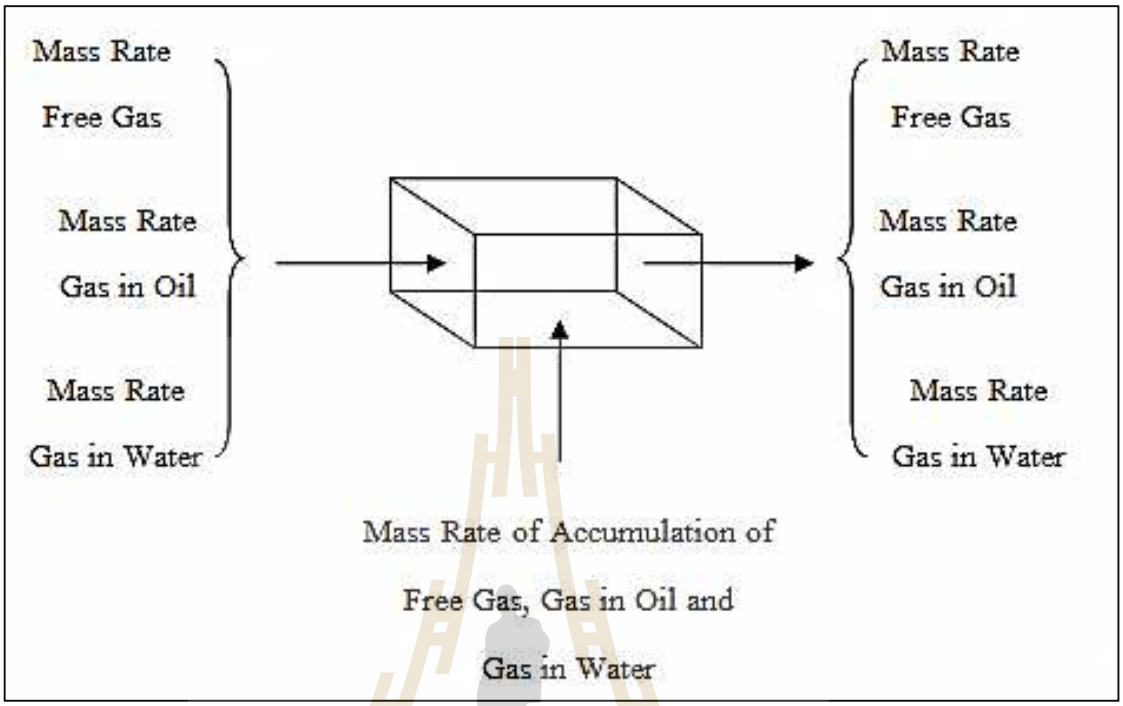
$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial x}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{3.36}$$

การไหลในระบบรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{3.37}$$

สมดุลมวลสารสำหรับก๊าซในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเป็นการรวมก๊าซที่เกิดขึ้นจากต้นกำเนิดต่าง ๆ ภายในแหล่งกักเก็บเข้าด้วยกัน ได้แก่ ก๊าซอิสระ (Free gas) ก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (Solution gas in oil) และก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำ (Solution gas in water) (รูปที่ 3.11)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 3.11 สมดุลมวลของของไหลในหน่วย

สมดุลมวลสารของก๊าซที่อยู่ในแหล่งแสดงได้เป็น

อัตราของมวลที่เข้า – อัตราของมวลที่ออก = อัตราการสะสมของมวล

$$\left[-A\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial x}\right]_x - \left[-A\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial x}\right]_{x+\Delta x}$$

$$= V\phi\left[\frac{\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)^{n+1}-\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)^{n}}{\Delta t}\right] \qquad (3.38)$$

หารสมการ 3.38 ด้วย $\Delta x\Delta y\Delta z$ และกำหนดลิมิตของ $\Delta x, \Delta t$ เข้าใกล้ศูนย์ แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial x}\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right] \tag{3.39}$$

การไหลในระบบรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial r}\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right] \tag{3.40}$$

สำหรับสมดุลมวลของน้ำจะมีลักษณะเดียวกันกับสมดุลมวลสารของน้ำมัน

สมดุลมวลสารของน้ำจะแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial P}{\partial x}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{3.41}$$

การไหลในระบบรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{3.42}$$

การขยายสมการในรูปแบบการไหลแบบรัศมี

สมการทั่วไปของการไหลของของไหลหลายชนิดแบบไม่คงตัว สำหรับการไหลของน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ ในตัวกลางที่มีความพรุนได้ถูกพัฒนาขึ้นโดยการนำสมการการไหลของ ของไหลแต่ละชนิดให้รวมอยู่ในสมการพื้นฐานสมการเดียว โดยอยู่ในข้อสังเกตและหลักความจริง

$$S_o+S_g+S_w=1 \tag{3.43}$$

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(S_o+S_g+S_w\right)=0 \tag{3.44}$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จากสมการ 3.37 ขยายสมการการไหลแบบรัศมีของน้ำมันในตัวกลางที่มีความพรุนคูณด้วย B_o แสดงได้เป็น

$$\frac{B_o}{r}\left[r\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+r\frac{k_o}{\mu_o}\left(-\frac{1}{B_o^2}\right)\frac{\partial B_o}{\partial r}\frac{\partial P}{\partial r}+\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial r}\right]=$$
$$\phi B_o\left[\frac{1}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+S_o\left(-\frac{1}{B_o^2}\right)\frac{\partial B_0}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right] \qquad (3.45)$$

สมการ 3.45 สามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{k_o}{\mu_o}\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}-\frac{k_0}{\mu_o B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2+\frac{1}{r}\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial r}=\phi\left(\frac{\partial S_o}{\partial t}-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \qquad (3.46)$$

เนื่องจาก $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ มีค่าน้อยมากจนเข้าใกล้ศูนย์ สมการ 3.46 สามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\frac{k_o}{\mu_o}=\phi\left(\frac{\partial S_o}{\partial t}-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial B_o}{\partial P}\right) \qquad (3.47)$$

จากสมการ 3.39 ขยายสมการการไหลแบบรัศมีของก๊าซในตัวกลางที่มีความพรุนคูณด้วย B_g แสดงได้เป็น

$$\frac{B_g}{r}\left\{r\left(\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}+\frac{k_g}{\mu_g B_g}\right)\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+r\frac{\partial P}{\partial r}\left[\frac{k_o}{\mu_o}\left(\frac{1}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}-\frac{R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\right.\right.$$
$$+\left.\frac{k_w}{\mu_w}\left(\frac{1}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}-\frac{R_{sw}}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}\right)-\frac{k_g}{\mu_g}\left(\frac{1}{B_g^2}\frac{\partial B_g}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\right]$$
$$\left.+\frac{\partial P}{\partial r}\left(\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}+\frac{k_g}{\mu_g B_g}\right)\right\}=\phi\, B_g\left(\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial R_s}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}\right.$$
$$-\frac{R_{so}S_o}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial t}-\frac{R_{sw}Sw}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$\left.+\frac{1}{B_g}\frac{\partial S_g}{\partial t}-\frac{S_g}{B_g^2}\frac{\partial B_g}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \qquad (3.48)$$

รวมภาคของสมการที่ 3.48 แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{K_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{k_o}{\mu_o}\frac{B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$$
$$+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{B_g}{B_w}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$$
$$-\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2-\frac{k_w}{\mu_w}\frac{B_g}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2-\frac{k_g}{\mu_g}\frac{1}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$$
$$+\left(\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}=\phi\left(\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}-\frac{R_{so}S_oB_g}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\right.$$
$$\left.+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{R_{sw}S_wB_g}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right)\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$+\phi\left(\frac{B_gR_{so}}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right) \tag{3.49}$$

เนื่องจาก $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ มีค่าน้อยมากจนเข้าใกล้ศูนย์ สมการ 3.49 สามารถแสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\phi\left(\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\right.$$
$$\left.-\frac{R_{so}S_oB_g}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{R_{sw}S_wB_g}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right)\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$+\left(\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right) \tag{3.50}$$

สำหรับการขยายสมการการไหลแบบรัศมีของน้ำในตัวกลางที่มีความพรุนมีลักษณะคล้ายกับสมการขยายในการไหลของน้ำมันโดยคูณสมการ 3.42 ด้วย B_w แสดงได้เป็น

$$\frac{k_w}{\mu_w}\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{\partial P}{\partial r}\frac{1}{r}=\phi\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \tag{3.51}$$

รวมสมการการไหลของน้ำมันและน้ำ แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\right)\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\phi\left[\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{\partial S_w}{\partial t}-\left(\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right)\right] \tag{3.52}$$

รวมสมการ 3.50 และ สมการ 3.52 เข้าด้วยกันแสดงได้เป็น

$$\begin{aligned}&\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g}+\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)\\&=\phi\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right)+\left[-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(1+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\right)+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\right.\\&\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(1+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right]\frac{\partial P}{\partial t}\\&+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\end{aligned} \tag{3.53}$$

เนื่องจาก

$$S_g+S_o+S_w=1$$
$$\frac{\partial}{\partial t}\left(S_g+S_o+S_w\right)=o$$

ดังนั้นสมการที่ 3.53 แสดงได้เป็น

$$\begin{aligned}&\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g}+\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)\\&=\phi\left[-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(1+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\right)+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(1+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)\right.\text{w}\\&\left.+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right]\frac{\partial P}{\partial t}+\left(\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)\phi\end{aligned} \tag{3.54}$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

แทนสมการ 3.47 และสมการ 3.51 ในสมการ 3.54 แสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial R}\right)\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)+\left[\frac{R_{so}B_g}{B_o}\left(\frac{\partial S_o}{\partial t}-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right)\right]$$
$$+\left[\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right)\right]\phi=\phi\left[\left(-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\right.\right.$$
$$\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{se}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right)\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right] \tag{3.55}$$

กำหนดให้

$$c_t=-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P} \tag{3.56}$$

แทนสมการ 3.56 ในสมการ 3.55 แสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial R}\right)\left(\frac{k}{\mu}\right)_t+\phi\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}-\phi\frac{S_oR_{so}B_g}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\phi\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}$$
$$-\phi\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}=\phi\left(c_t\frac{\partial P}{\partial t}-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial P}{\partial t}\right.$$
$$\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right) \tag{3.57}$$

โดย ความสามารถในการเคลื่อนตัวทั้งหมด (Total Mobility) แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t=\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g} \tag{3.58}$$

สมการที่ 3.58 สามารถรวมสมการ แสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \phi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.59}$$

สมการที่ 3.59 สามารถจัดรูปแบบ แสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k}{\mu}\right)_t = \frac{\phi c_t}{(k/\mu)_t}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.60}$$

สมการข้างต้นได้ถูกสมมติให้ค่าความสามารถในการเคลื่อนตัวของของไหล (Mobility) ไม่แปรผันตามรัศมี เป็นสมการการไหลแบบไม่คงตัว (Unsteady state) สำหรับการไหลของ น้ำมัน น้ำ และก๊าซในระบบรัศมี โดยถ้าทำการแก้สมการเหล่านี้จะทำให้ทราบถึงความดันที่รัศมีและเวลาต่าง ๆ สมการนี้เป็นพื้นฐานสำหรับวิเคราะห์การไหลของของไหลหลายชนิด

การขยายสมการในระบบหนึ่งมิติ

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดในระบบหนึ่งมิติแสดงได้เป็น

สมการการไหลของน้ำมัน

$$A_x\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial \Phi_o}{\partial x}\right) + q_o = V_R\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{3.61}$$

สมการการไหลของน้ำ

$$A_x\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial \Phi_w}{\partial x}\right) + q_w = V_R\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{3.62}$$

สมการการไหลของก๊าซ

$$A_x\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}\frac{\partial \Phi_g}{\partial x} + \frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial \Phi_o}{\partial x} + \frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial \Phi_w}{\partial x}\right) + q_g$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$= V_R \frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{B_o}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right] \tag{3.63}$$

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดสามารถนำมารวมกันเพื่อแสดงพฤติกรรมการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยจำเป็นต้องมีเงื่อนไขบางอย่างได้แก่

เทอมของพลังงานศักย์ (Potential terms)

น้ำมัน $\Phi_o = P_o + \rho_o gh$ (3.64)

น้ำ $\Phi_w = P_w + \rho_w gh$ (3.65)

ก๊าซ $\Phi_g = P_g + \rho_g gh$ (3.66)

เทอมของความดันในรูขนาดเล็ก (Capillary pressure terms)

$$P_{cw} = P_o - P_w \tag{3.67}$$

$$P_{cg} = P_g - P_o \tag{3.68}$$

สมการ 3.61 ถึงสมการ 3.68 สามารถรวมกันได้โดยรวมสมการ 3.44 ซึ่งเป็นสมการความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล (Saturation equation) แสดงได้เป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial t}\right) + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x}\right) + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left[\lambda_g \frac{\partial(\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o \frac{\partial(\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial(\rho_w gh)}{\partial x}\right] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \tag{3.69}$$

โดย λ เป็น เทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัว

β_1 เป็น ฟังก์ชันของ PVT (Pressure-volume-temperature)

β_2 เป็น เทอมของการผลิต

สำหรับการไหลในระบบสองมิติสามการที่ 3.69 จะถูกขยายโดยรวมเทอมของพิกัดแนวแกนลึก (y-coordinate) เข้าไปด้วย

การแก้ปัญหาสมการสำหรับแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

เมื่อได้สมการสำหรับการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ในตัวกลางที่มีความพรุนแล้ว ขั้นตอนต่อไปจึงต้องทำการหาคำตอบสำหรับตัวแปรที่ไม่ทราบค่าในระบบสมการ โดยตัวแปรดังกล่าวได้แก่

1) ความดันของน้ำมัน (Oil pressure)
2) ความดันของน้ำ (Water pressure)
3) ความดันของก๊าซ (Gas pressure)
4) ความสามรถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมัน (Oil saturation)
5) ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำ (Water saturation)
6) ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซ (Gas saturation)

สำหรับตัวแปรอื่น ๆ ที่ทราบค่าได้ ได้แก่

1) อัตราการผลิตน้ำมัน (Oil production rate)
2) อัตราการผลิตน้ำ (Water production rate)
3) อัตราการผลิตก๊าซ (Gas production rate)

วิธี Implicit Pressure-Explicit Saturation (IMPES)

วิธี Implicit Pressure-Explicit Saturation (IMPES) วิธีนี้เป็นการรวมสมการการไหลของของไหลแต่ละชนิด ให้เป็นสมการของของไหลหลายชนิดในสมการเดียวโดยมีความดันเป็นพื้นฐานของระบบสมการจากนั้นจึงทำการแก้สมการเพื่อหาค่าของความดันที่กระจายตัวที่ตำแหน่งและเวลาต่าง ๆ ซึ่งสามารถแก้ปัญหาในการประมาณค่าความดันซึ่งขึ้นอยู่กับเทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัวของของไหล ซึ่งความสามารถในการเคลื่อนตัวก็ขึ้นอยู่กับความดันอีกด้วย สำหรับวิธีการแก้ปัญหาดังกล่าวมีสองวิธี วิธีแรกเป็นการกำหนดให้ความดันเป็นตัวแปรที่ขึ้นอยู่กับค่าความอิ่มตัว โดยจะเป็นการประมาณค่า λ, P_{og} และ P_{ow} ที่ความดันและค่าความอิ่มตัวที่ลำดับเวลาก่อนหน้า โดยเทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัว ความดัน และความดันในรูขนาดเล็กจะถูกประมาณค่า

ในลำดับเวลาที่ n ในส่วนของเทอมด้านขวาของสมการและค่าของความดันจะถูกกำหนดในลำดับเวลาที่ n+1 โดยสามารถหาคำตอบได้ในการแก้สมการหนึ่งครั้ง
จากสมการที่ 3.69 สามารถเขียนให้อยู่ในลำดับขั้นเวลา แสดงได้เป็น

$$(\text{Mobilit Capillary Data})^{n}\ (\text{Pressure})^{n+1} = (\text{RHS})^{n+1} \tag{3.70}$$

ส่วนวิธีที่สองเป็นการใช้วิธีการทำซ้ำ (Iterative) เพื่อเป็นการปรับปรุงค่าของความดันทีละลำดับเวลา จากสมการที่ 3.70 สามารถเขียนให้อยู่ในลำดับเวลา แสดงได้เป็น

$$(\text{Mobilit Capillary Data})^{n+1,k}\ (\text{Pressure})^{n+1,k+1} = (\text{RHS})^{n+1,k+1} \tag{3.71}$$

Finite Difference-Analog

สมการที่ 3.69 สามารถแก้ปัญหาสมการอนุพันธ์โดยสมมติให้ไม่มีการทำซ้ำ (Noniterative) เพื่อหาค่าในเทอมของ ความดัน ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล และความดันในรูขนาดเล็ก โดยแสดงได้เป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T^n \frac{\partial P^{n+1}}{\partial x}\right) + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x}\right)^n + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left[\lambda_g^n \frac{\partial(\rho_g gh)}{\partial x}\right.$$
$$\left. + \lambda_o^n \frac{\partial(\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w^n \frac{\partial(\rho_w gh)}{\partial x}\right] = B_1^n \frac{\partial P^{n+1}}{\partial t} + B_2^{n+1} \tag{3.72}$$

ในแต่ละเทอมของสมการที่ 3.72 สามารถแยกสมการอนุพันธ์ได้โดยเทอมแรกซึ่งเป็นความดันของน้ำมันมีความสำคัญมากที่สุดโดยจะอยู่ที่ลำดับเวลา n+1 และเทอมอื่น ๆ ซึ่งอยู่ในลำดับเวลา n จะถูกสมมติให้ทราบค่าแล้วทำให้สามารถจัดกลุ่มได้ Finite difference ของเทอมแรกด้านซ้ายในสมการ 3.72 แสดงได้เป็น

สถาบันวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x}\right) = A_x \left[\frac{\lambda_{Ti+1/2}\left(\frac{P_{oi+1}-P_{oi}}{\left(\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i+1}}{2}\right)}\right) - \lambda_{Ti-1/2}\left(\frac{P_{oi}-P_{oi-1}}{\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i-1}}{2}}\right)}{\Delta x_i}\right] \quad (3.73)$$

พื้นที่ (A_x) ถูกกำหนดให้มีขนาดคงที่ ในกรณีที่ขนาดของพื้นที่มีการเปลี่ยนแปลง สมการ 3.73 แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(A_x \lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x}\right) = \frac{1}{\Delta x_i}\left[A_{xi+1/2}\lambda_{Ti+1/2}\left(\frac{P_{oi+1}-P_{oi}}{\left(\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i+1}}{2}\right)}\right) - A_{xi-1/2}\lambda_{Ti-1/2}\left(\frac{P_{oi}-P_{oi-1}}{\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i-1}}{2}}\right)\right] \quad (3.74)$$

เมื่อเกิดการไหล เทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัว $\lambda_{Ti+1/2}$ จะถูกประเมินค่าระหว่าง หน่วยที่อยู่ต่อเนื่องกันซึ่งจะถูกกำหนดเพื่อหาเทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัวของหน่วยในลำดับเวลาก่อนหน้า โดยที่สมการ 3.74 สามารถทำให้ง่ายขึ้นโดยการรวมเอาความสามารถในการเคลื่อนตัวและเรขาคณิตของพื้นที่ให้เป็นเทอมเดียวกัน แสดงได้เป็น

$$X_{i+1/2}\left(P_{oi+1}-P_{oi}\right)^{n+1} - X_{i-1/2}\left(P_{oi}-P_{oi-1}\right)^{n+1} = \frac{\partial P_{oi}^{n+1}}{\partial t} + C^n \quad (3.75)$$

เทอมของ X ทางด้านซ้ายของสมการประกอบไปด้วยค่าความสามารถในการเคลื่อนตัวและเรขาคณิตของหินกักเก็บปิโตรเลียม และเทอมของ C^n ประกอบด้วยตัวแปรทางด้านปริมาณทั้งหมดที่ทราบค่าโดยการประมาณจากลำดับเวลาที่ n โดยอนุพันธ์ของความดันเมื่อเทียบกับเวลาแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial t} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^{n}}{\Delta t^{n}} \tag{3.76}$$

ที่ลำดับเวลาที่ n+1 ค่าของความดันจะแสดงได้เป็น

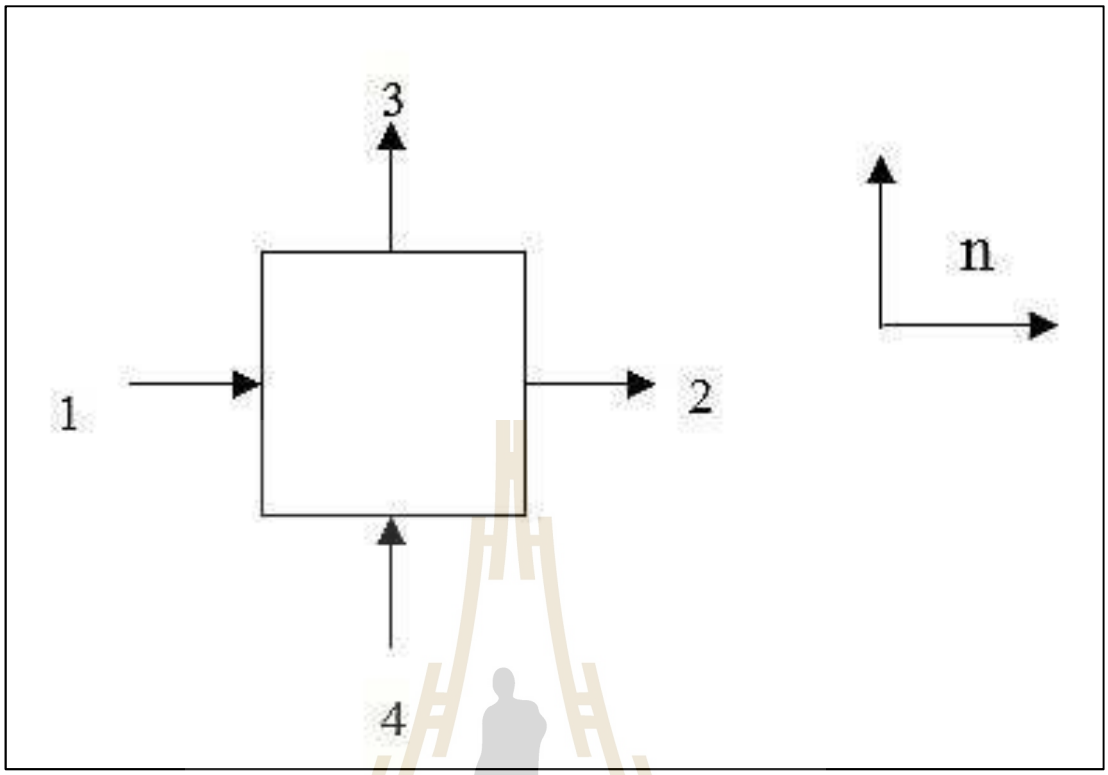
$$X_{i+1/2}\left(P_{oi+1}\right)^{n+1} - X_{i-1/2}\left(P_{oi} - P_{oi-1}\right)^{n+1} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^{n}}{\Delta t_{n}} + C^{n} \tag{3.77}$$

รวมเทอมลำดับเวลาที่ n+1 แสดงได้เป็น

$$X_{i+1/2}P_{i+1}^{n+1} - \left(X_{i+1/2} + X_{i-1/2} + \frac{1}{\Delta t^{n}} \right) P_{oi}^{n+1} + X_{i-1/2}P_{oi-1}^{n+1} = \frac{P_{oi}^{n}}{\Delta t^{n}} + C^{n} \tag{3.78}$$

สมการ 3.78 เป็นสมการของความดันในรูปแบบ Finite difference โดยเทียบกับสมการอนุพันธ์แยกส่วนเพื่ออธิบายการไหลของหนึ่งหน่วย (i) ภายในแบบจำลอง ทำให้สามารถใช้สมการได้กับทุกหน่วยในแบบจำลอง และหาค่าความดันที่ลำดับเวลาถัดไป (n+1) ได้ (รูปที่ 3.12) โดยการไหลแบบมิติเดียวจะมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่า 3 ตัวแปร การไหลแบบสองมิติจะมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่า 5 ตัวแปรและการไหลแบบสามมิติมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่า 7 ตัวแปร

สำหรับการหาคำตอบของตัวแปรที่ไม่ทราบค่าของสมการรูปแบบ Finite difference สามารถแก้ไขได้โดยวิธีต่าง ๆ เช่น ADIP, LSOR, SIP จะได้คำตอบการกระจายตัวของความดัน (Pressure distribution) ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลในลำดับเวลาถัดไปสามารถคำนวณได้โดย



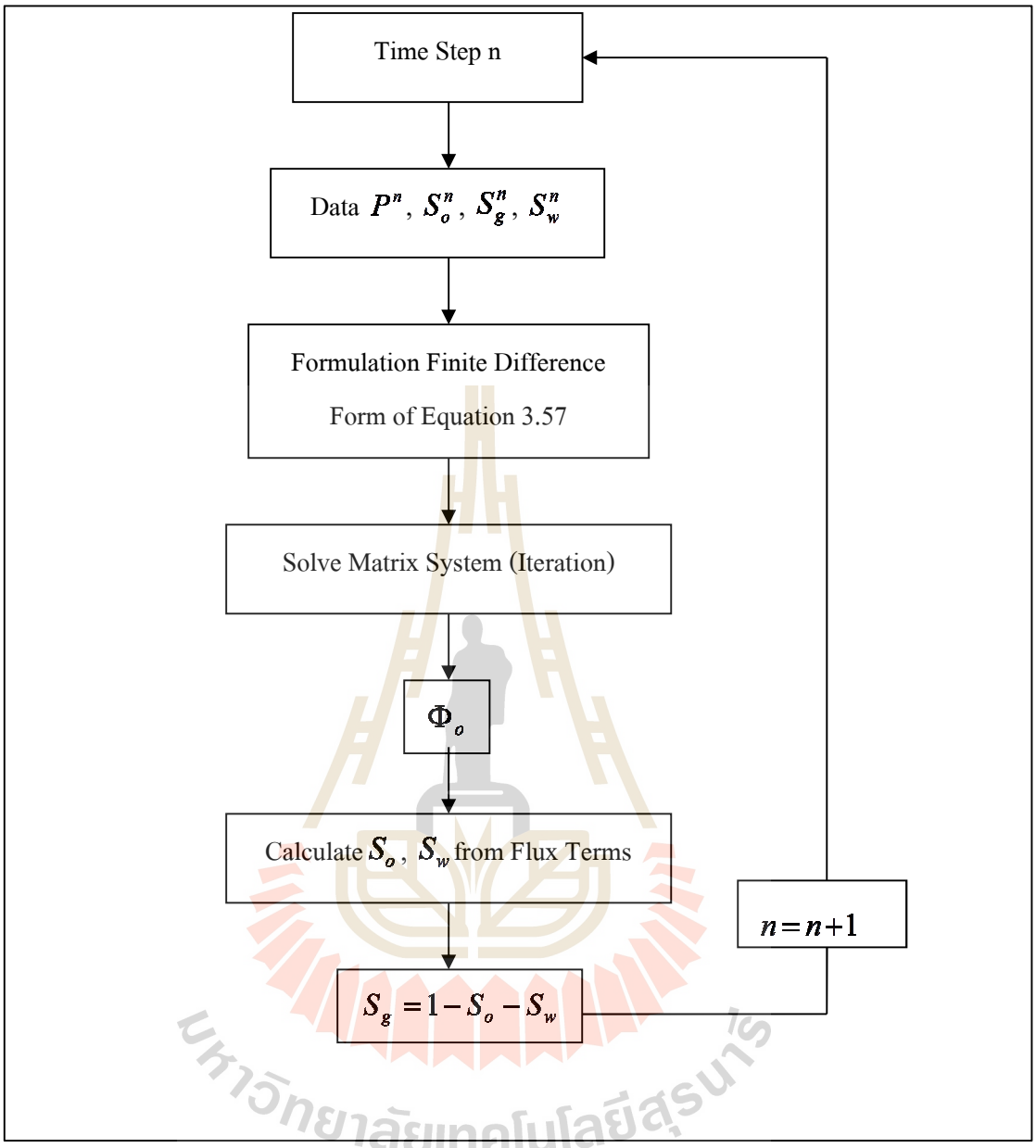
รูปที่ 3.12 การส่งผ่านค่าตัวแปรในลำดับเวลา

$$\frac{\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right)^{n+1}-\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right)^{n}}{\Delta t}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right)=\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial\Phi_o}{\partial x}\right) \tag{3.79}$$

สมการ 3.79 สามารถจัดเทอมของความสามารถในการอิ่มตัว แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{S_o}{B_o}\right)^{n+1}=\left(\frac{S_o}{B_o}\right)^{n}+\frac{\Delta t}{\phi}\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial\Phi_o}{\partial x}\right)\right]=S_n^o+\Sigma\ \ Flux\ Terms \tag{3.80}$$

ขั้นตอนในการแก้ปัญหาสมการการไหลในลำดับเวลาแสดงได้เป็นลำดับขั้นตอน ดังแสดงไว้ในรูปที่ 3.13



รูปที่ 3.13 ขั้นตอนในการแก้ปัญหาสมการการไหลในลำดับเวลา

3.2.6 การเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม แบ่งออกเป็น

1) ข้อมูลของไหล (Fluid data)
2) ข้อมูลหินกักเก็บ (Rock data)
3) ข้อมูลการผลิต (Production data)

4) ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate data)

5) ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ (Mechanical and operation data)

6) ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ (Economic data)

7) ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง (Miscellaneous data)

โดยข้อมูลแต่ละกลุ่มมีรายละเอียดดังนี้

3.2.6.1 ข้อมูลของของไหล (Fluid data)

ข้อมูลคุณสมบัติของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะถูกประเมินหลายครั้งในระหว่างการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยจะมีการเปลี่ยนแปลงค่าตลอดเวลาในขณะที่ทำการประมวลผลซึ่งมีการลดลงของกลไกในการผลิตและการผลิตในขั้นที่สอง (Secondary production) หรือขั้นที่สาม (Tertiary production) โดยคุณสมบัติที่สำคัญได้แก่

คุณสมบัติที่แปรผันกับความดัน (Pressure-dependent properties)

1. ตัวประกอบปริมาตร (Formation volume factor)
2. ค่าความหนืดของของไหล (Fluid viscosity)
3. อัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน (Solution gas-oil ratio)

โดยปกติแล้วข้อมูลคุณสมบัติดังกล่าวของของไหล จะได้มาจากการศึกษาตัวอย่างของไหลในห้องปฏิบัติการซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล ความดัน ปริมาตร และอุณหภูมิ (Pressure-volume-temperature, PVT)

3.2.6.2 ข้อมูลของหินกักเก็บปิโตรเลียม (Rock data)

ข้อมูลของหินกักเก็บปิโตรเลียมจำเป็นต้องมีการระบุคุณสมบัติของตัวแปรต่าง ๆ ให้ครอบคลุมคุณสมบัติทางกายภาพและประมาณการส่งผ่านค่าต่าง ๆ ระหว่างการประมวลผลของแบบจำลองซึ่งต้องจำเป็นต้องระบุคุณสมบัติต่าง ๆ ได้แก่

1. ความสามารถในการซึมผ่าน (Permeability) สามารถหาได้จาก
   - การทดสอบความดันเพิ่มขึ้นหลังการปิดหลุม (Pressure buildup test)
   - การทดสอบความดันในการเปิดหลุมผลิต (Pressure drawdown test)
   - การทดสอบความดันสัมพันธ์ระหว่างหลุม (Interference test)
   - การทดสอบศักย์เริ่มต้น (Initial potential test)
   - การวิเคราะห์ข้อมูลเก่า (Case history approach)
   - การทดสอบในห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)

แหล่งข้อมูลค่าความสามารถในการซึมผ่านที่มีความสำคัญที่สุดได้จากการวิเคราะห์การทดสอบความดันในหลุมผลิต (Pressure test)

2. ความพรุน (Porosity)
3. ความหนาของชั้นหินกักเก็บ (Formation thickness)
4. ความลึกของชั้นกักเก็บ (Formation evaluation)
5. ความสามารถในการอัดตัว (Compressibility)
6. ความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability)
7. ความอิ่มตัวด้วยของไหล (Formation fluid saturations)
8. ความดันในรูขนาดเล็ก (Capillary pressure)

3.2.6.3 ข้อมูลการผลิต (Production data)

1. ข้อมูลการผลิตน้ำมันเทียบกับเวลา (Oil Production vs. Time)
2. ข้อมูลการผลิตน้ำเทียบกับเวลา (Water Production vs. Time)
3. ข้อมูลการผลิตก๊าซเทียบกับเวลา (Gas Production vs. Time)
4. ข้อมูลที่วัดได้อื่น ๆ เทียบกับเวลา

3.2.6.4 ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate data)

1. ดัชนีการผลิต (Productivity index)
2. ดัชนีการฉีดอัด (Injectivity index)
3. อัตราการไหลที่เหมาะสม (Optimum flow rates)
4. การลดลงของอัตราการผลิตที่ยอมรับได้ (Maximum allowable drawdown)

3.2.6.5 ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ (Mechanical and operation data)

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นข้อกำหนดในเรื่องรูปแบบของการผลิตอันเนื่องมาจากการดำเนินการต่าง ๆ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการผลิต

1. ข้อมูลหลุมเจาะ (Well data)
2. ข้อมูลอุปกรณ์การผลิต (Facilities data)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

3.2.6.6 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ (Economics data)

ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์เป็นข้อกำหนดในเรื่องของระยะเวลา รูปแบบ และอัตราในการผลิตที่เหมาะสมเพื่อให้ได้ผลตอบแทนดีที่สุด

3.2.6.7 ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง (Miscellaneous Data)

ข้อมูลอื่นที่จำเป็นอื่น ๆ สำหรับการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เช่น ข้อมูลกฎหมายปิโตรเลียม ข้อตกลงระหว่างผู้รับสัมปทาน ข้อมูลการดำเนินการด้านอื่น ๆ เป็นต้น โดยชนิดข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาแบบจำลอง ฯ และแหล่งที่มาของข้อมูลเหล่านั้นดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดดัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดดัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างในห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ต่อ)

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลในหิน (Fluid Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่างและการทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการไหล (Seismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขับดัน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของสสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแยก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)
การต่อเนื่อง (Connectivity)	ประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Wellbore performance)
อัตราการไหลและความดัน (Rate and pressure data)	ลักษณะของแหล่งในอดีต (Field performance history)
ข้อมูลการเตรียมหลุมเพื่อการผลิต (Completion and work-over data)	รายงานหลุมเจาะและเตรียมหลุมผลิต (Completion and work-over report of wells)

3.3 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation model)

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

1. แบบจำลองทางฟิสิกส์ (Physical models)

สำหรับแบบจำลองทางฟิสิกส์ จะเป็นแบบจำลองที่สร้างในห้องปฏิบัติการให้มีคุณสมบัติทางฟิสิกส์เหมือนแหล่งปิโตรเลียมจริงแต่จะย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog models)

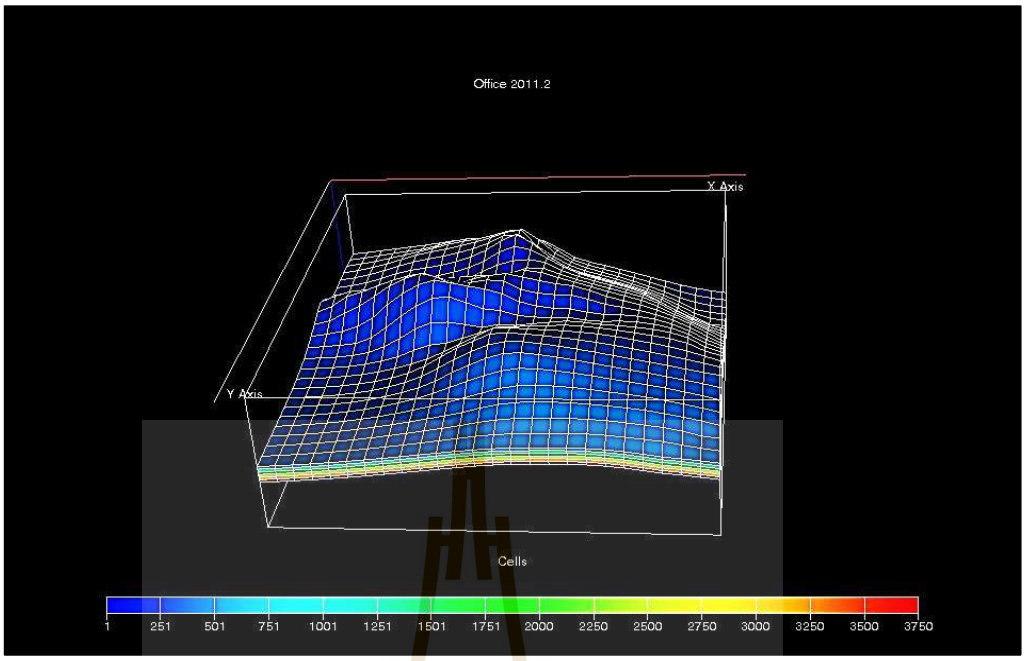
สำหรับแบบจำลองเทียบเหมือน เป็นแบบจำลองที่ใช้การไหลเทียบเหมือนกับการไหลของของไหลผ่านชั้นหิน (Porous media) อาทิเช่น การไหลของกระแสไฟฟ้าในตัวนำ โดยทดลองวัดกระแสไฟฟ้าเทียบเหมือนปริมาณของไหลความต้านทานเทียบเหมือนชั้นหิน ความต่างศักดิ์เทียบเหมือนความดัน (Pressure) เป็นต้น

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical models)

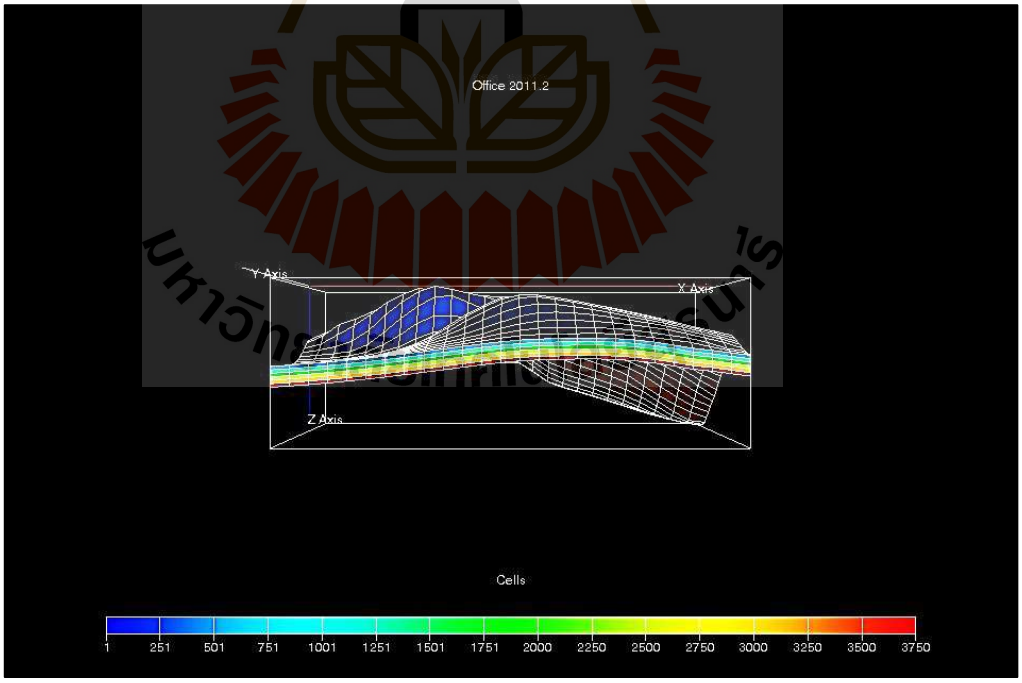
สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการศึกษา โดยแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริง ๆ และแหล่งปิโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการ แหล่งปิโตรเลียมจำลองถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณสมบัติและลักษณะการประพฤติตัวของระบบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปิโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปิโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิตและแหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทำการทดลองผลิตปิโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ส่วนแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนิยมใช้ในห้องปฏิบัติการเนื่องจากจะใช้สำหรับการศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนของการผลิตปิโตรเลียมที่เฉพาะเจาะจงบางอย่างซึ่งผลจากแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับการผลิตในแหล่งปิโตรเลียมจริง

3.3.1 ลักษณะทั่วไปของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมที่ได้จัดทำขึ้นสำหรับการศึกษานี้ได้สร้างแบบจำลองที่มีเนื้อที่ประมาณ 17,964,376 ตารางฟุต (~400 เอเคอร์) และมีขนาด 3,750 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซล (Layer of cell) ทั้งหมด 6 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลหรือที่เรียกว่า กริดบล๊อค (Grid block) จำนวน 625 เซล (รูปที่ 3.14 และรูปที่ 3.15)



รูปที่ 3.14 แบบจำลองชั้นทรายช่วงบนของแบบจำลองที่ทำการทดสอบ ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.15 แบบจำลองชั้นทรายช่วงบนของแบบจำลองที่ทำการทดสอบ ในรูปแบบ 3 มิติ (ด้านหน้า)

ซึ่งสำหรับลักษณะของแบบจำลองที่สร้างขึ้นนี้ จะสามารถเปรียบเทียบได้กับชั้นทรายน้ำมัน “H Unit” ของแหล่งน้ำมันแม่สูนเพราะเมื่อทำการพิจารณาและเปรียบเทียบลักษณะเด่นต่าง ๆ ของแหล่งน้ำมันทั้งหมดในแหล่งน้ำมันฝาง จะพบว่าแหล่งน้ำมันแม่สูนจะมีความเหมาะสมที่จะมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สำหรับการเพิ่มผลการผลิตน้ำมันดิบ เนื่องจากปัจจัยหลายประการ อาทิเช่น ความต่อเนื่องของชั้นทรายหรือจำนวนและการกระจายของหลุมผลิต และแหล่งน้ำมันแม่สูนเป็นแหล่งน้ำมันที่มีอายุการผลิตยาวนานทำให้ในปัจจุบันมีจำนวนของหลุมเจาะและหลุมผลิตในพื้นที่ของแหล่งน้ำมันแม่สูนกระจายอยู่เป็นจำนวนมาก ทำให้เราสามารถเลือกที่จะนำหลุมเก่าที่มีอัตราการผลิตต่ำหรือหลุมที่หยุดผลิตนำมาทำเป็นหลุมอัดน้ำได้ โดยไม่ต้องเจาะหลุมใหม่เพิ่มมากนัก

3.3.1.1 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนได้จัดทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ ของกรมการพลังงานทหาร โดยสำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิชเพื่อนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล
ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม
ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ
ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล
จ. ข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันแม่สูน

โดยข้อมูลต่าง ๆ ที่นำมาใช้ จะมีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้ (เชษฐา ชุมกระโทก, 2547)

- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 35.1°API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.881
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility @ 900 psi = 2.654×10^{-6} psi^{-1}
- ความหนืดของน้ำ = 0.366 cp
- ส่วนประกอบของก๊าซที่ไม่ใช้ไฮโดรคาร์บอนที่ละลายอยู่ในน้ำมัน ได้แก่

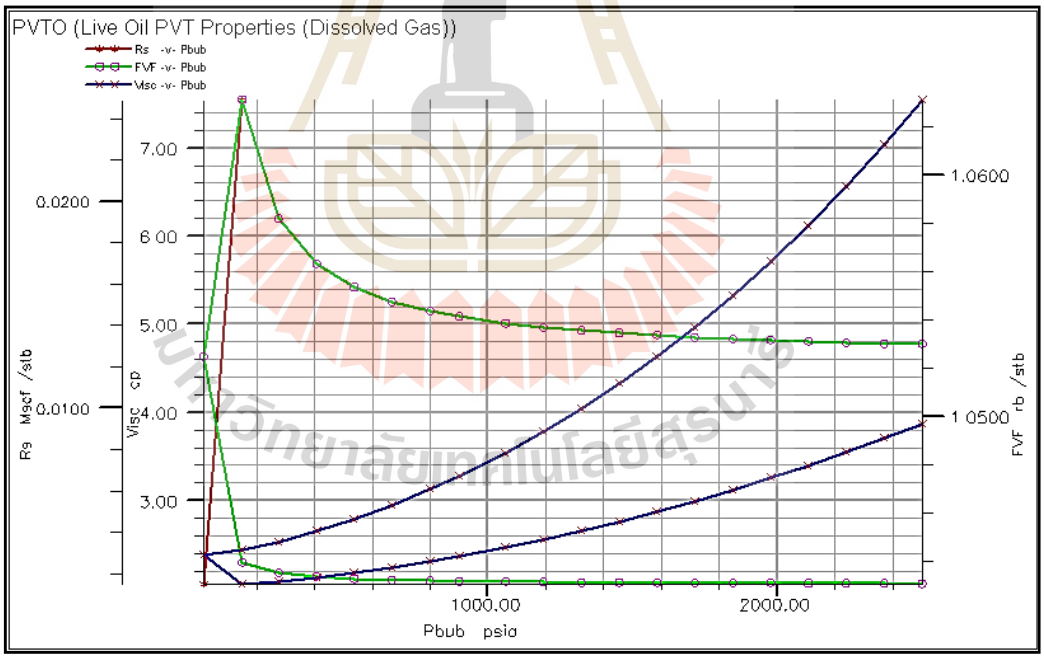
ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) = 0.333 (Fraction)

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) = 0.0322 (Fraction)

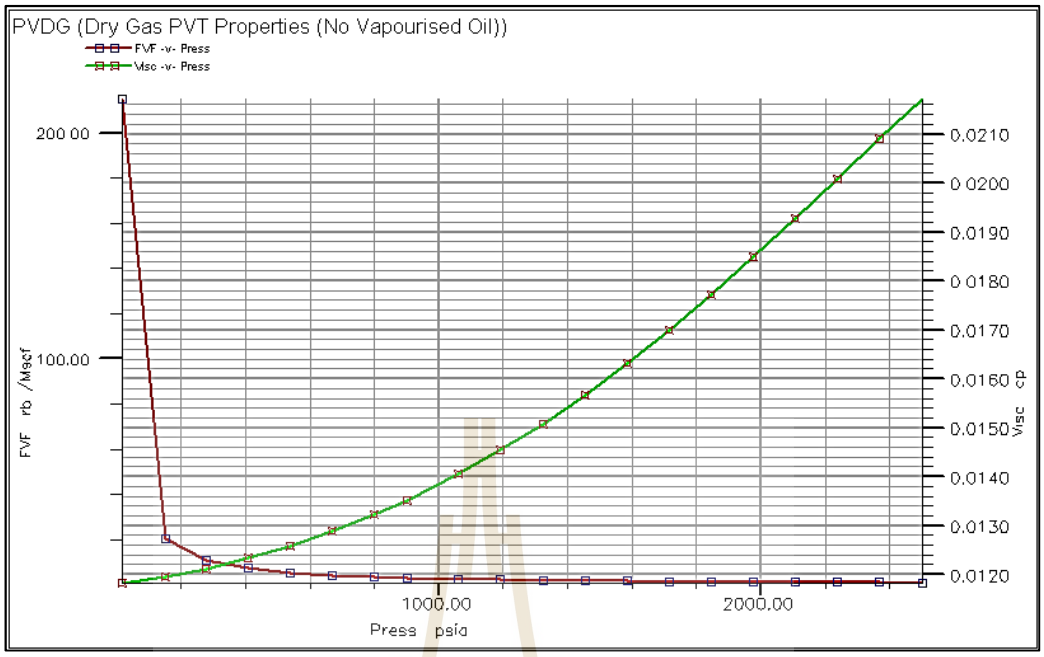
ก๊าซไนโตรเจน (N_2) = 0.042 (Fraction)

- ความเค็มของน้ำ (Salinity) = 0.00016 (Fraction)
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.04-1.062 bbl/STB
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 0-220 bbl/MSCF
- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.025 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.3-8.2 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.0128-0.018 cp

สำหรับค่าคุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 3.16 และรูปที่ 3.17 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 3.16 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



รูปที่ 3.17 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

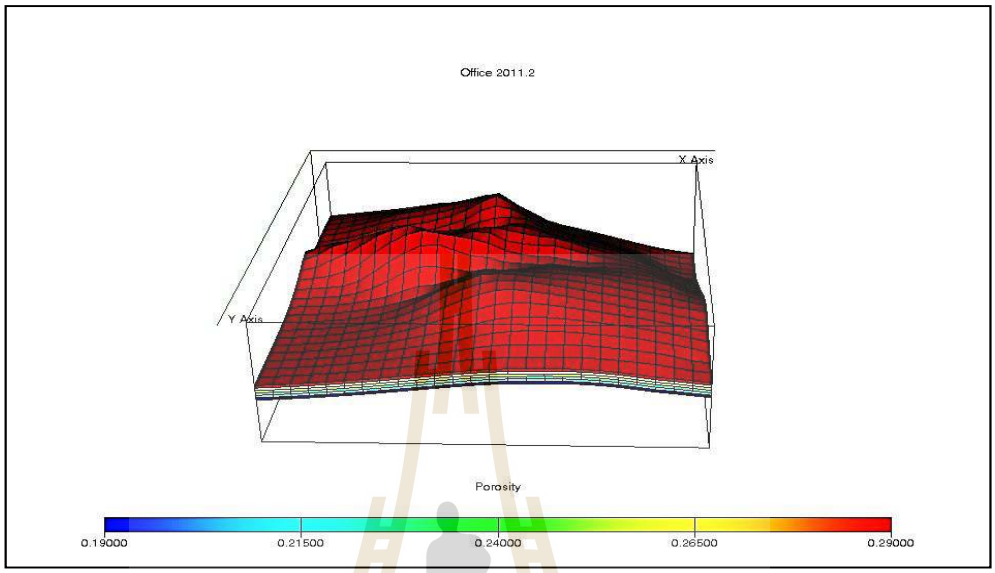
ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

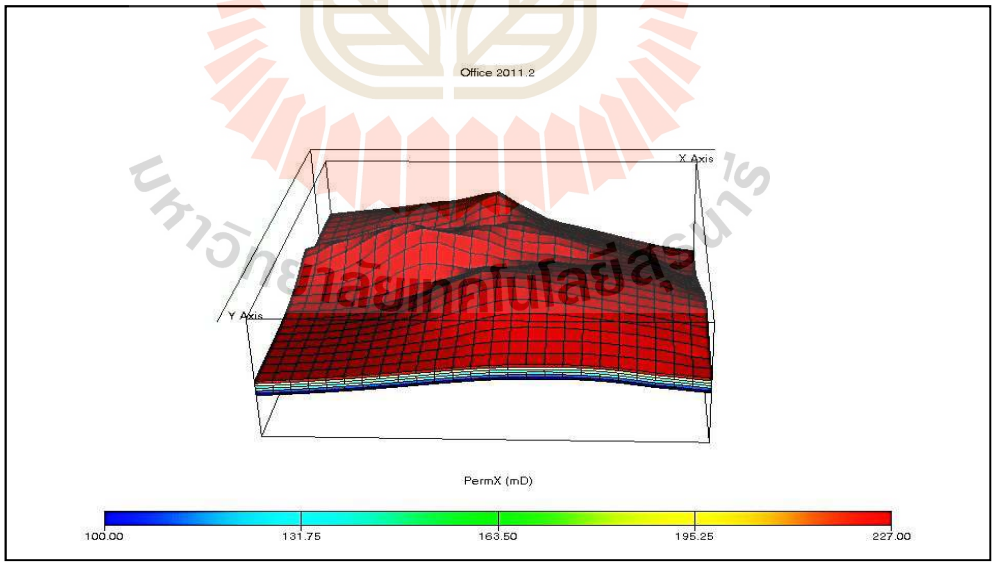
- ความสามารถในการซึมผ่าน (Permeability) เนื่องจากข้อมูลของค่าความสามารถในการซึมผ่านของหินกักเก็บในบริเวณที่ได้ทำการศึกษานั้นมีข้อมูลไม่เพียงพอสำหรับการเปลี่ยนแปลงค่าความสามารถในการซึมผ่านในแนวราบจึงได้ทำการสมมติให้ไม่มีการเปลี่ยนแปลงค่าในระนาบเดียวกัน ส่วนในแนวดิ่งได้กำหนดให้แต่ละชั้นของแบบจำลองมีค่าความสามารถในการซึมผ่านจากชั้นที่ 1 (ชั้นบนสุด) ไปจนถึงชั้นที่ 6 (ชั้นล่างสุด) เท่ากับ 100 ถึง 227 md และความสามารถในการซึมผ่านในแนวราบมีค่าเป็น 0.1 เท่าของแนวดิ่ง

- ความพรุน (Porosity) ของชั้นทรายมีค่า 19 ถึง 29% โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในหลุม BS 67-10, BS 66-9, BS 56-8, BS74-17, BS87-30, BS 83-26, BS 68-11, BS 72-15, BS 70-13, BS 76-19, BS 88-30, BS62-5, BS 88-31 ซึ่งจะเป็นค่าที่ได้จากการทดสอบจริงของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหารในแต่ละความลึกของชั้นทรายน้ำมันที่มีการเจาะสำรวจและมีการเปิดชั้นน้ำมันและรูปที่ 3.18 ถึงรูปที่ 3.19 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยเฉดสีต่าง ๆ ที่

แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



รูปที่ 3.18 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในรูปแบบ 3 มิติ



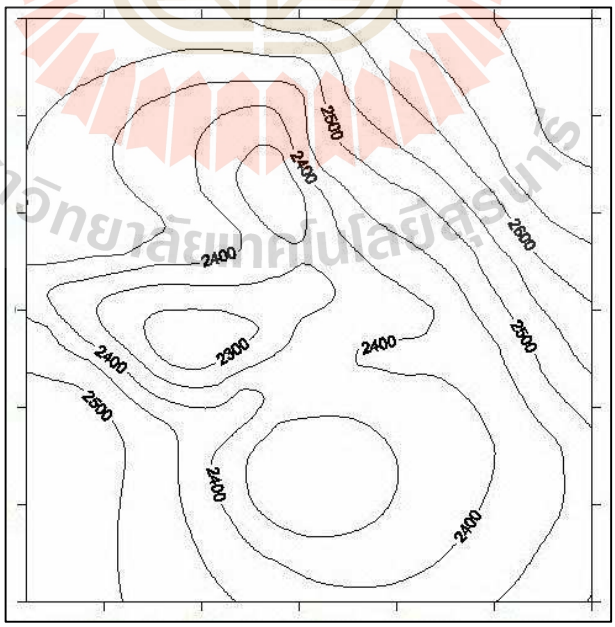
รูปที่ 3.19 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง ในรูปแบบ 3 มิติ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปแบบของแผนที่ชั้นเส้นความลึก (Depth contour map) (รูปที่ 3.20) ซึ่งสร้างจากแผนที่โครงสร้างของชั้นทราย “H” sand (กรมพลังงานทหาร, 2547)
- ความหนาของชั้นทราย แสดงในรูปแบบของแผนที่ชั้นเส้นหนา (Isopach map)
- ลักษณะโครงสร้างของแหล่งกักเก็บ แสดงในรูปแบบของแผนที่โครงสร้างของชั้นทราย (Isobath map)
- ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของกรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 900 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 2,600 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่น ๆ โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ
- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 150 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของกรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 170°F ที่ความลึกประมาณ 2,600 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่น ๆ โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ



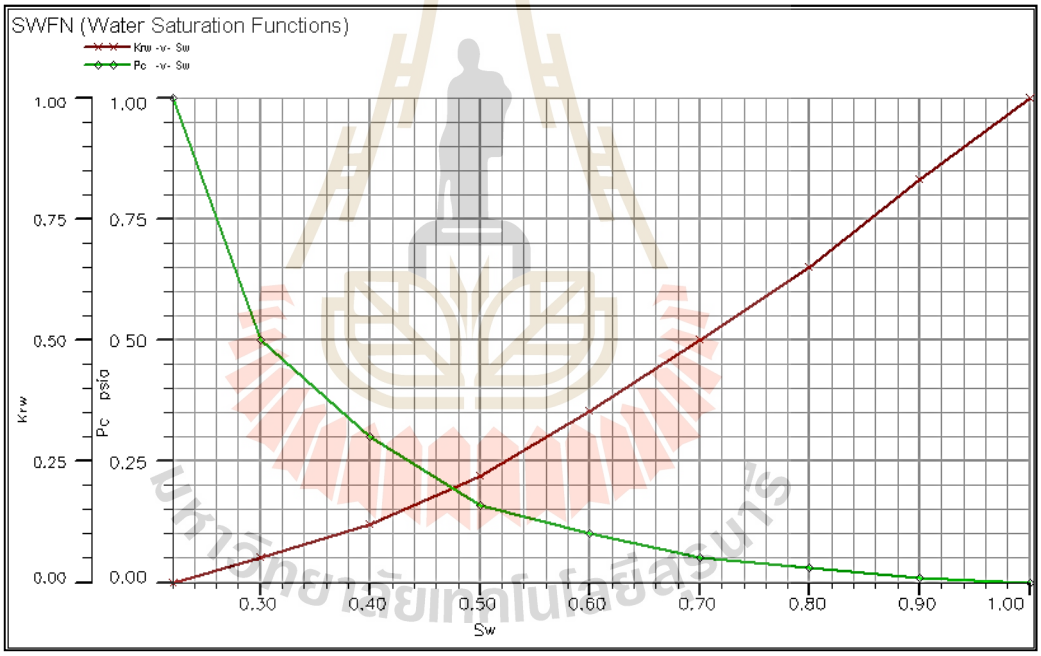
รูปที่ 3.20 แผนที่แสดงเส้นชันความลึก (Depth contour map) ของแบบจำลอง

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

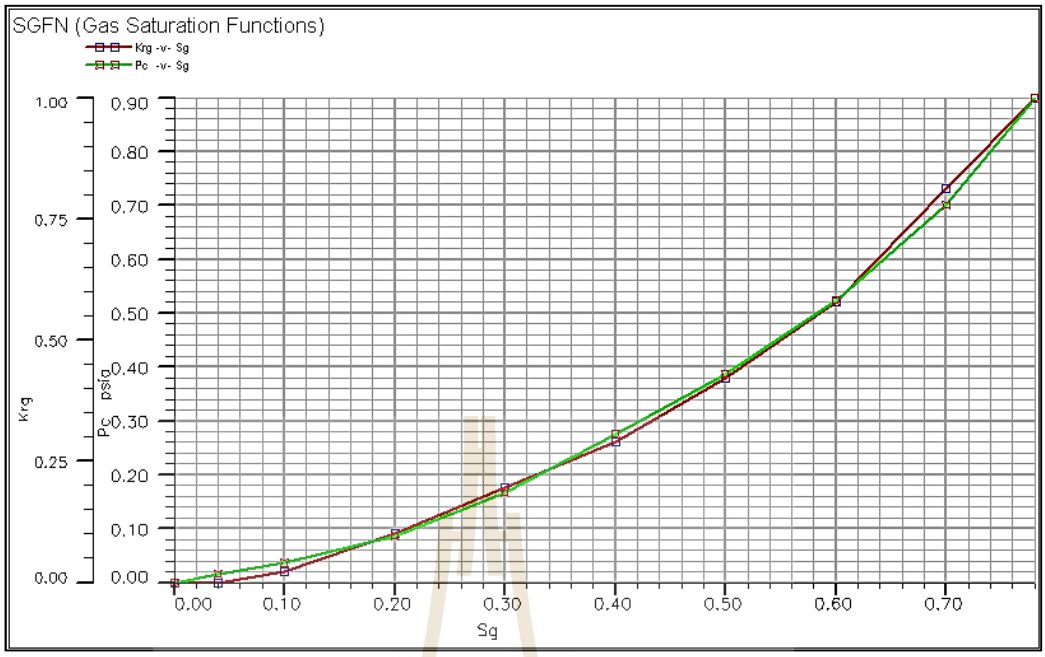
- สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล (Saturation) หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์ (Relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูล (รูปที่ 3.22)

- ความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability) ของก๊าซและความดันในรูเล็ก (Capillary pressure) แสดงได้ในรูปแบบความสัมพันธ์กับความอิ่มตัวด้วยก๊าซ (Gas saturation) (รูปที่ 3.23)

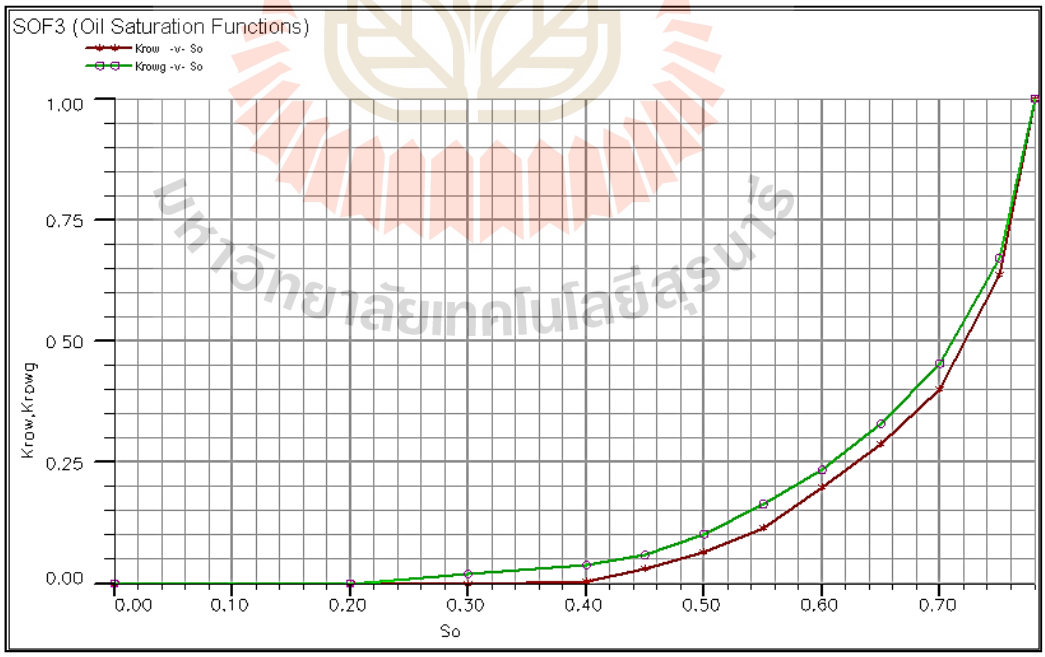
- ความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการซึมผ่านสำหรับของเหลวหลายระบบกับความอิ่มตัวด้วยน้ำมัน (Oil saturation) (รูปที่ 3.24)



รูปที่ 3.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความสามารถในการให้ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw vs. Kro & Krw)



รูปที่ 3.22 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านของก๊าซ (Gas relative permeability, Krg) และความดันในรูเล็ก (Capillary pressure) กับความอิ่มตัวด้วยก๊าซ (Gas saturation)



รูปที่ 3.23 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability) กับความ อิ่มตัวด้วยน้ำมัน (Oil saturation)

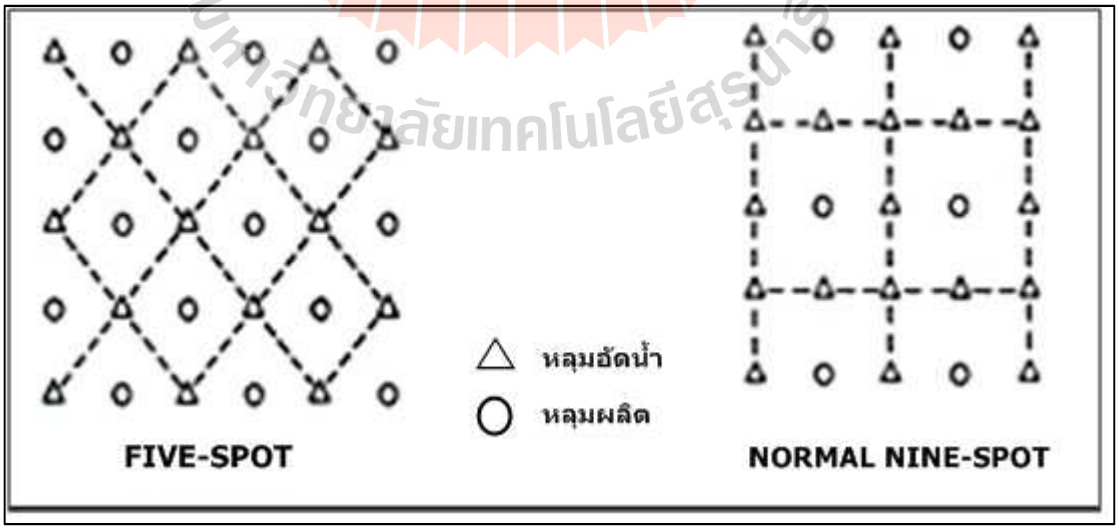
จ. ข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันแม่สูน

สำหรับข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันแม่สูนที่นำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองจะเป็นข้อมูลของหลุมผลิตน้ำมันที่ทำการผลิตจากชั้นทรายน้ำมันชั้น "H" sand โดยจากข้อมูลของกรมการพลังงานทหารจะมีทั้งสิ้น 12 หลุม ดังนี้

1. BS 62-5
2. BS 65-8
3. BS 66-89
4. BS 67-10
5. BS 68-11
6. BS 70-13
7. BS 72-15
8. BS 74-17
9. BS 76-19
10. BS 83-26
11. BS 87-30
12. BS 88-31

3.3.1.2 ลักษณะการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

หลังจากได้ทำการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางแล้ว สำหรับการทดสอบแบบจำลองที่ทำขึ้น ได้ทำการจำลองการอัดน้ำลงไปในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยสมมุติให้มีการการสร้างหลุมเจาะขึ้นมาใหม่เพื่อใช้ในการทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บในตำแหน่งที่เหมาะสม โดยได้ทำการจำลองการอัดน้ำโดยใช้โครงสร้างของหลุมอัดน้ำโดยการใช้การอัดน้ำแบบห้าจุดและเก้าจุด (รูปที่ 3.25)



รูปที่ 3.24 รูปแบบการอัดน้ำแบบ 5จุด และ 9 จุด (คัดลอกและดัดแปลงจาก Craig, 1980)

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นของแหล่งน้ำมันฝาง ได้ทำการจำลองหลุมเจาะเพื่อใช้ในการทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บ รวมถึงมีการทำการอัดน้ำลงในหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วด้วย โดยทำการอัดน้ำหลังจากผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี มีรูปแบบการทดสอบจำนวน 9 รูปแบบ โดยในรูปแบบที่ 1 เป็นการผลิตที่ไม่มีการอัดน้ำ รูปแบบที่ 2 ถึงรูปแบบที่ 5 เป็นการใช้การอัดน้ำแบบห้าจุด ส่วนรูปแบบที่ 6 ถึงรูปแบบที่ 9 เป็นการอัดน้ำแบบเก้าจุดตามลำดับ รายละเอียดของรูปแบบการทดสอบดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.2 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบที่ใช้ในการศึกษา

รูปแบบการทดสอบ	จำนวนหลุมผลิตทั้งหมด (หลุม)	จำนวนหลุมผลิต/หลุมอัดน้ำ (หลุม)	กรณีที่	อัตราการผลิตที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	อัตราการอัดน้ำที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
รูปแบบที่ 1	13	13/0	1-1	200	0
			1-2	400	0
			1-3	600	0
รูปแบบที่ 2	13	4/9	2-1	200	200
			2-2	200	400
			2-3	400	400
			2-4	400	600
			2-5	600	600
รูปแบบที่ 3	13	4/9	3-1	200	200
			3-2	200	400
			3-3	400	400
			3-4	400	600
			3-5	600	600

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 3.2 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบที่ใช้ในการศึกษา (ต่อ)

รูปแบบการทดสอบ	จำนวนหลุมผลิตทั้งหมด (หลุม)	จำนวนหลุมผลิต/หลุมอัดน้ำ (หลุม)	กรณีที่	อัตราการผลิตที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	อัตราการอัดน้ำที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
รูปแบบที่ 4	25	12/13	4-1	200	200
			4-2	200	400
			4-3	400	400
			4-4	400	600
			4-5	600	600
รูปแบบที่ 5	25	12/13	5-1	200	200
			5-2	200	400
			5-3	400	400
			5-4	400	600
			5-5	600	600
รูปแบบที่ 6	25	4/21	6-1	200	200
			6-2	200	400
			6-3	400	400
			6-4	400	600
			6-5	600	600
รูปแบบที่ 7	25	6/19	7-1	200	200
			7-2	200	400
			7-3	400	400
			7-4	400	600
			7-5	600	600

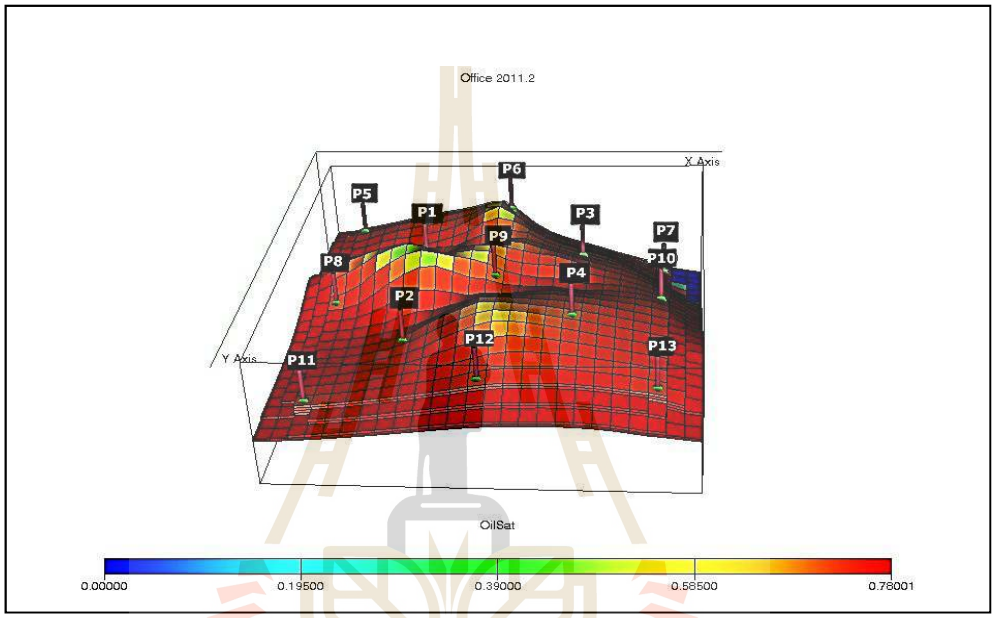
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 3.2 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบที่ใช้ในการศึกษา (ต่อ)

รูปแบบการทดสอบ	จำนวนหลุมผลิตทั้งหมด (หลุม)	จำนวนหลุมผลิต/หลุมอัดน้ำ (หลุม)	กรณีที่	อัตราการผลิตที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	อัตราการอัดน้ำที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
รูปแบบที่ 8	25	4/21	8-1	200	200
			8-2	200	400
			8-3	400	400
			8-4	400	600
			8-5	600	600
รูปแบบที่ 9	25	6/19	9-1	200	200
			9-2	200	400
			9-3	400	400
			9-4	400	600
			9-5	600	600

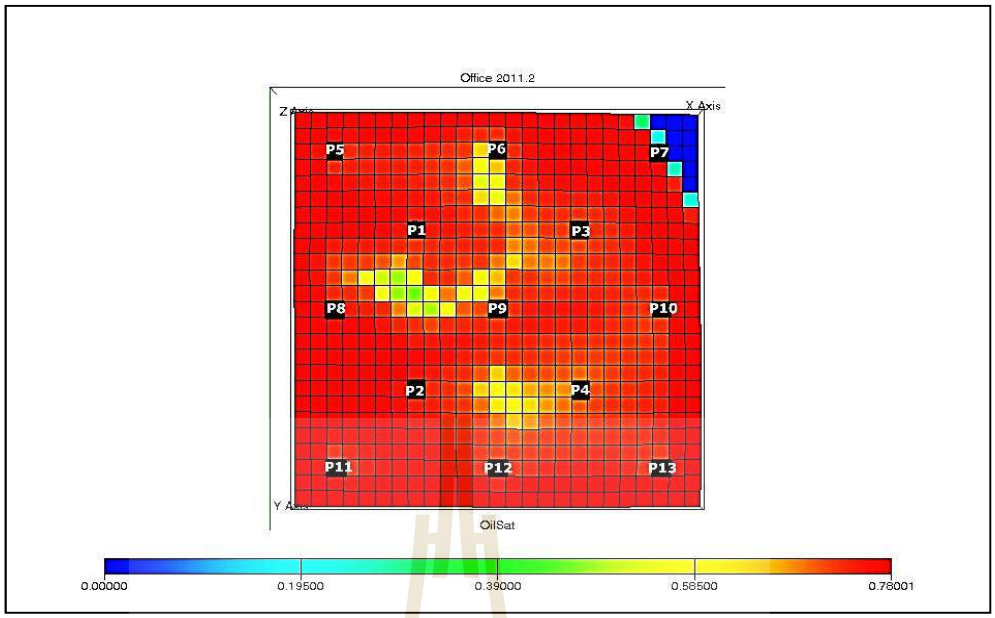
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

<u>รูปแบบที่ 1</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 13 หลุมในแบบจำลองโดยไม่มีการทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปีที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดัง แสดงในรูปที่ 3.25 ถึงรูปที่ 3.26



รูปที่ 3.25 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 ในรูปแบบ 3 มิติ

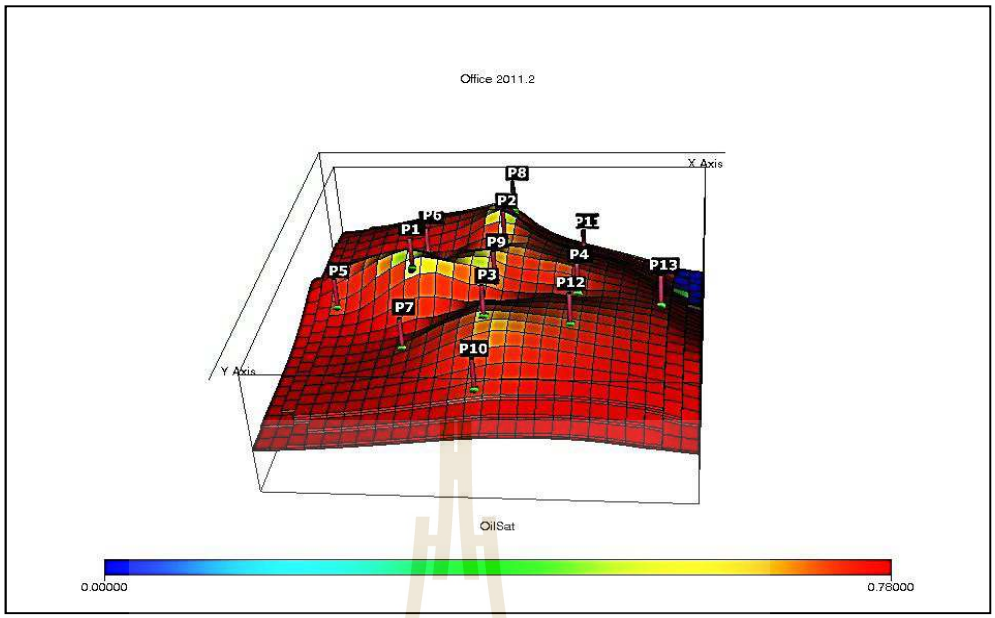
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



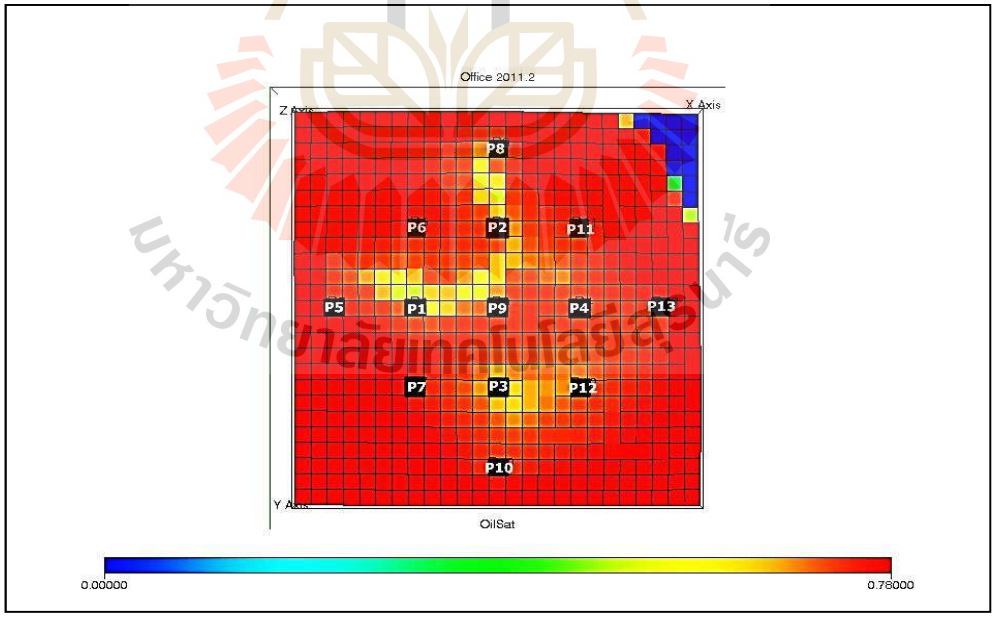
รูปที่ 3.26 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 ในมุมมองแบบแผนที่

<u>รูปแบบที่ 2</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.27 ถึงรูปที่ 3.30

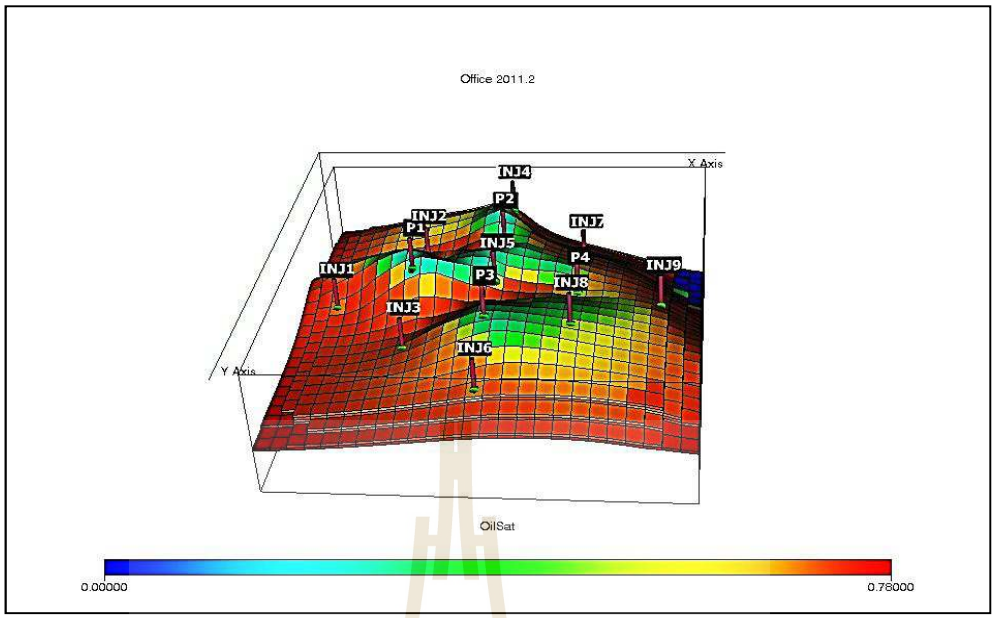
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



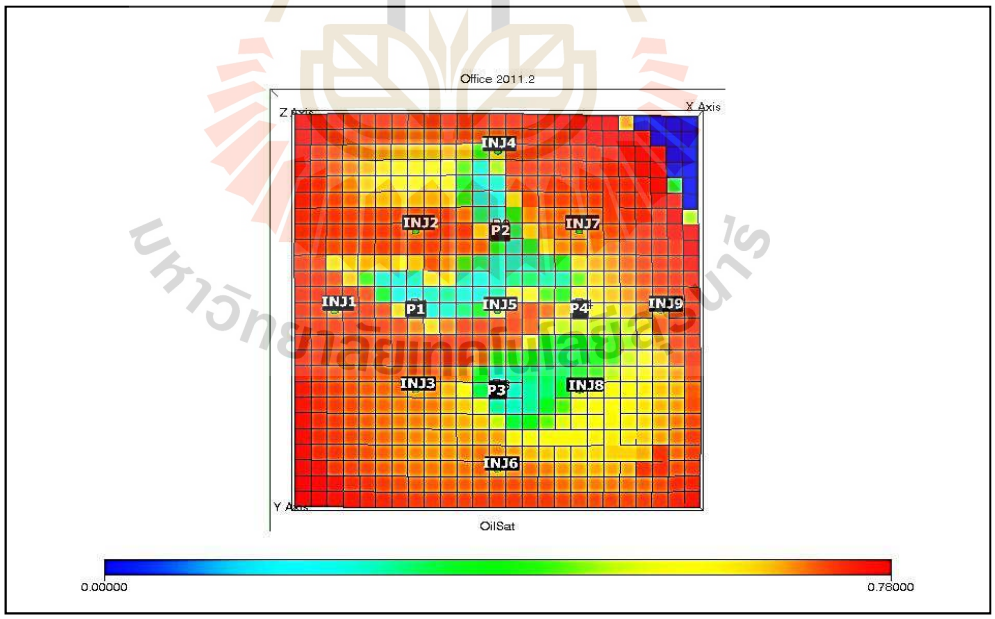
รูปที่ 3.27 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.28 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

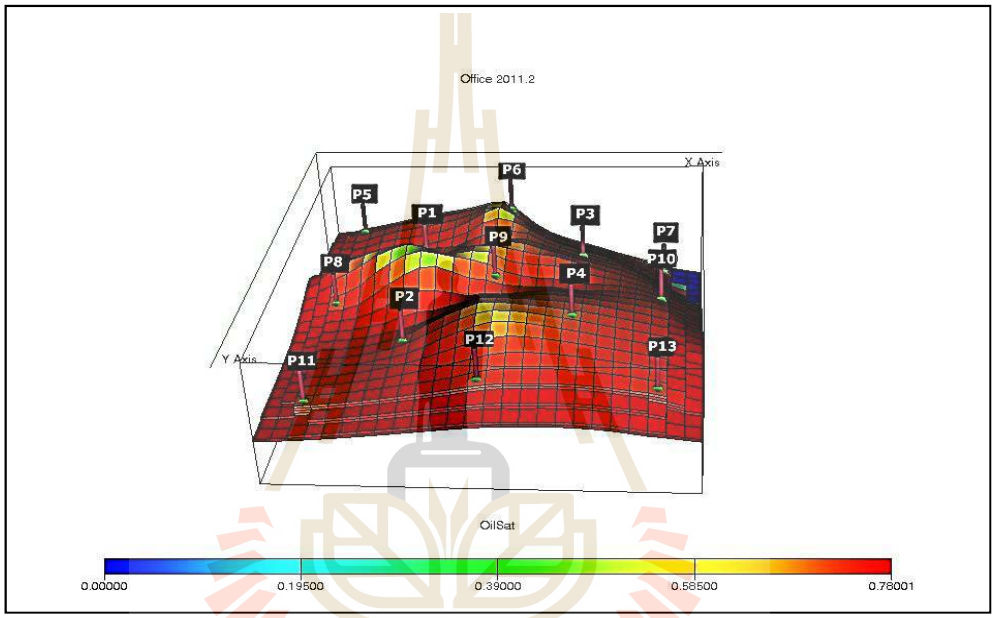


รูปที่ 3.29 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุดในรูปแบบ 3 มิติ



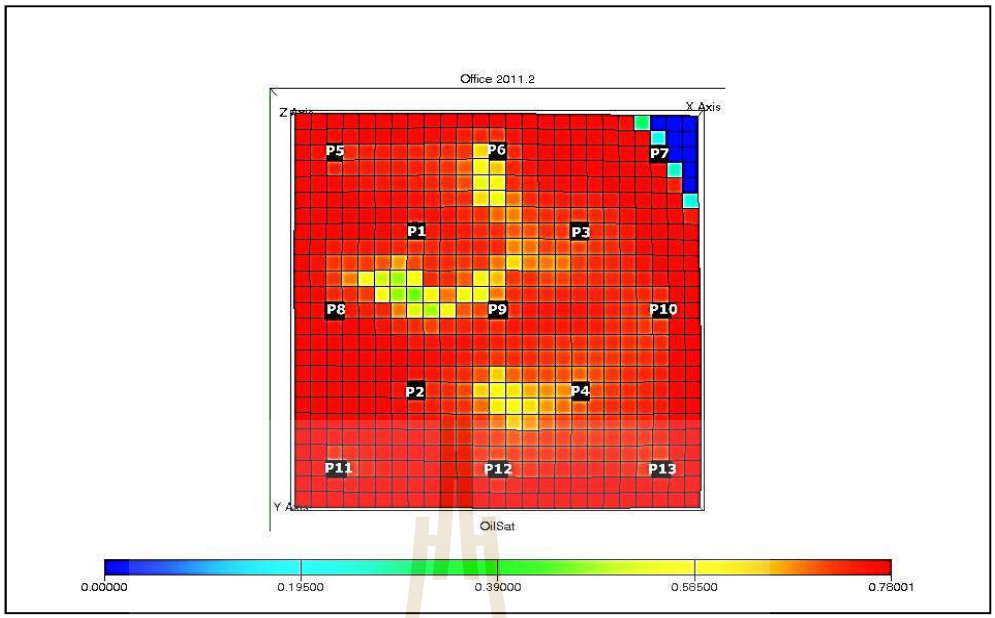
รูปที่ 3.30 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุดในมุมมองแบบแผนที่

<u>รูปแบบที่ 3</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.31 ถึงรูปที่ 3.34

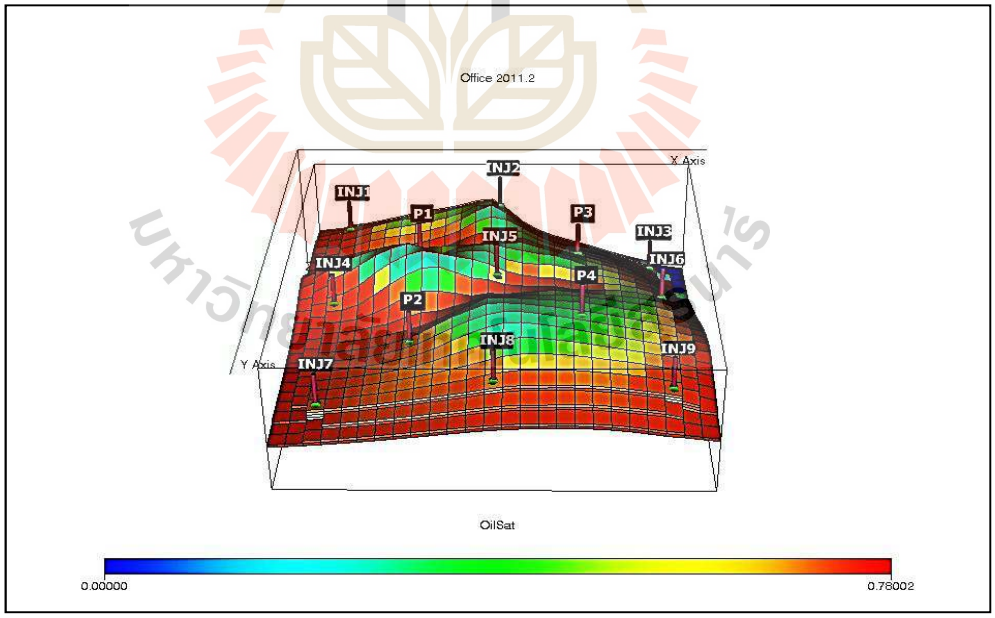


รูปที่ 3.31 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต ในรูปแบบ 3 มิติ

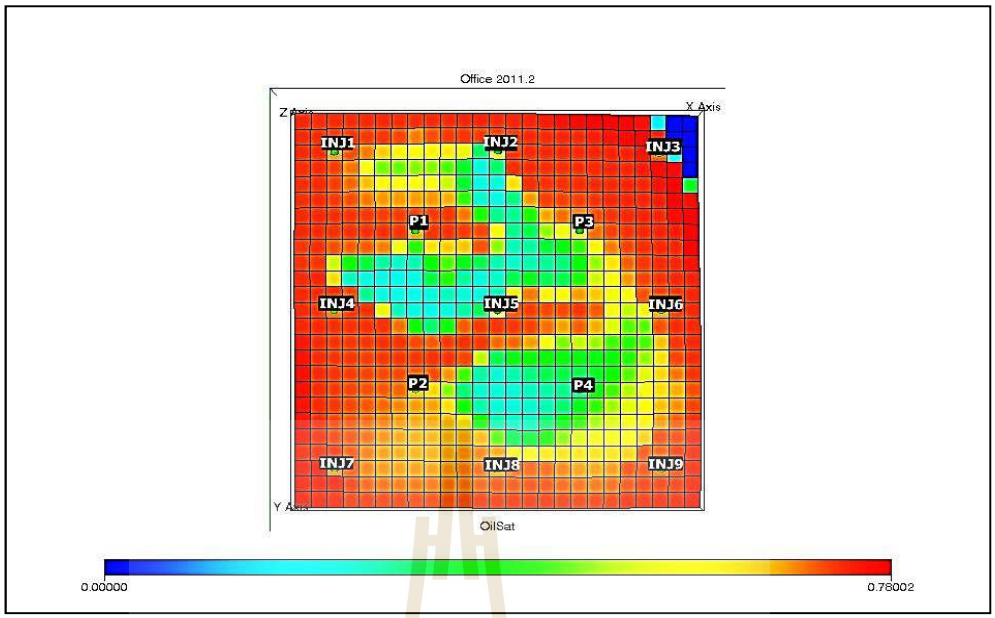
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 3.32 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต ในมุมมองแบบแผนที่



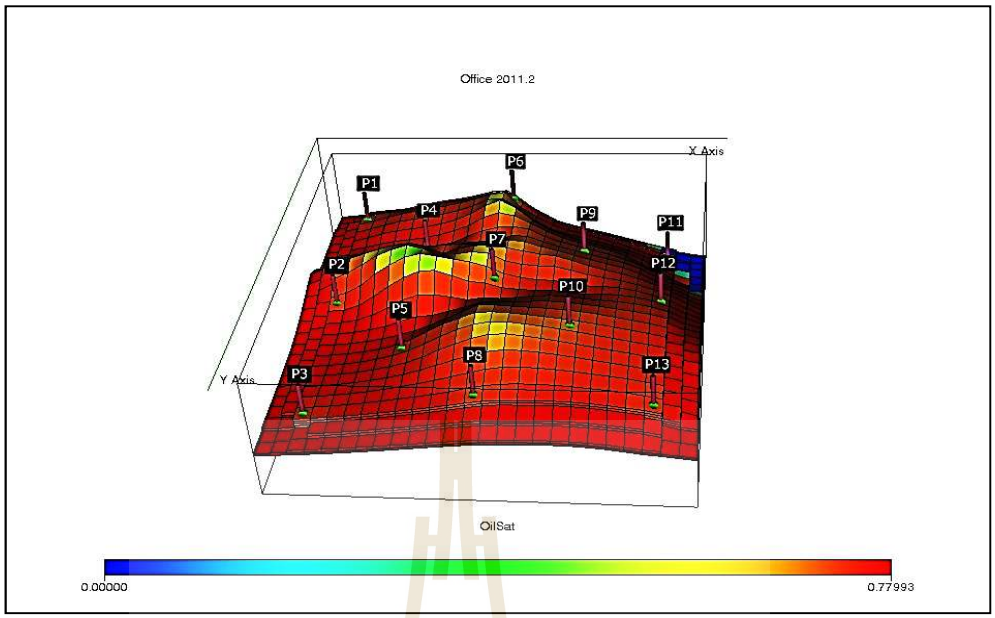
รูปที่ 3.33 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุด 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



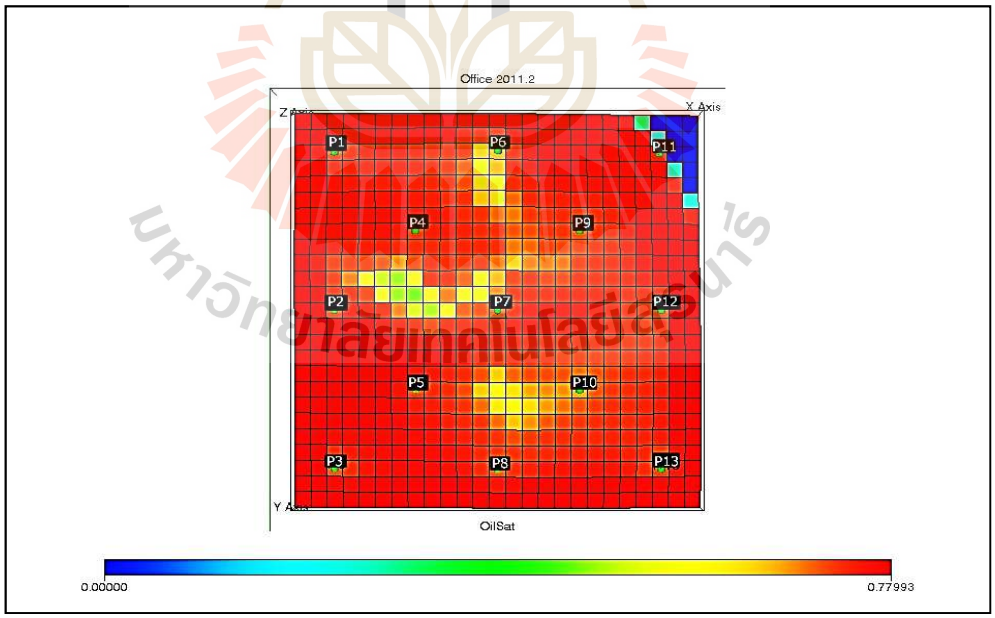
รูปที่ 3.34 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 ปีที่ 4 เริ่มการอัดน้ำแบบห้าจุด 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

<u>รูปแบบที่ 4</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.35 ถึงรูปที่ 3.40

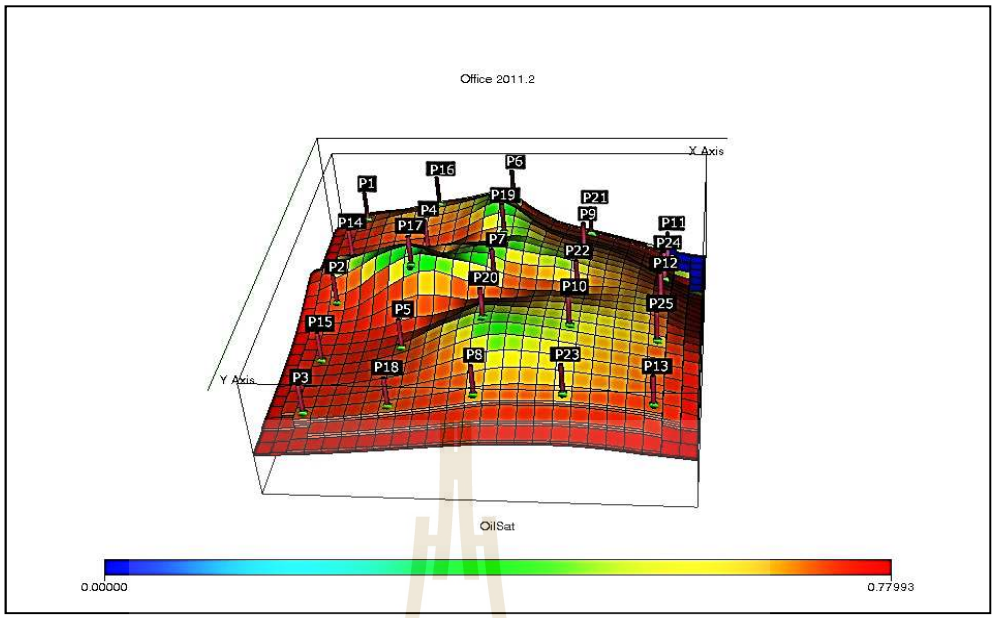
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



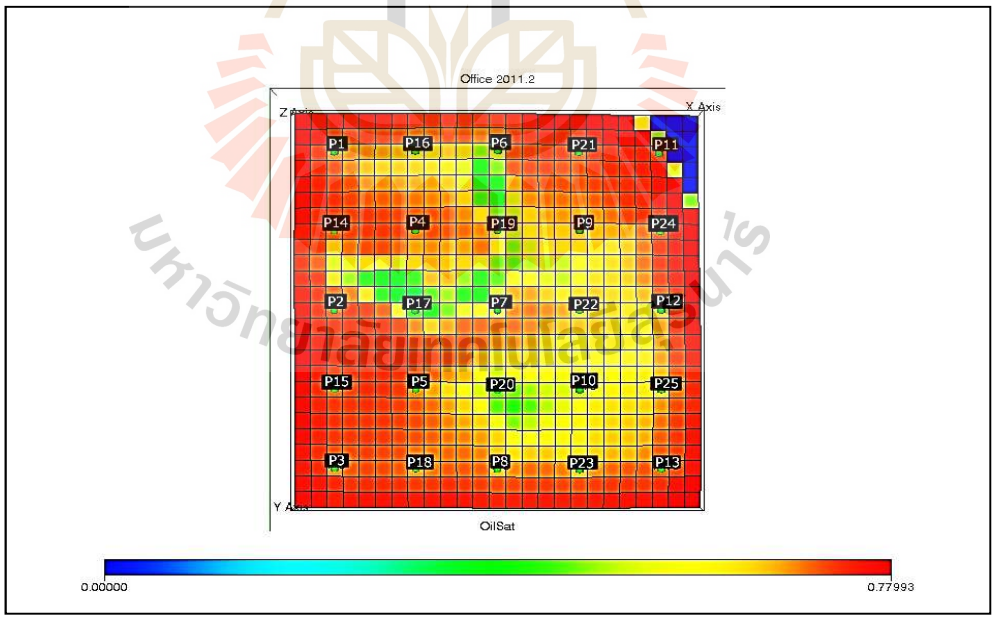
รูปที่ 3.35 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



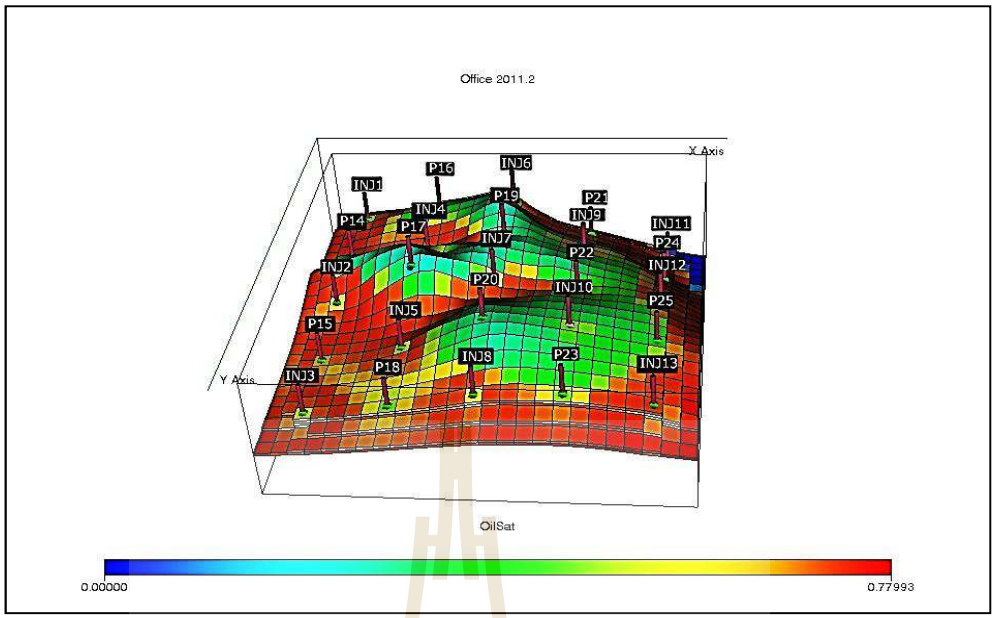
รูปที่ 3.36 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 1 เริ่มผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



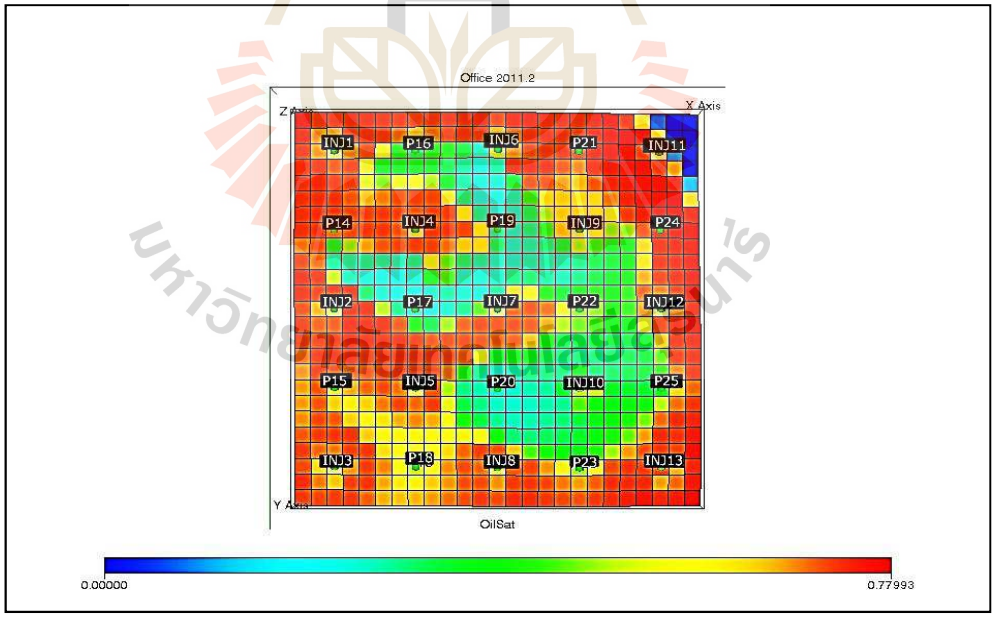
รูปที่ 3.37 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.38 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

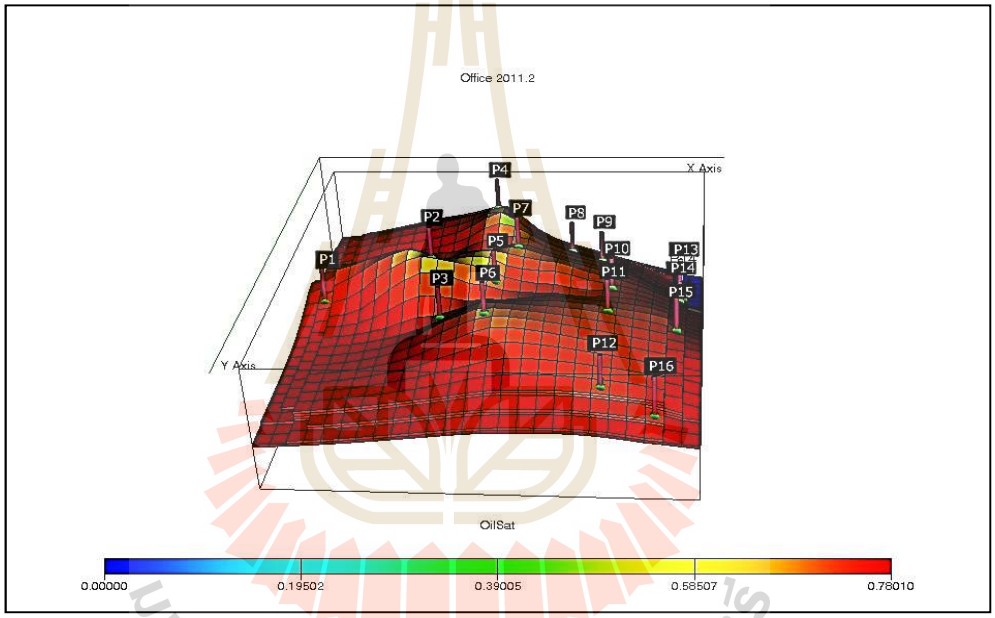


รูปที่ 3.39 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด ในรูปแบบ 3 มิติ

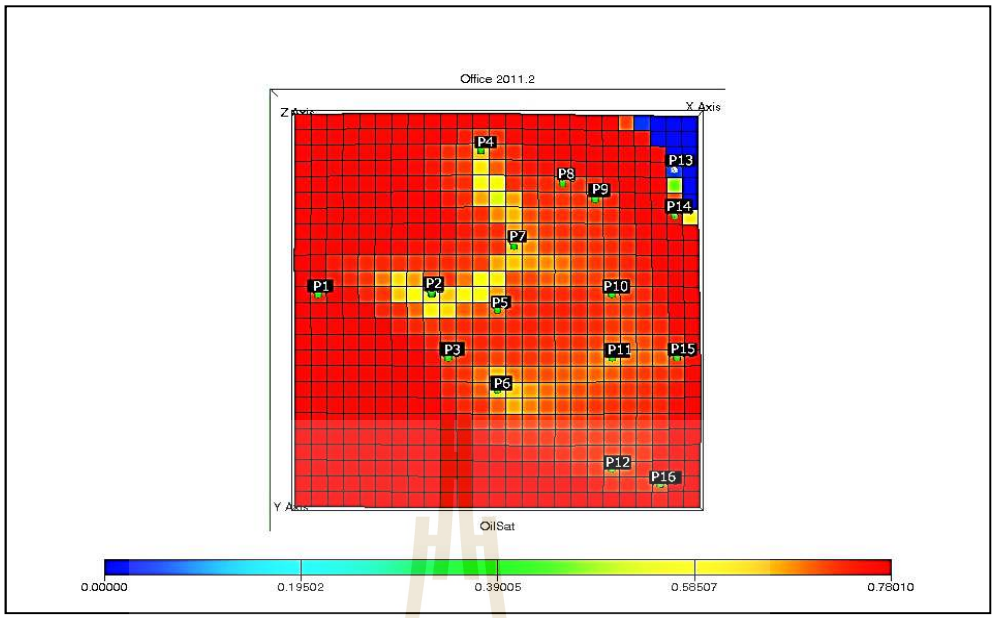


รูปที่ 3.40 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด ในมุมมองแบบแผนที่

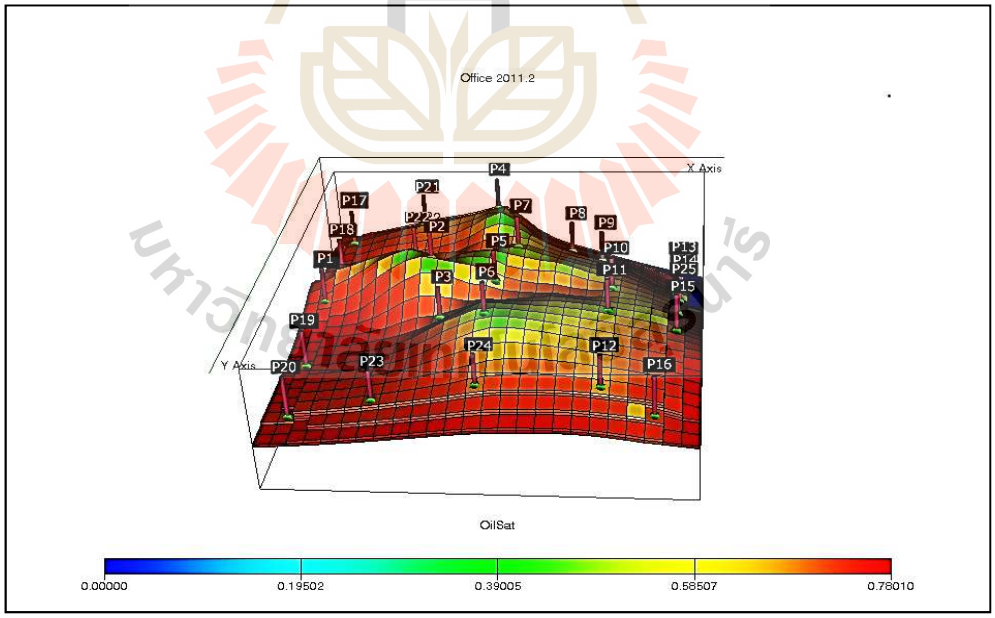
<u>รูปแบบที่ 5</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.41 ถึงรูปที่ 3.46



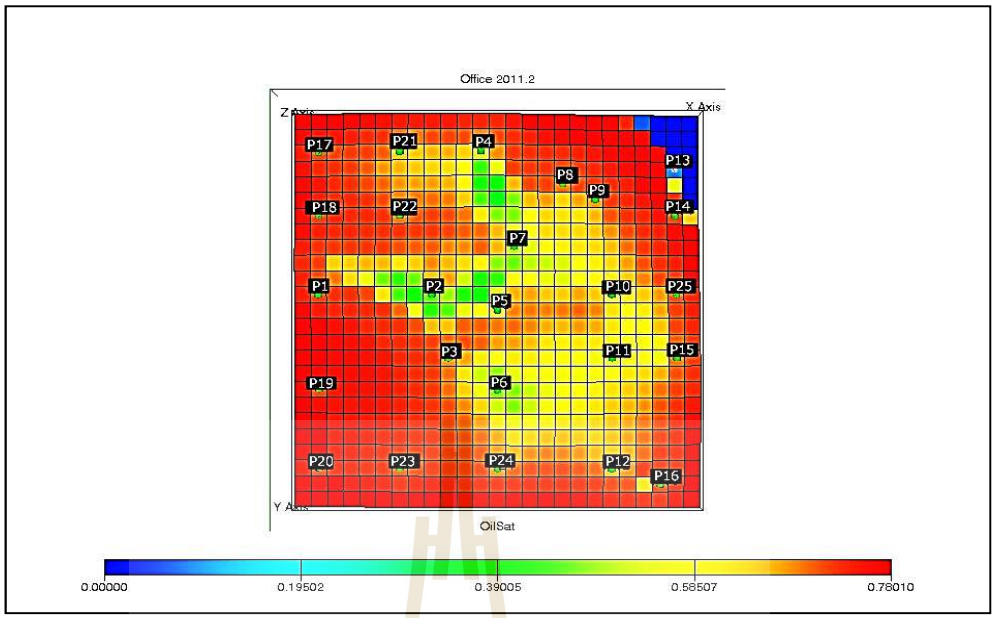
รูปที่ 3.41 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



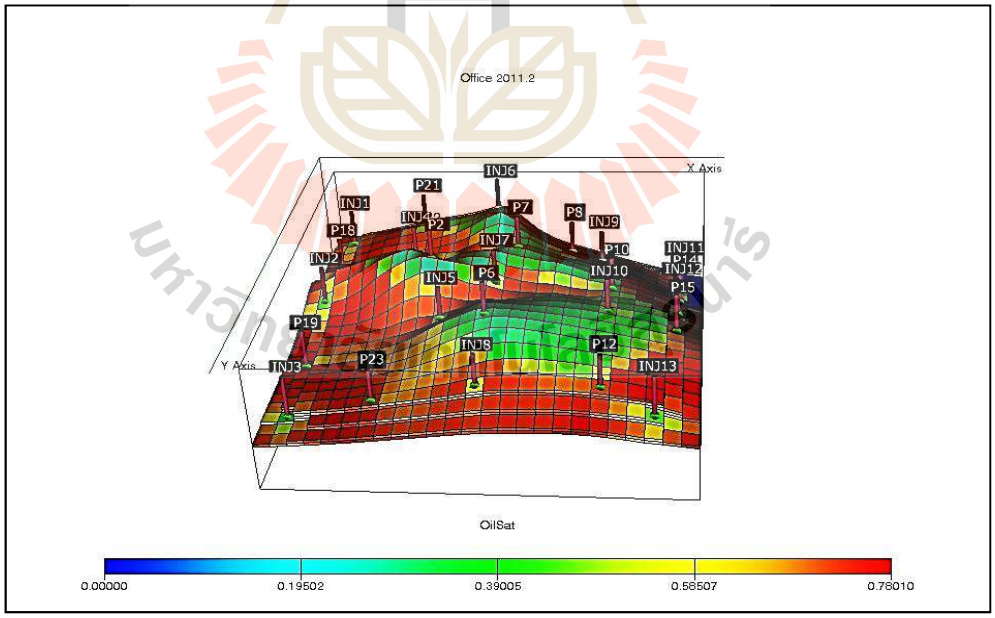
รูปที่ 3.42 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



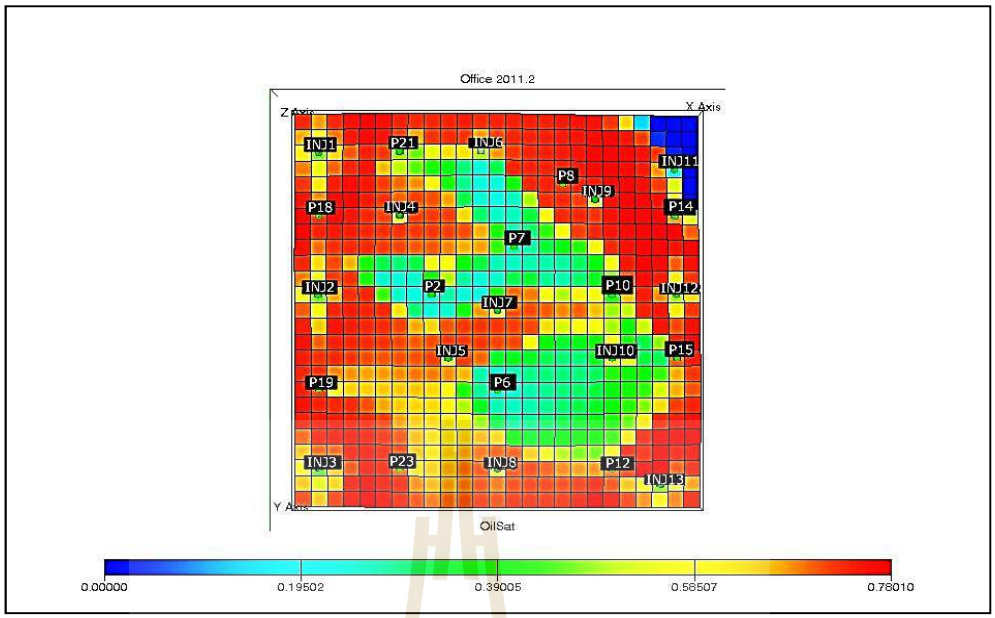
รูปที่ 3.43 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.44 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

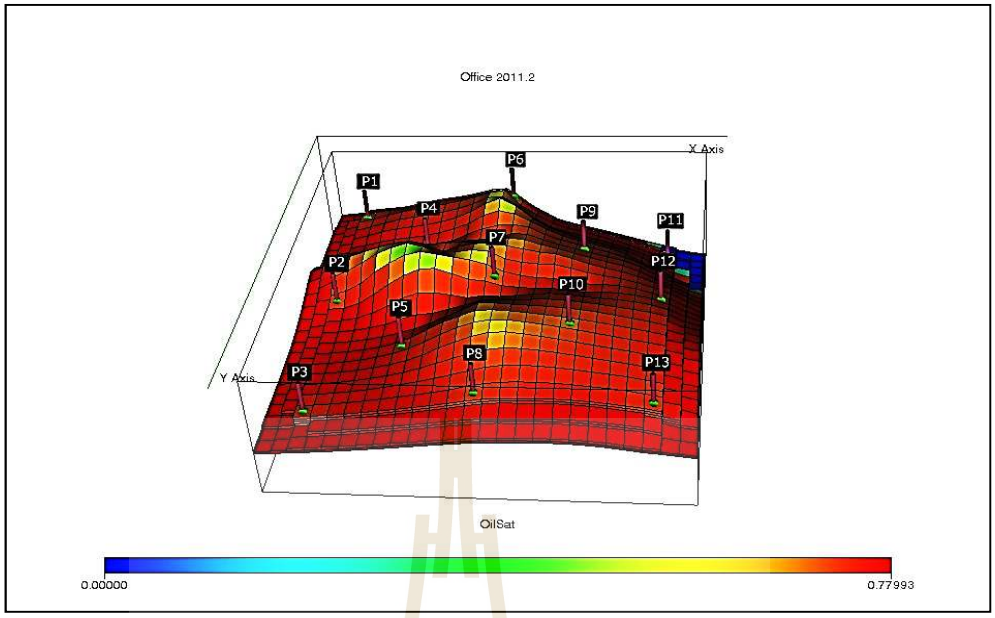


รูปที่ 3.45 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ

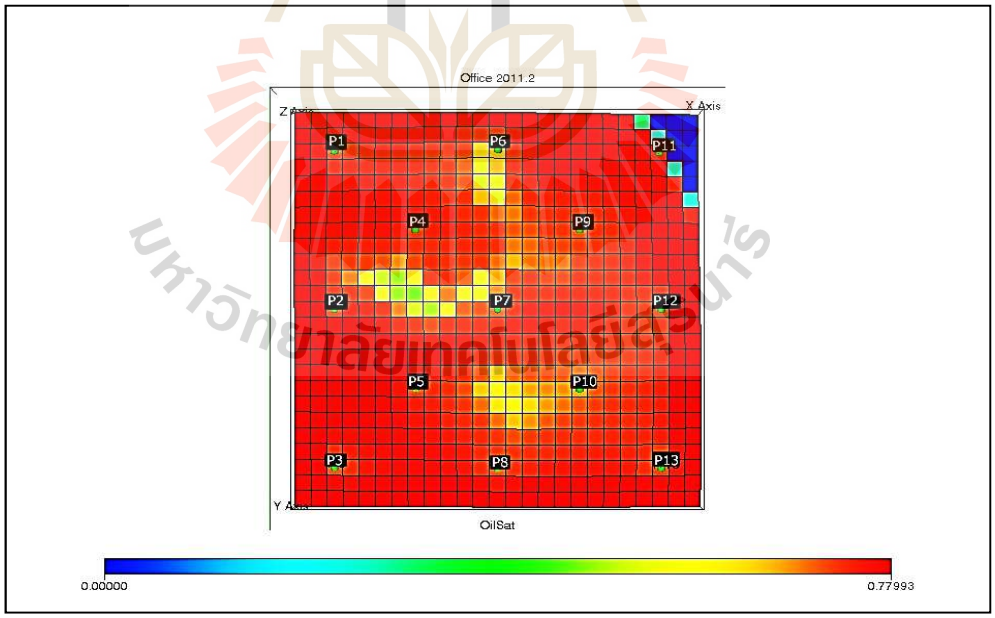


รูปที่ 3.46 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบห้าจุด 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

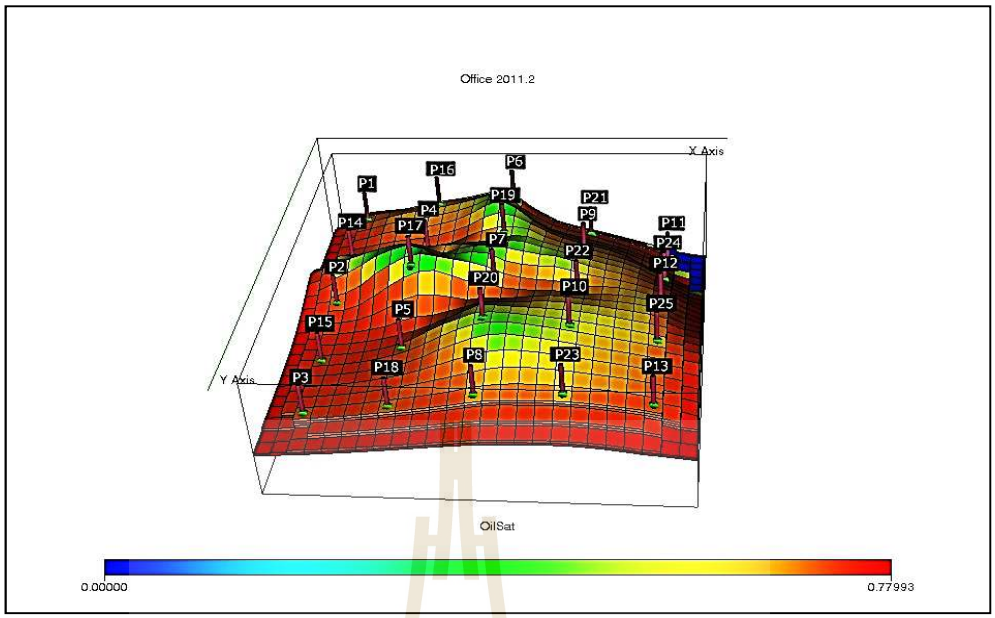
<u>รูปแบบที่ 6</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.47 ถึงรูปที่ 3.52



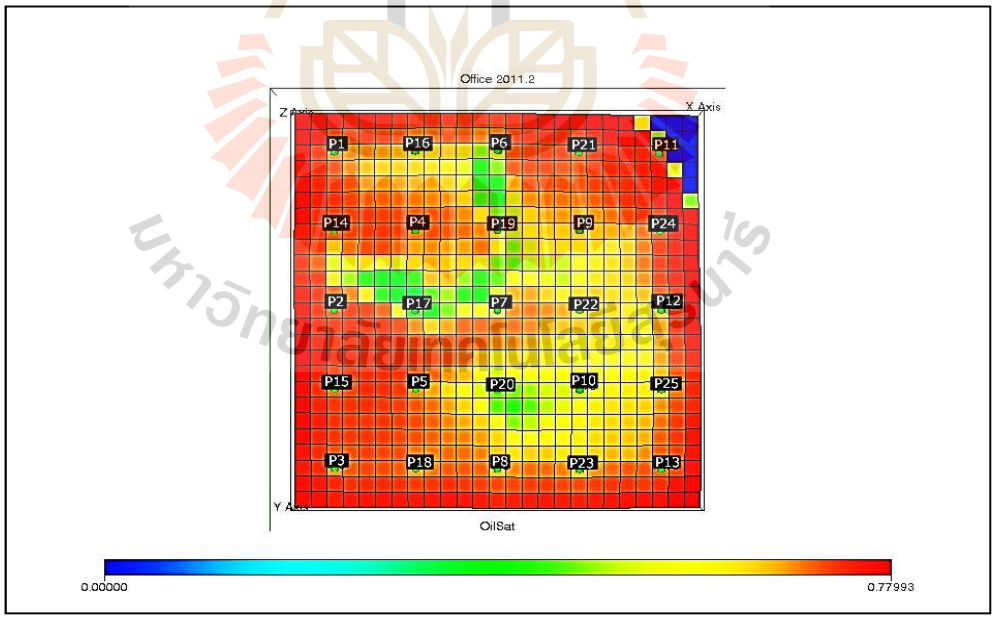
รูปที่ 3.47 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



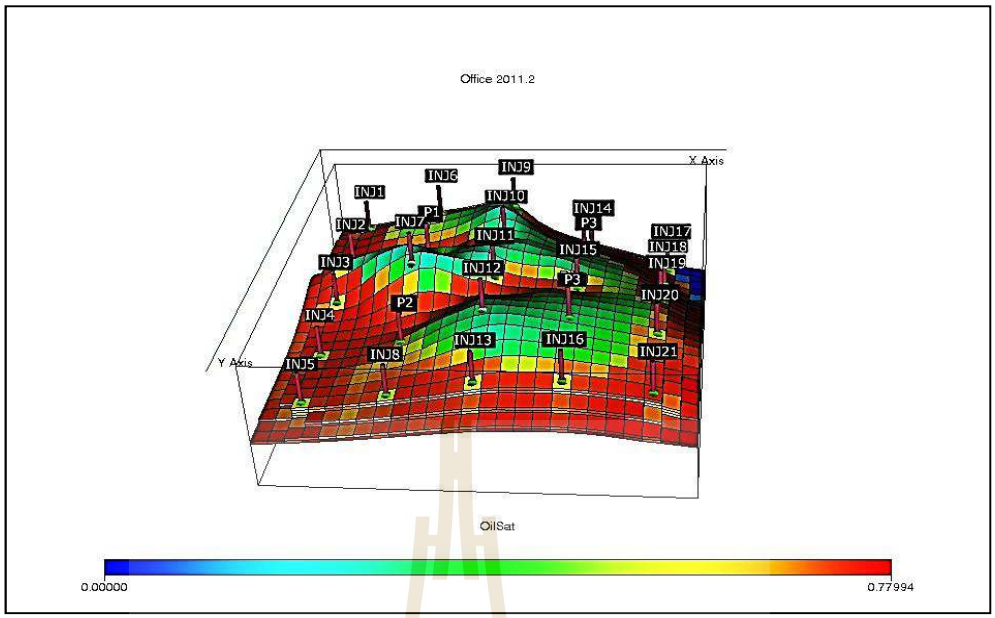
รูปที่ 3.48 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



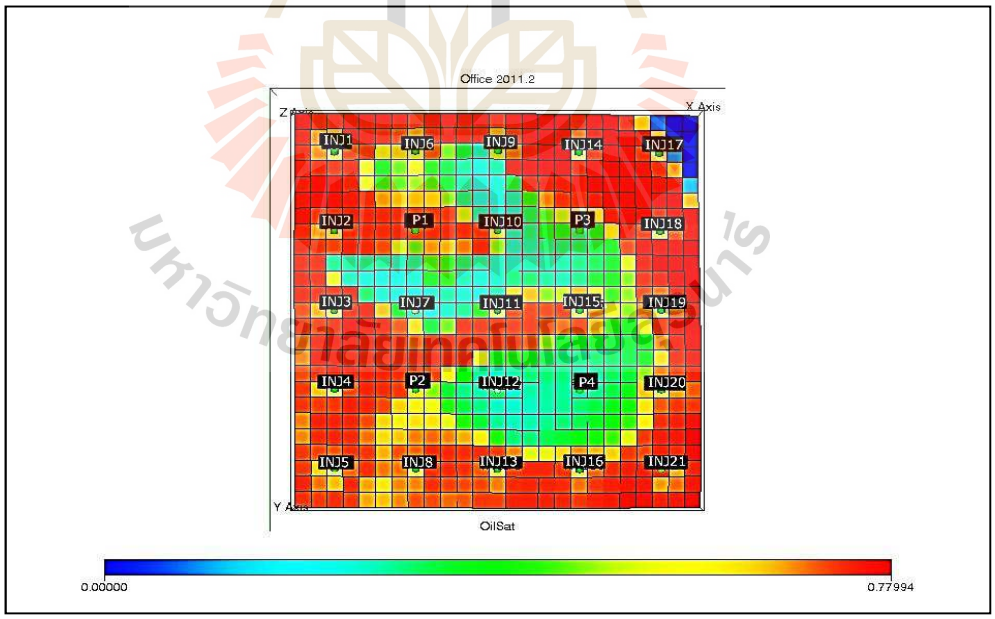
รูปที่ 3.49 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.50 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

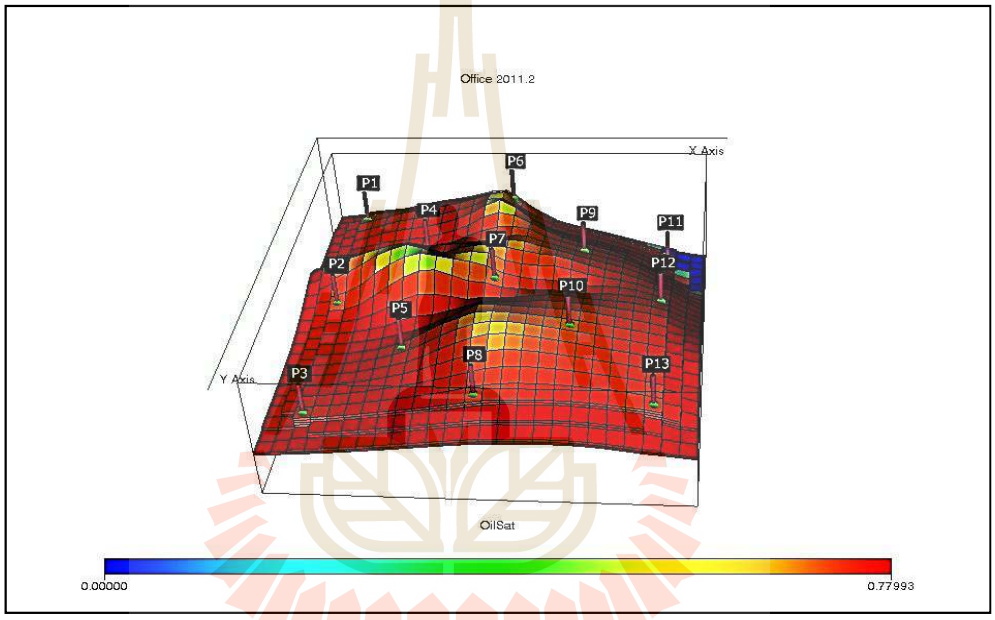


รูปที่ 3.51 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



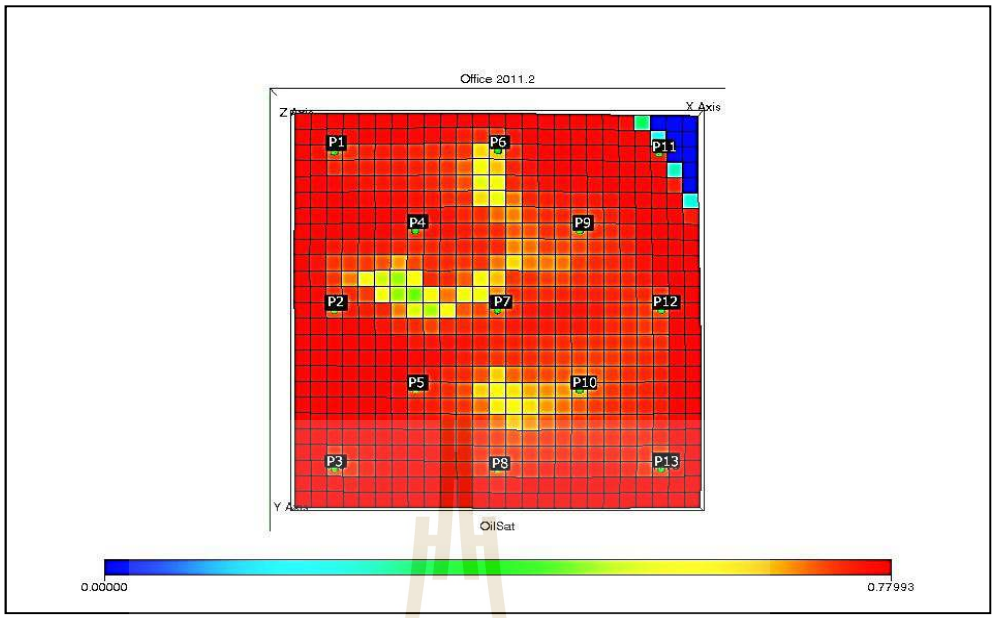
รูปที่ 3.52 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 8 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

<u>รูปแบบที่ 7</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.53 ถึงรูปที่ 3.58

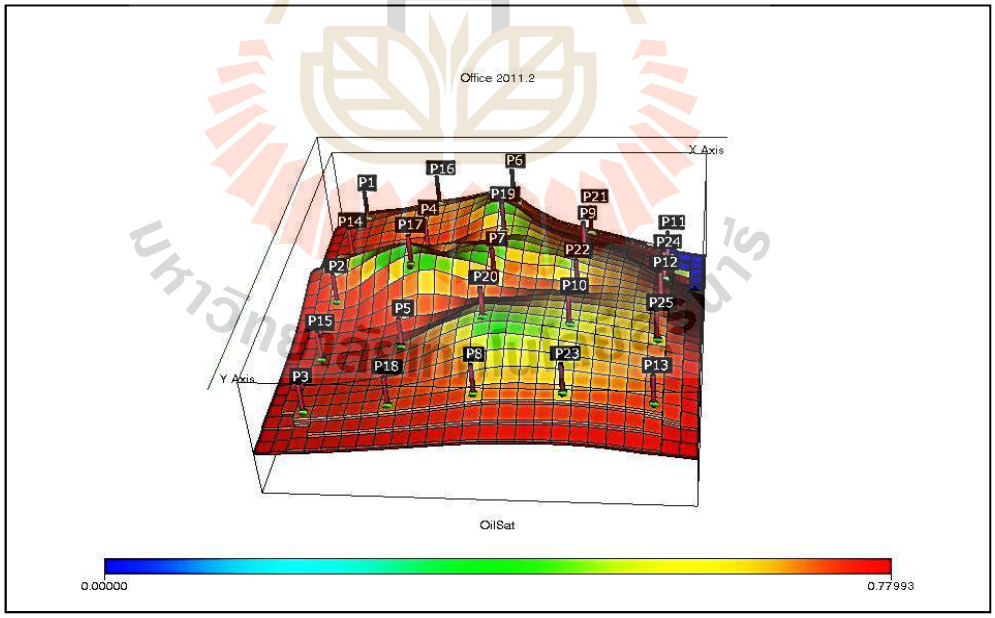


รูปที่ 3.53 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ

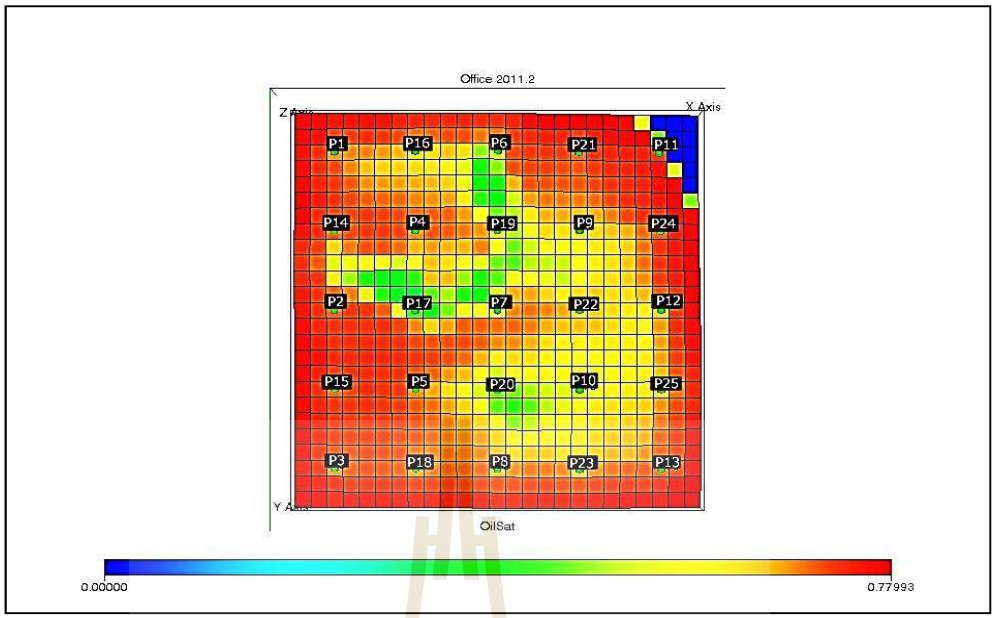
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



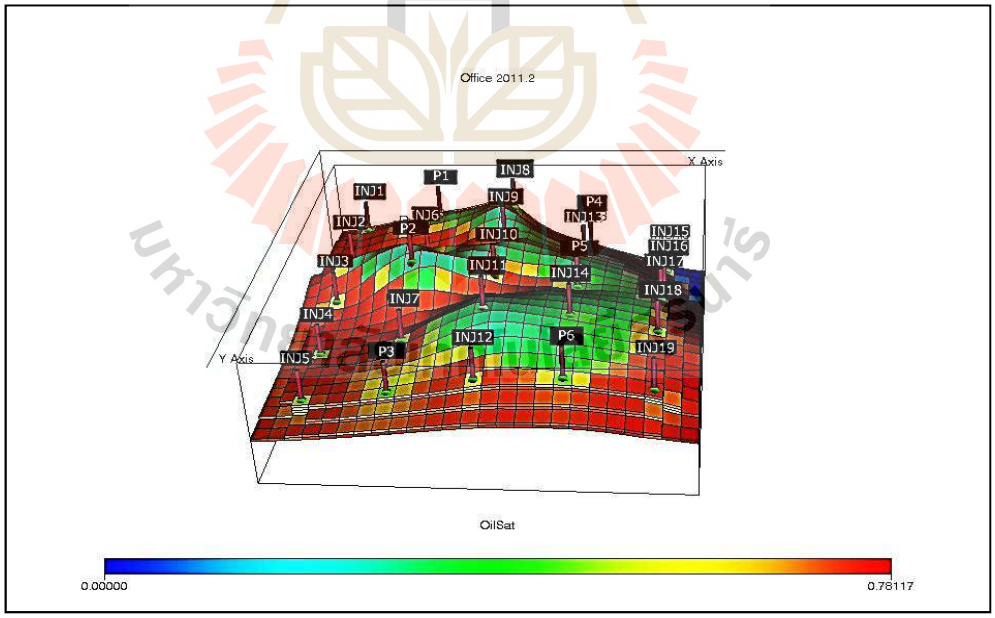
รูปที่ 3.54 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิต 13 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



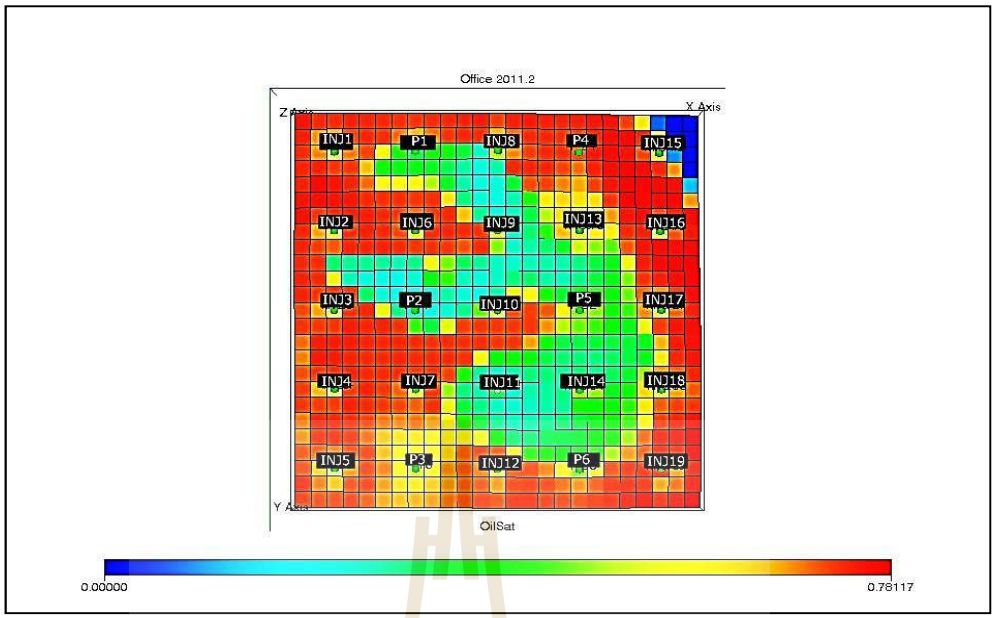
รูปที่ 3.55 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.56 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 12 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

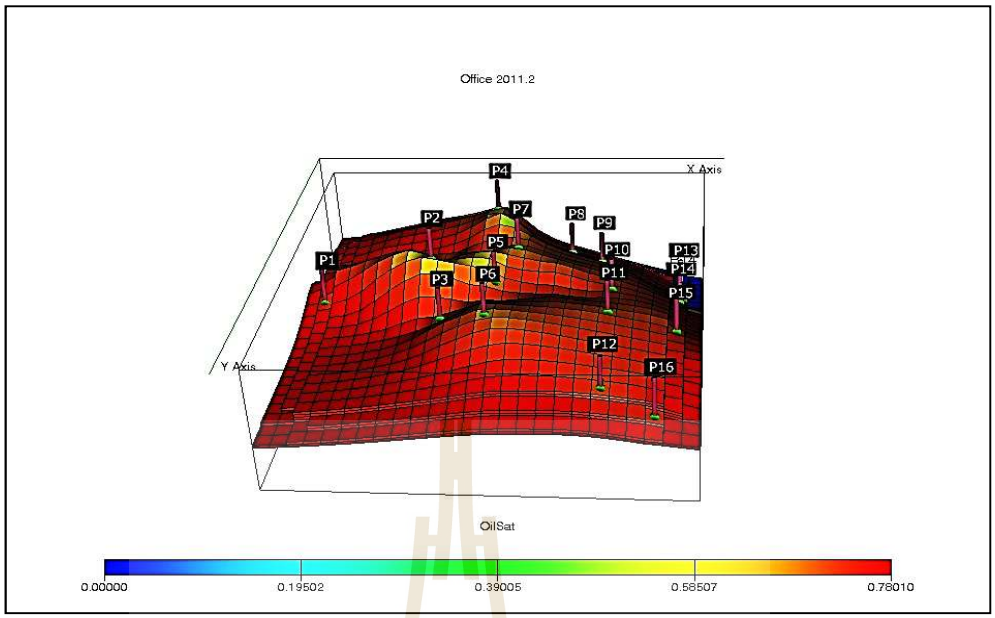


รูปที่ 3.57 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด ในรูปแบบ 3 มิติ

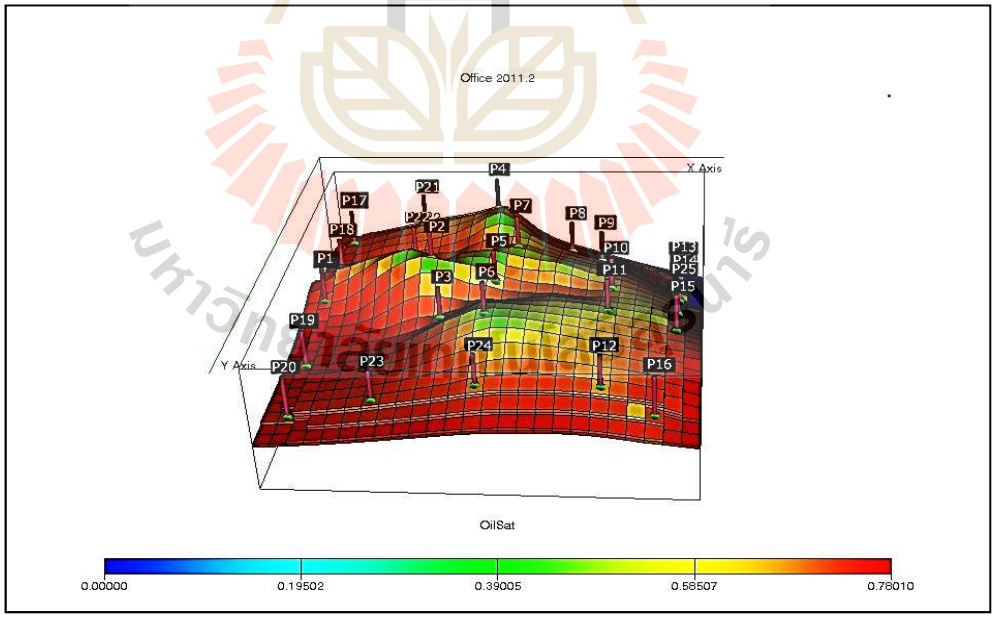


รูปที่ 3.58 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 9 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุดในมุมมองแบบแผนที่

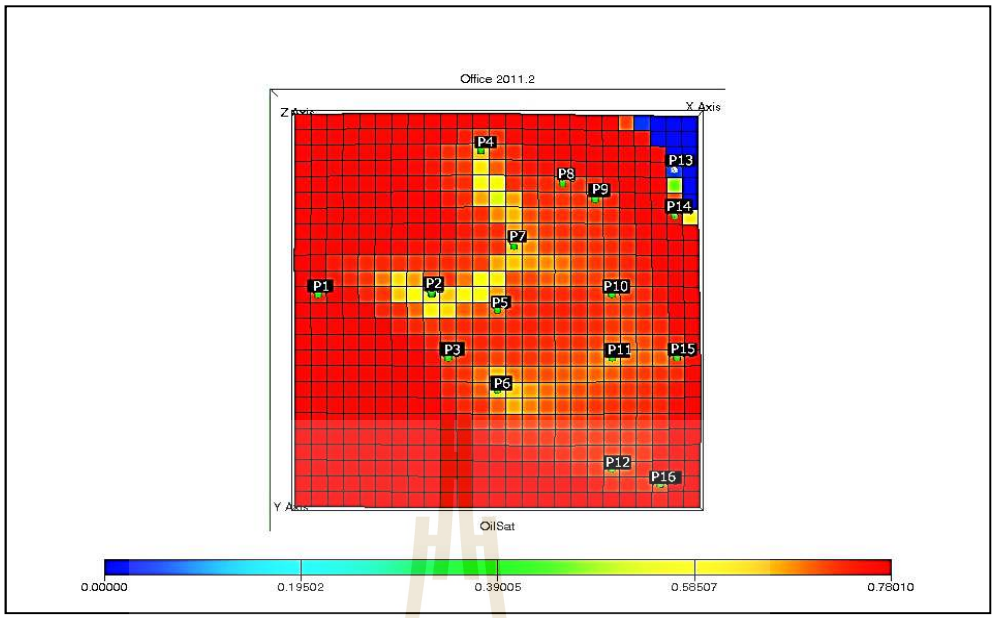
<u>รูปแบบที่ 8</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.59 ถึงรูปที่ 3.64



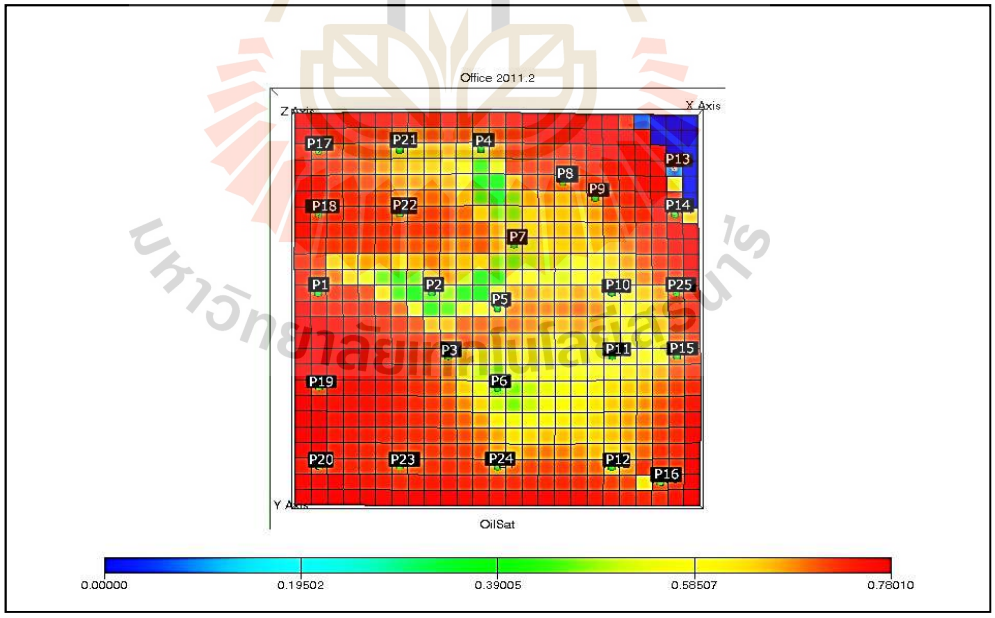
รูปที่ 3.59 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



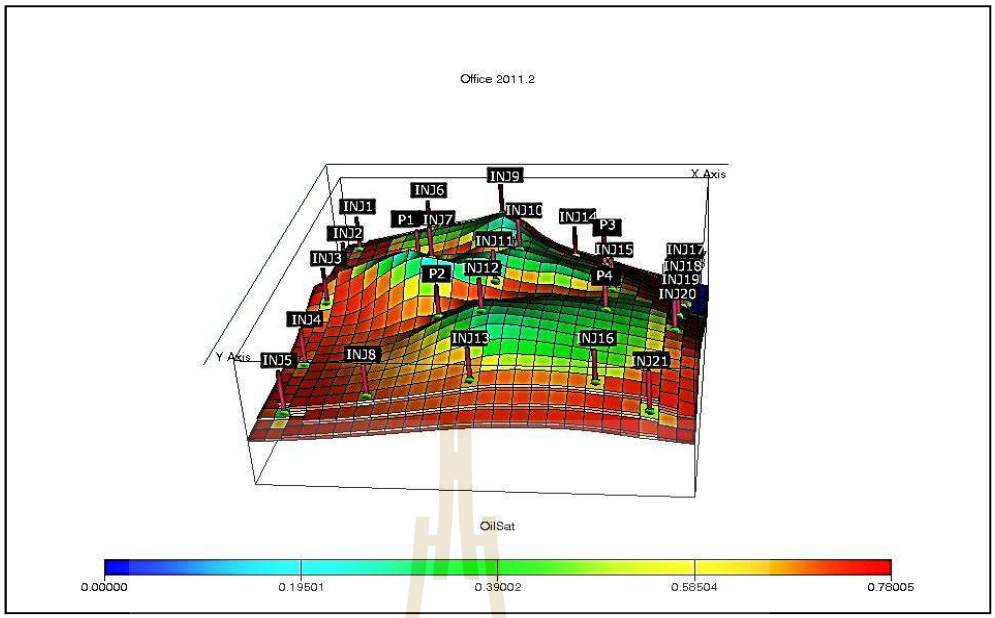
รูปที่ 3.60 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



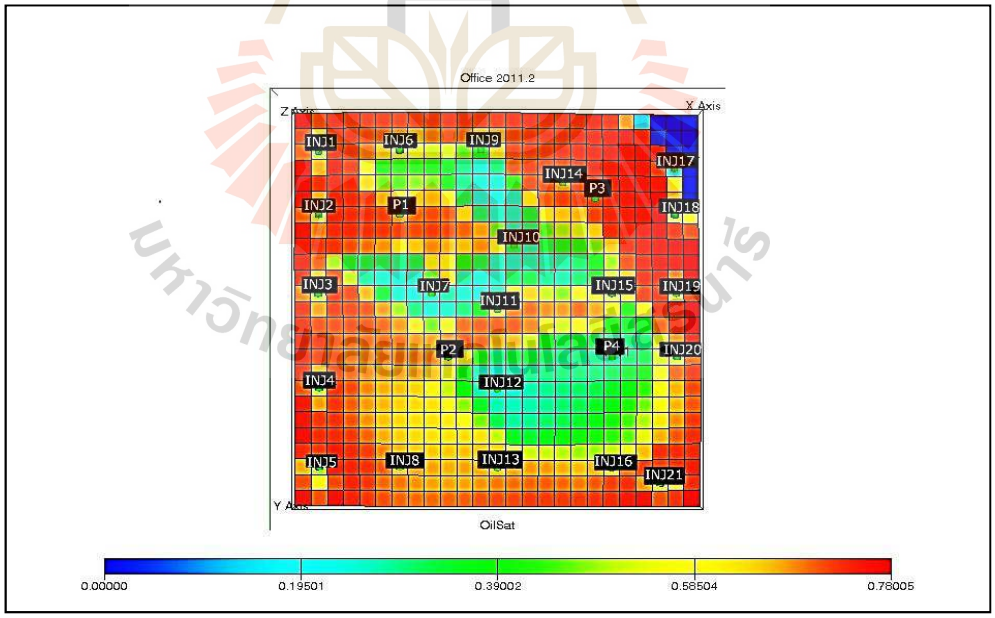
รูปที่ 3.61 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.62 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

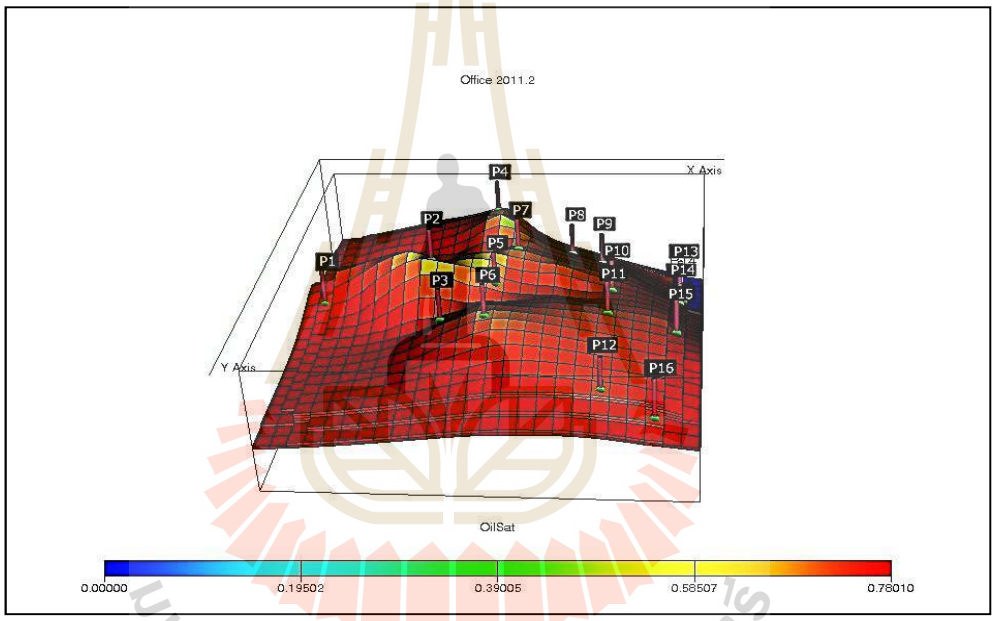


รูปที่ 3.63 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ

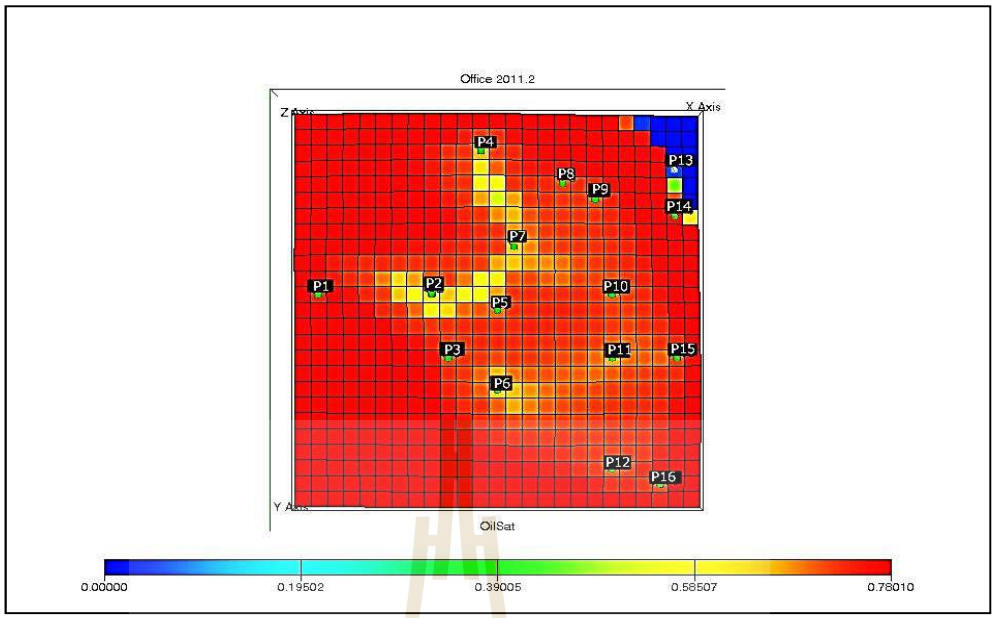


รูปที่ 3.64 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 10 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 21 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

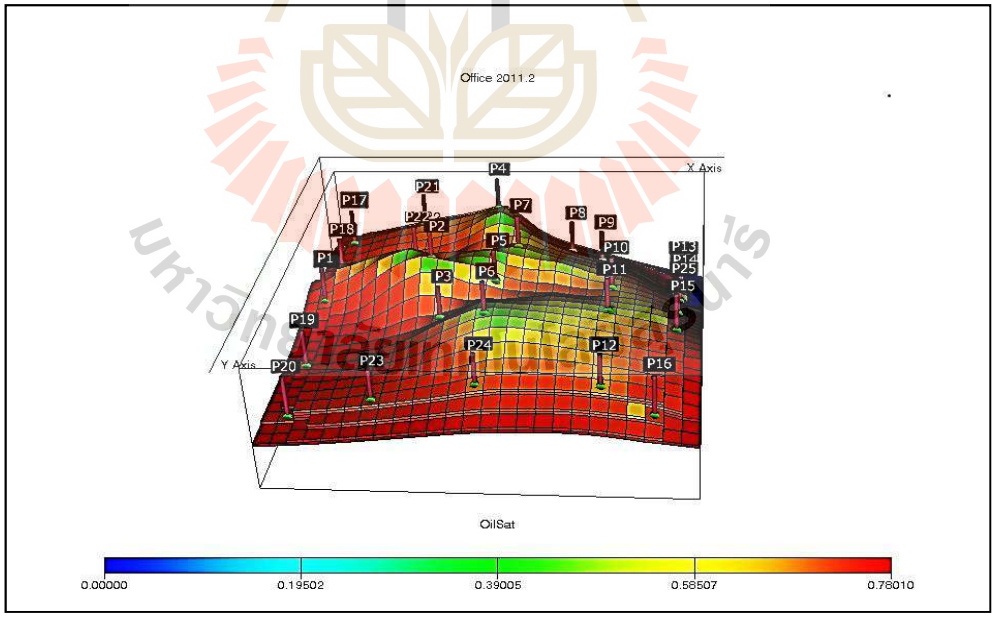
<u>รูปแบบที่ 9</u> ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุมที่อัตราการผลิต 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนดังแสดงในรูปที่ 3.65 ถึงรูปที่ 3.70



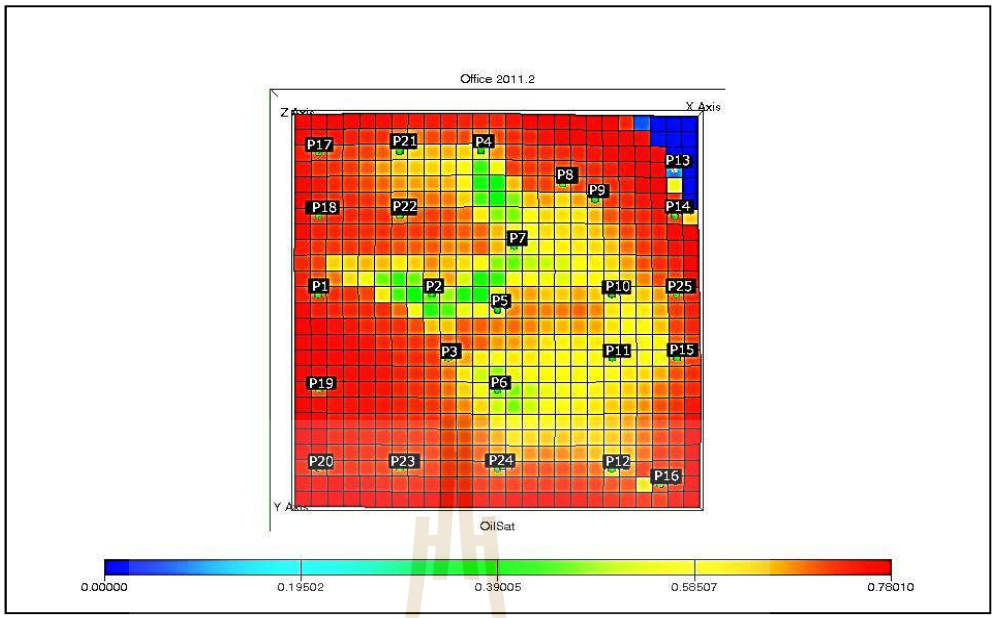
รูป 3.65 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



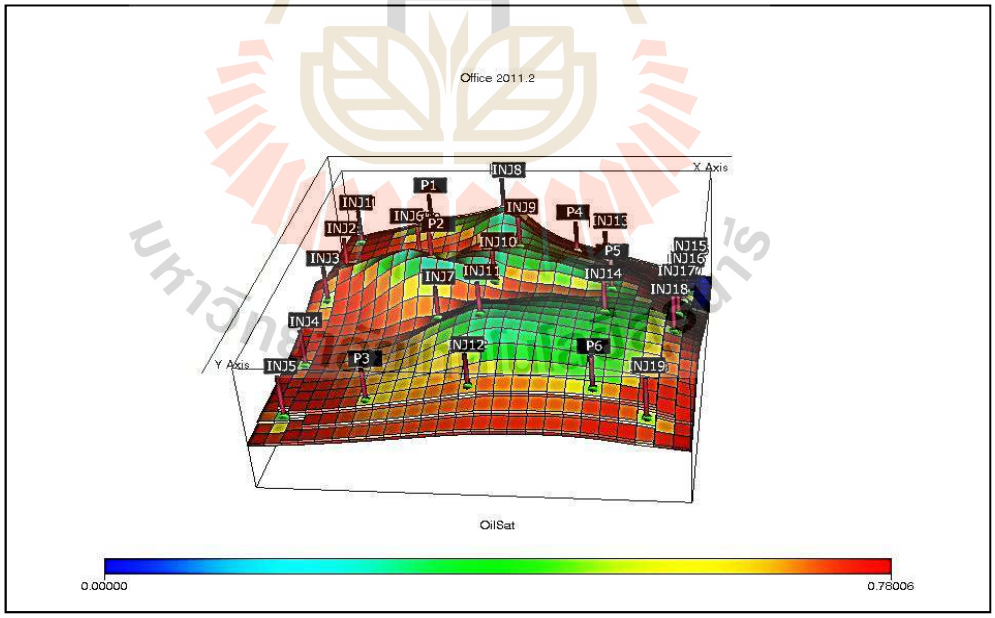
รูปที่ 3.66 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 1 เริ่มมีการผลิตจากการจำลองหลุมในแหล่งน้ำมันแม่สูน 16 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



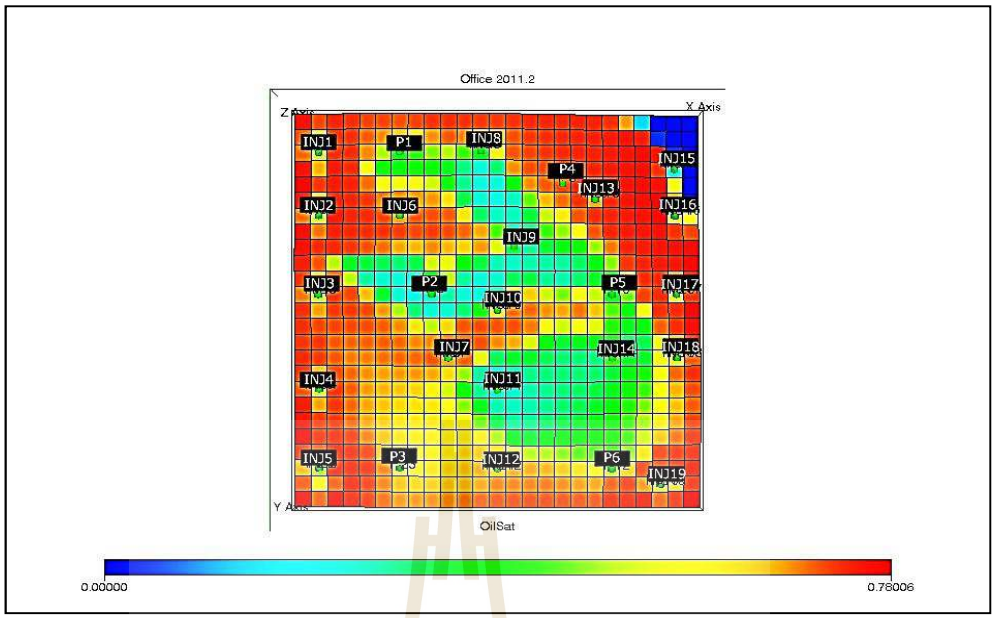
รูปที่ 3.67 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.68 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 2 เจาะหลุมผลิตเพิ่ม 9 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่



รูปที่ 3.69 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 19 หลุม ในรูปแบบ 3 มิติ



รูปที่ 3.70 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 11 ปีที่ 4 เริ่มมีการอัดน้ำแบบเก้าจุด 19 หลุม ในมุมมองแบบแผนที่

3.4 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

3.4.1 วัตถุประสงค์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจากโปรแกรมอีคลิปส์ออพฟิชเพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝาง

3.4.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

เนื่องจากในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่ที่ได้มาจาก ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ซึ่งปัจจุบันทำหน้าที่เป็นผู้ดูแลและจัดการกิจการทั้งหมดในบริเวณแหล่งน้ำมันฝาง ทำให้ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในบางส่วนอาจจะมีค่าใช้จ่ายที่ต่ำกว่าปกติ เนื่องจากความพร้อมของทรัพยากรที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ไม่ว่าจะเป็น เครื่องมือและอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม นอกจากนั้นยังมีความพร้อมในด้านบุคลากรที่ปฏิบัติงานอยู่ในปัจจุบัน ทำให้สามารถลดทอนค่าใช้จ่ายที่จำเป็นในบางส่วนออกไปได้

สำหรับข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จะมีรายละเอียดดังนี้

- ราคาน้ำมันดิบ	100 เหรียญดอลลาร์ต่อบาร์เรล
- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมสำหรับอัดน้ำ อาทิเช่น ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ	10,000,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การอัดน้ำ อาทิเช่น ปั๊มสำหรับอัดน้ำและอุปกรณ์อื่นๆที่เกี่ยวข้อง	10,000,000 บาทต่อหน่วย
- ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันดิบ	600 บาทต่อบาร์เรลน้ำมัน
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ	200,000 บาทต่อหน่วย/เดือน
- ค่าใช้จ่ายในกระบวนการอัดน้ำ	10 บาทต่อบาร์เรลน้ำ
- อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา	30 บาทต่อเหรียญดอลลาร์
- อัตราการถดถอยของเงินลงทุน (Escalation) ต่อปี	5%
- ตัวประกอบการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน	10%

- การคิดภาษีเงินได้เป็นไปตาม Sliding scale ใน Thailand III
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทานเนื่องจากอยู่ในพื้นที่ทหาร
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์
- ไม่มีค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผล

3.4.3 การศึกษาแปรผันของปัจจัย (Sensitivity study)

ความแปรผันของปัจจัยด้านราคาน้ำมัน

สำหรับการศึกษาความไวของราคาน้ำมันต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ได้กำหนดราคาพื้นฐานที่ 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลโดยทำการแปรผันโดยลดลงร้อยละ 50 เป็น 50 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และเพิ่มขึ้นร้อยละ 50 เป็น 150 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเพื่อทำการเปรียบเทียบผลของราคาน้ำมันต่อ อัตราการคืนทุนและอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน

บทที่ 4
ผลการศึกษา

4.1 ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง สามารถแบ่งออกได้เป็น 6 ส่วนโดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับปริมาณของเหลวในแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)
- ปริมาณของก๊าซที่เหลืออยู่กับเวลา (Gas in place vs. Time)
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time)

ข. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับอัตราการผลิตของแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time)
- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time)
- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับปริมาณของการผลิตของแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production vs. Time)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production vs. Time)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production vs. Time)

ง. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับอัตราของการอัดน้ำของแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water Injection Rate vs. Time)

จ. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับปริมาณของการอัดน้ำของแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณน้ำที่ทำการอัดกับเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time)

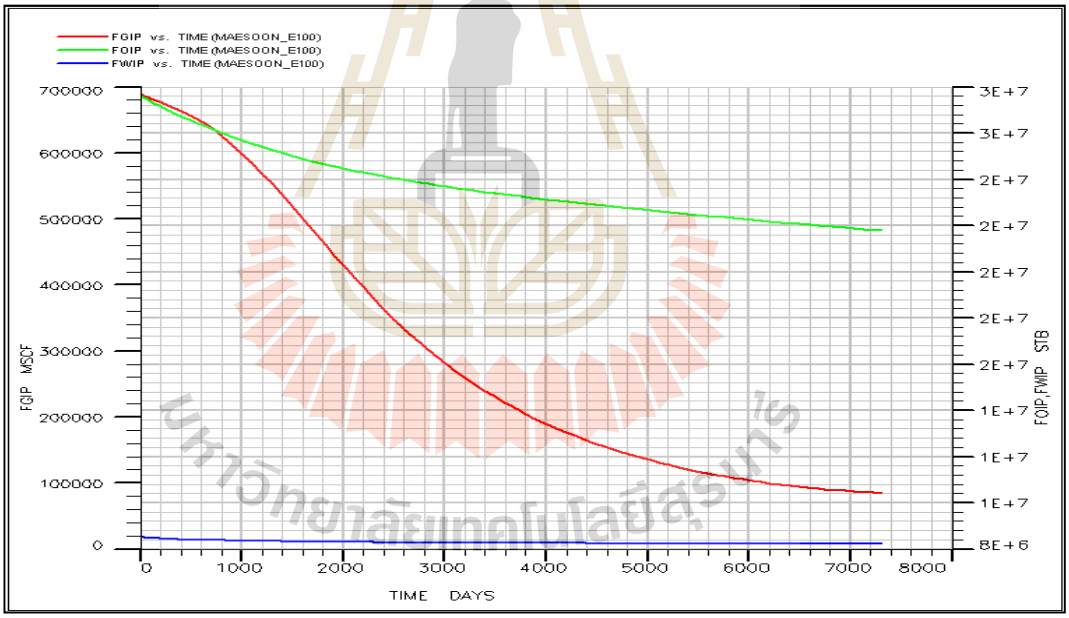
ฉ. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บและการผลิตน้ำมัน ได้แก่

- อัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมันกับเวลา (Gas-Oil-Ratio vs Time)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery vs.Time)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure vs. Time)
- อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (Water Cut vs. Time)

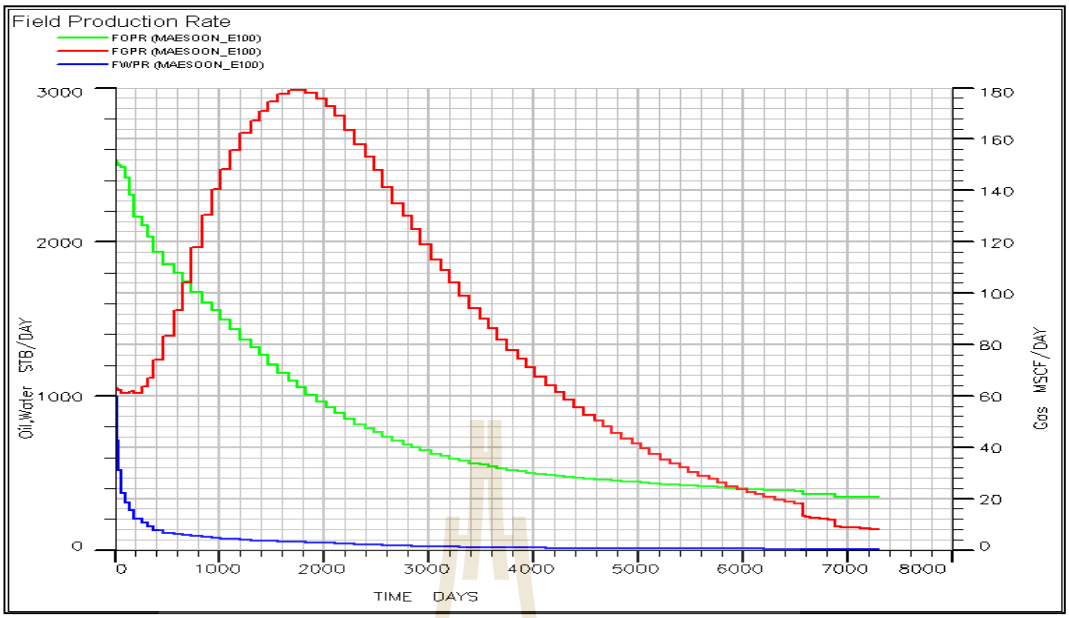
ทั้งนี้จากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บด้วยการเปลี่ยนช่วงเวลาเริ่มต้นของการอัดน้ำเข้าสู่ระบบที่แตกต่างกัน พบว่าระยะเวลาที่เหมาะสมที่สุดที่จะเริ่มทำการอัดน้ำได้ คือ ช่วงปีที่ 4 ของโครงการเพราะจะให้ปริมาณการผลิตที่สามารถผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ (Recovery) สูงที่สุดเมื่อเทียบกับช่วงเวลาอื่น ๆ ผลการศึกษาและการทดสอบจำลองการผลิตในกรณีต่าง ๆ ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.1 ถึงรูปที่ 4.252 และสามารถสรุปไว้ในตารางที่ 4.1 และรูปที่ 4.253 ตามลำดับ

4.1.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 1

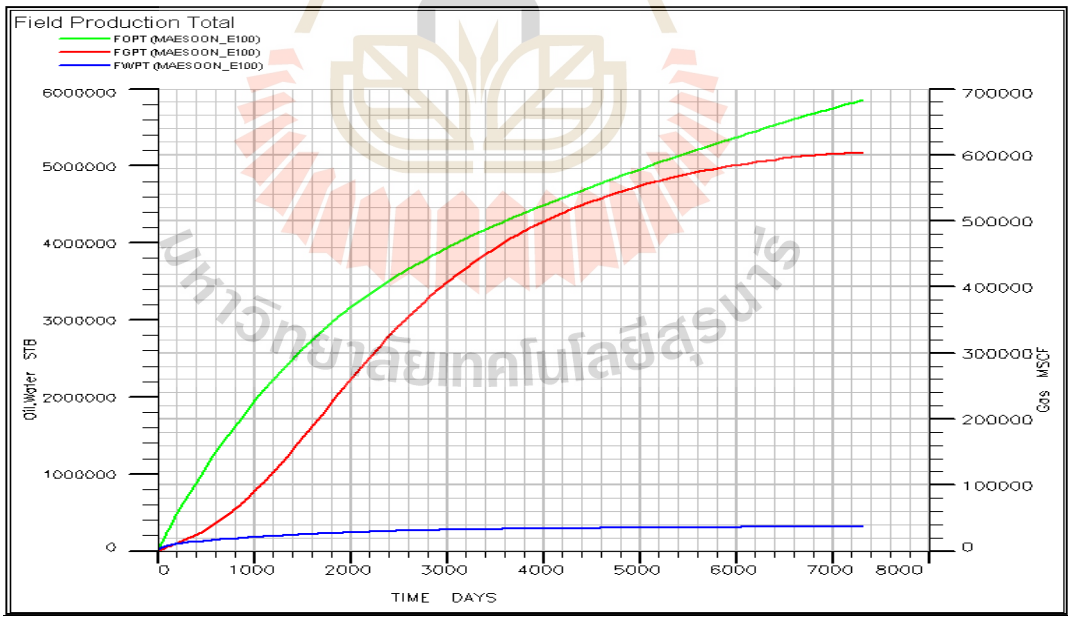
ก. กรณีที่ 1-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 13 หลุม ในแบบจำลองโดยไม่มีการทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปีที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน ต่อหลุมผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.1 ถึงรูปที่ 4.4



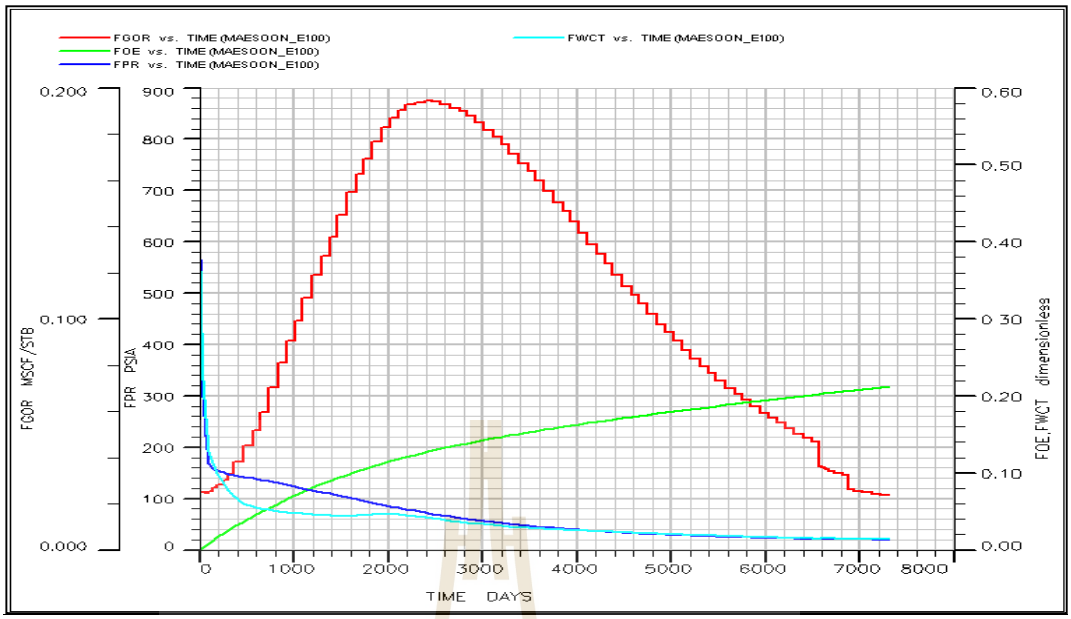
รูปที่ 4.1 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 1-1



รูปที่ 4.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 1-1



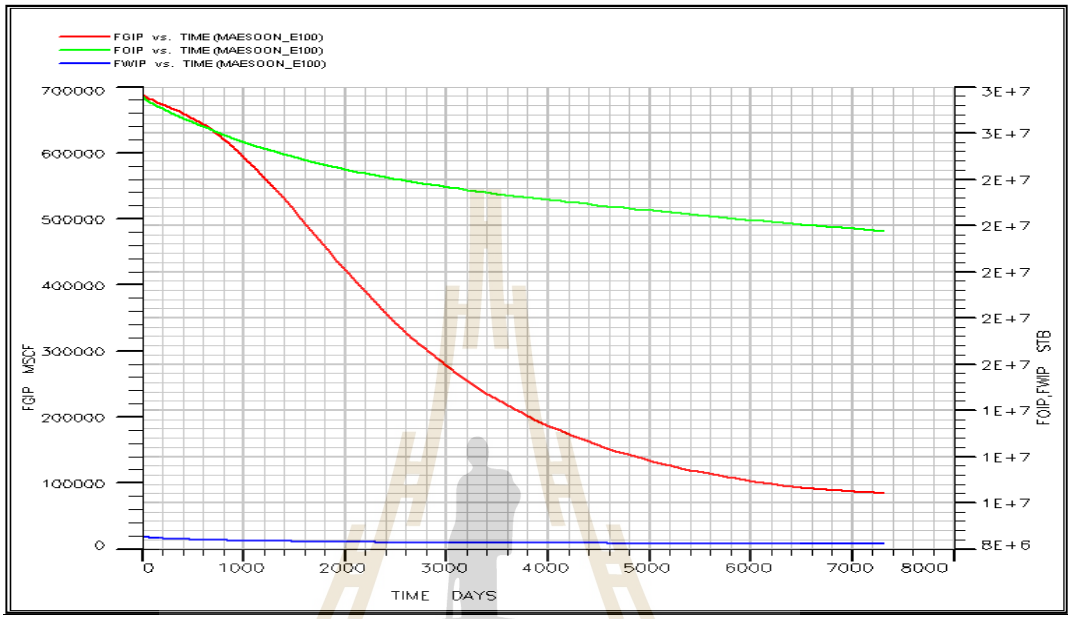
รูปที่ 4.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 1-1



รูปที่ 4.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure,WCT profile vs. Time) กรณีที่ 1-1

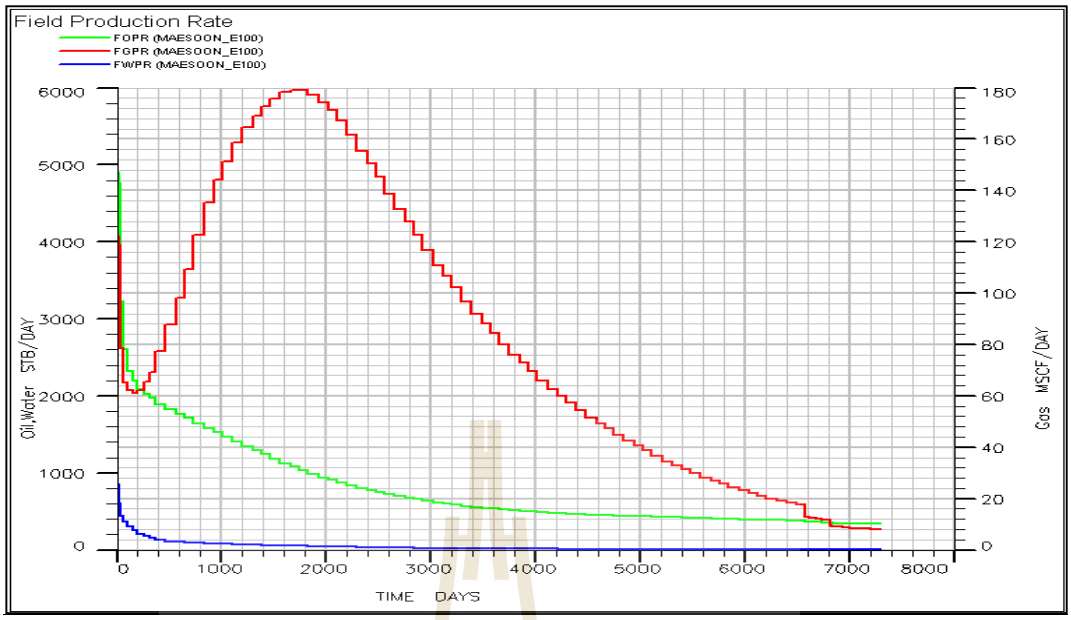
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 1-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 13 หลุม ในแบบจำลองโดยไม่มีการทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปีที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.5 ถึงรูปที่ 4.8

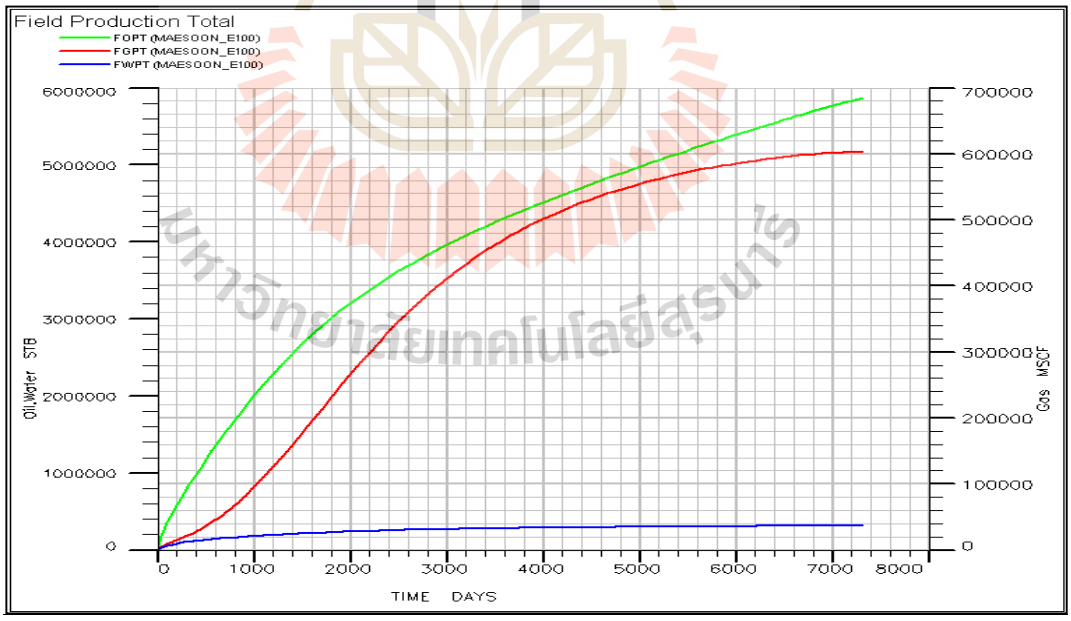


รูปที่ 4.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 1-2

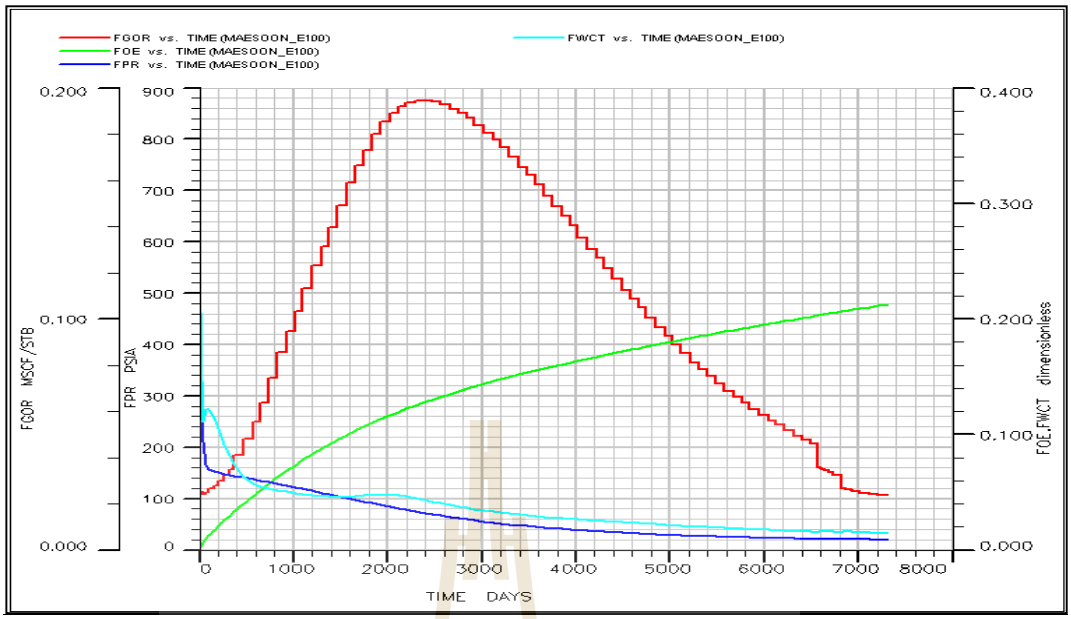
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 1-2



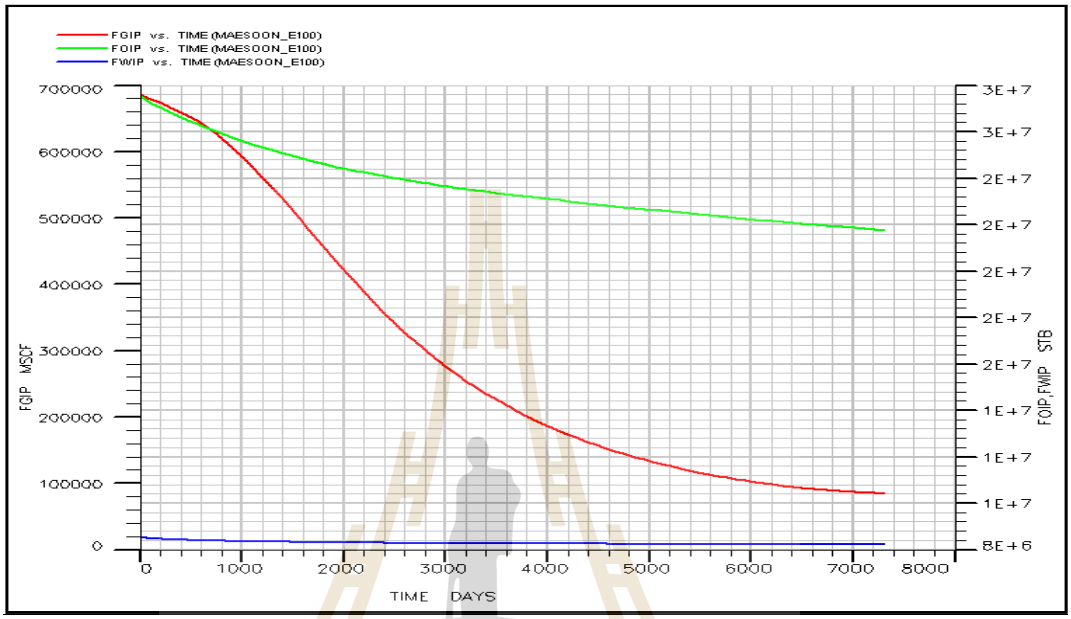
รูปที่ 4.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 1-2



รูปที่ 4.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 1-2

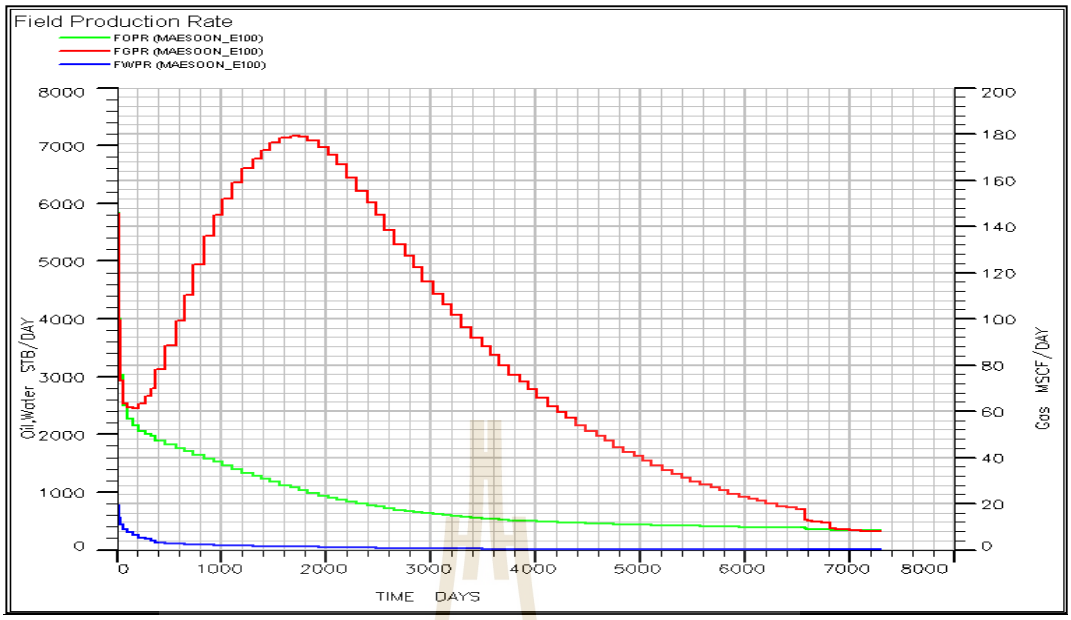
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 1-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 13 หลุม ในแบบจำลองโดยไม่มีการทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปีที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.9 ถึงรูปที่ 4.12

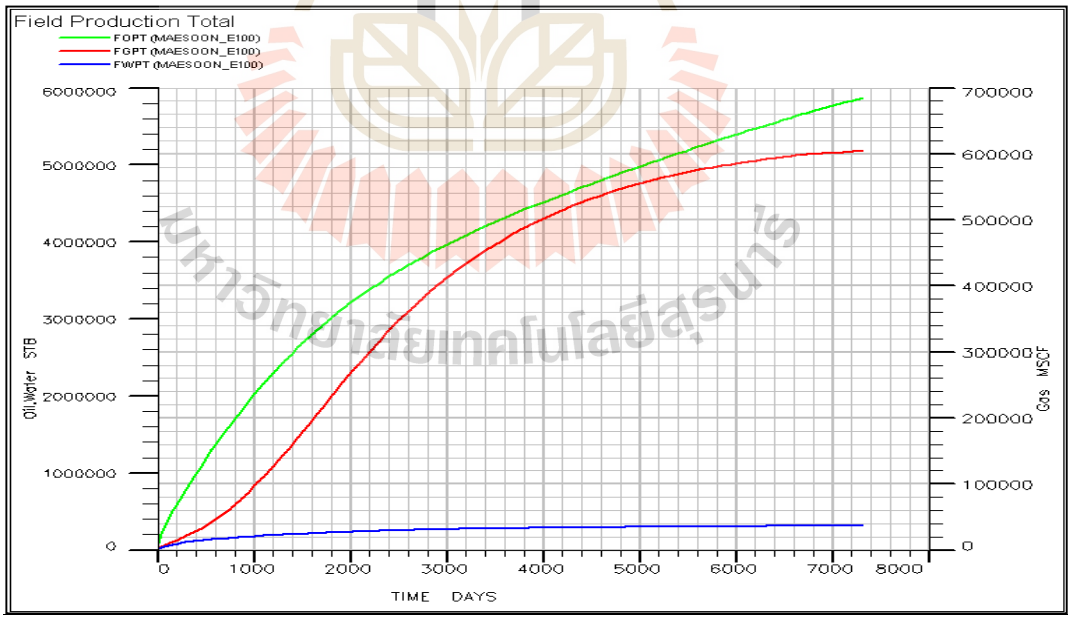


รูปที่ 4.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 1-3

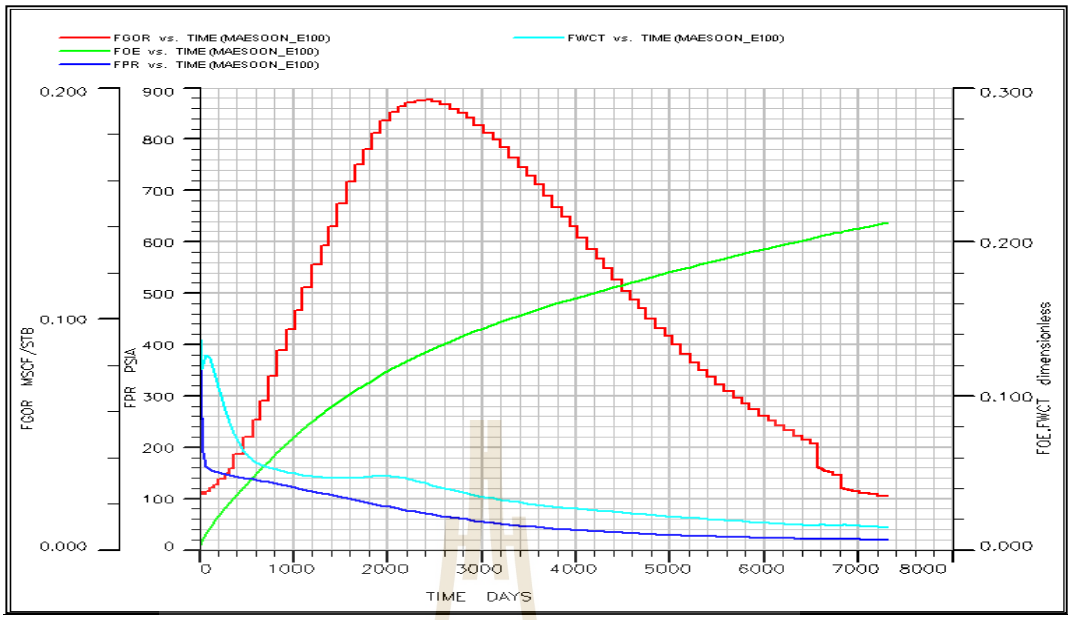
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.10 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 1-3



รูปที่ 4.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 1-3

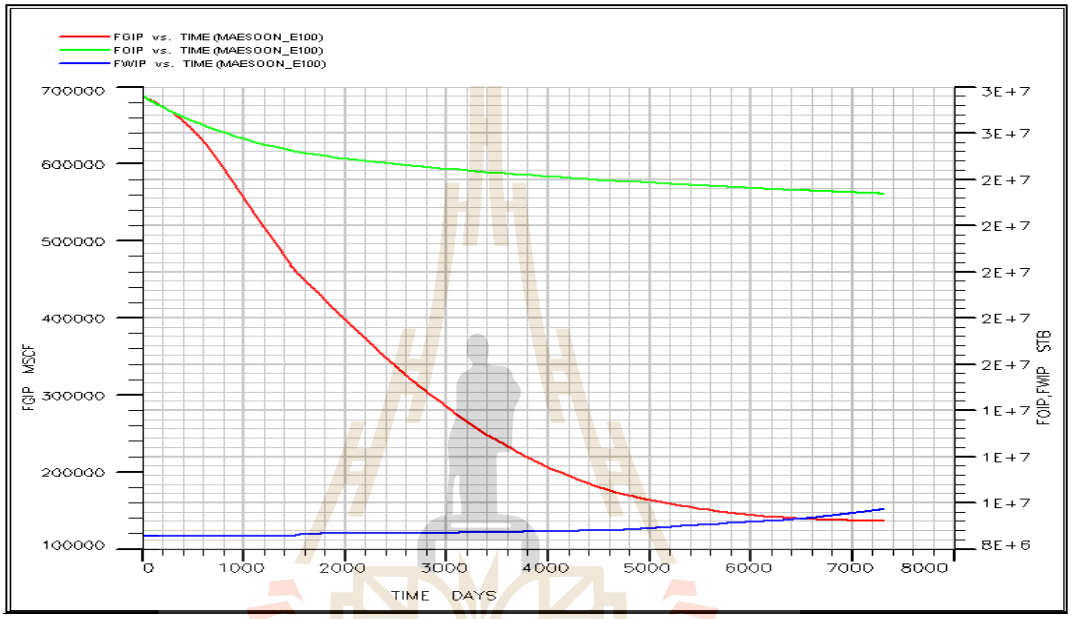


รูปที่ 4.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 1-3

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

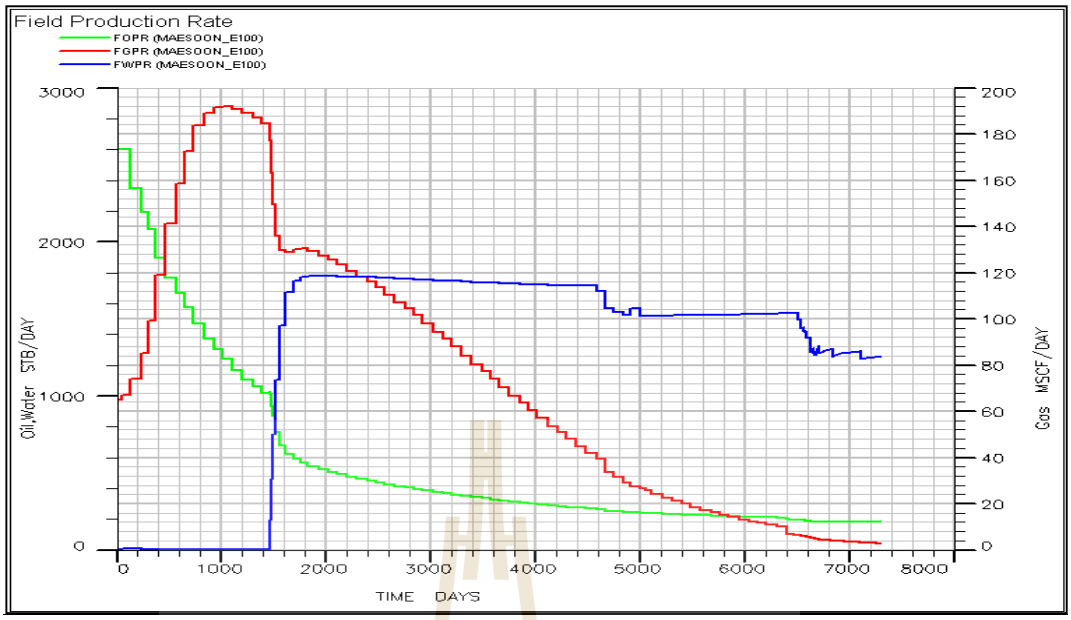
4.1.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 2

ก. กรณีที่ 2-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.13 ถึงรูปที่ 4.18

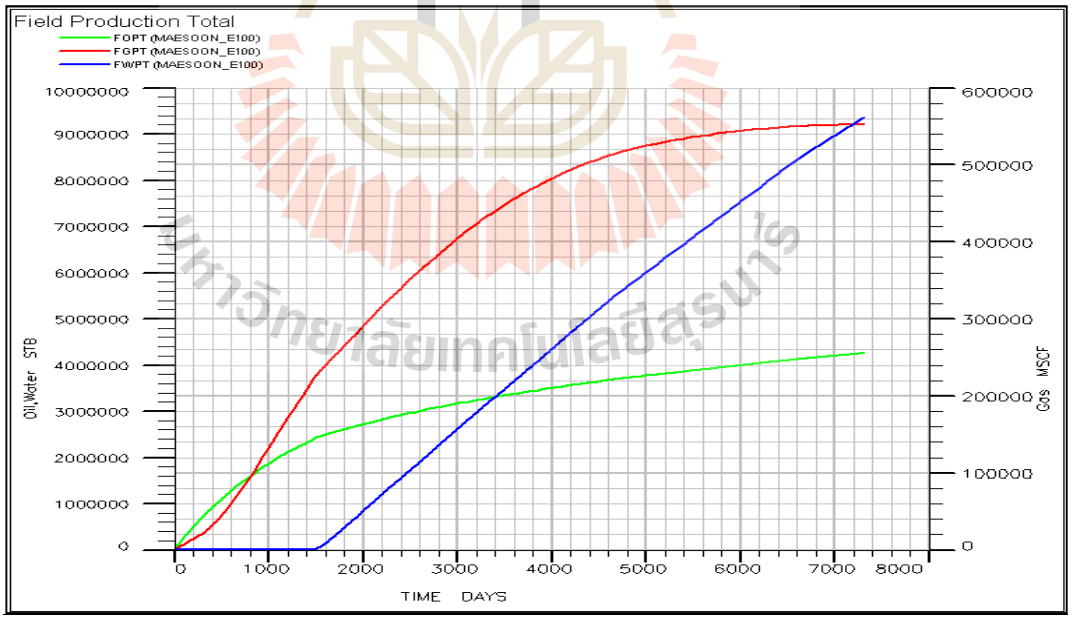


รูปที่ 4.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 2-1

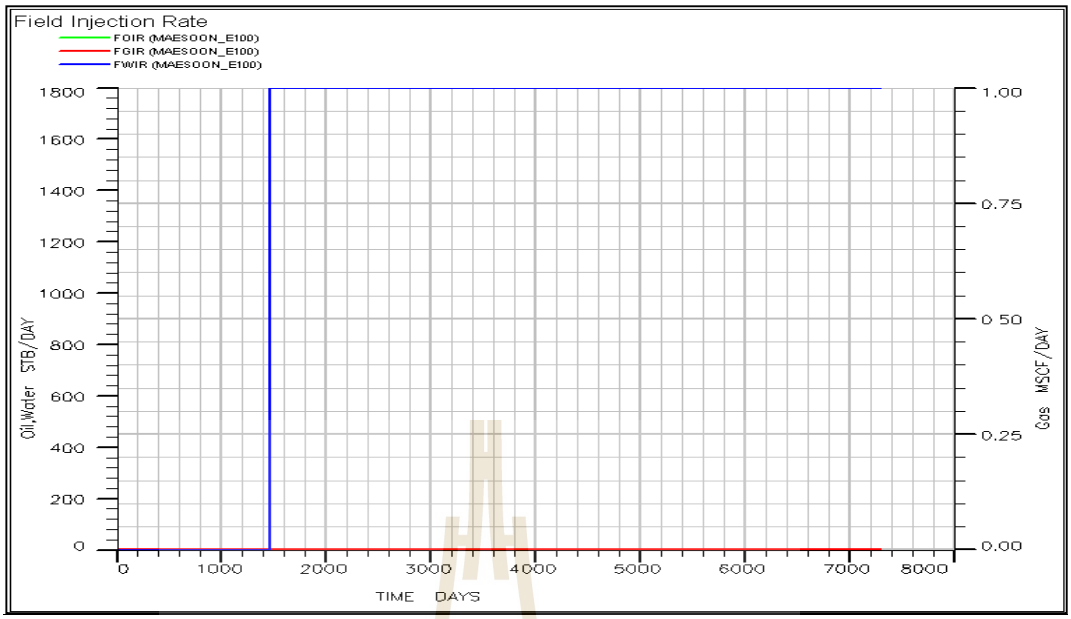
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



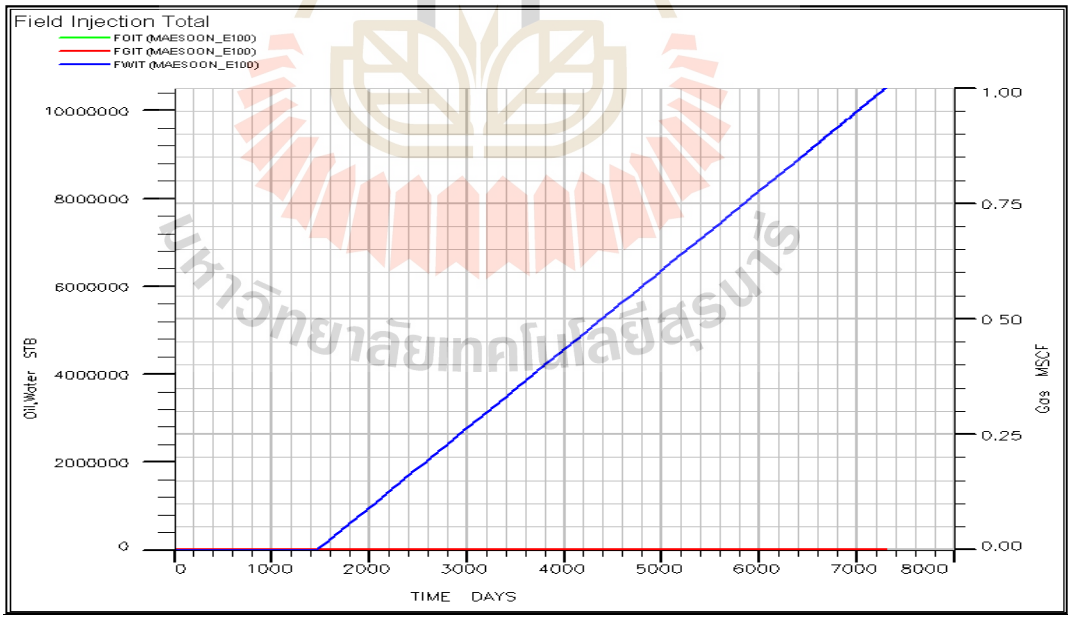
รูปที่ 4.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 2-1



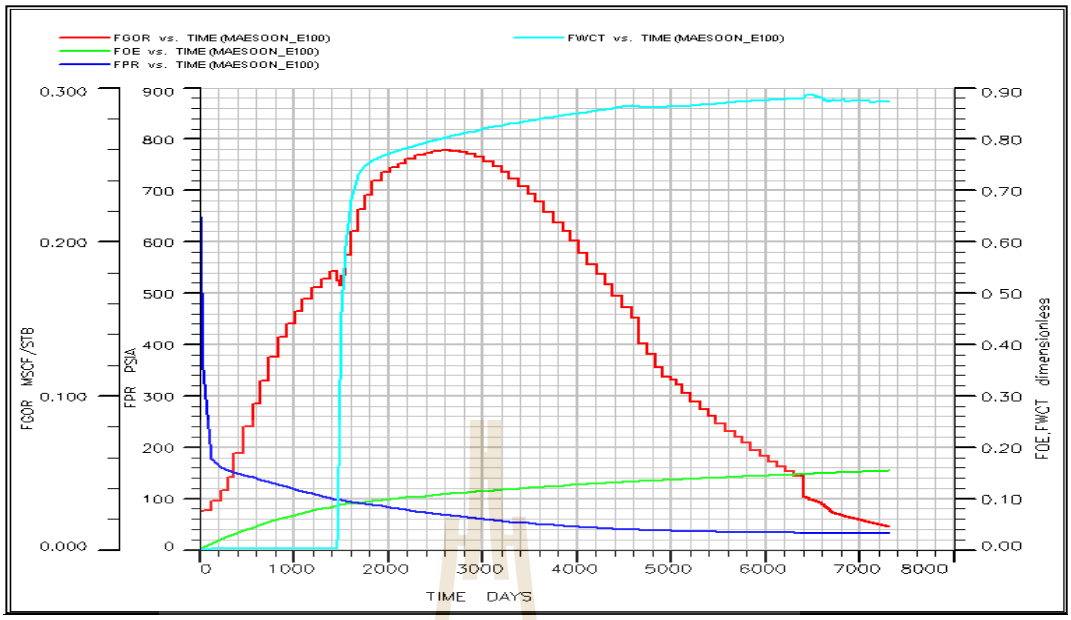
รูปที่ 4.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 2-1



รูปที่ 4.16 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 2-1



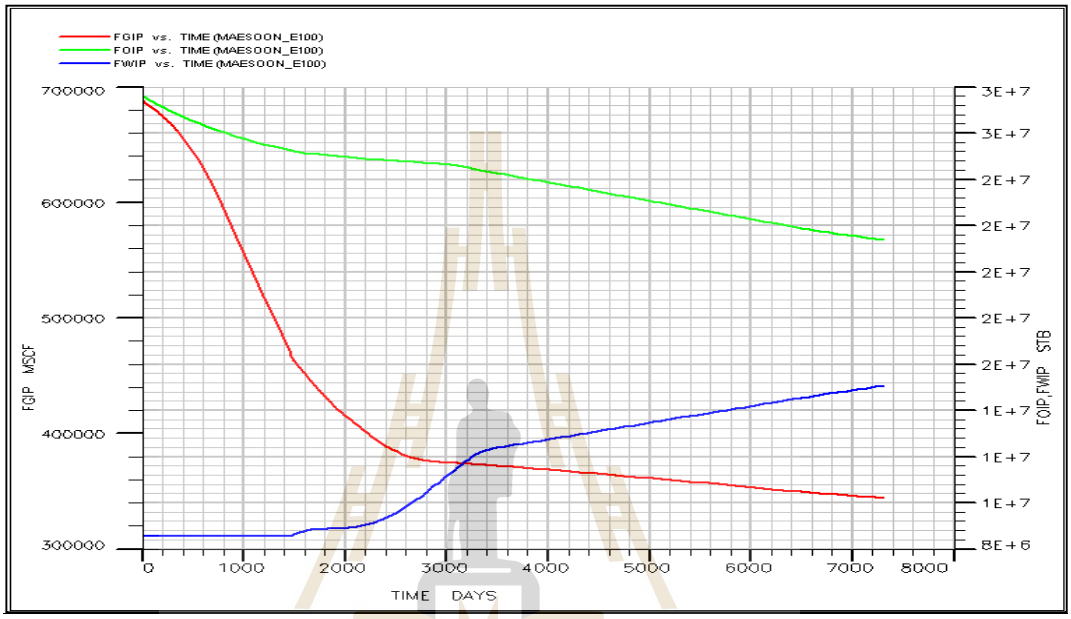
รูปที่ 4.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 2-1



รูปที่ 4.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด,ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 2-1

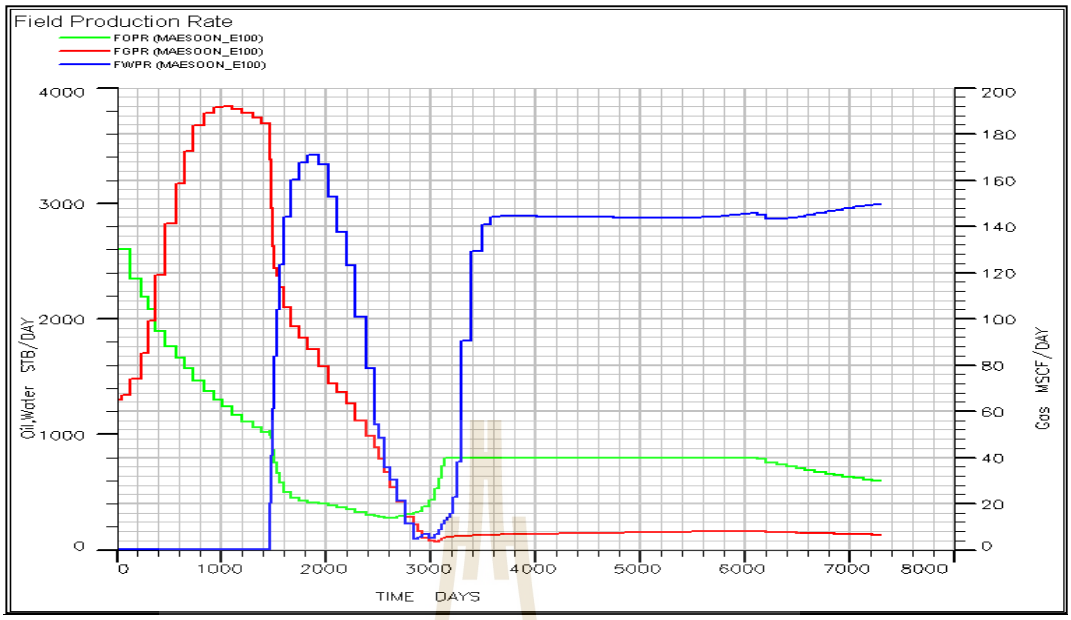
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 2-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.19 ถึงรูปที่ 4.24

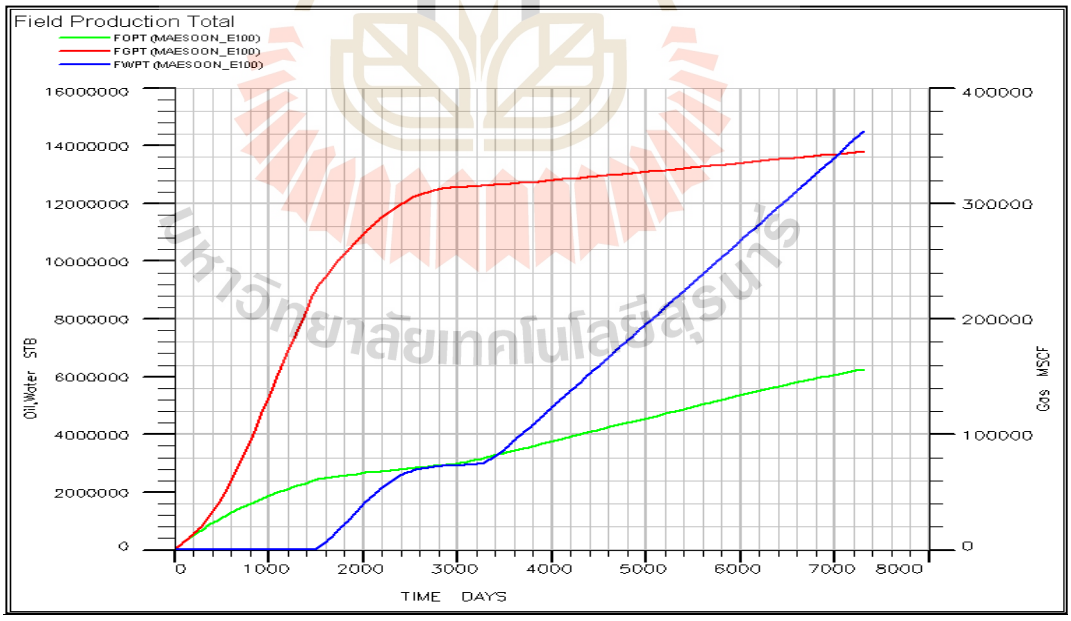


รูปที่ 4.19 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 2-2

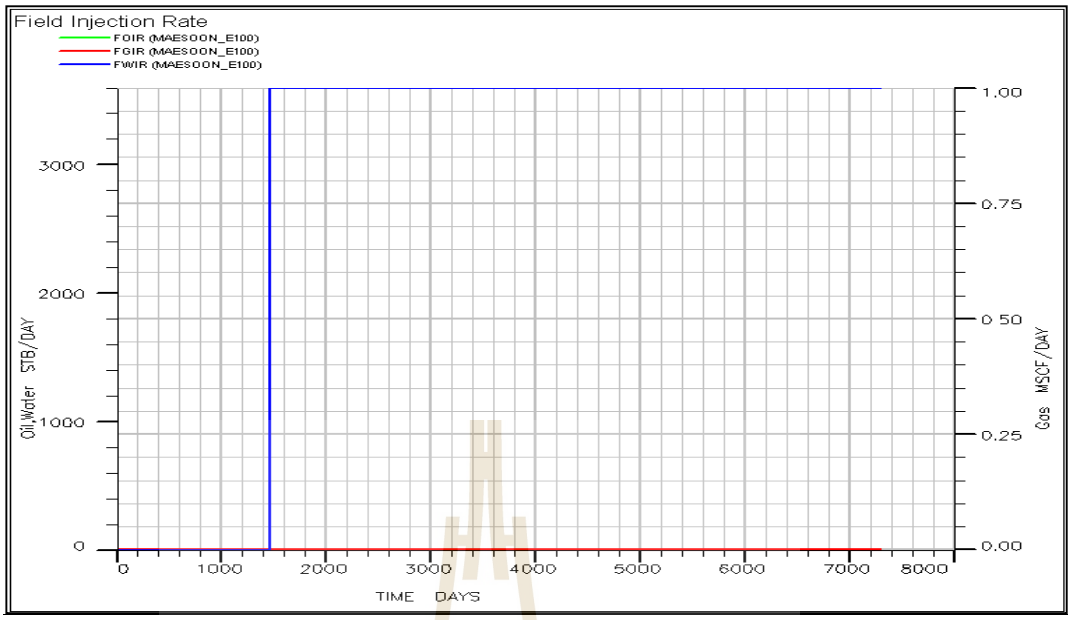
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



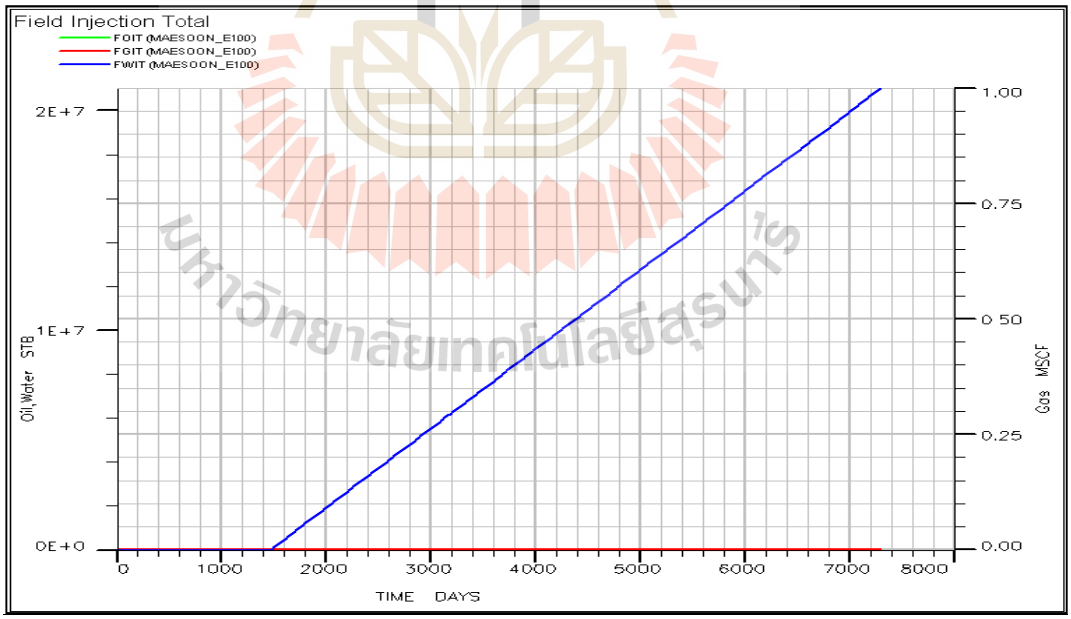
รูปที่ 4.20 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 2-2



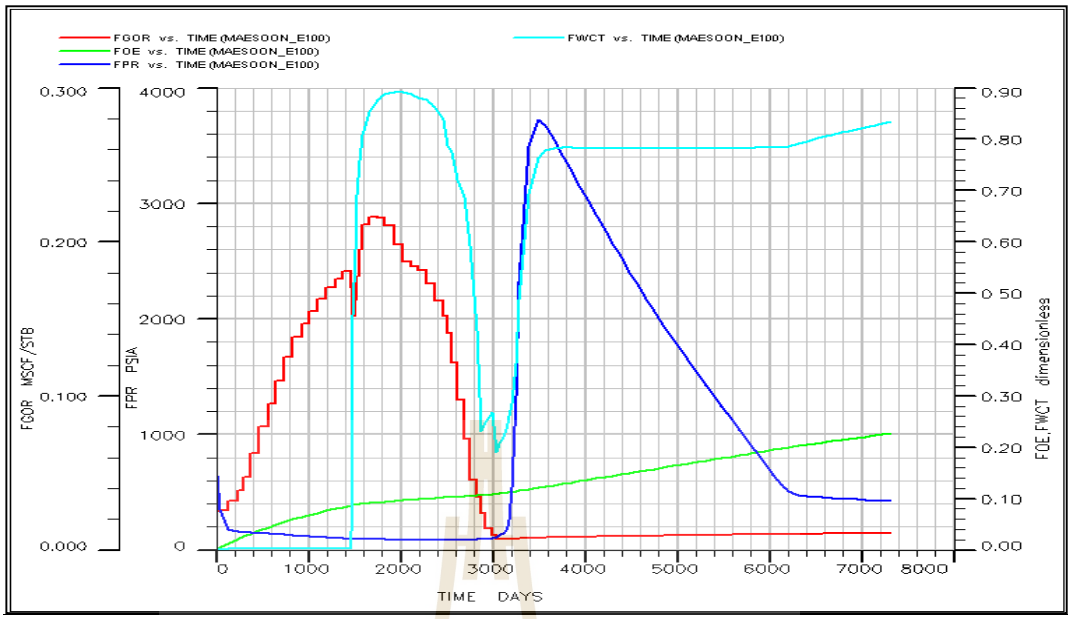
รูปที่ 4.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 2-2



รูปที่ 4.22 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 2-2



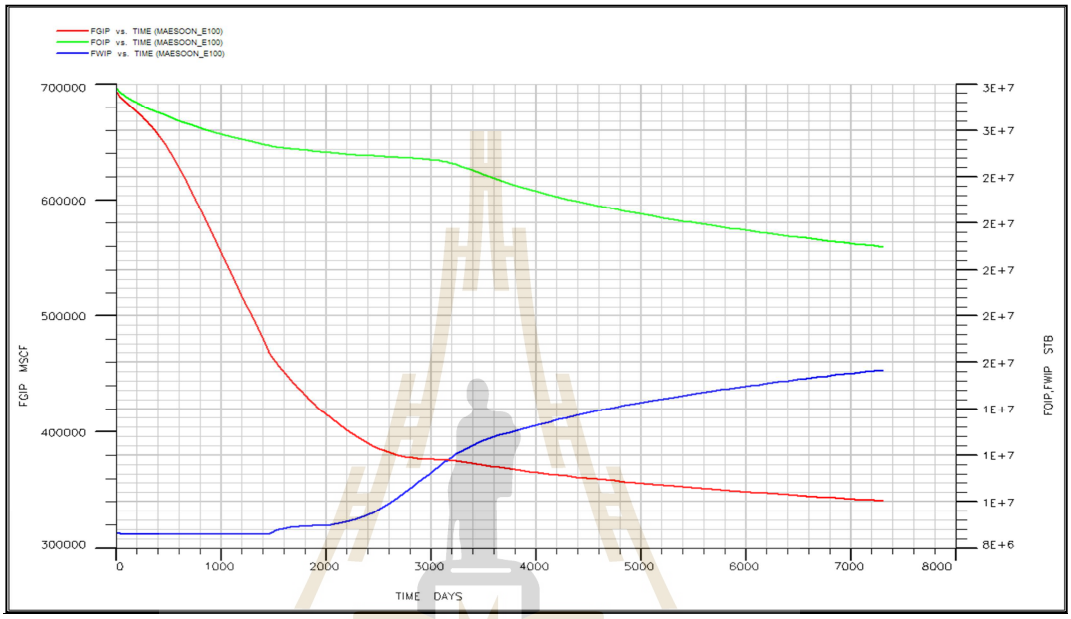
รูปที่ 4.23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 2-2



รูปที่ 4.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 2-2

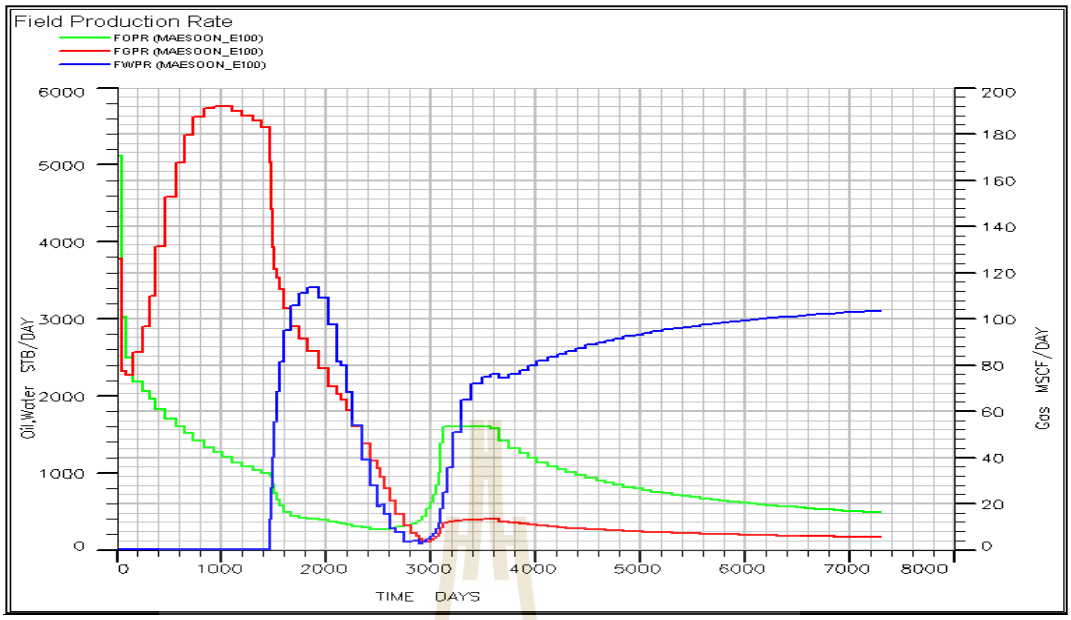
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 2-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.25 ถึงรูปที่ 4.30

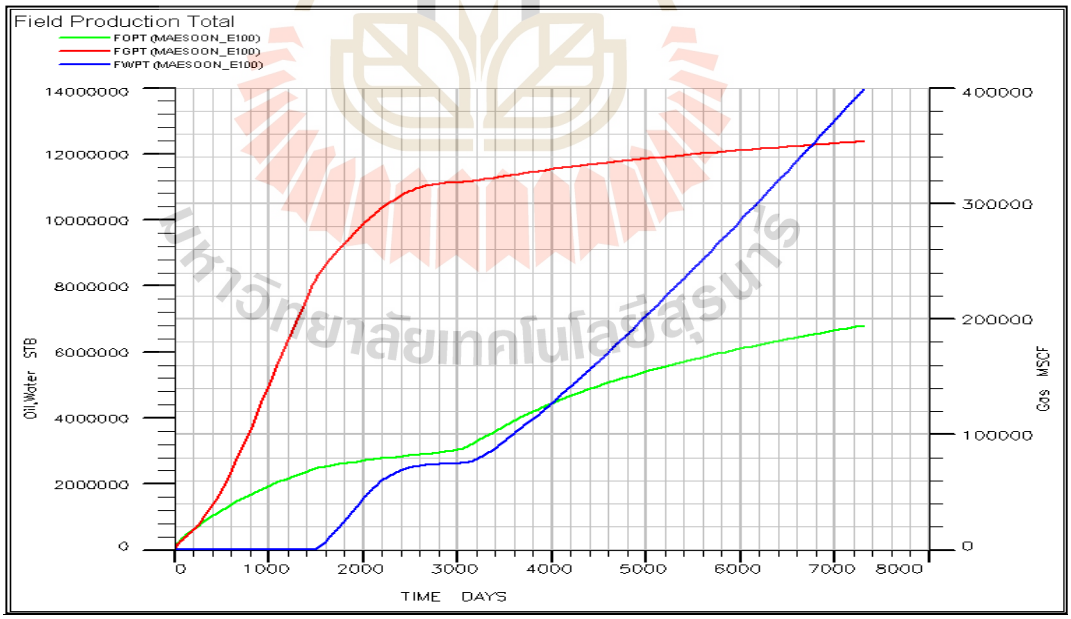


รูปที่ 4.25 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 2-3

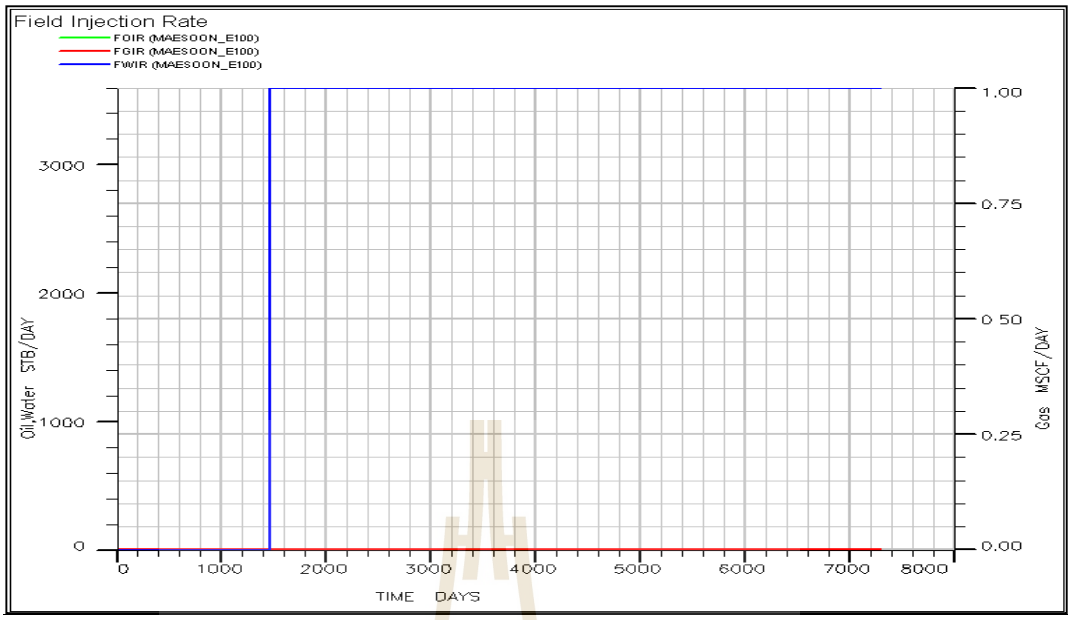
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



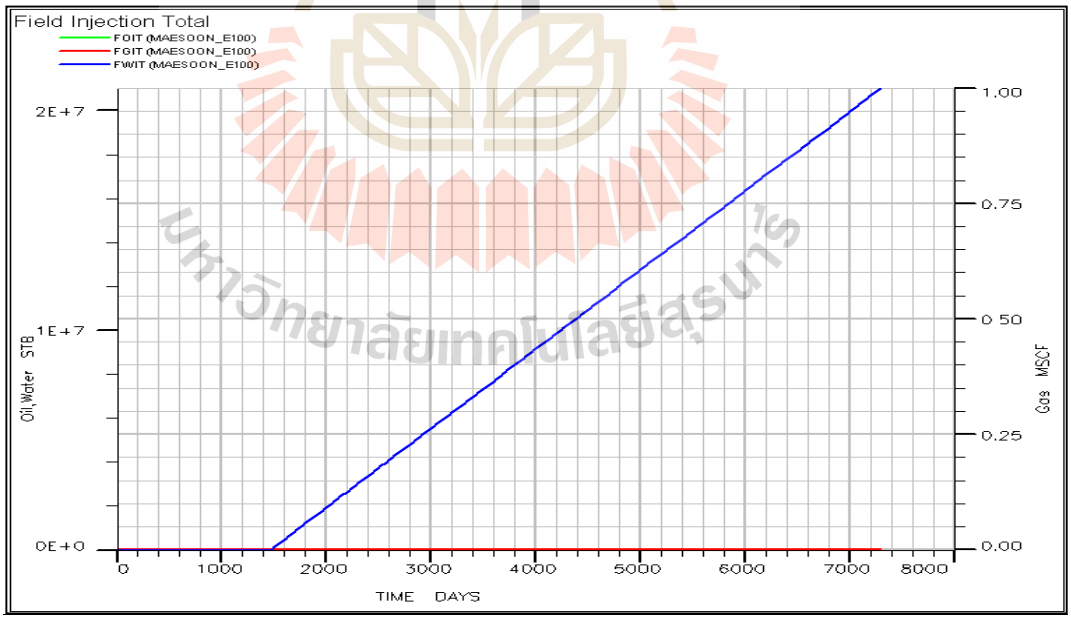
รูปที่ 4.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 2-3



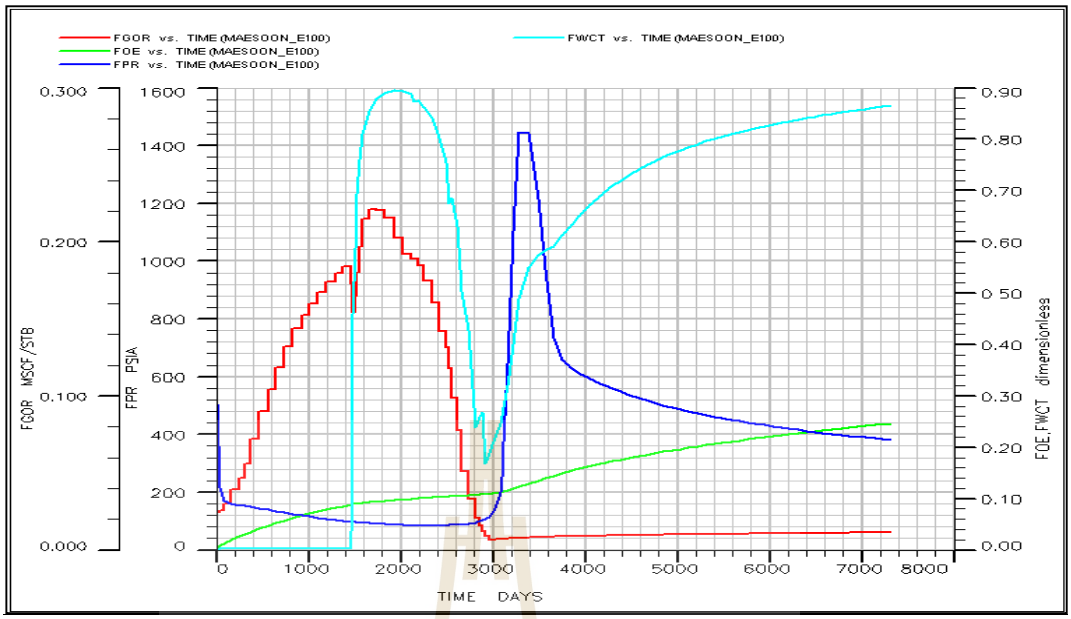
รูปที่ 4.27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 2-3



รูปที่ 4.28 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 2-3



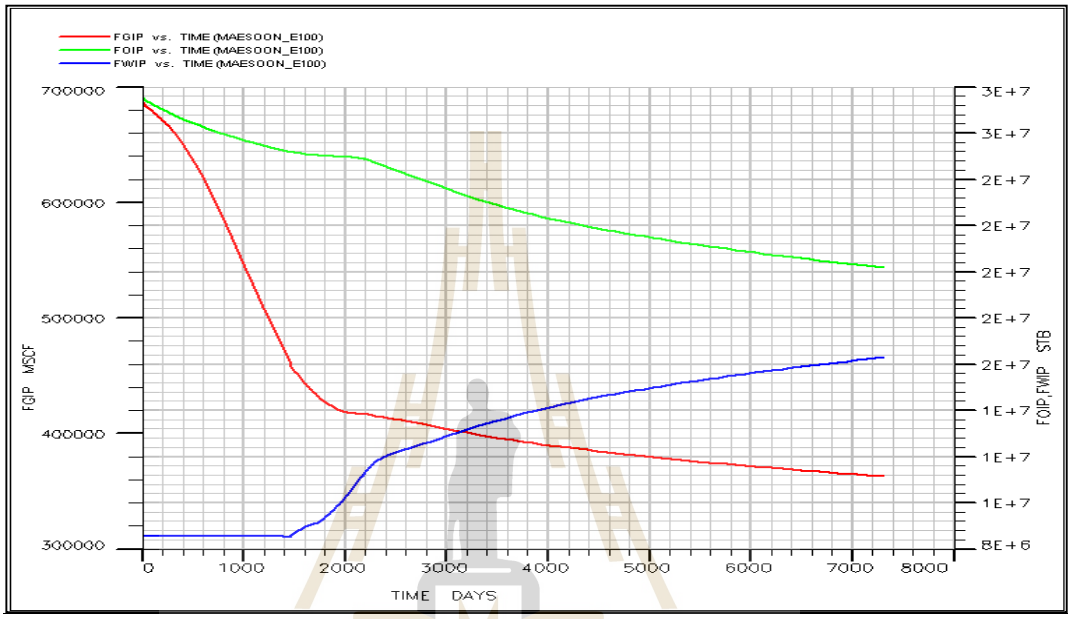
รูปที่ 4.29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 2-3



รูปที่ 4.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 2-3

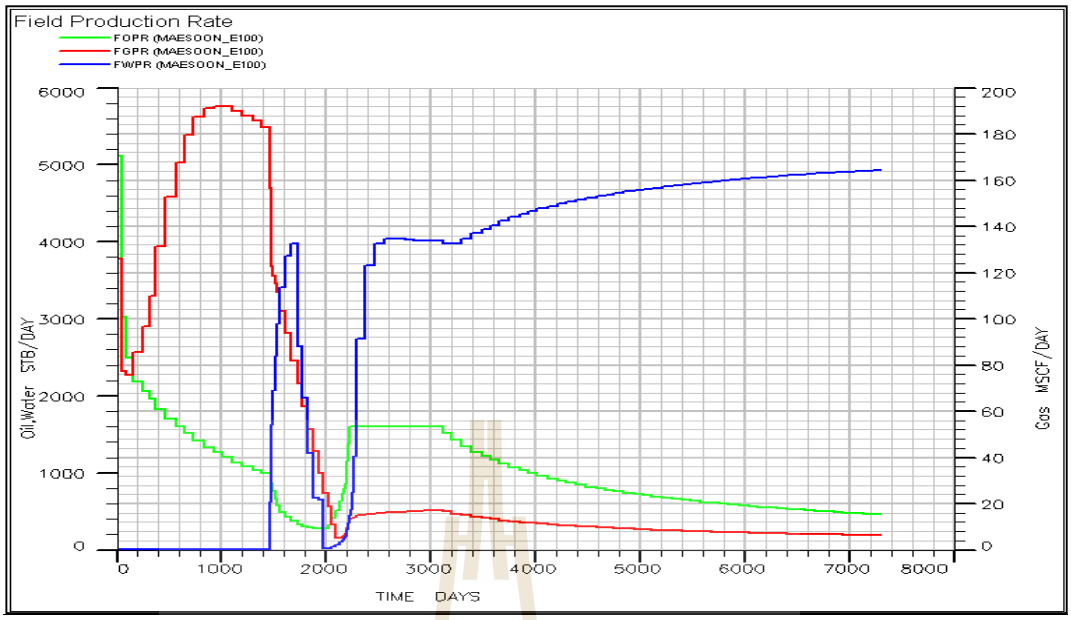
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 2-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.31 ถึงรูปที่ 4.36

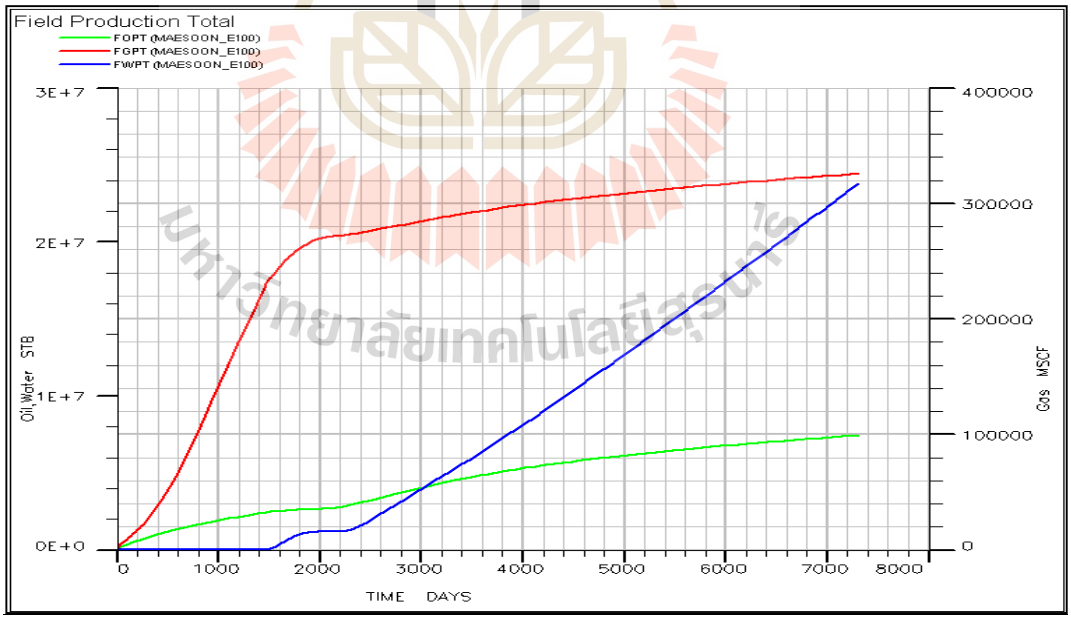


รูปที่ 4.31 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 2-4

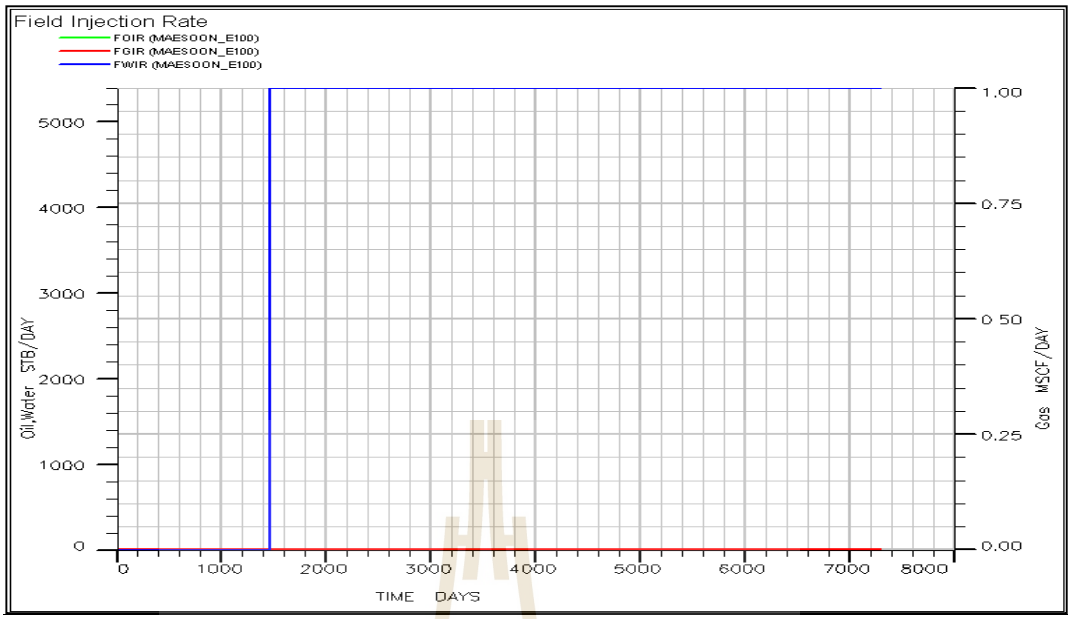
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



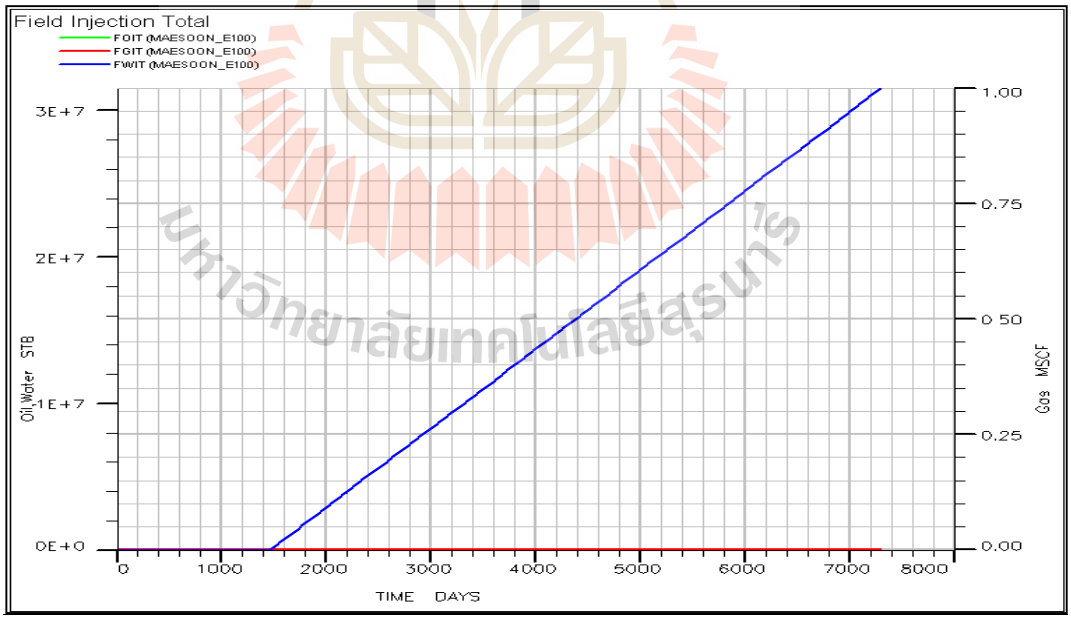
รูปที่ 4.32 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 2-4



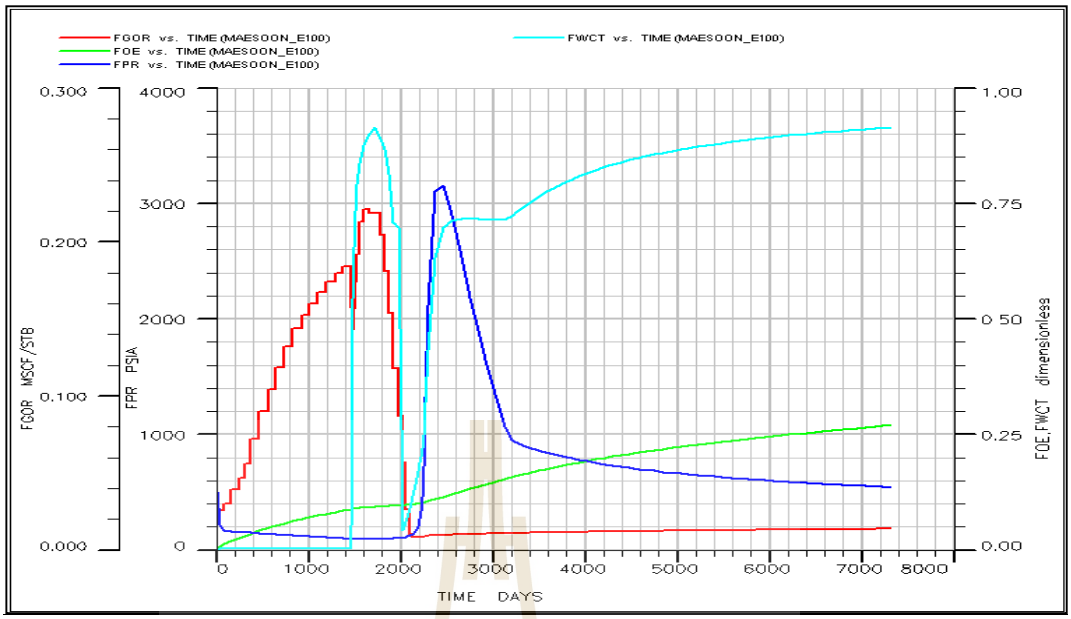
รูปที่ 4.33 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 2-4



รูปที่ 4.34 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 2-4



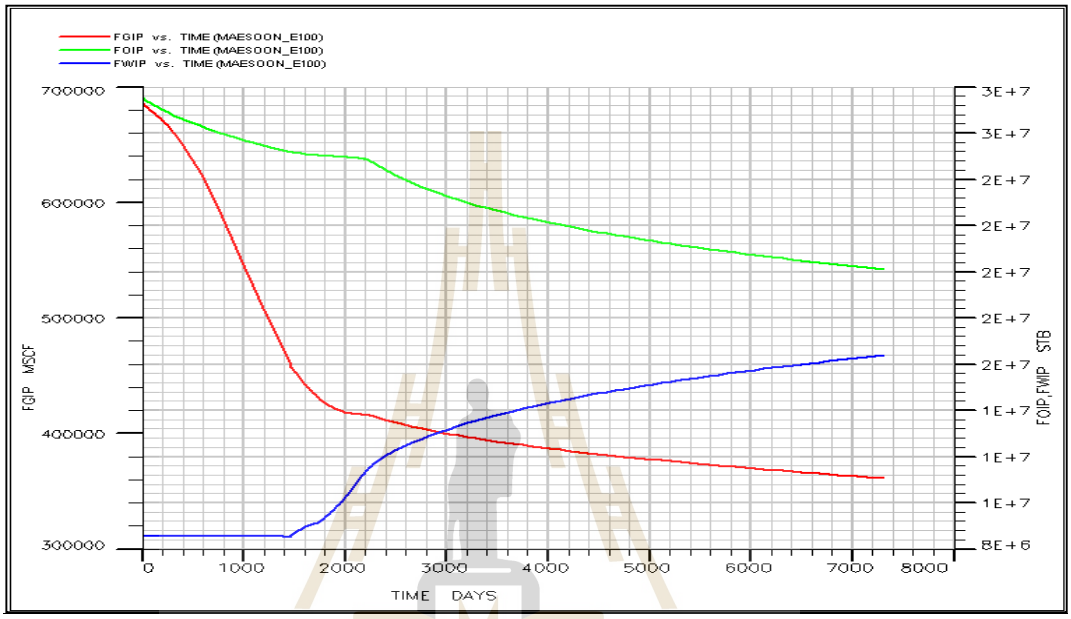
รูปที่ 4.35 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time) กรณีที่ 2-4



รูปที่ 4.36 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 2-4

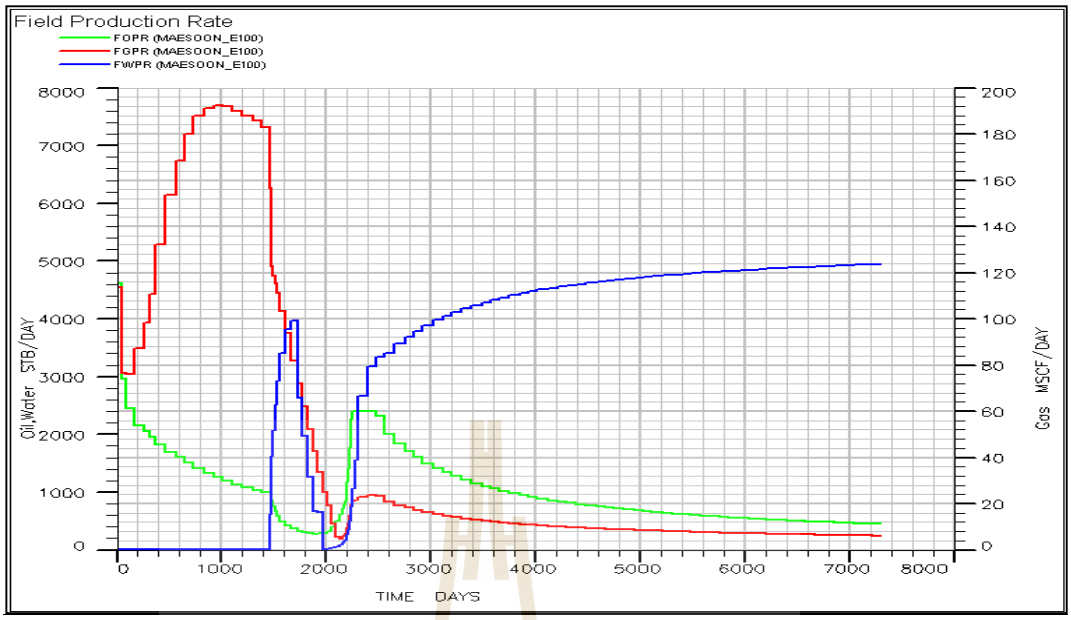
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 2-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.37 ถึงรูปที่ 4.42

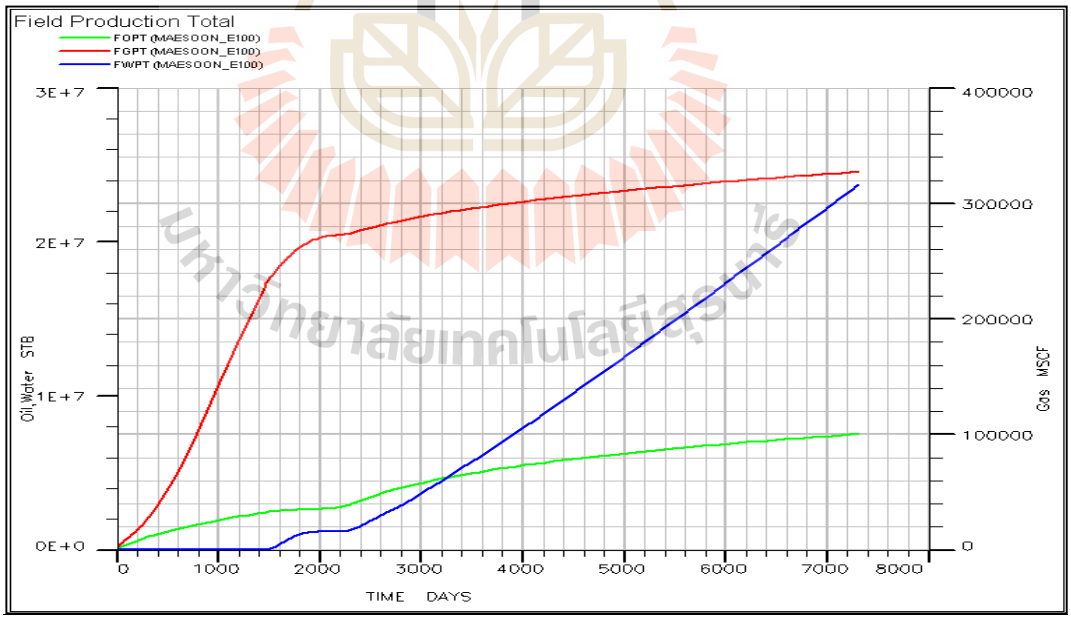


รูปที่ 4.37 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 2-5

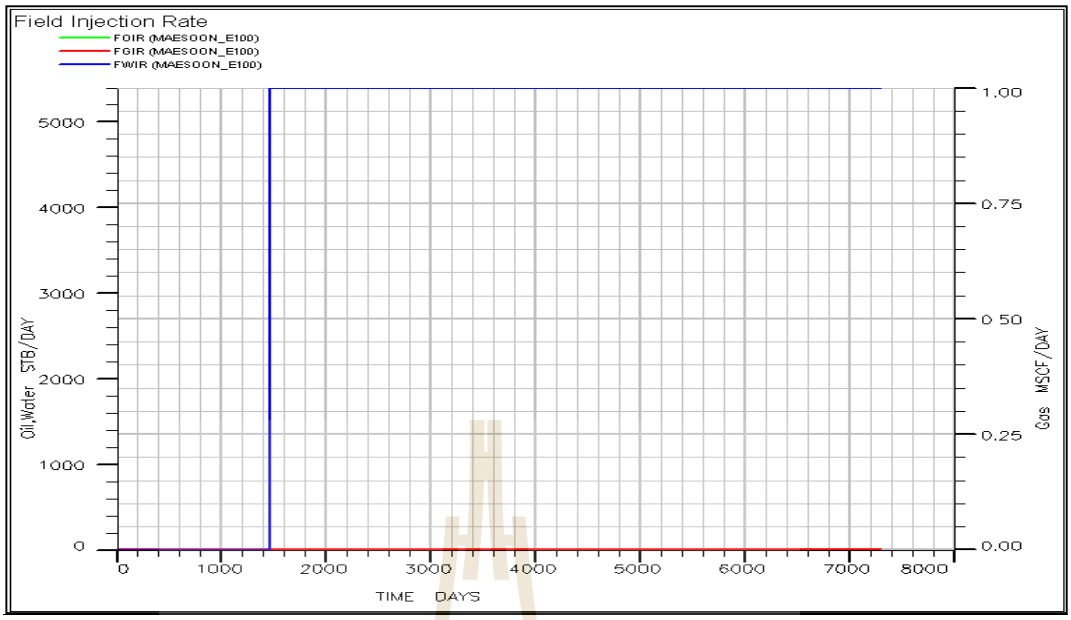
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



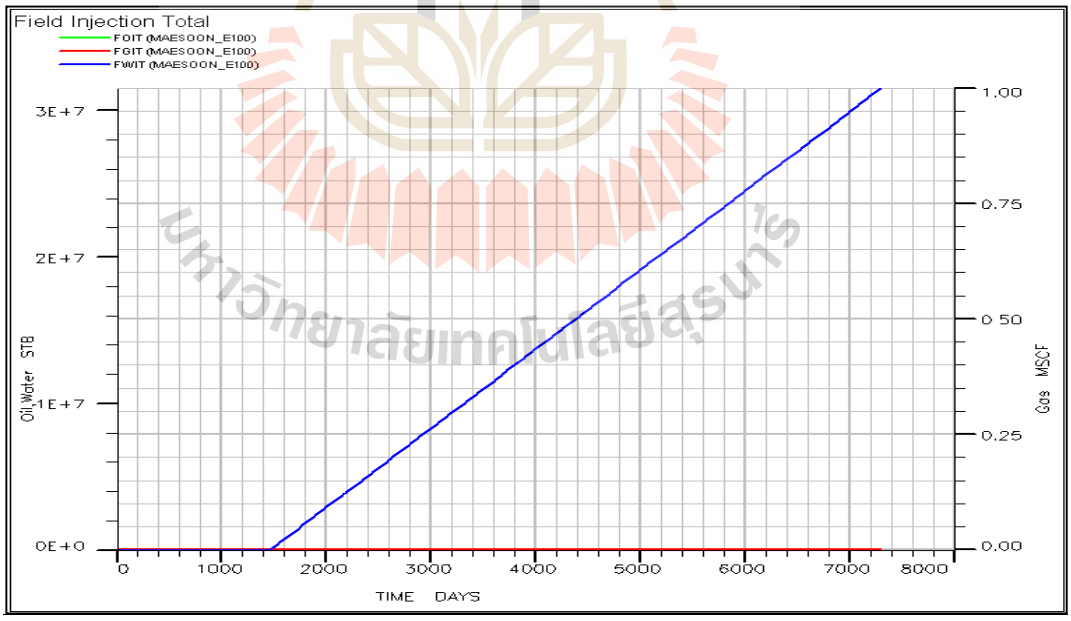
รูปที่ 4.38 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 2-5



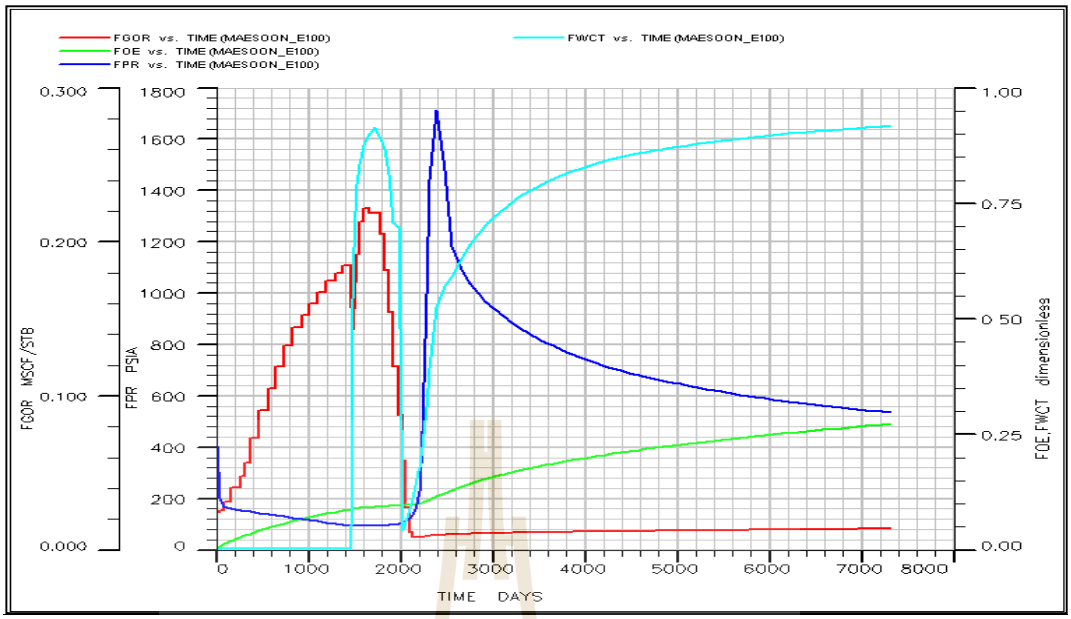
รูปที่ 4.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 2-5



รูปที่ 4.40 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 2-5



รูปที่ 4.41 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 2-5

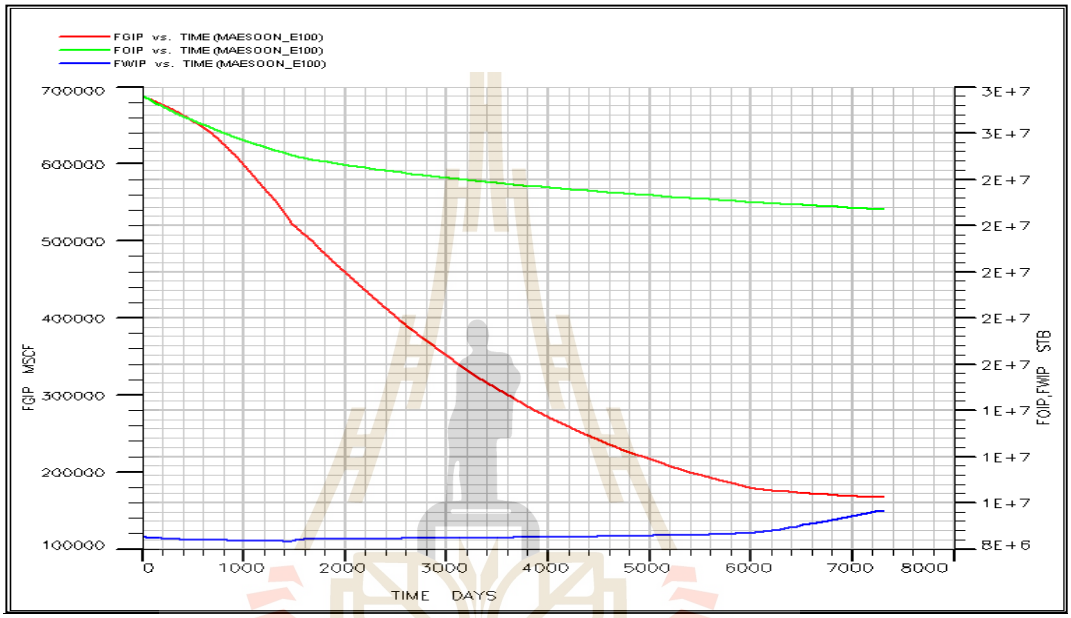


รูปที่ 4.42 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 2-5

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

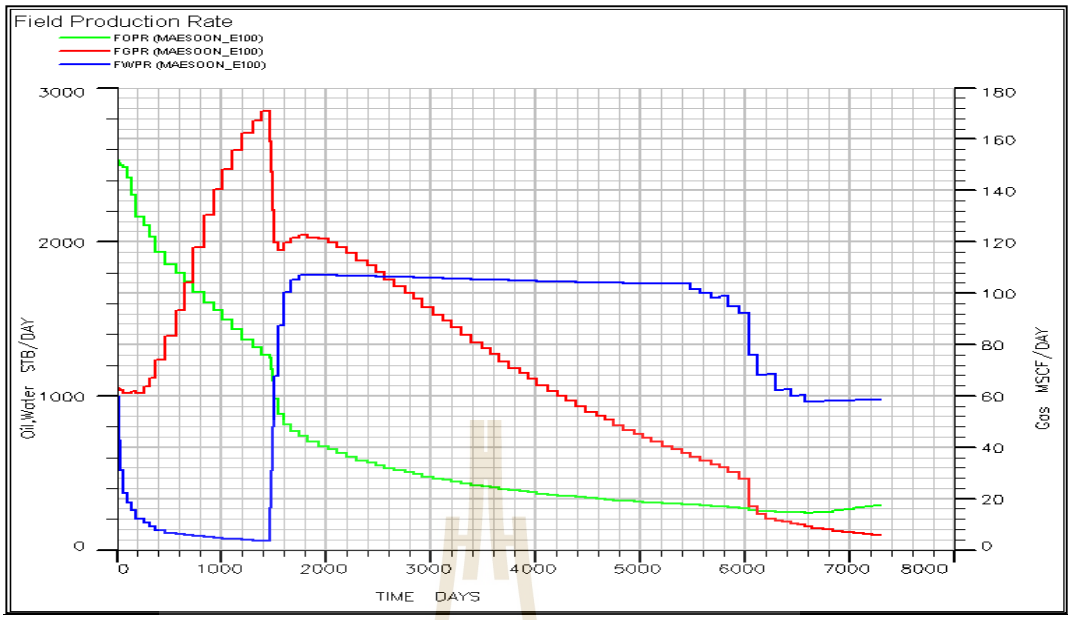
4.1.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 3

ก กรณีที่ 3-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.43 ถึงรูปที่ 4.48

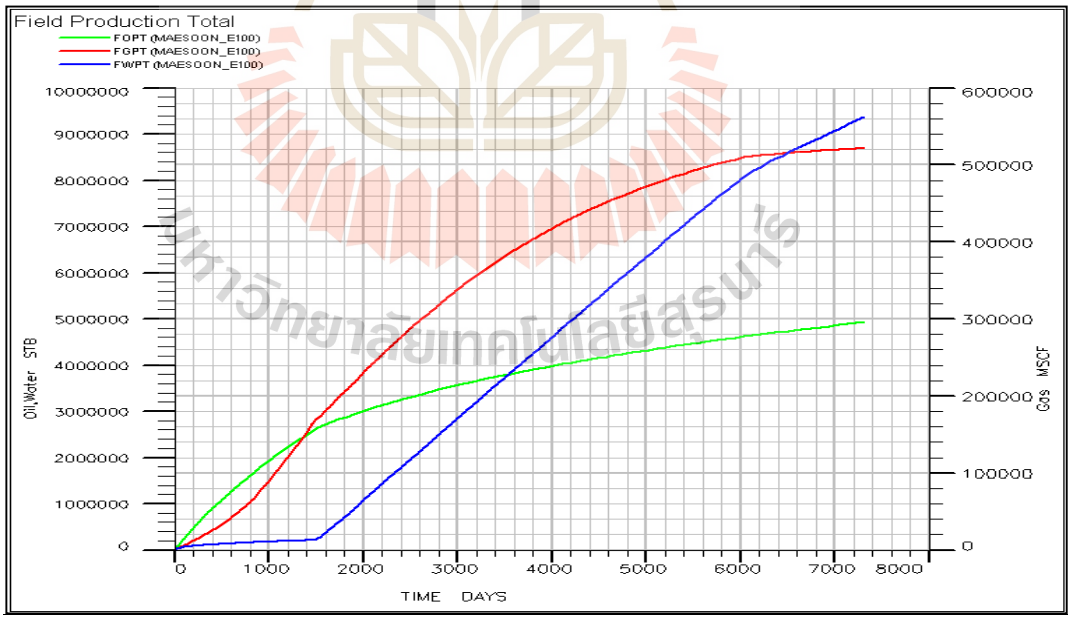


รูปที่ 4.43 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 3-1

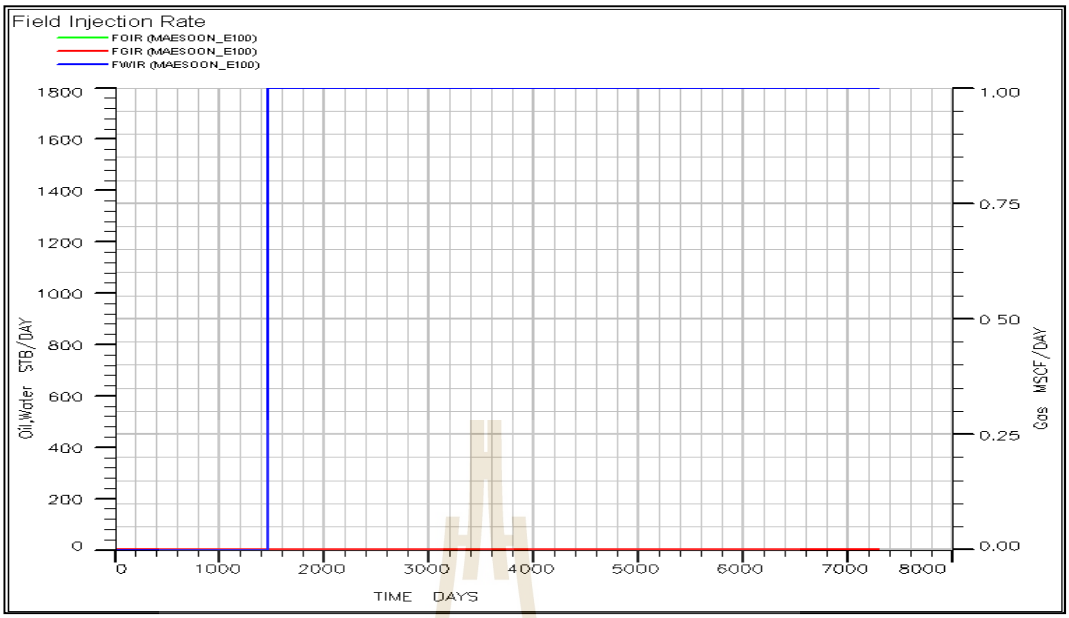
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



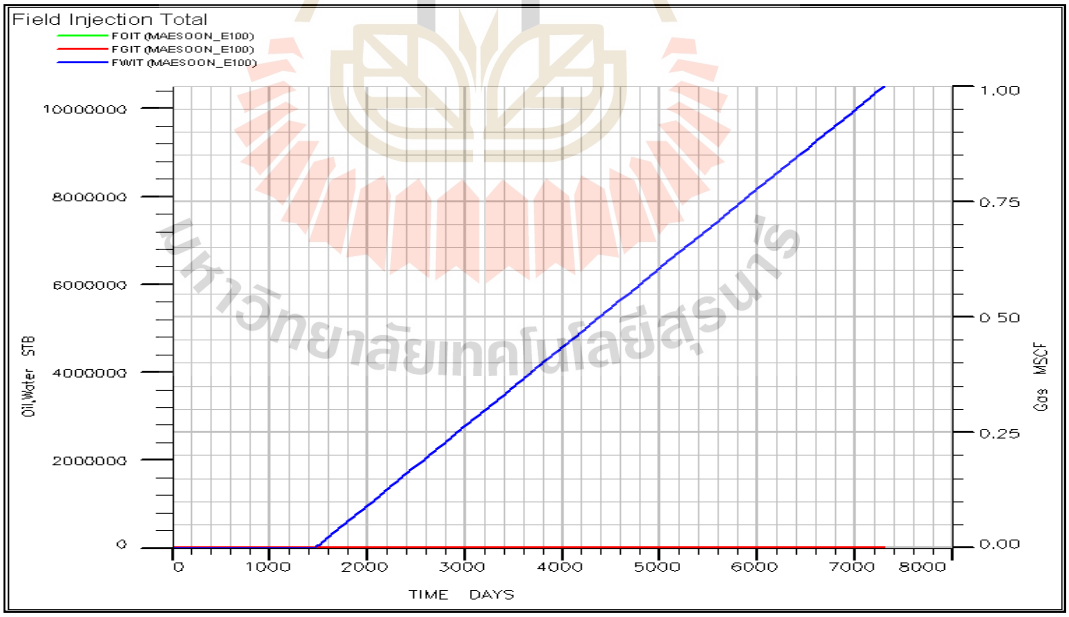
รูปที่ 4.44 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 3-1



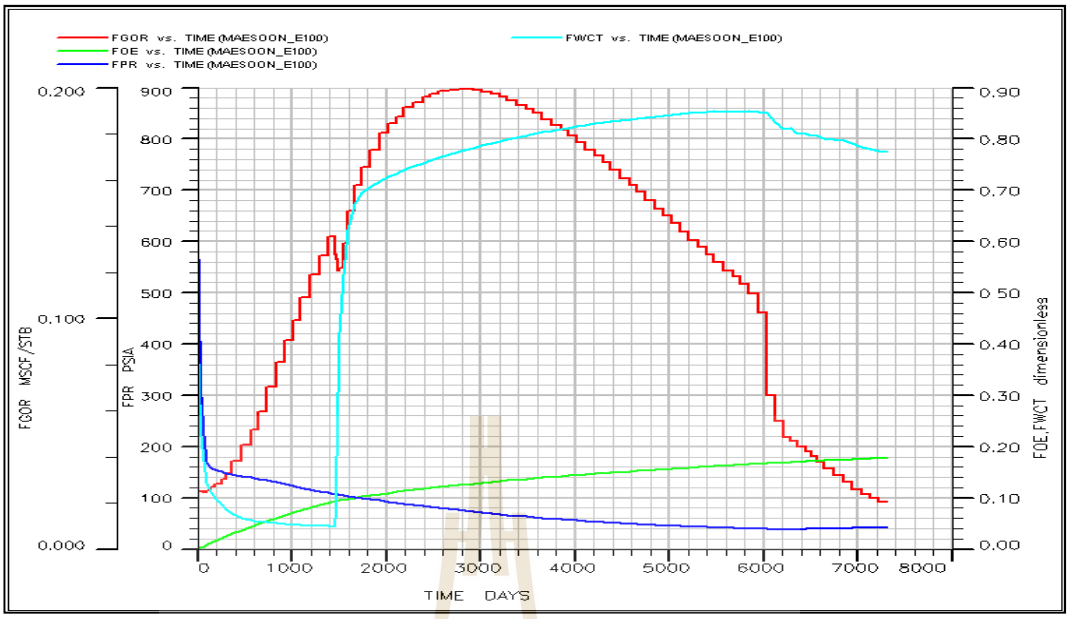
รูปที่ 4.45 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 3-1



รูปที่ 4.46 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 3-1



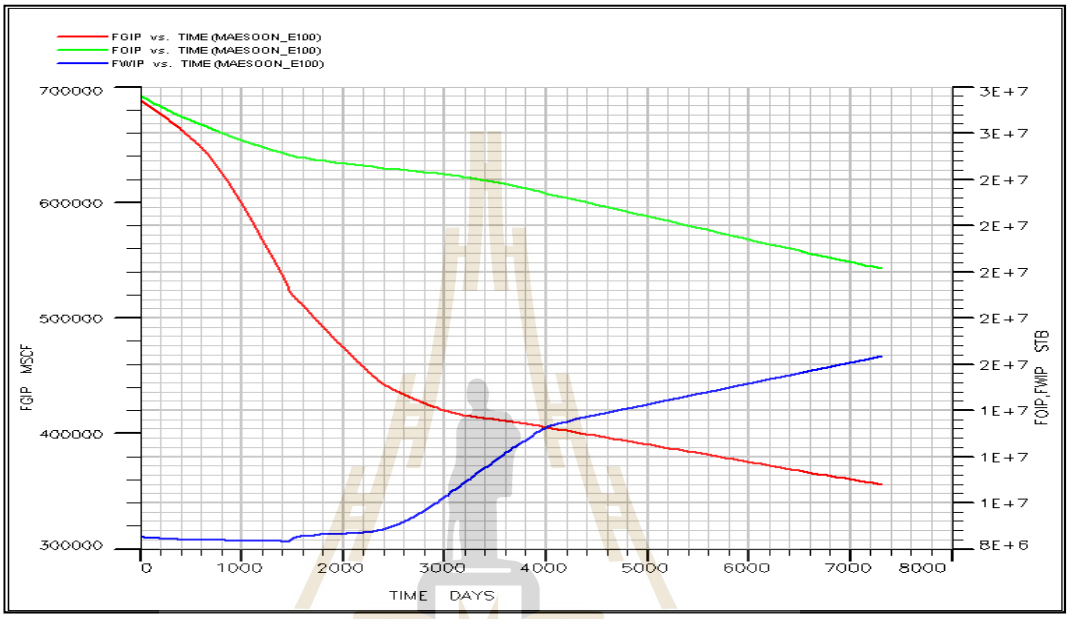
รูปที่ 4.47 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 3-1



รูปที่ 4.48 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 3-1

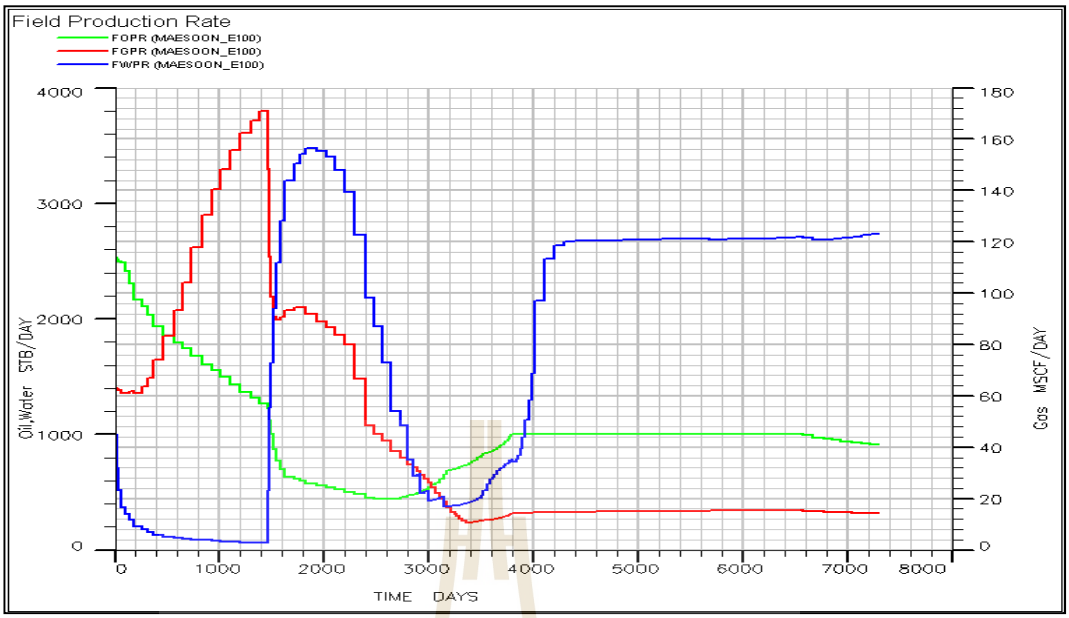
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 3-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.49 ถึงรูปที่ 4.54

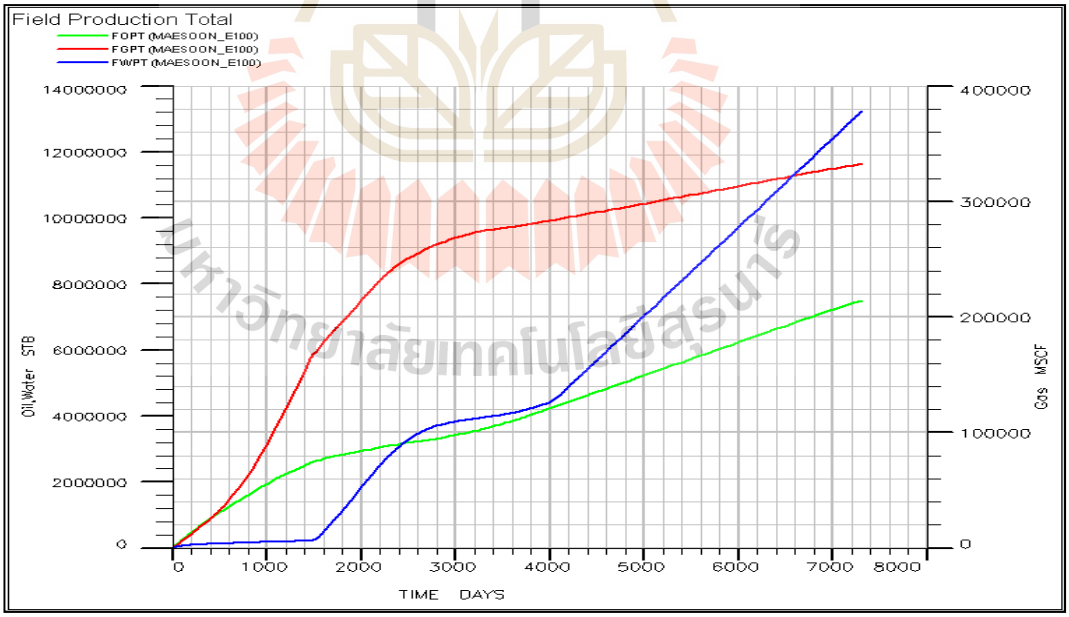


รูปที่ 4.49 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 3-2

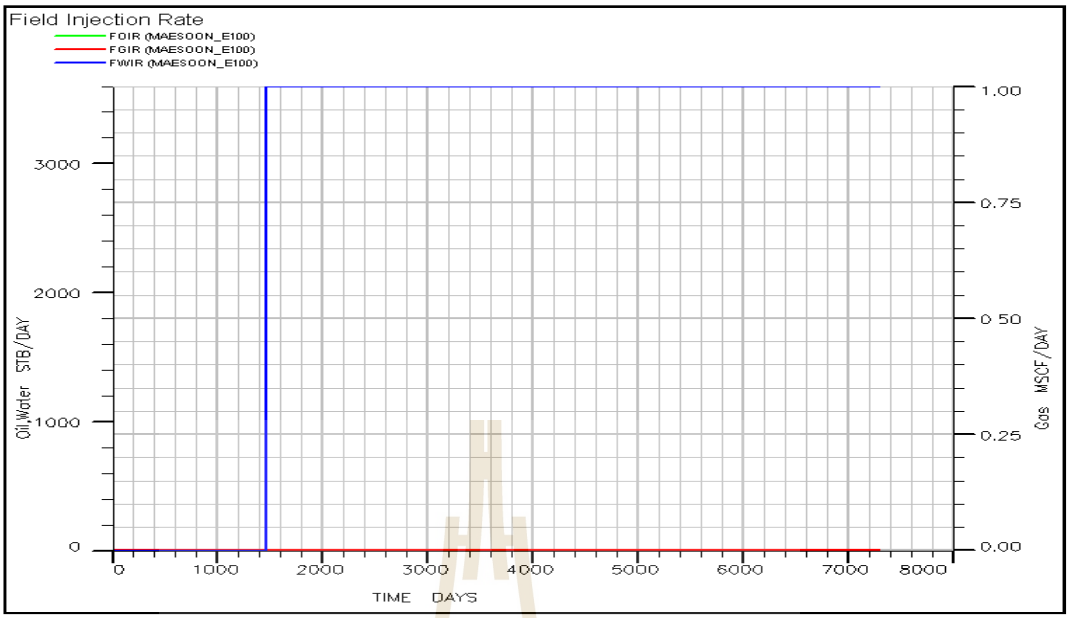
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



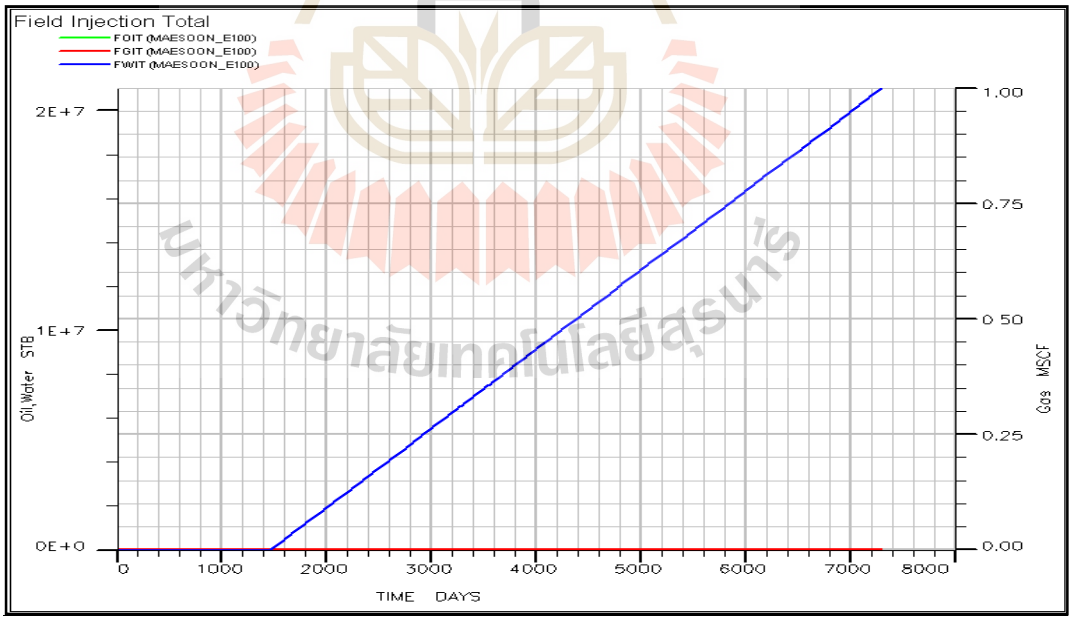
รูปที่ 4.50 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 3-2



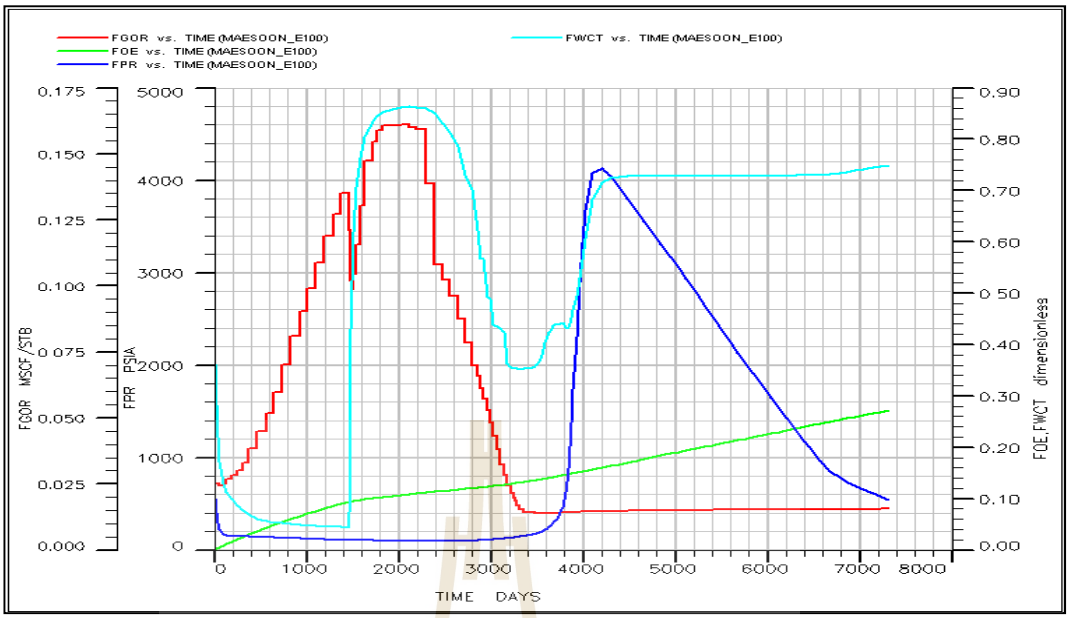
รูปที่ 4.51 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 3-2



รูปที่ 4.52 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 3-2



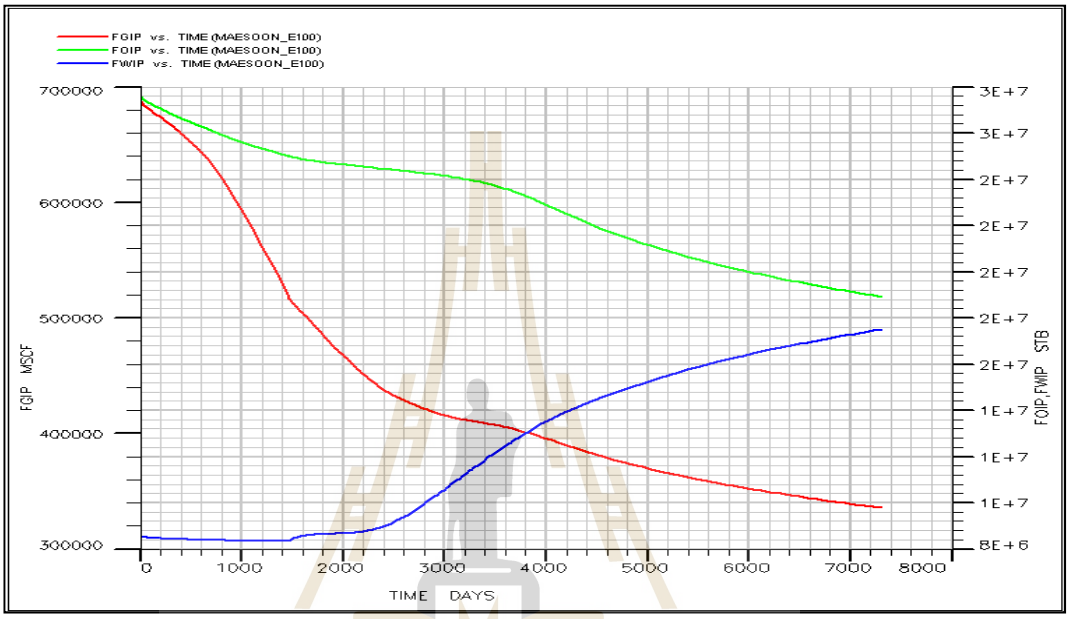
รูปที่ 4.53 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 3-2



รูปที่ 4.54 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 3-2

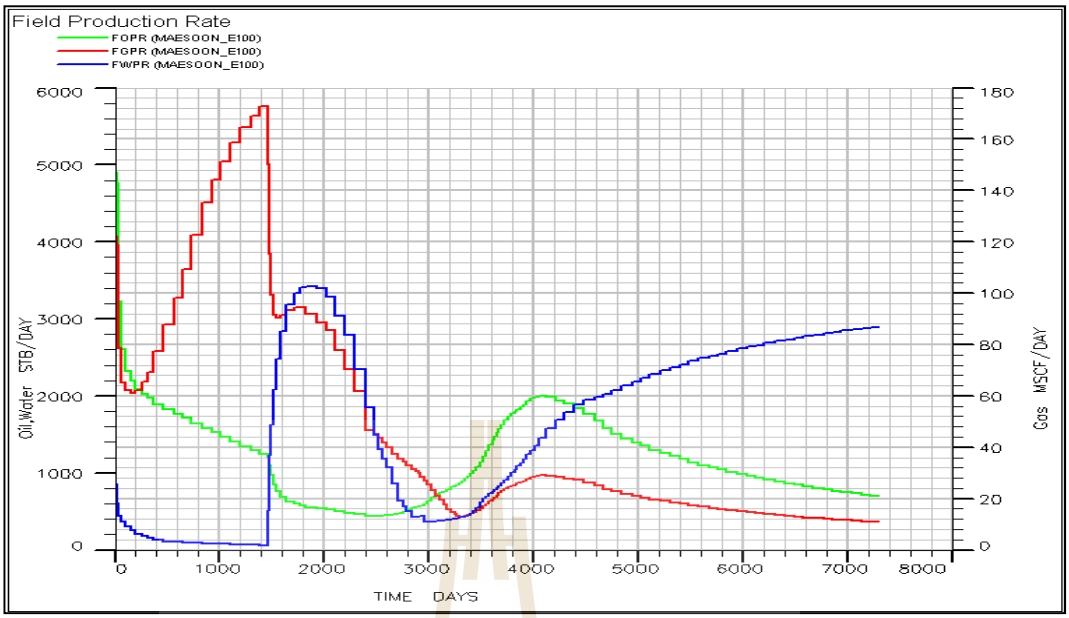
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 3-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.55 ถึงรูปที่ 4.60

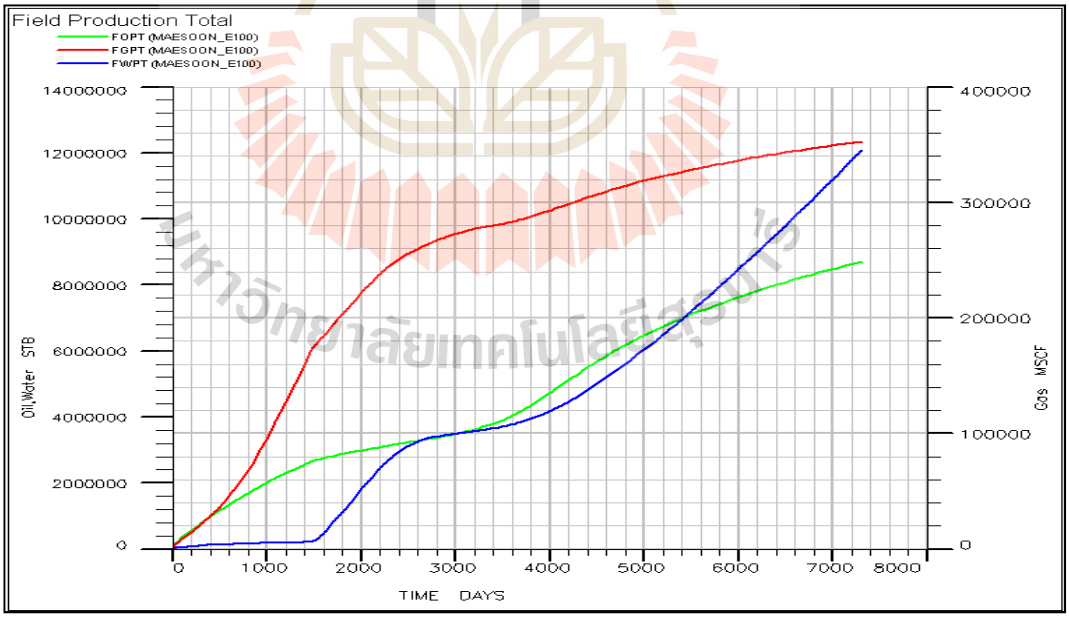


รูปที่ 4.55 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 3-3

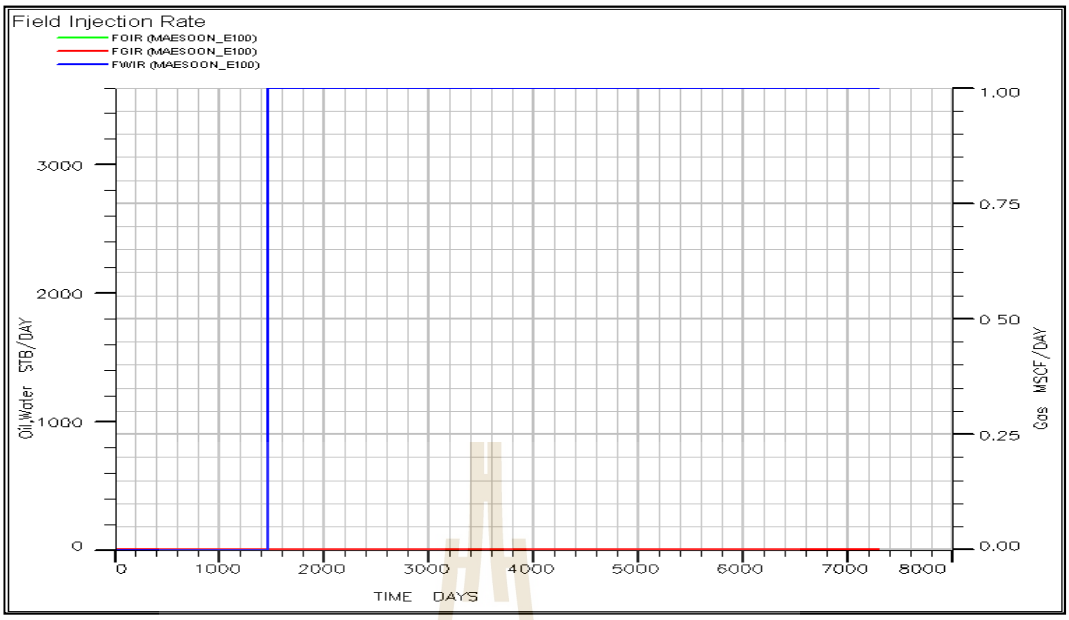
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



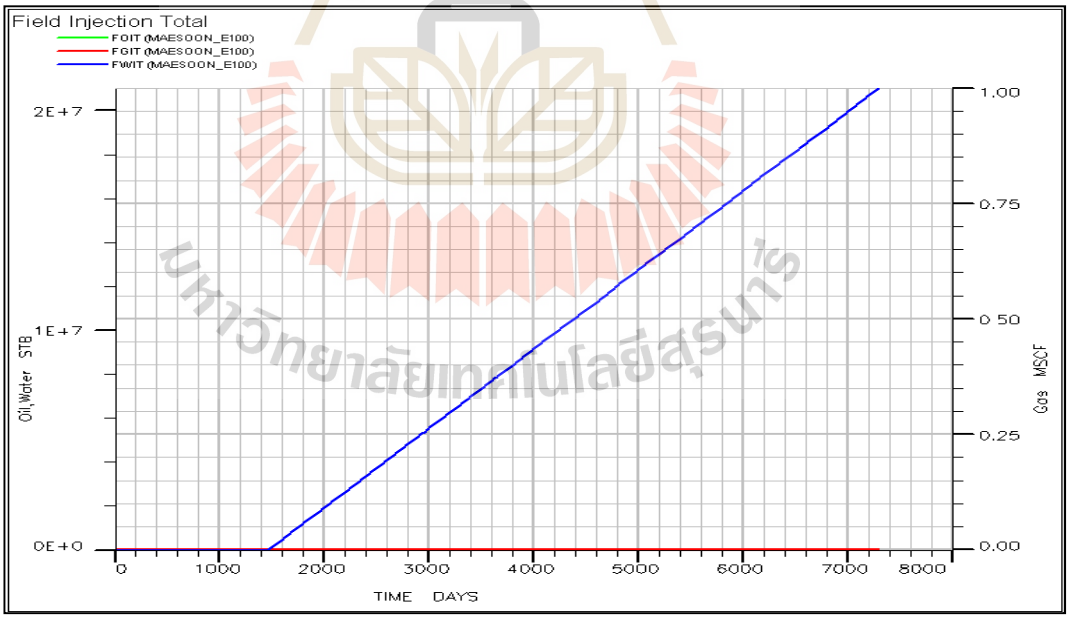
รูปที่ 4.56 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 3-3



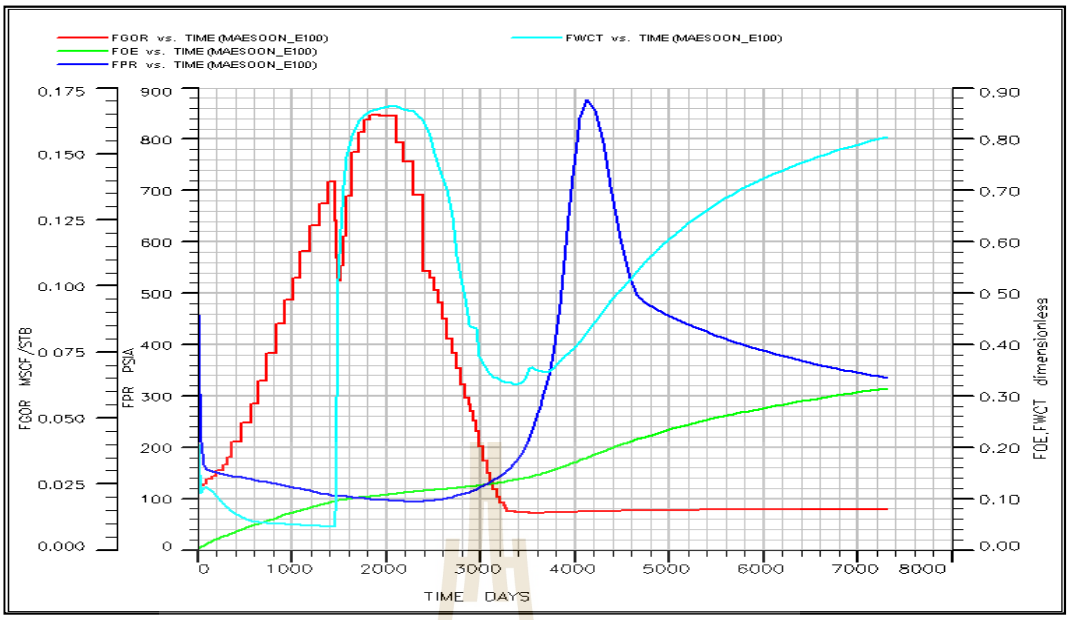
รูปที่ 4.57 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 3-3



รูปที่ 4.58 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 3-3



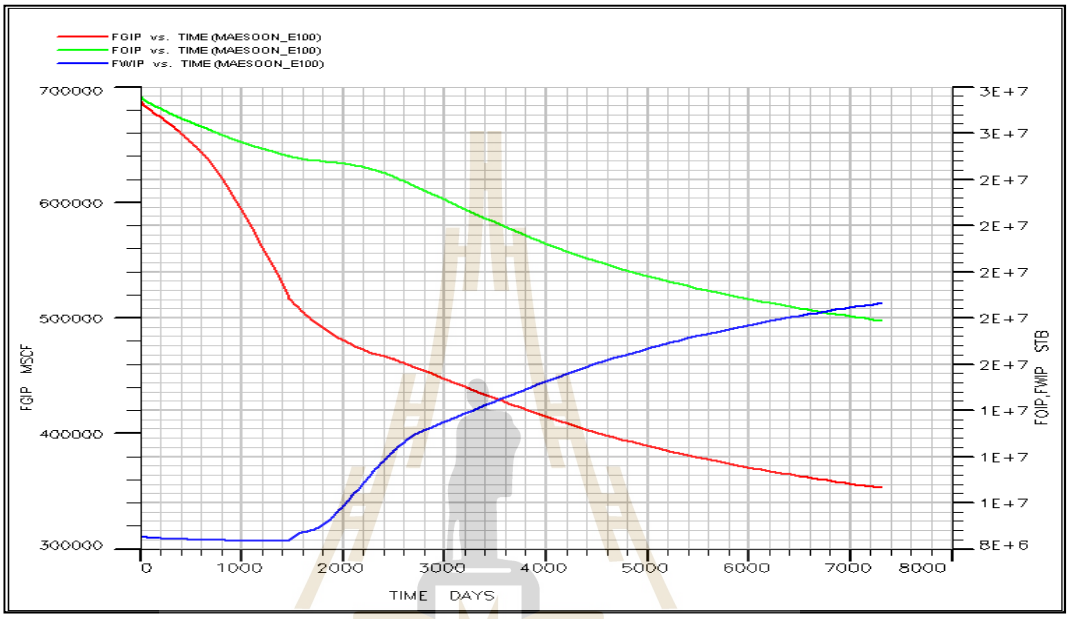
รูปที่ 4.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 3-3



รูปที่ 4.60 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 3-3

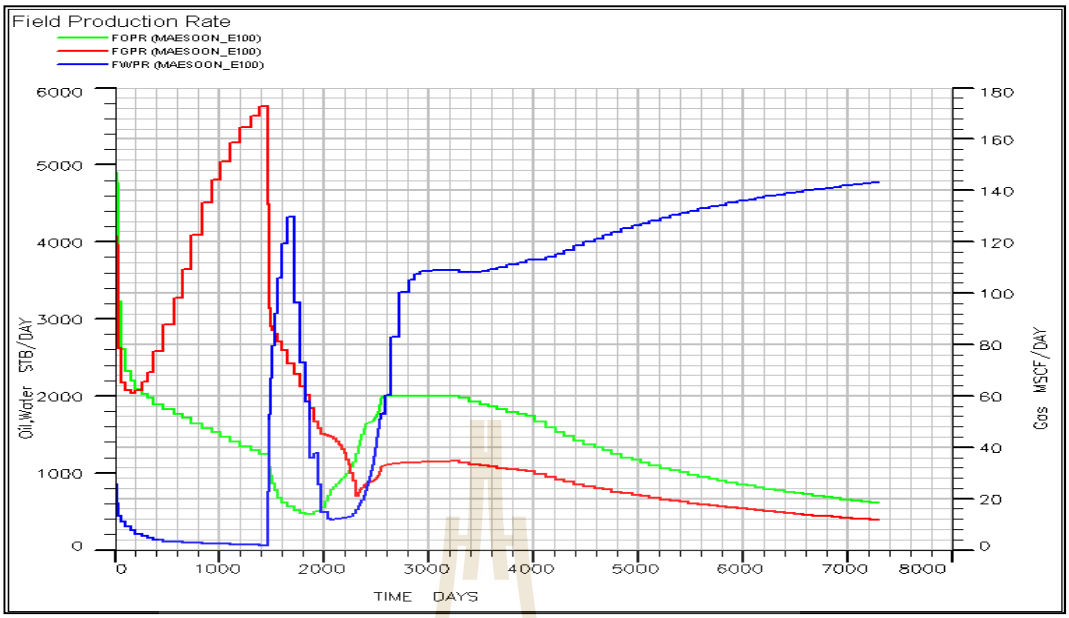
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 3-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.61 ถึงรูปที่ 4.66

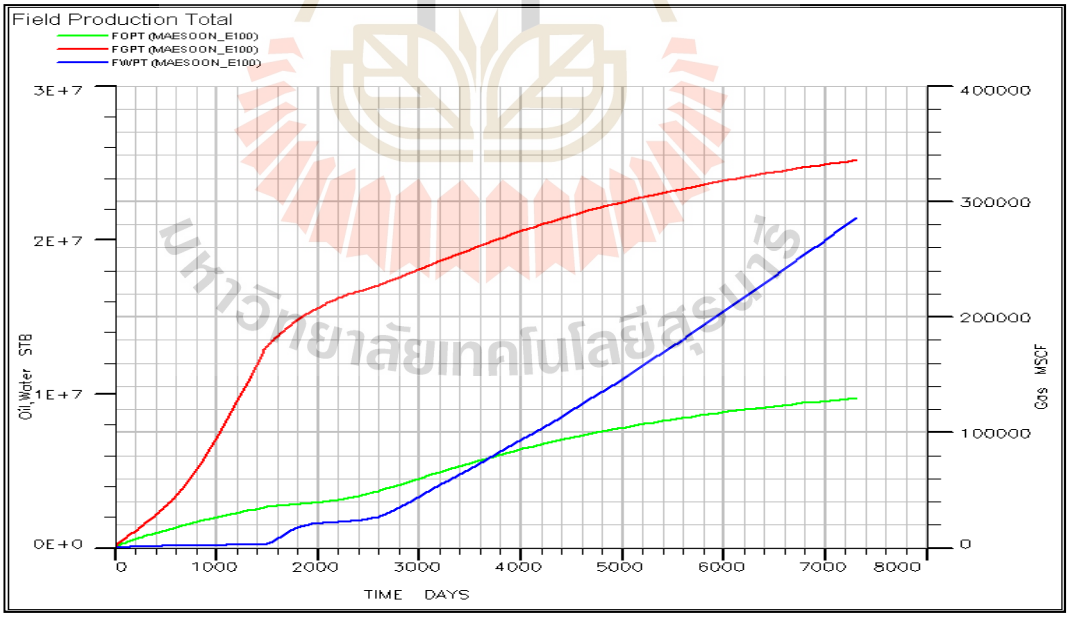


รูปที่ 4.61 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 3-4

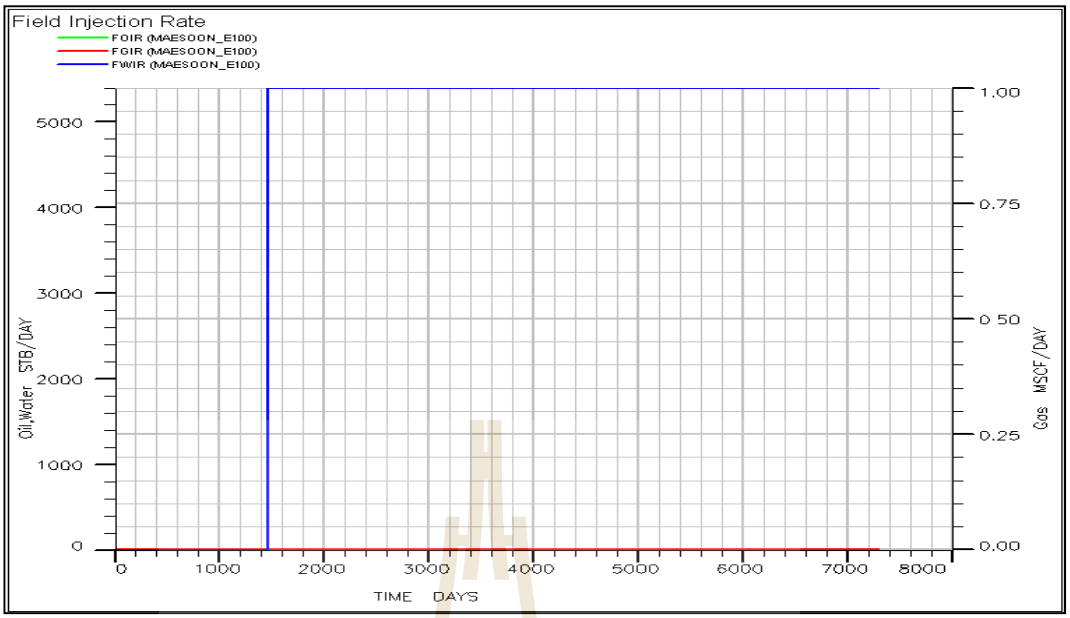
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



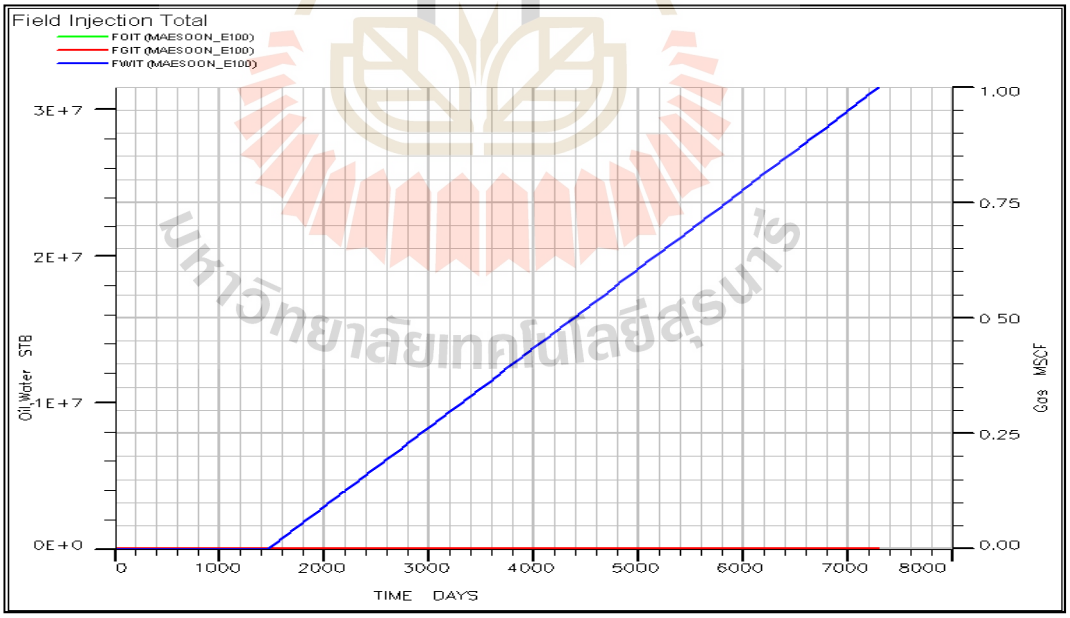
รูปที่ 4.62 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 3-4



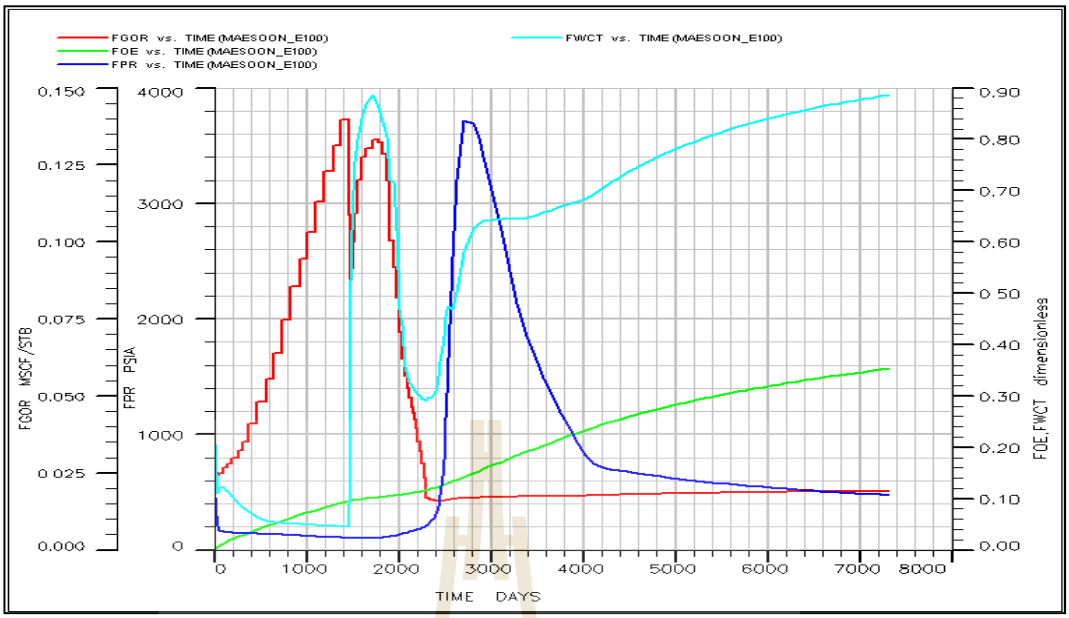
รูปที่ 4.63 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 3-4



รูปที่ 4.64 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 3-4



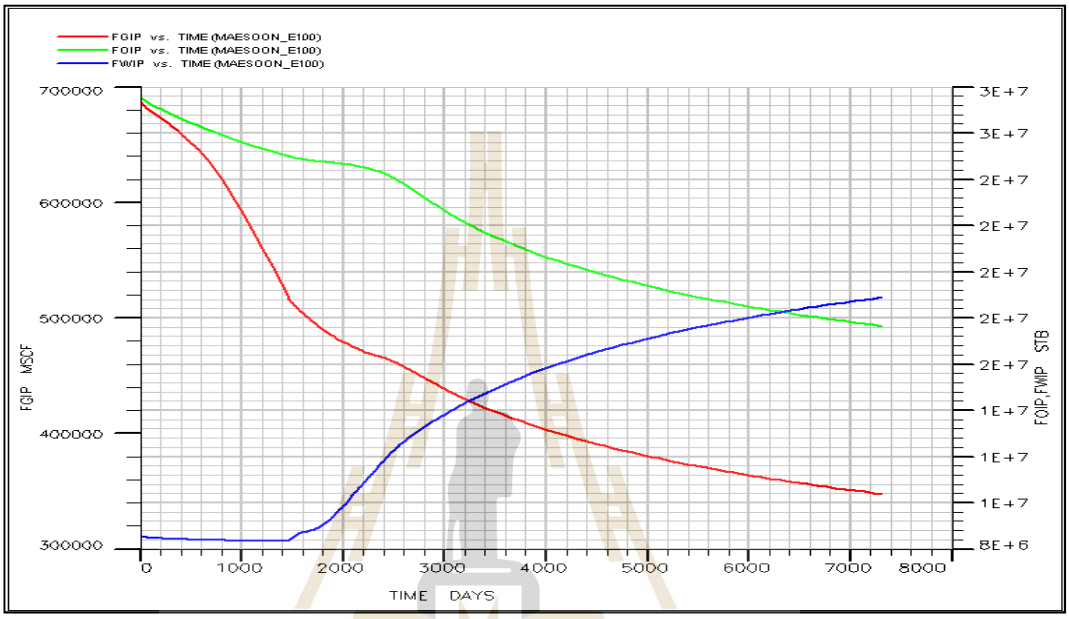
รูปที่ 4.65 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 3-4



รูปที่ 4.66 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 3-4

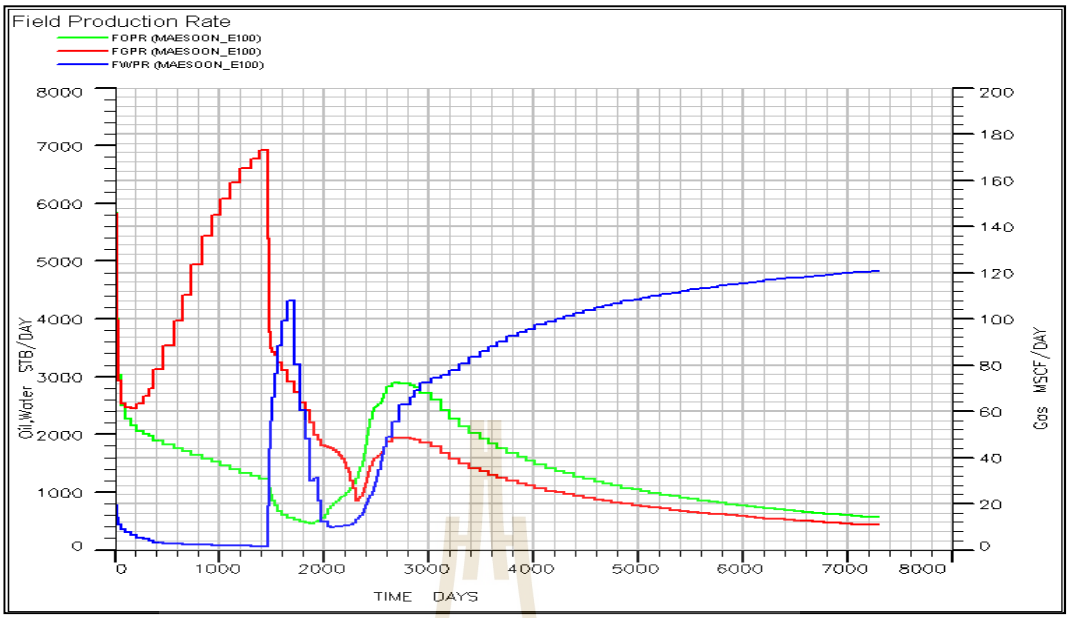
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 3-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 9 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.67 ถึงรูปที่ 4.72

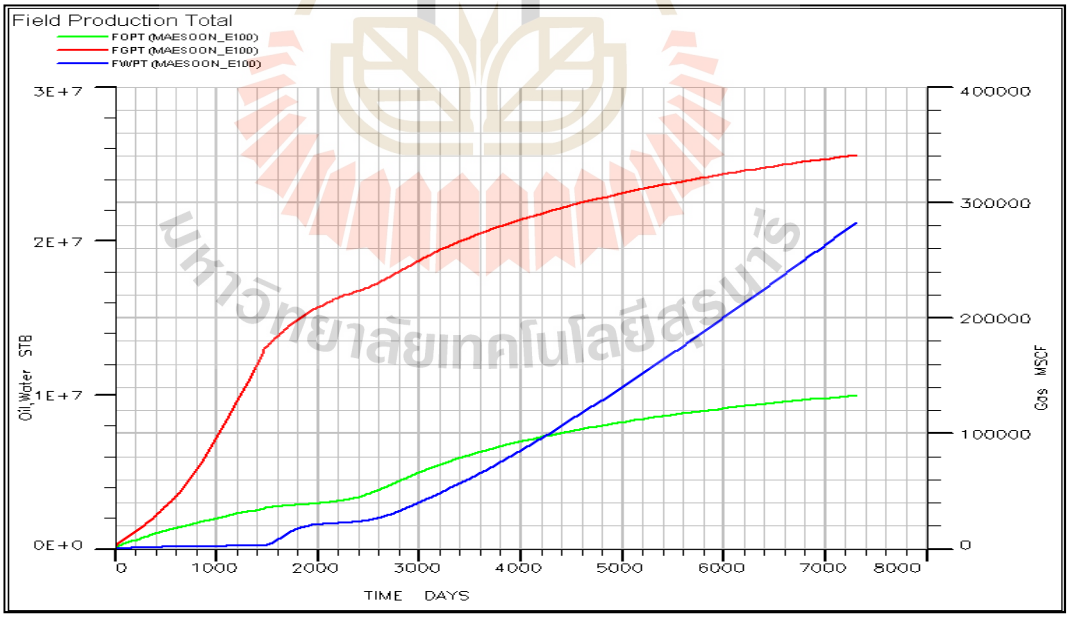


รูปที่ 4.67 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 3-5

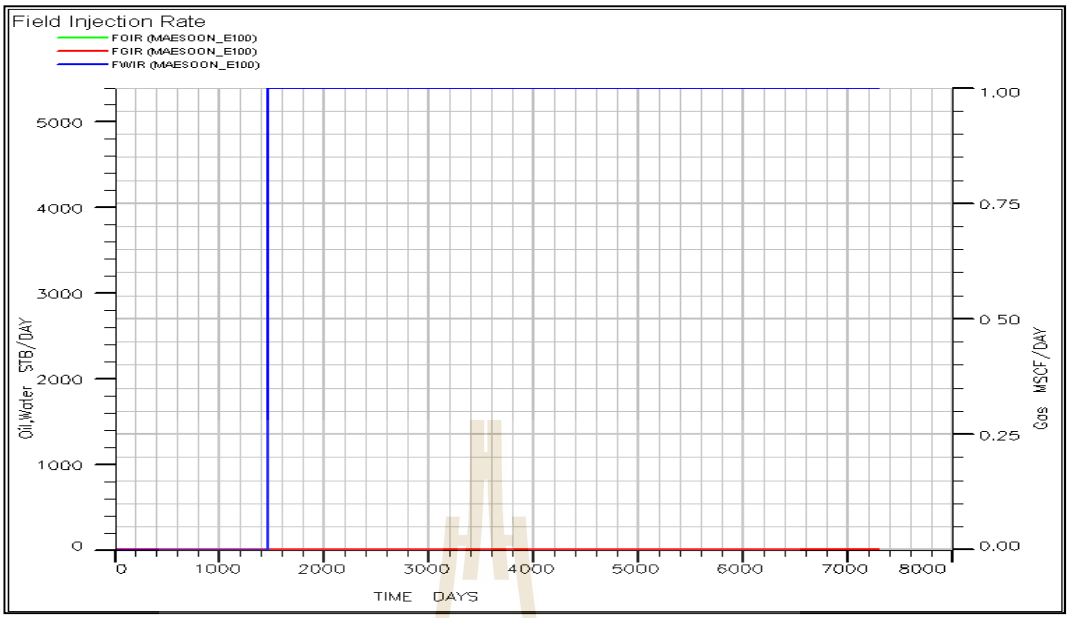
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



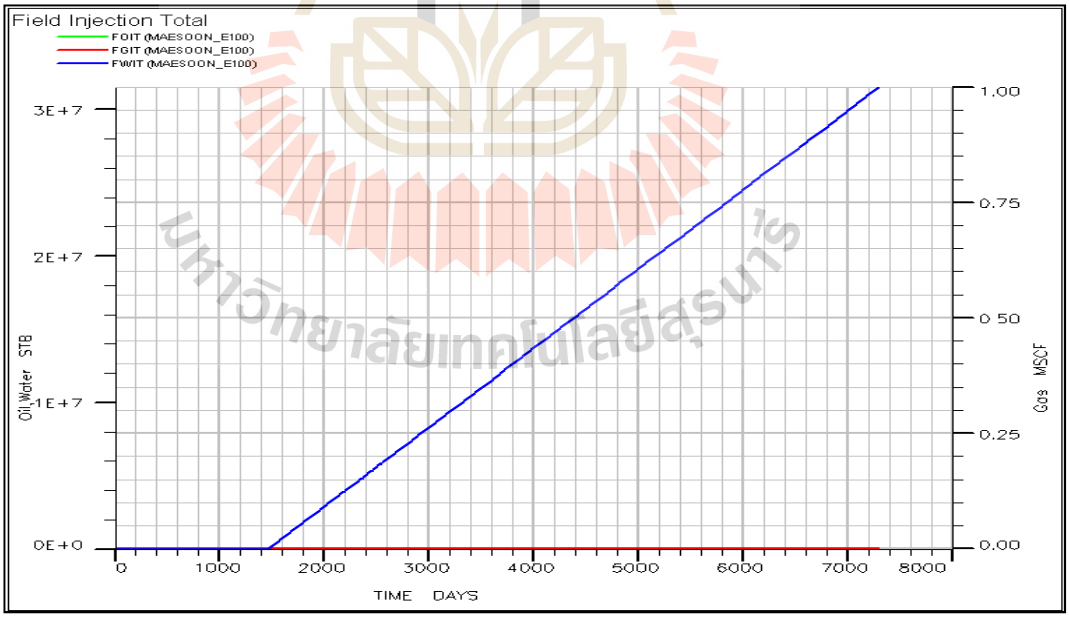
รูปที่ 4.68 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 3-5



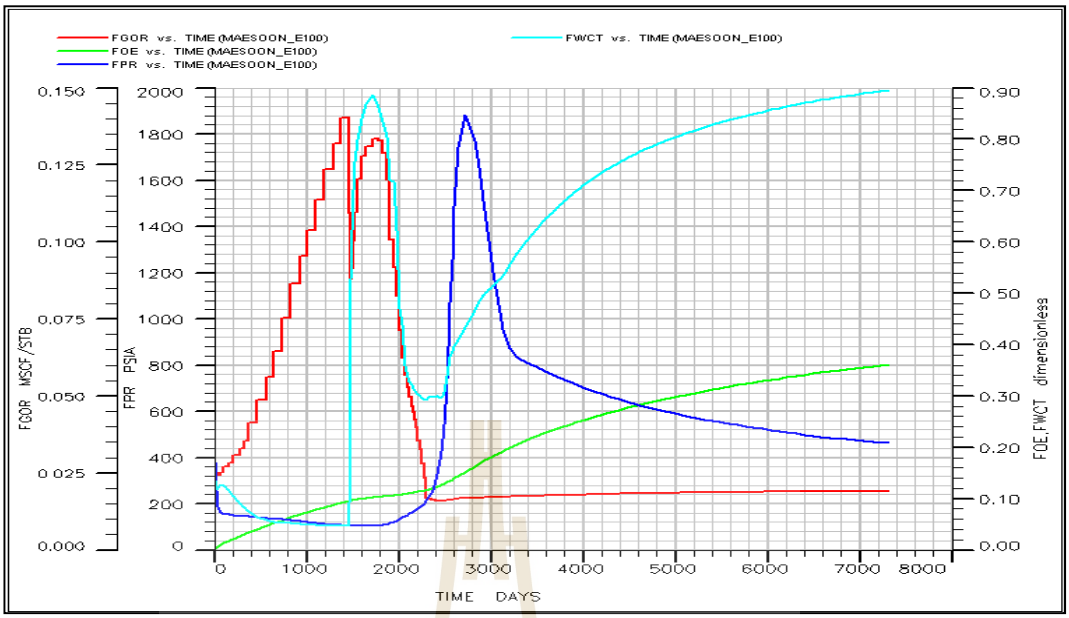
รูปที่ 4.69 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 3-5



รูปที่ 4.70 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 3-5



รูปที่ 4.71 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 3-5

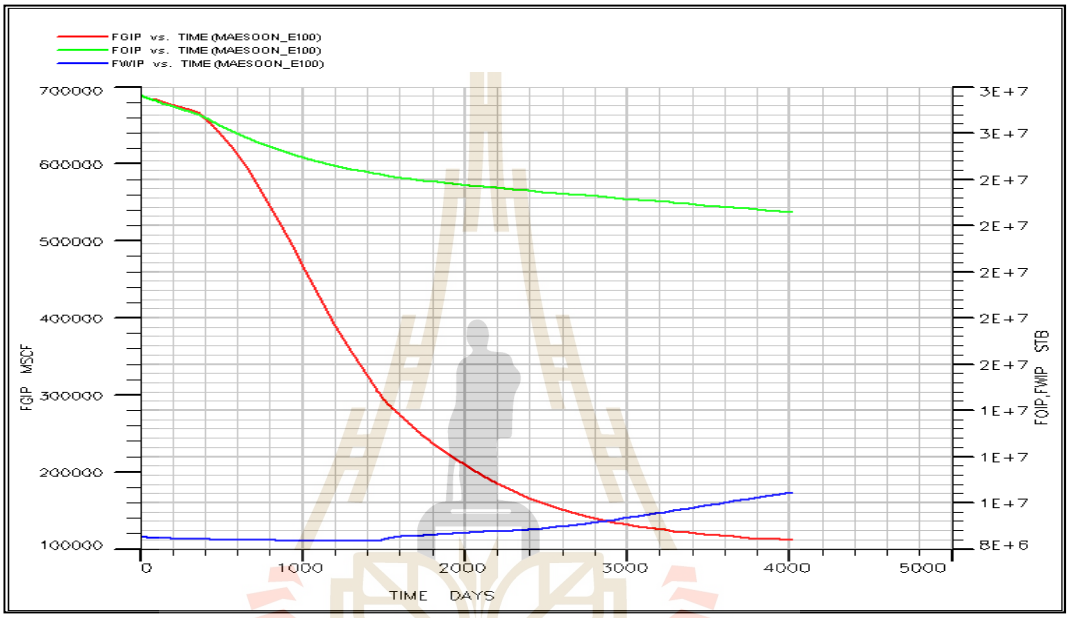


รูปที่ 4.72 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 3-5

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

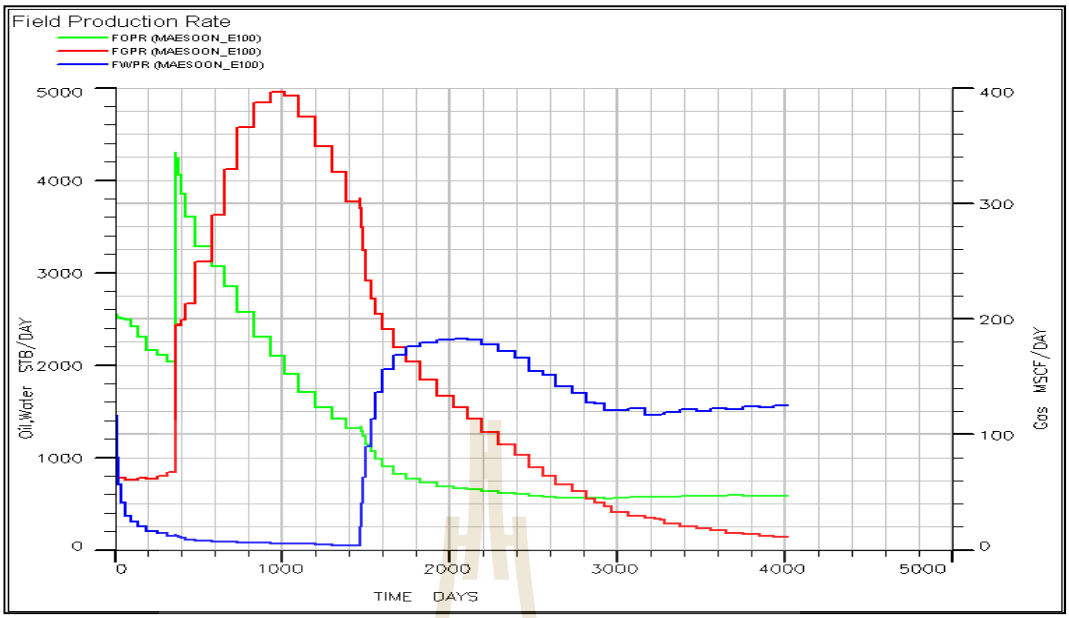
4.1.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 4

ก. กรณีที่ 4-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.73 ถึงรูปที่ 4.78

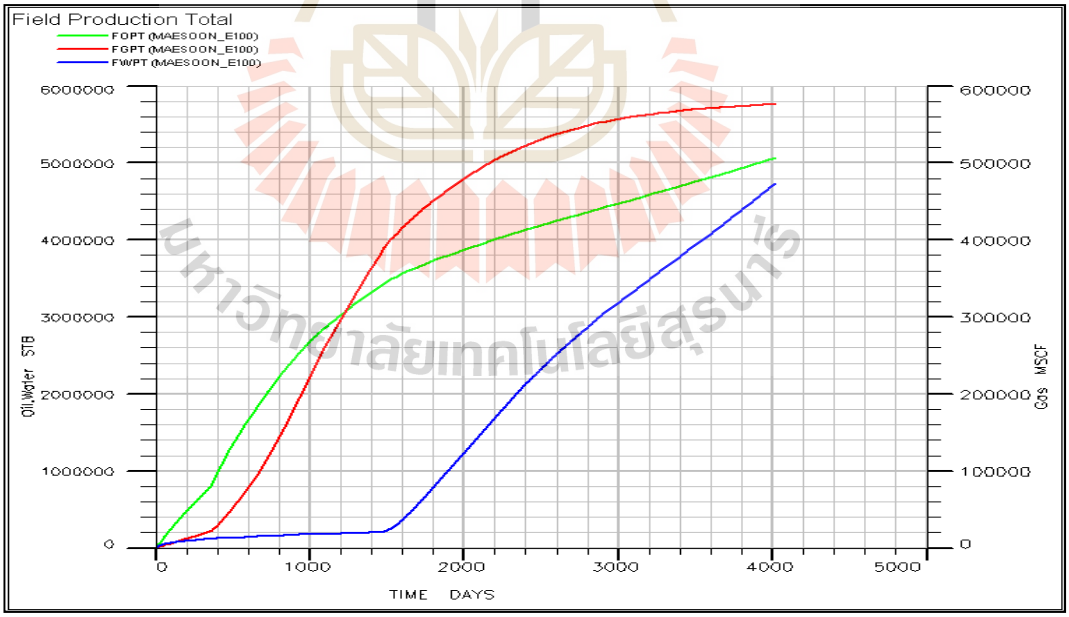


รูปที่ 4.73 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 4-1

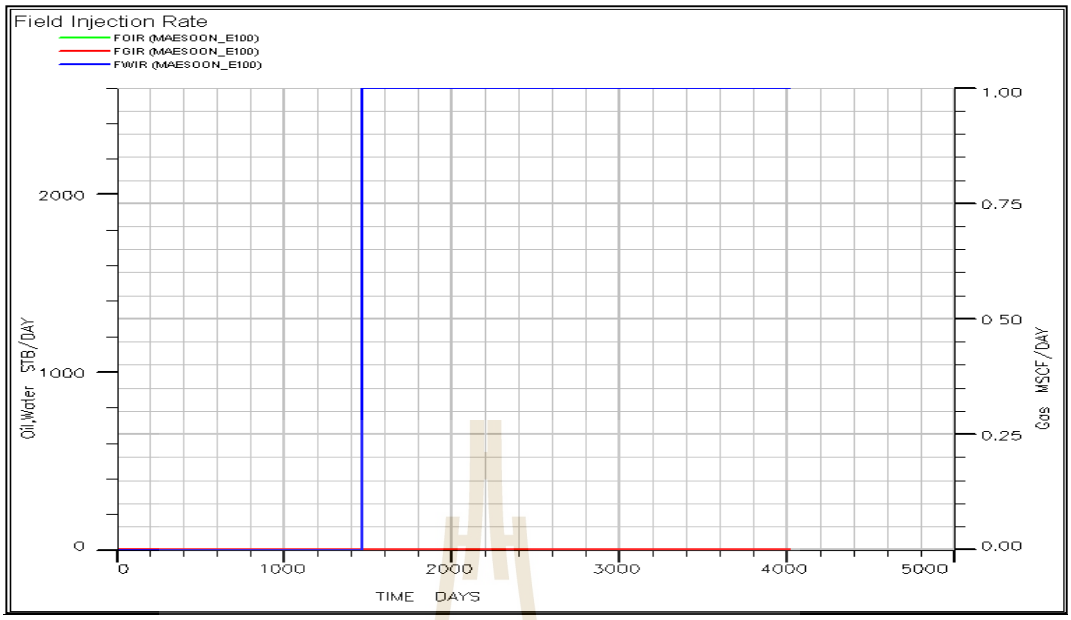
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



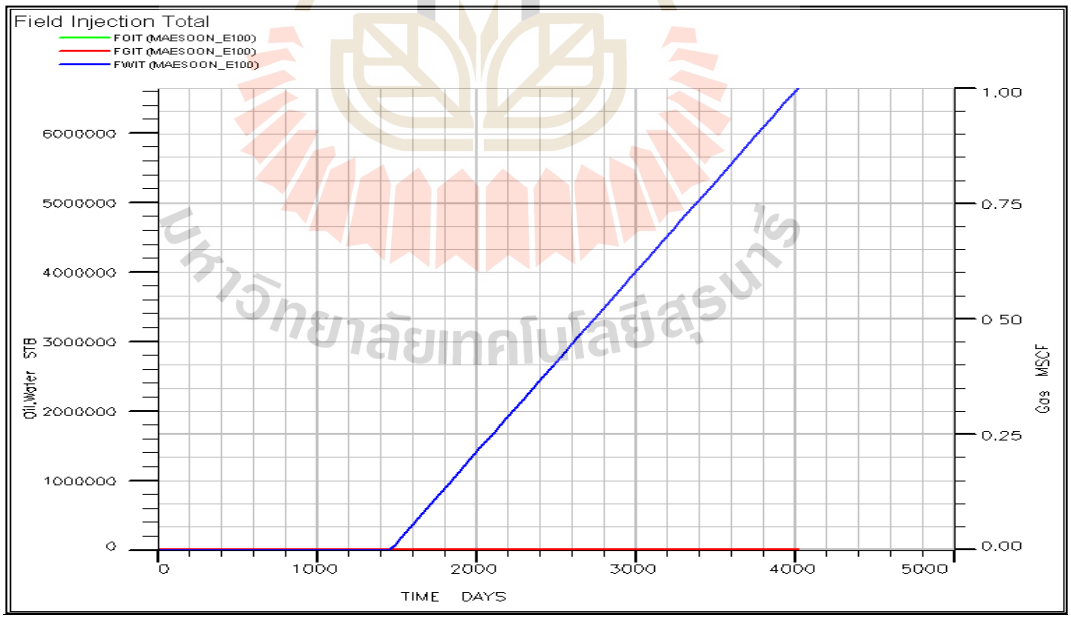
รูปที่ 4.74 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 4-1



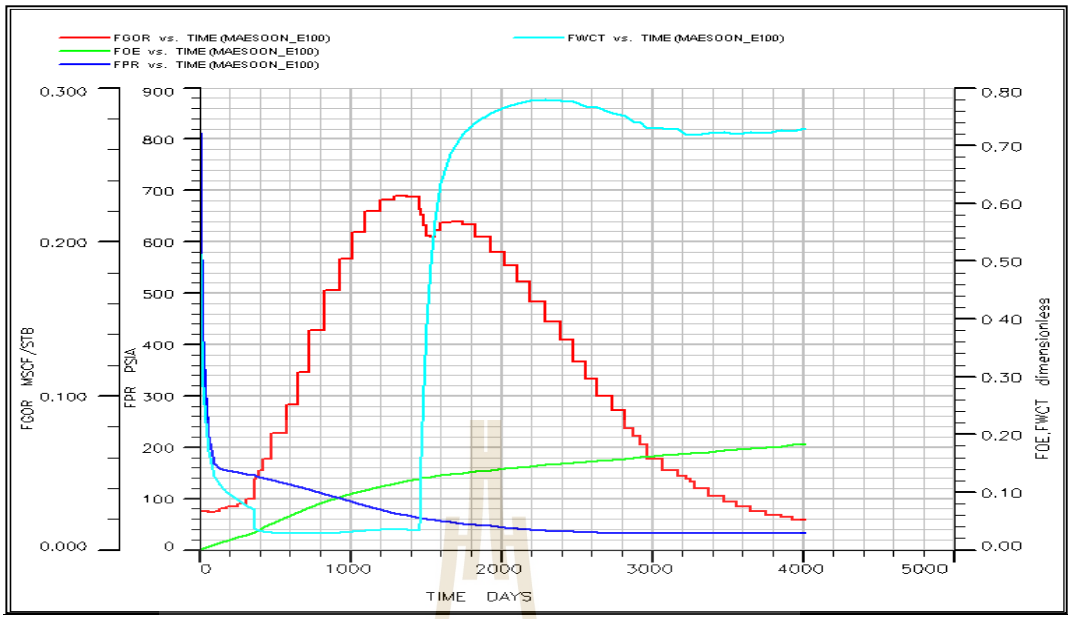
รูปที่ 4.75 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 4-1



รูปที่ 4.76 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 4-1



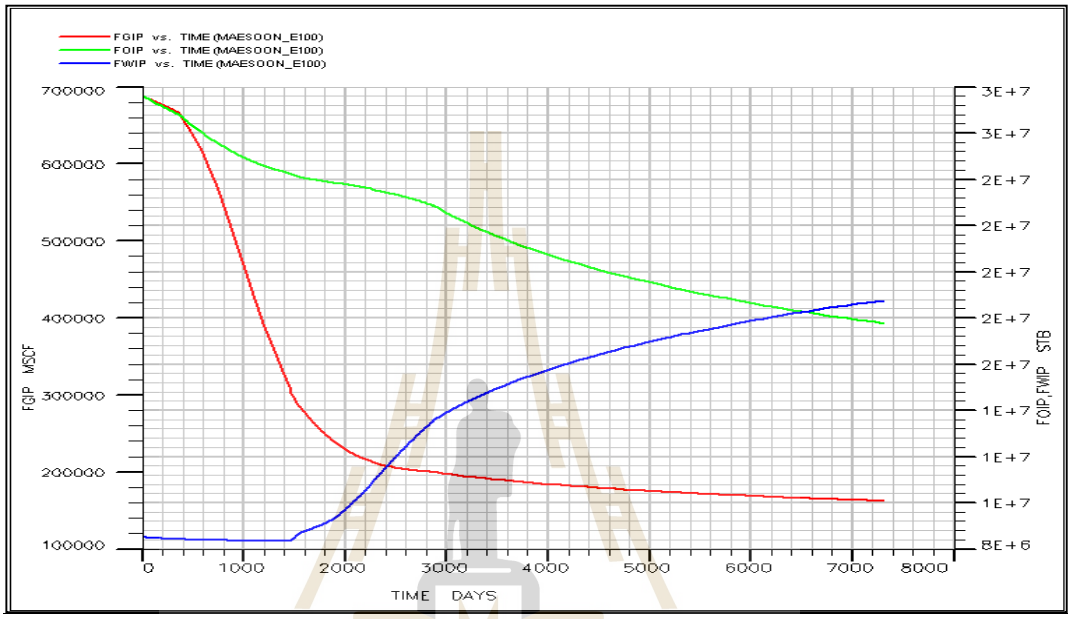
รูปที่ 4.77 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 4-1



รูปที่ 4.78 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 4-1

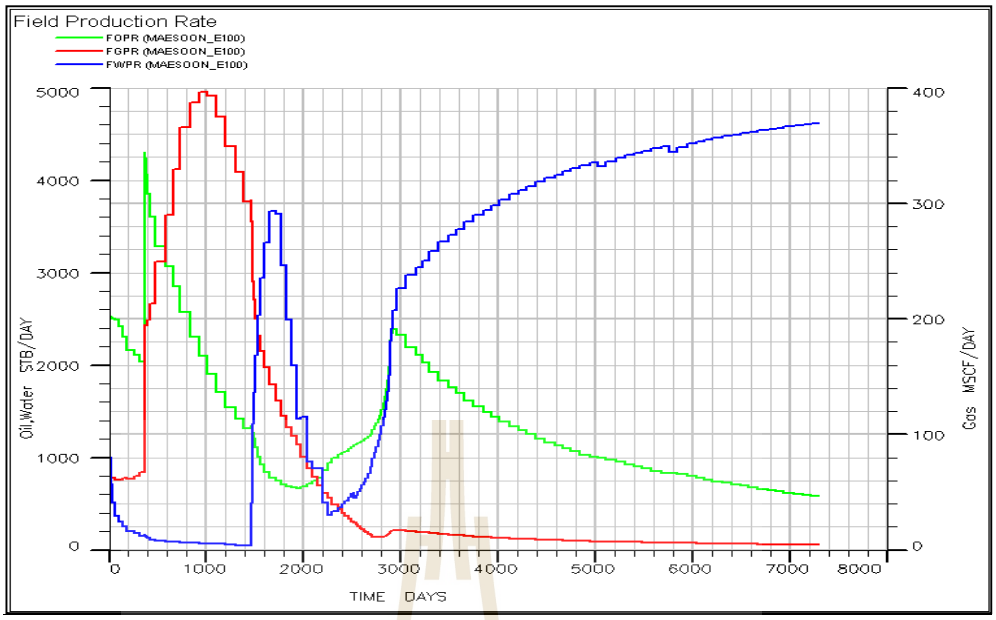
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 4-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.79 ถึงรูปที่ 4.84

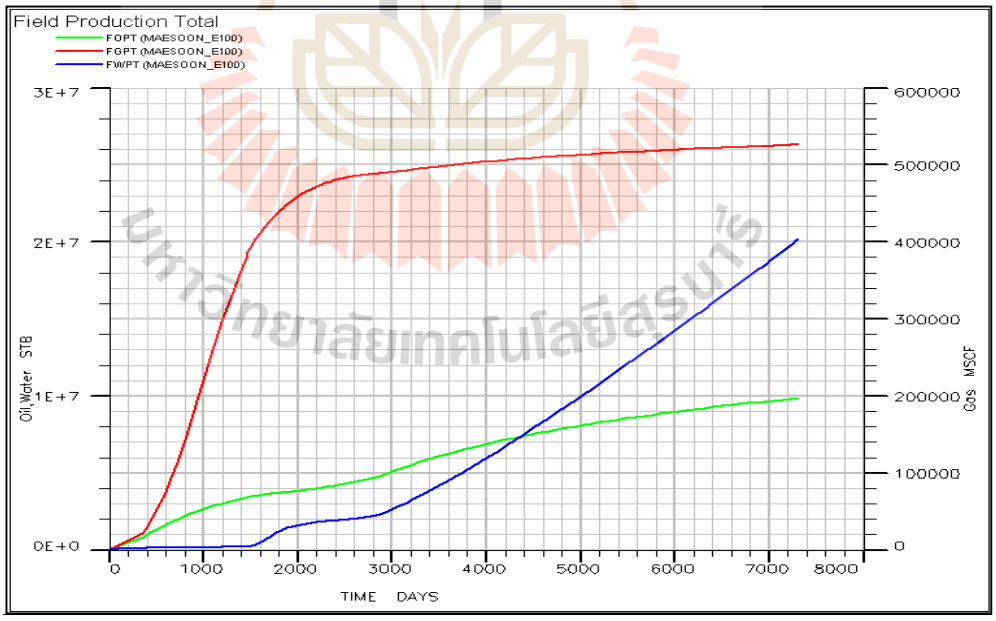


รูปที่ 4.79 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 4-2

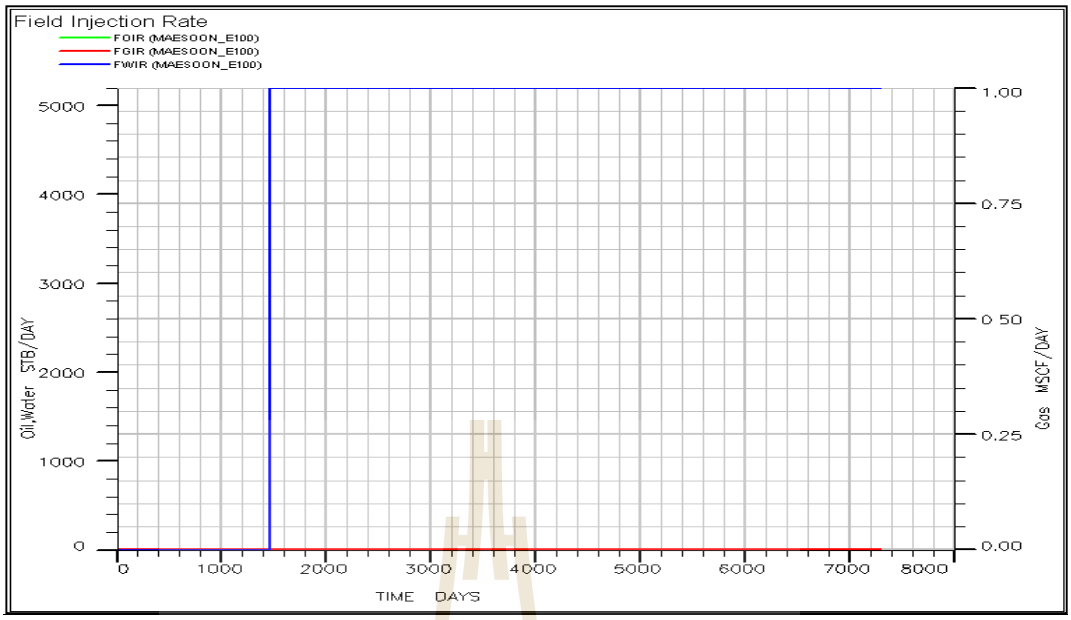
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



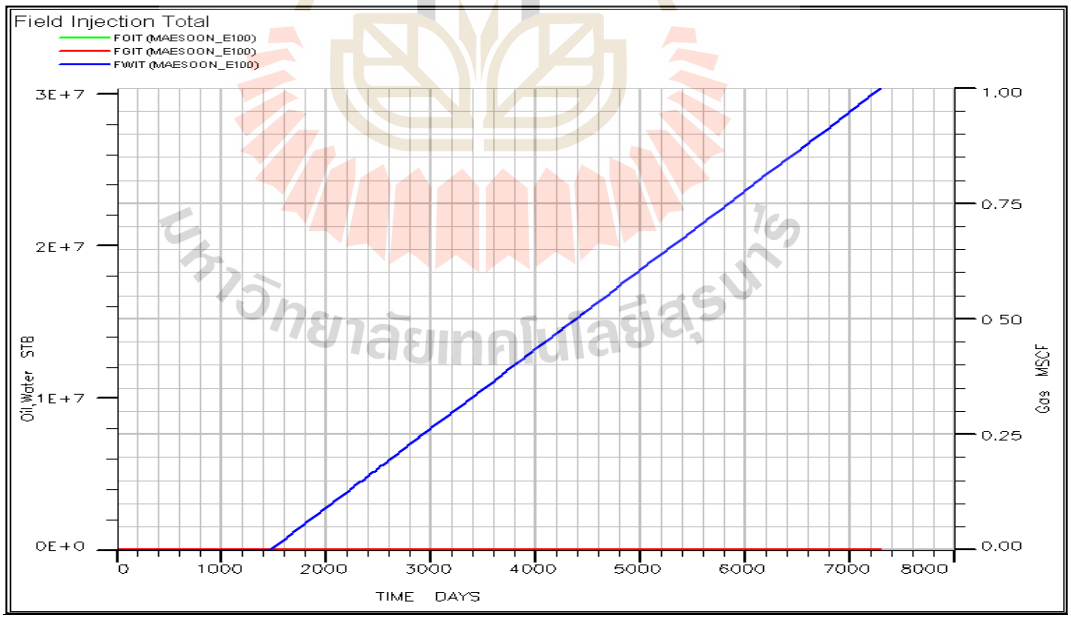
รูปที่ 4.80 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 4-2



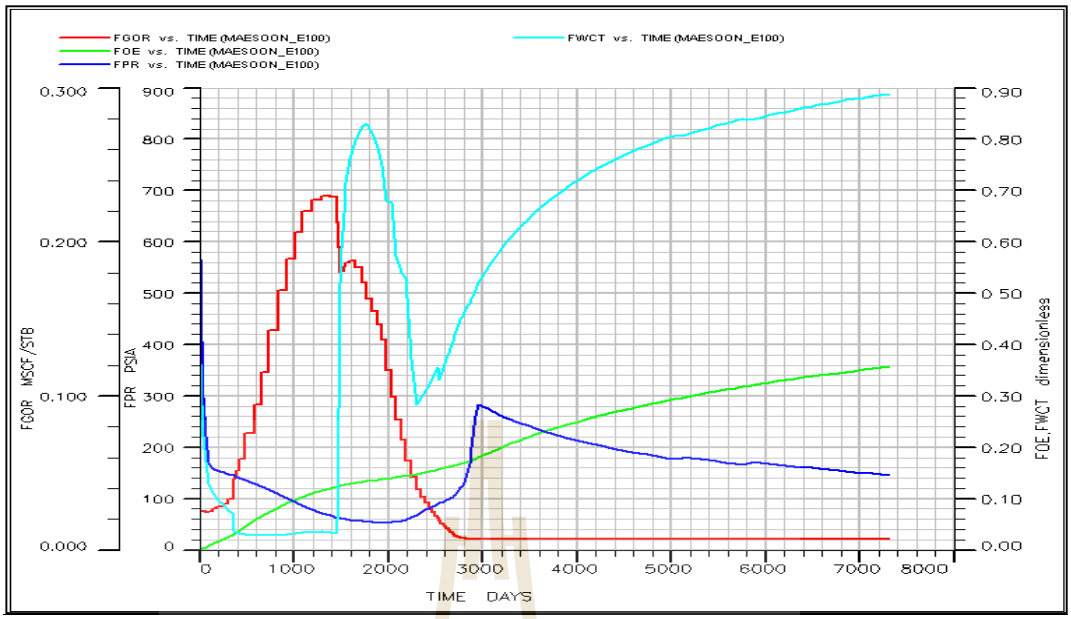
รูปที่ 4.81 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 4-2



รูปที่ 4.82 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 4-2



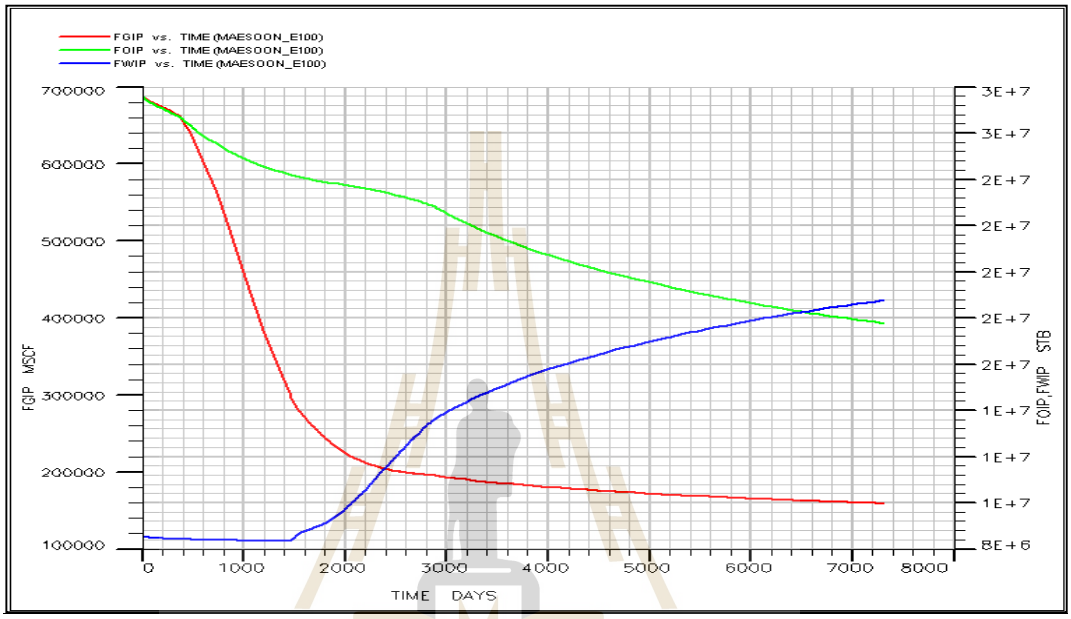
รูปที่ 4.83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 4-2



รูปที่ 4.84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด,ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 4-2

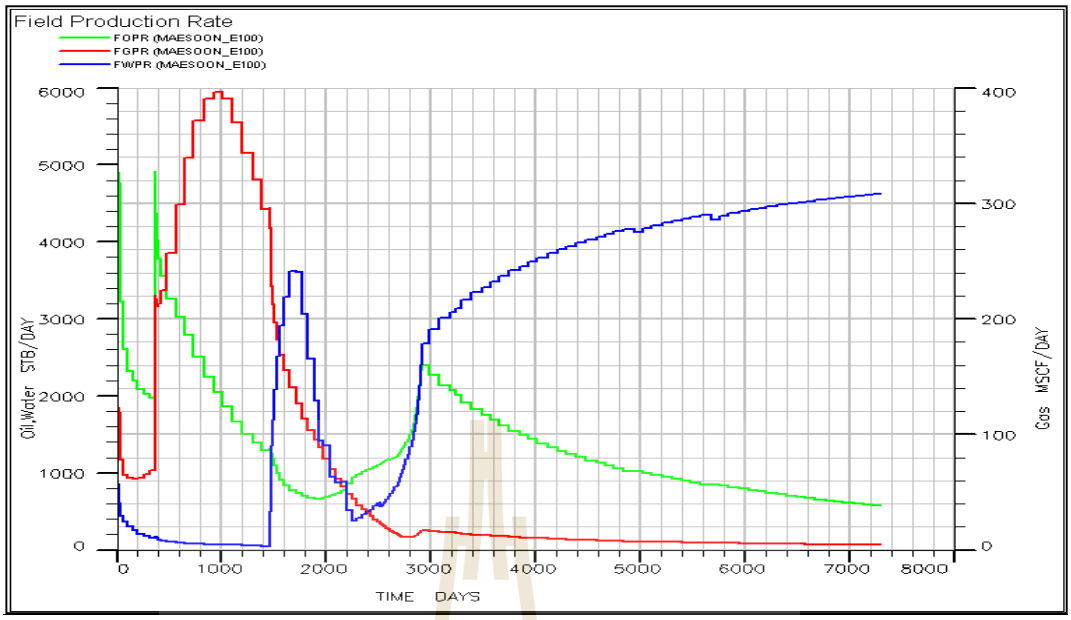
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 4-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.85 ถึงรูปที่ 4.90

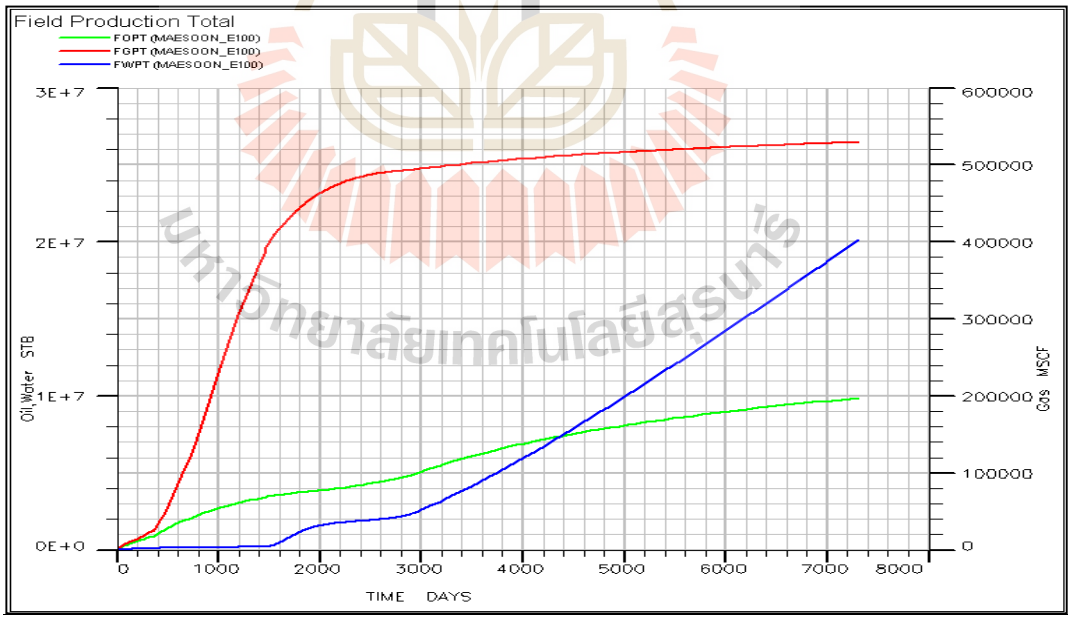


รูปที่ 4.85 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 4-3

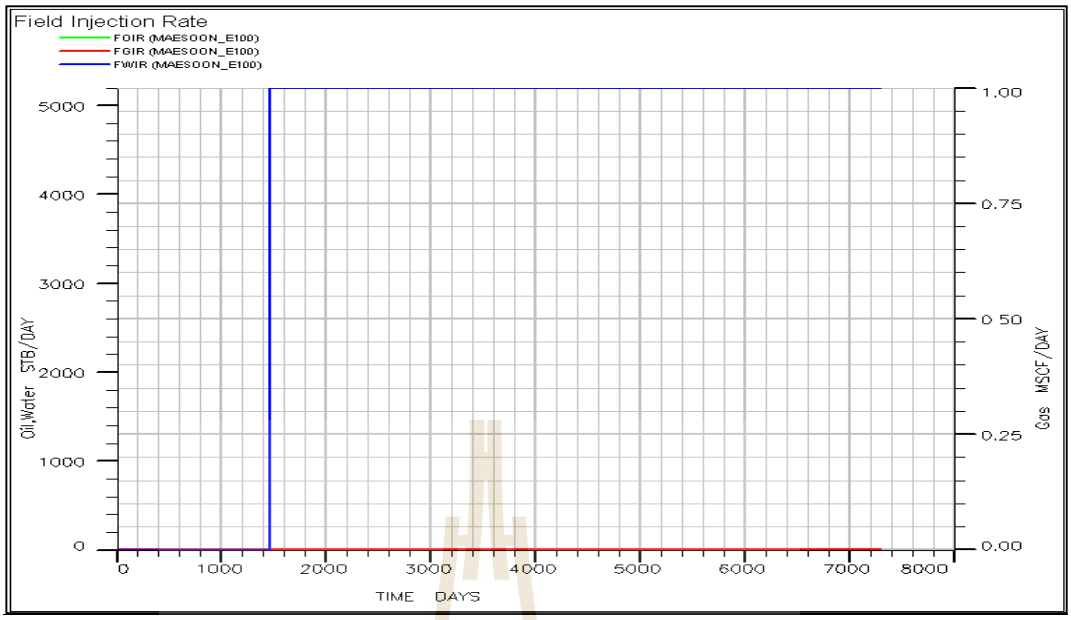
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



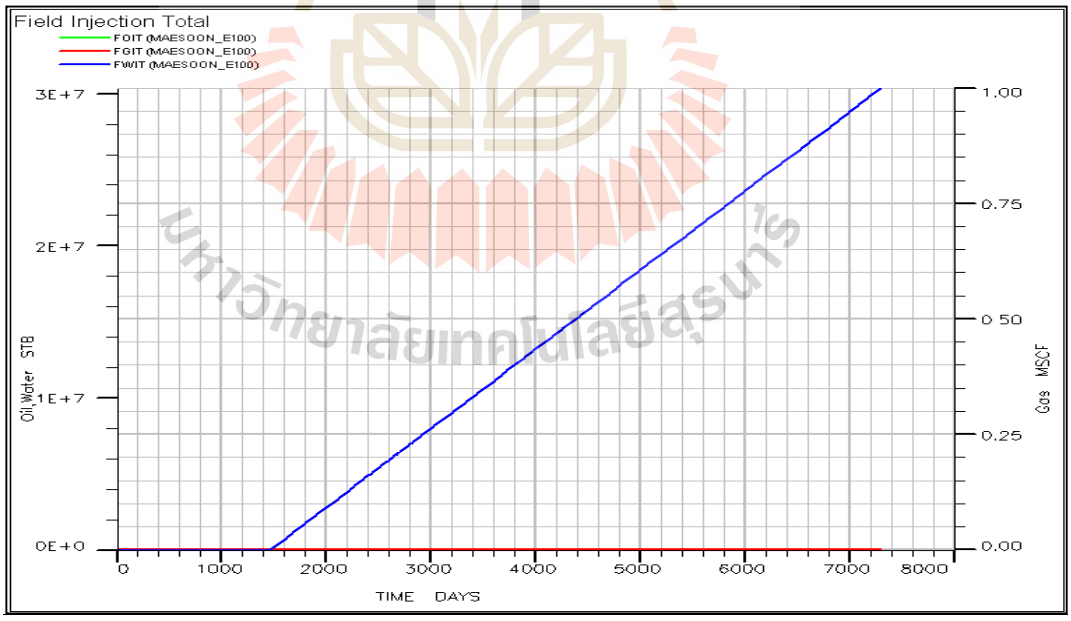
รูปที่ 4.86 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 4-3



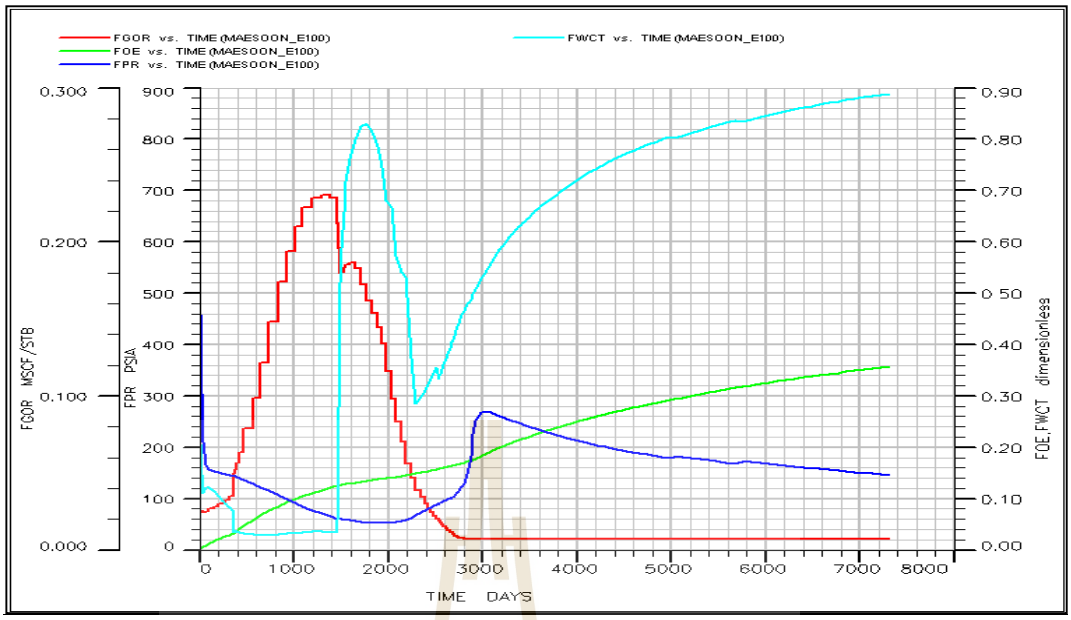
รูปที่ 4.87 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 4-3



รูปที่ 4.88 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 4-3



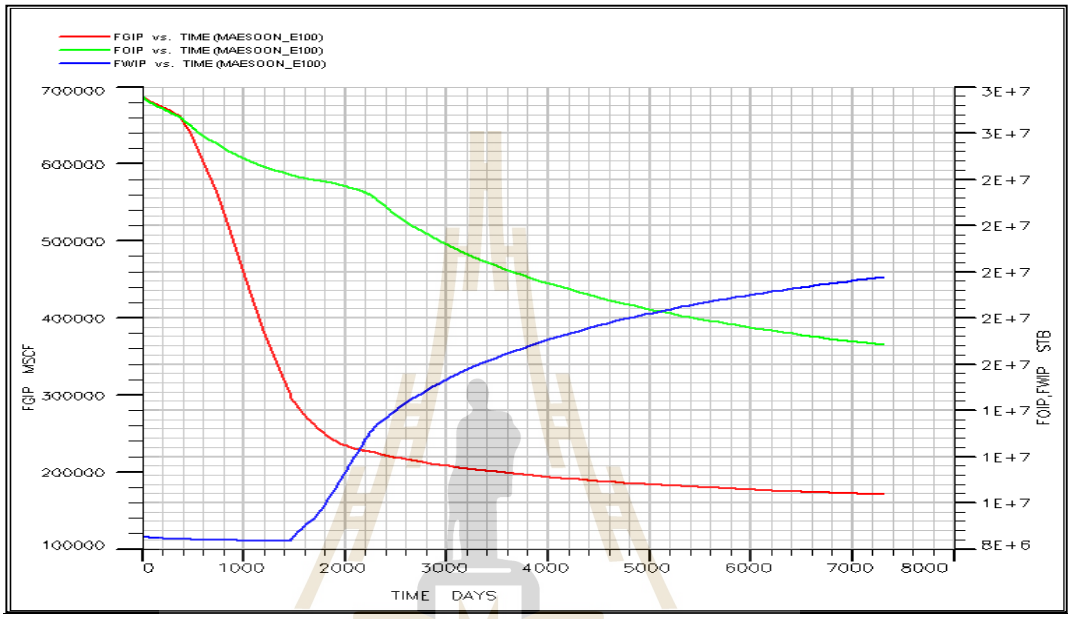
รูปที่ 4.89 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 4-3



รูปที่ 4.90 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 4-3

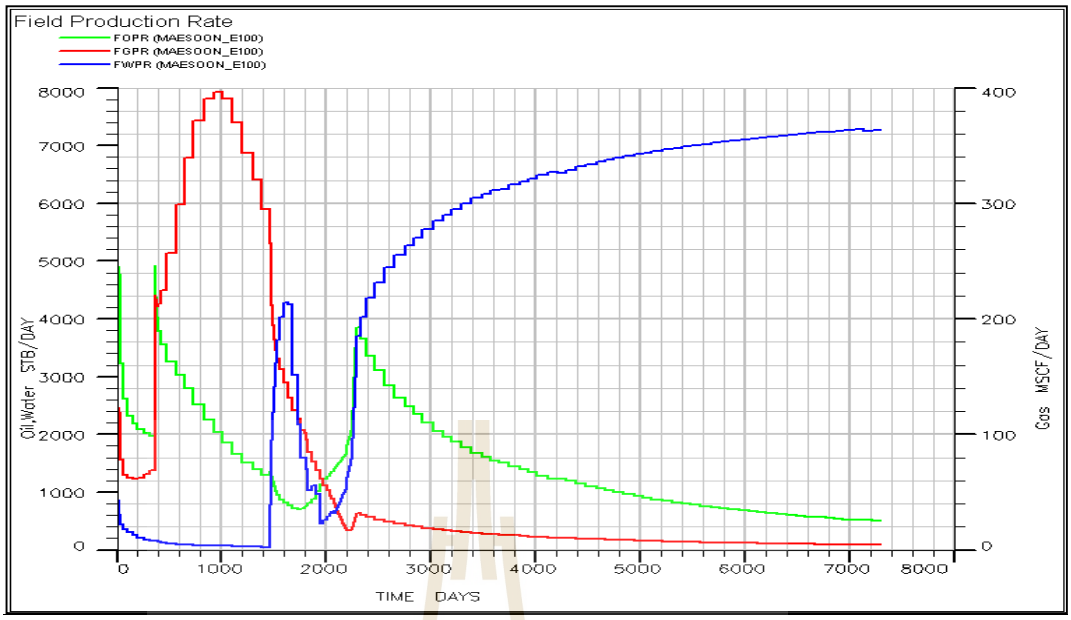
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 4-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.91 ถึง 4.96

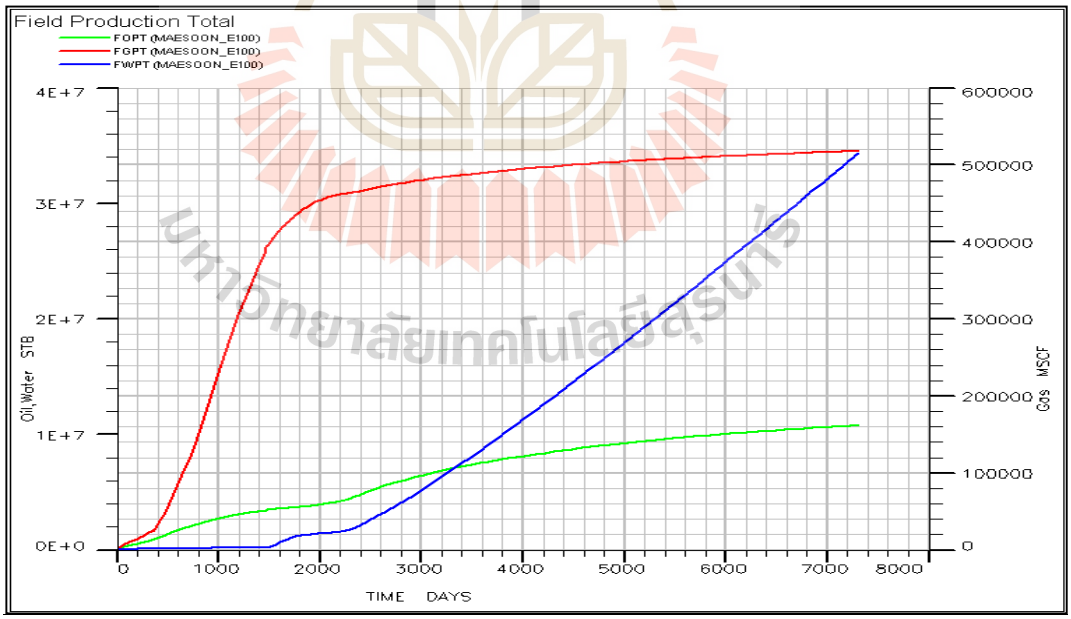


รูปที่ 4.91 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 4-4

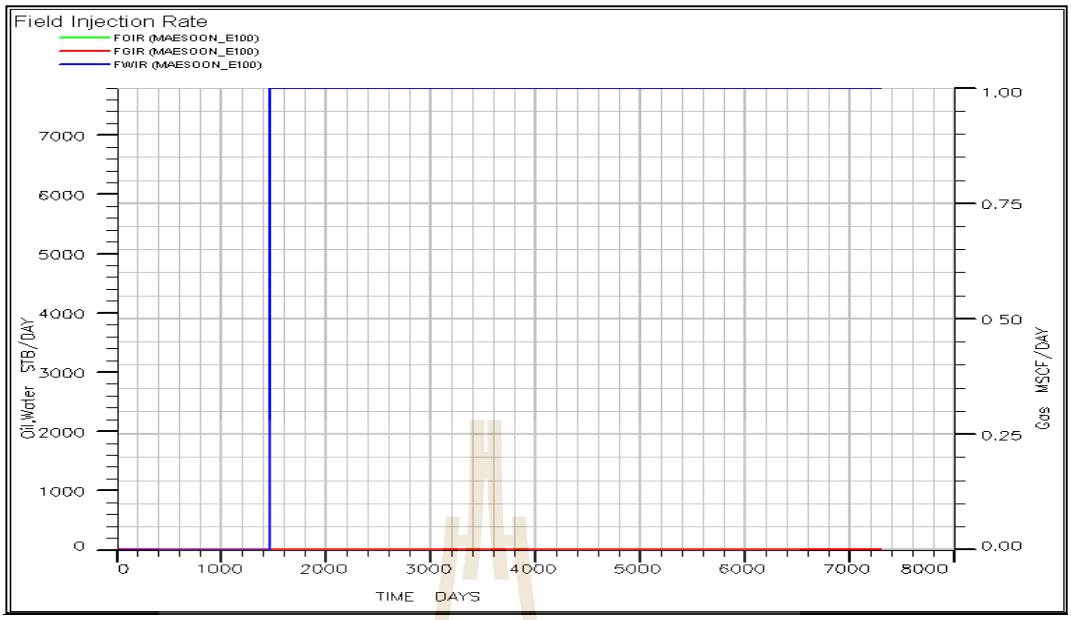
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



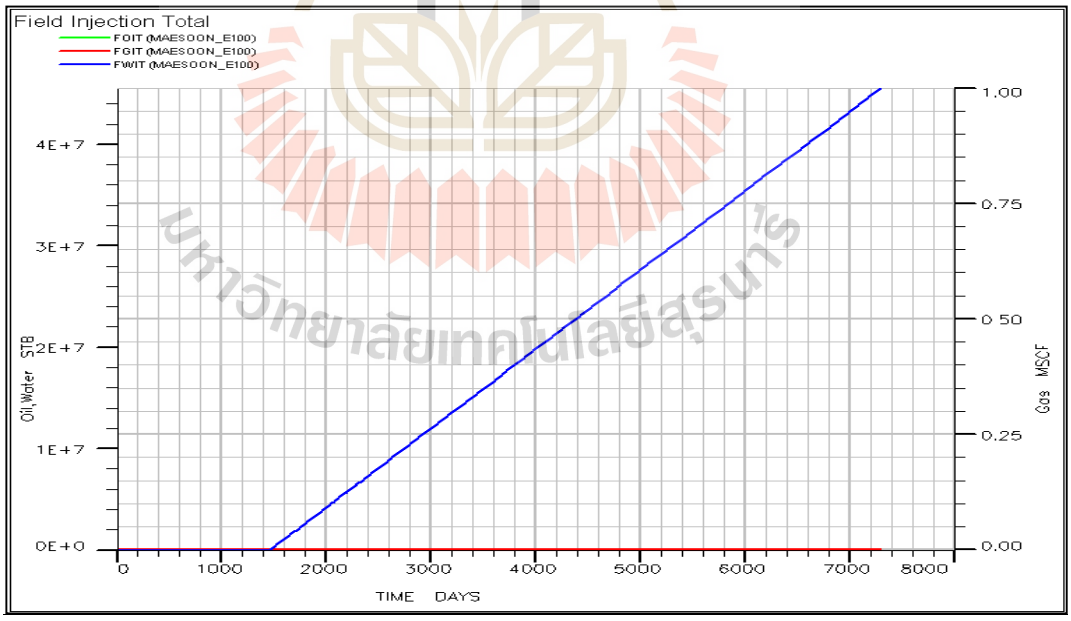
รูปที่ 4.92 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 4-4



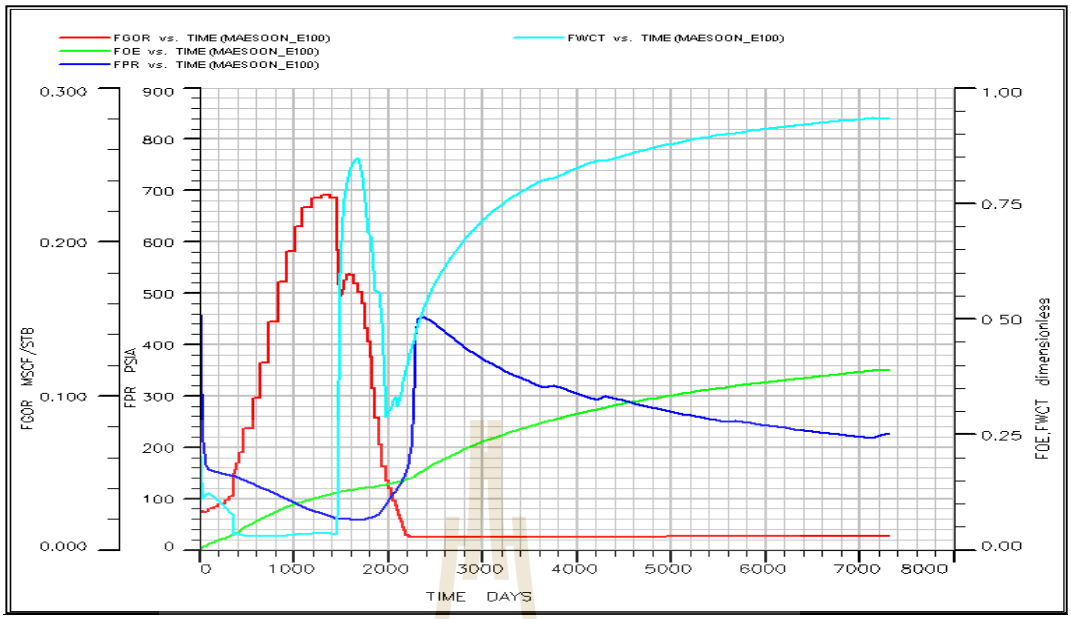
รูปที่ 4.93 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 4-4



รูปที่ 4.94 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 4-4



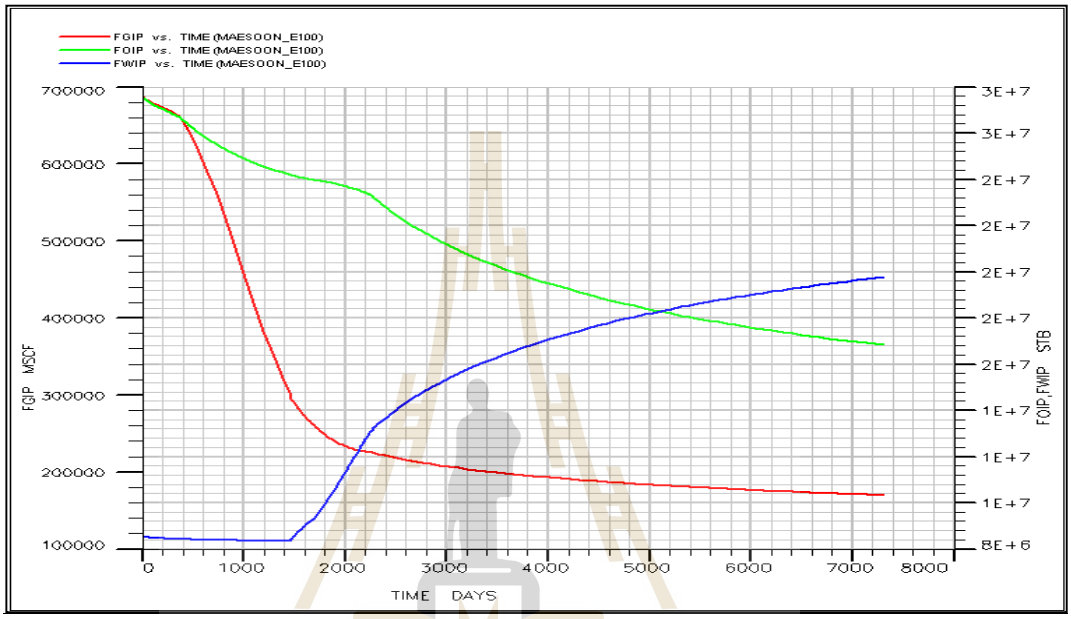
รูปที่ 4.95 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 4-4



รูปที่ 4.96 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 4-4

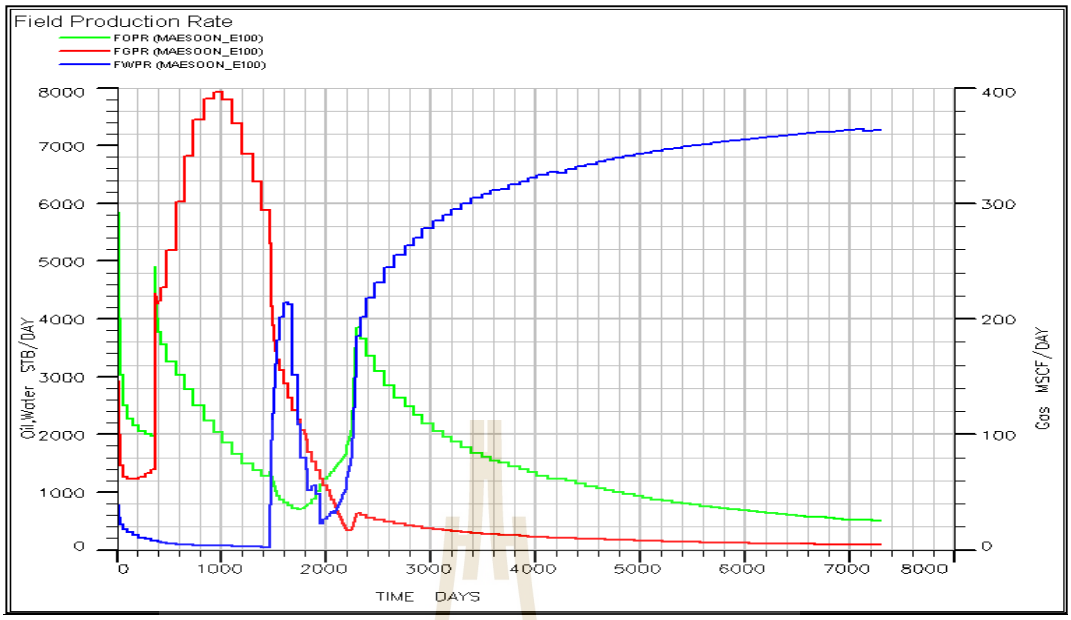
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 4-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.97 ถึงรูปที่ 4.102

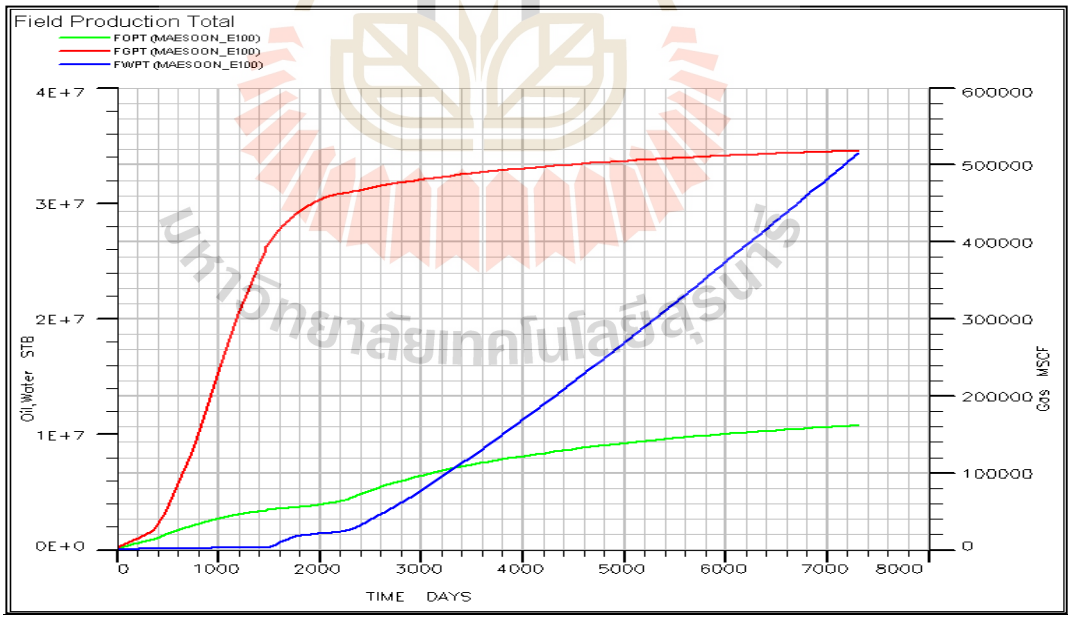


รูปที่ 4.97 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 4-5

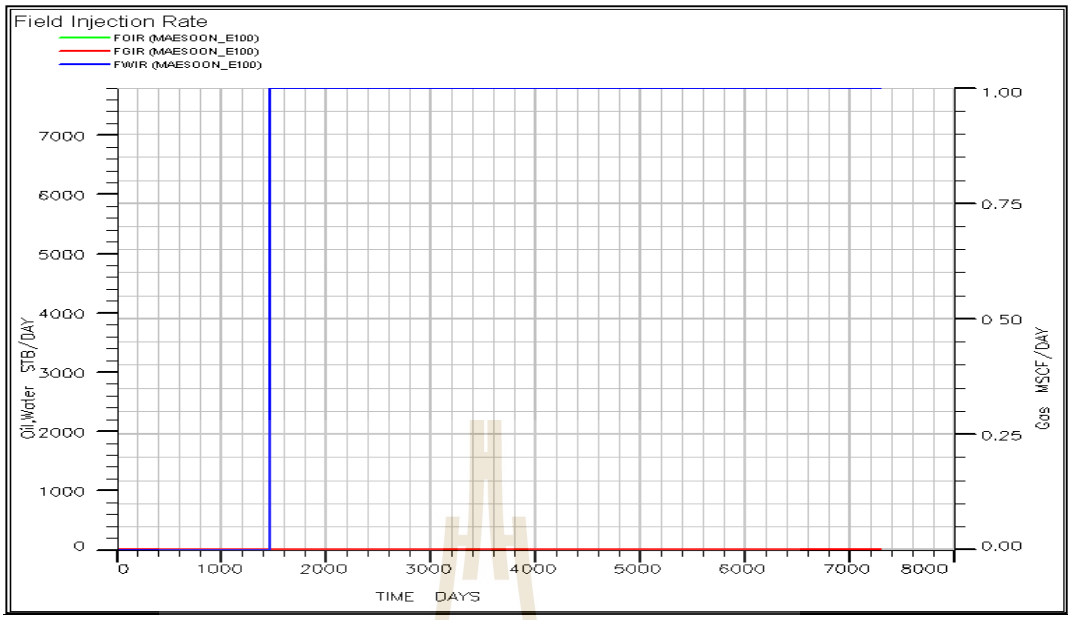
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



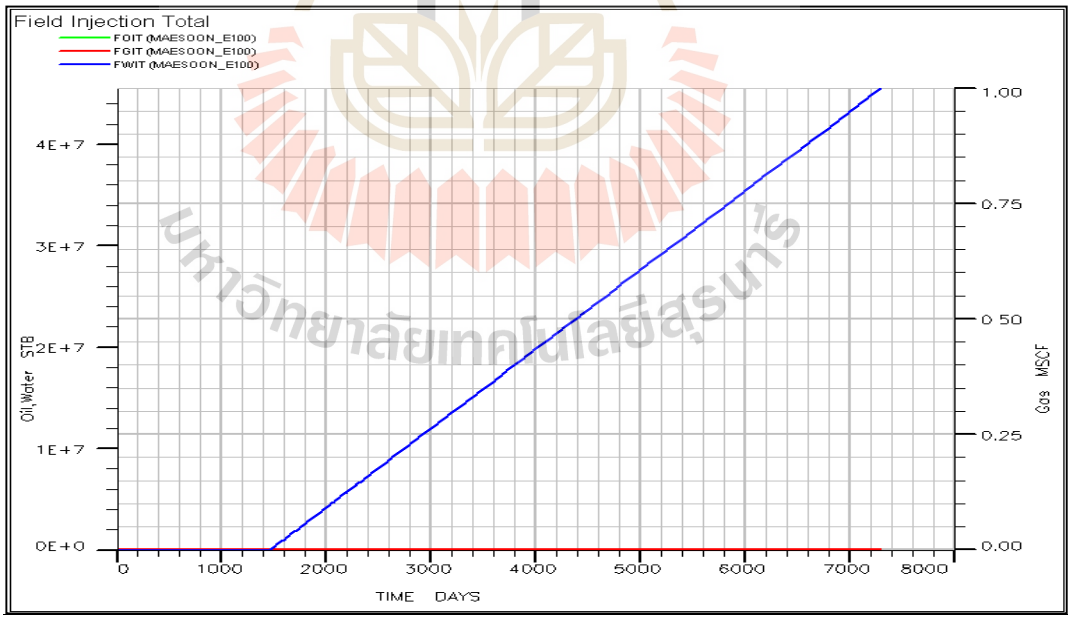
รูปที่ 4.98 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 4-5



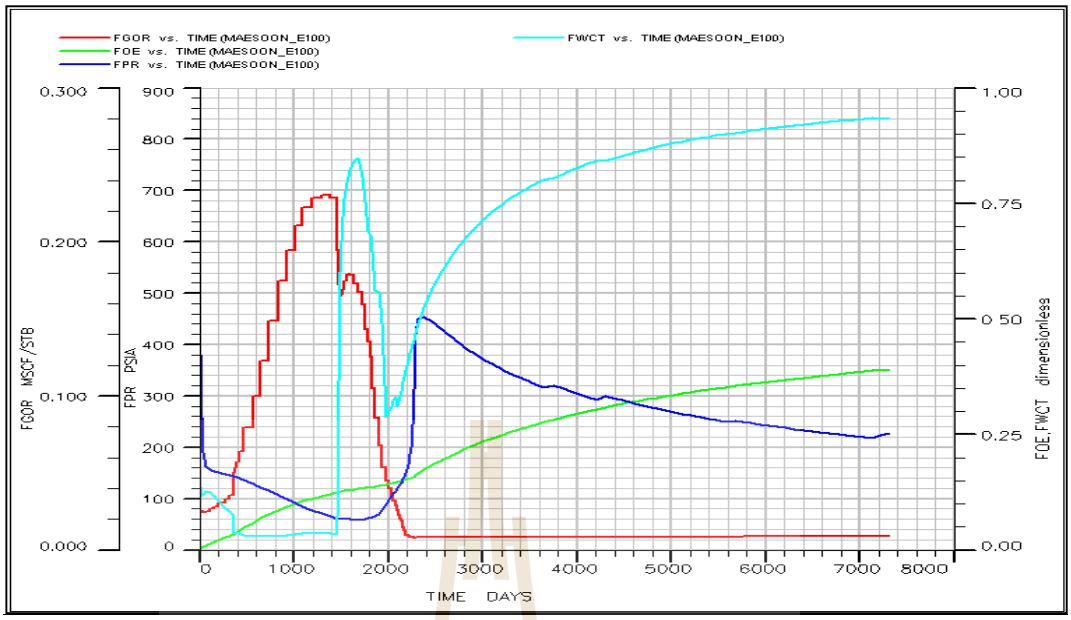
รูปที่ 4.99 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 4-5



รูปที่ 4.100 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 4-5



รูปที่ 4.101 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 4-5

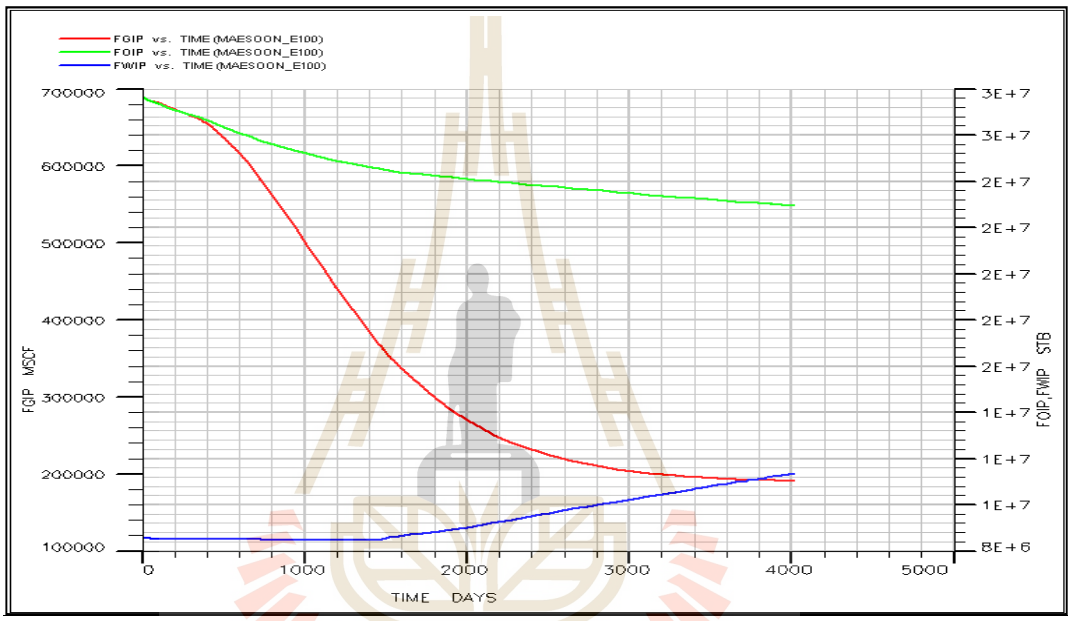


รูปที่ 4.102 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 4-5

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

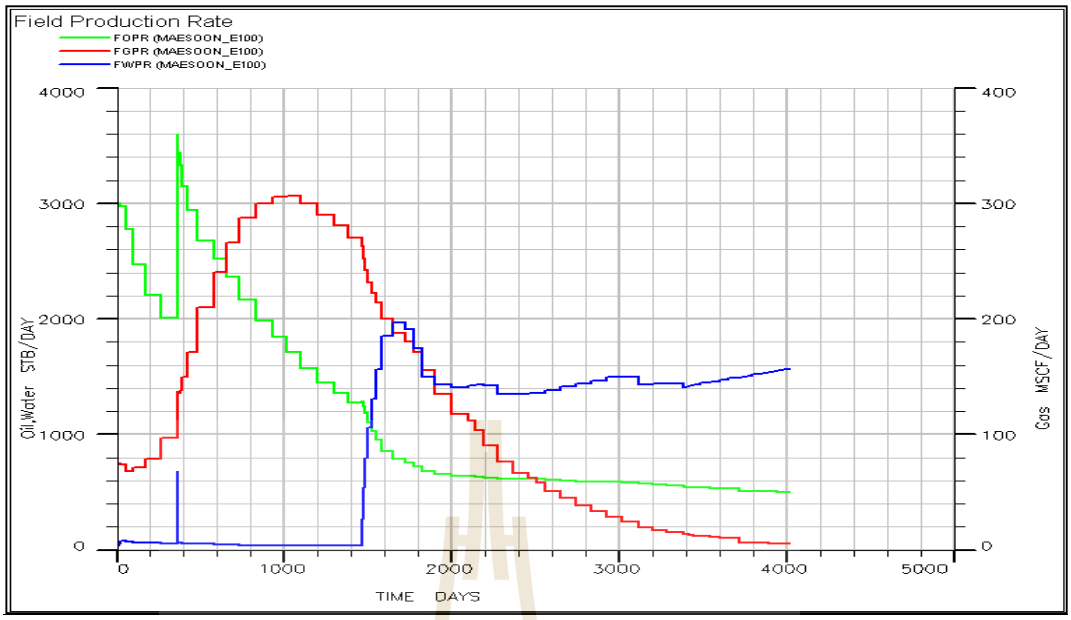
4.1.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 5

ก. กรณีที่ 5-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.103 ถึงรูปที่ 4.108

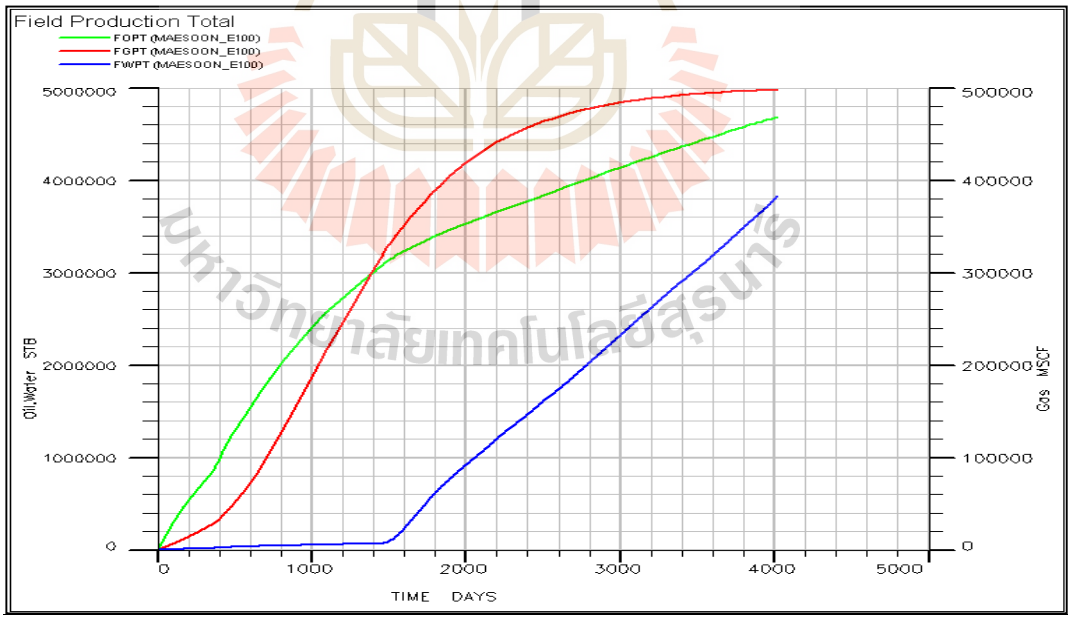


รูปที่ 4.103 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 5-1

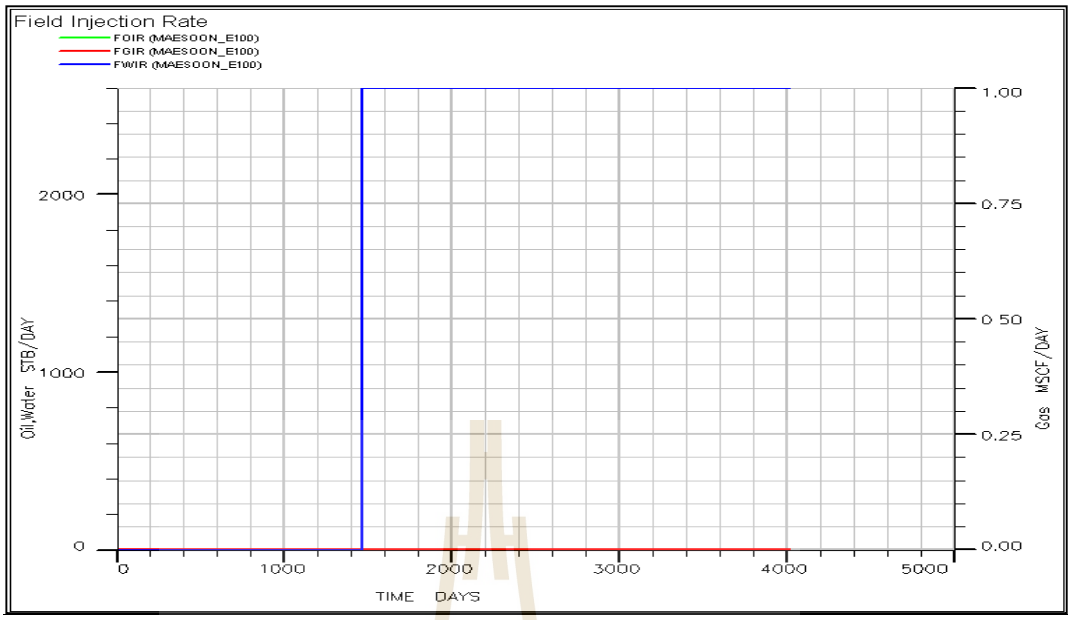
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



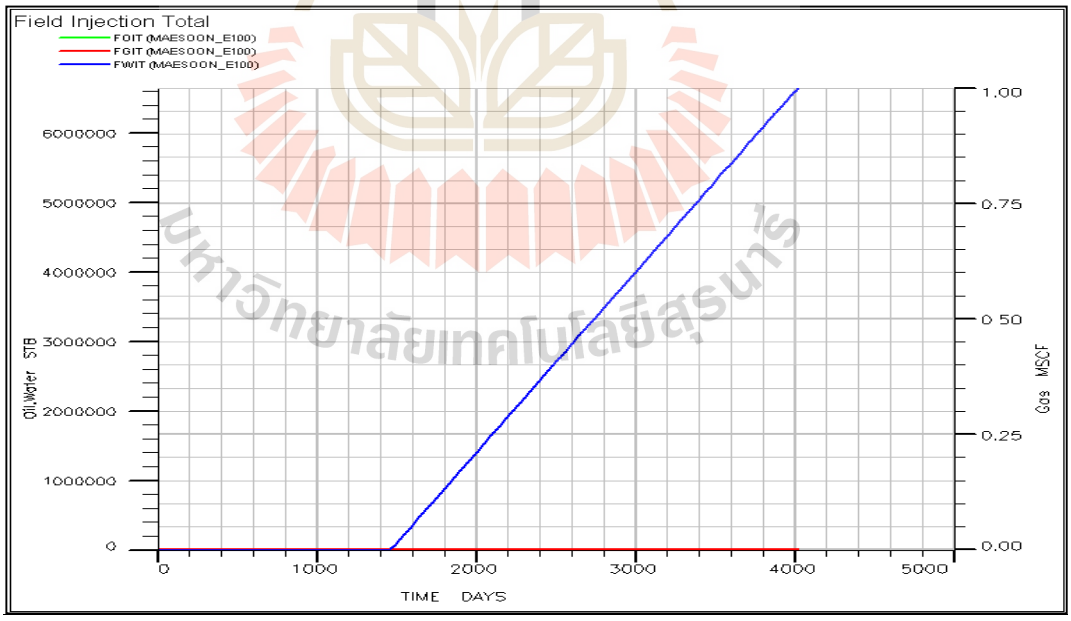
รูปที่ 4.104 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 5-1



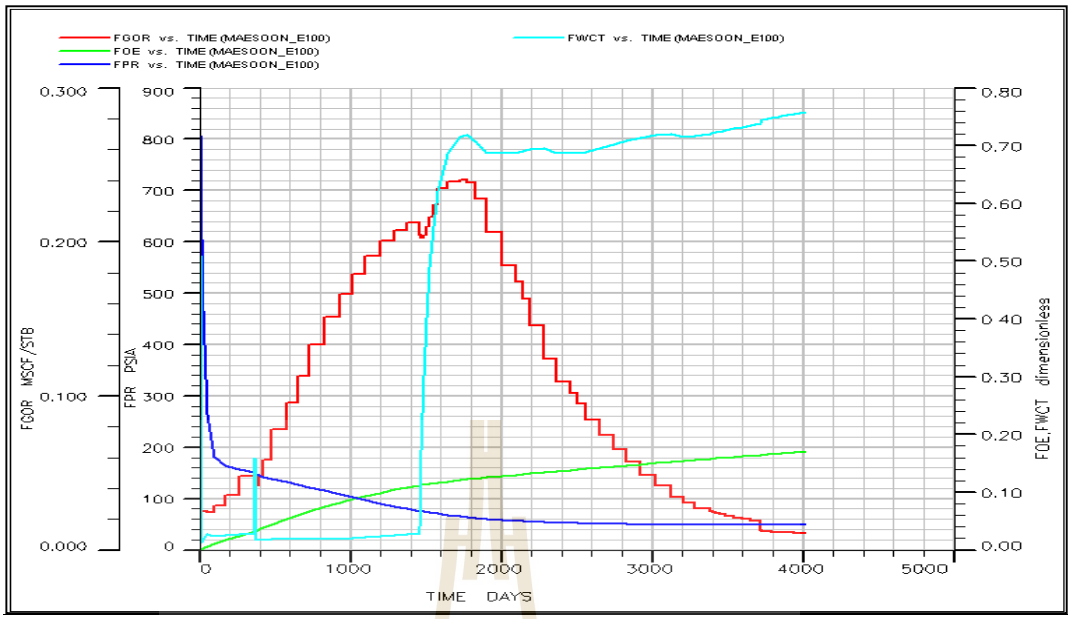
รูปที่ 4.105 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 5-1



รูปที่ 4.106 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 5-1



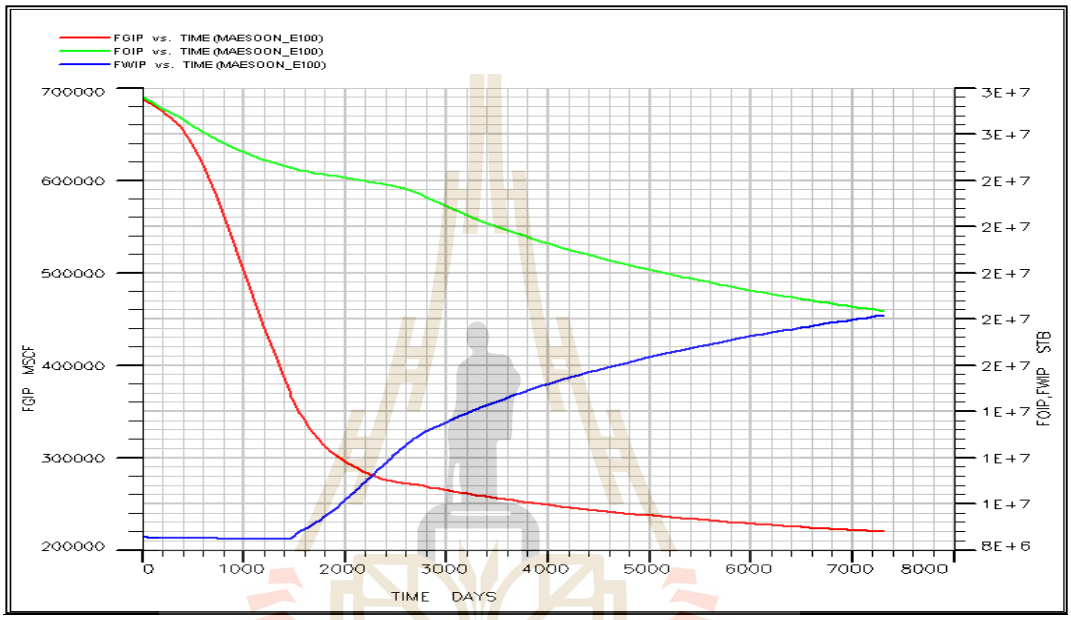
รูปที่ 4.107 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 5-1



รูปที่ 4.108 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 5-1

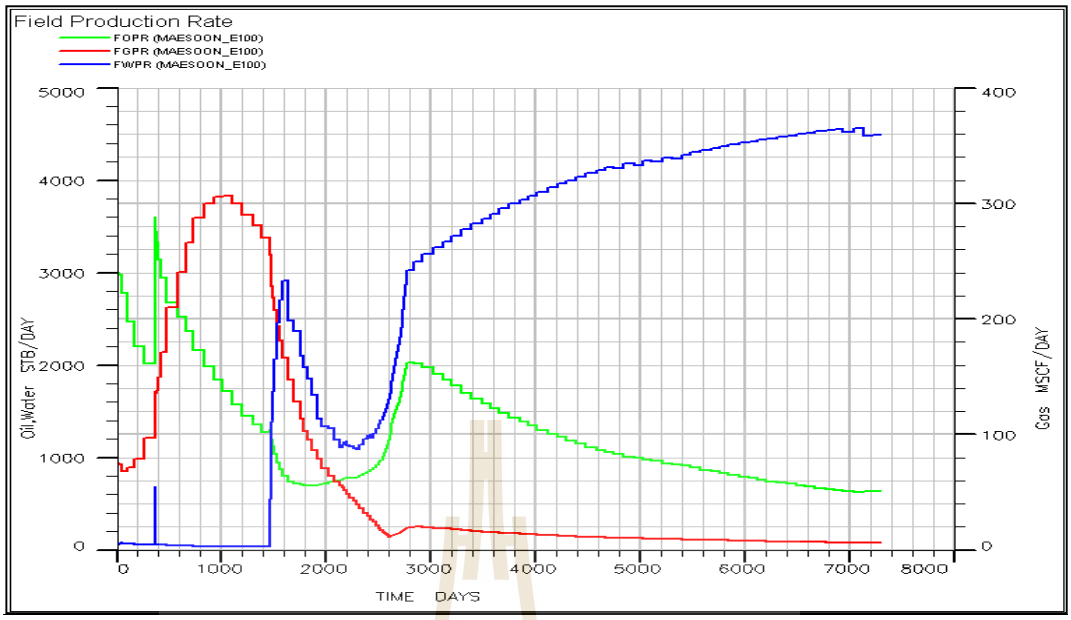
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 5-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.109 ถึงรูปที่ 4.114

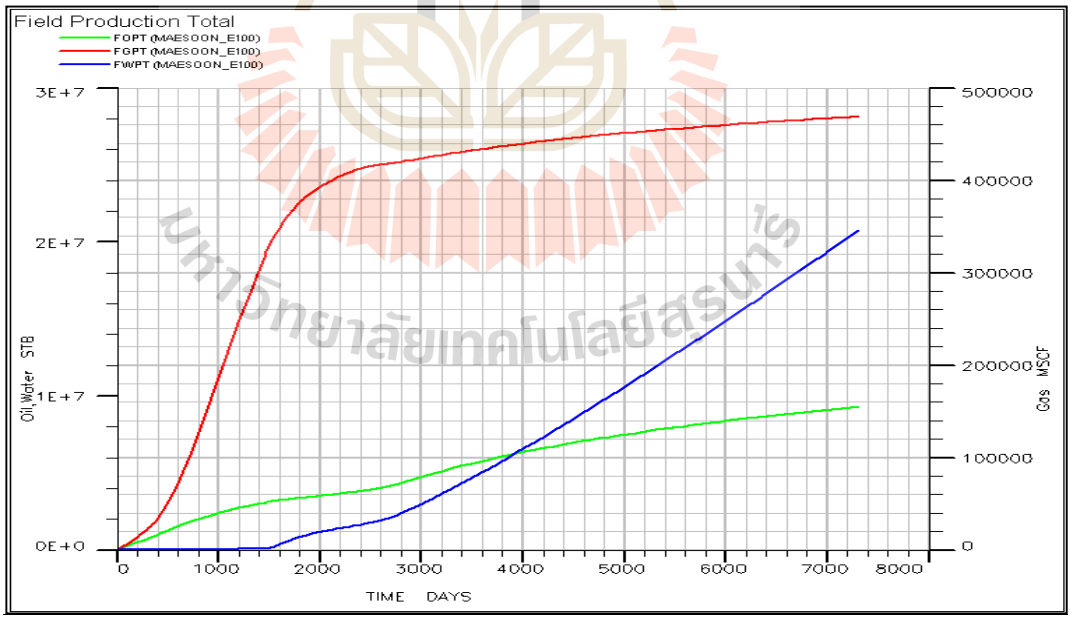


รูปที่ 4.109 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 5-2

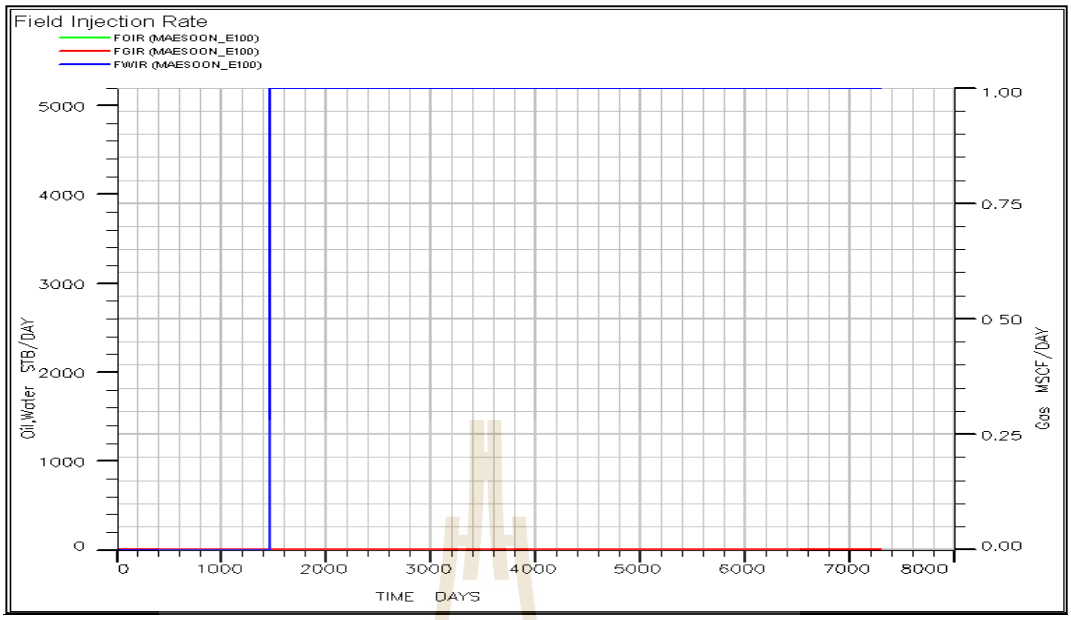
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



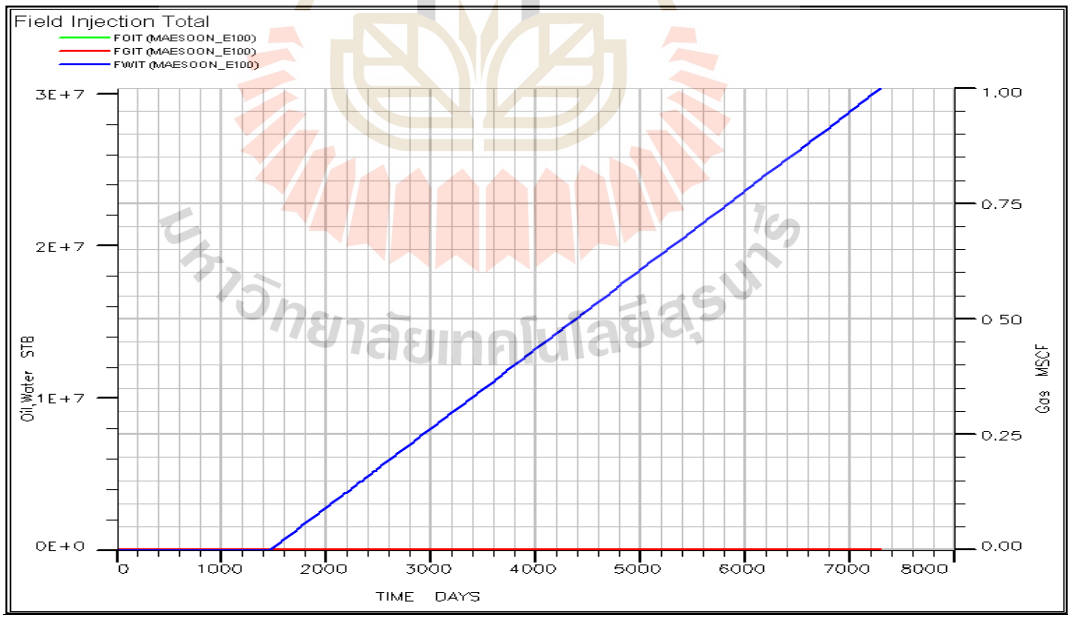
รูปที่ 4.110 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 5-2



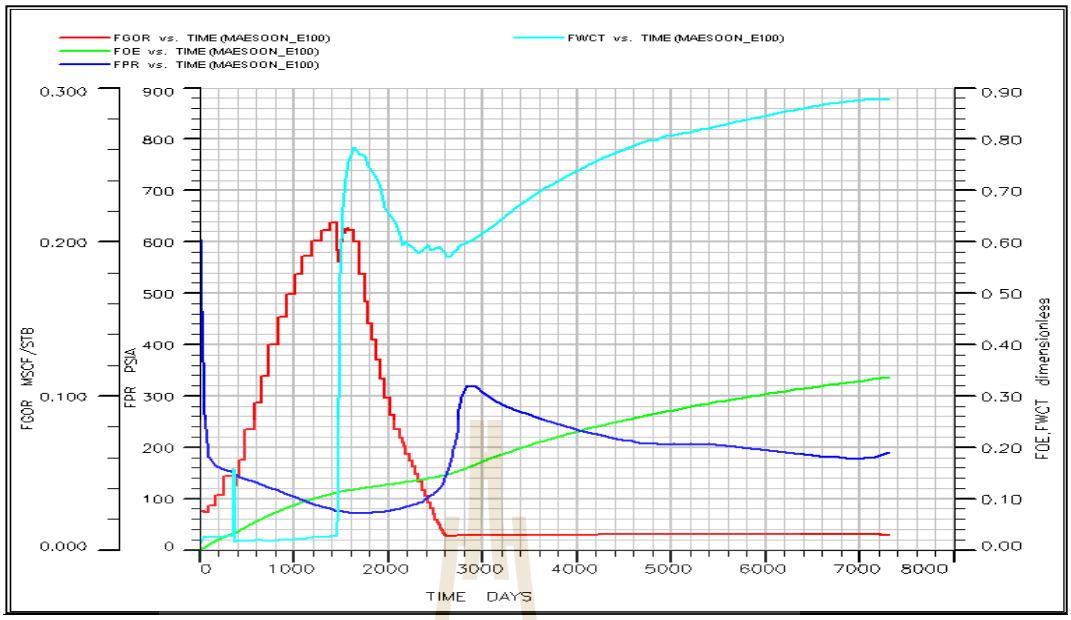
รูปที่ 4.111 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 5-2



รูปที่ 4.112 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 5-2



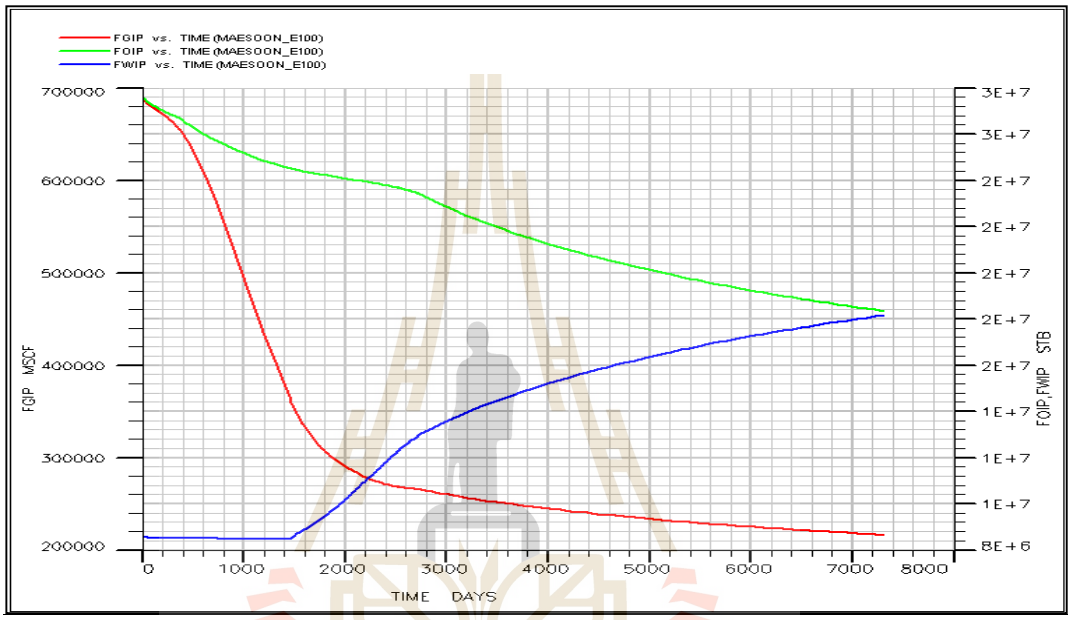
รูปที่ 4.113 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 5-2



รูปที่ 4.114 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 5-2

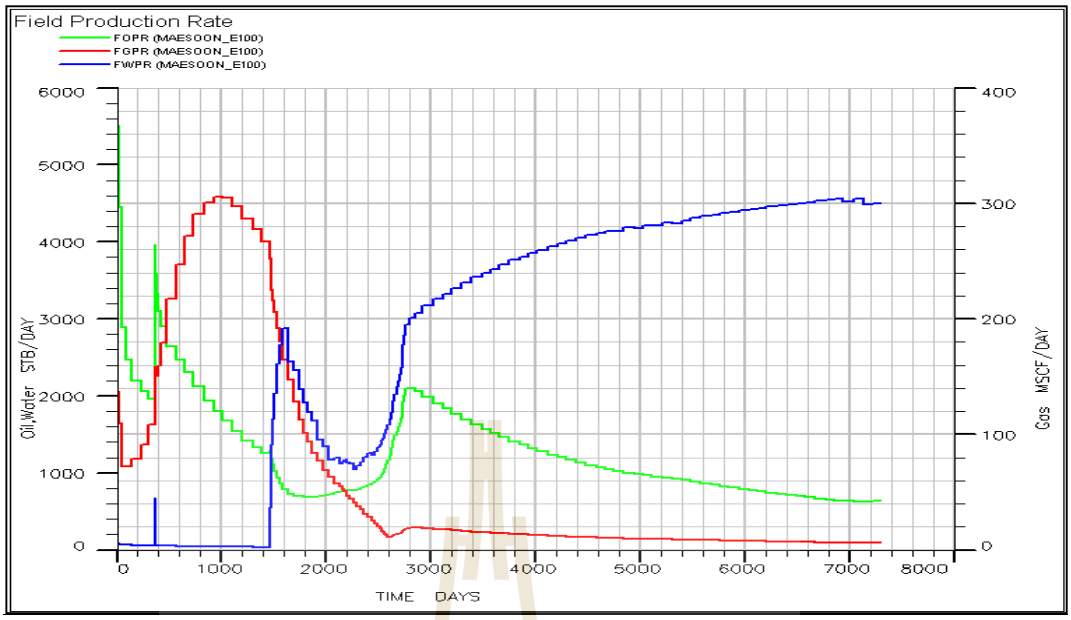
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 5-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.115 ถึงรูปที่ 4.120

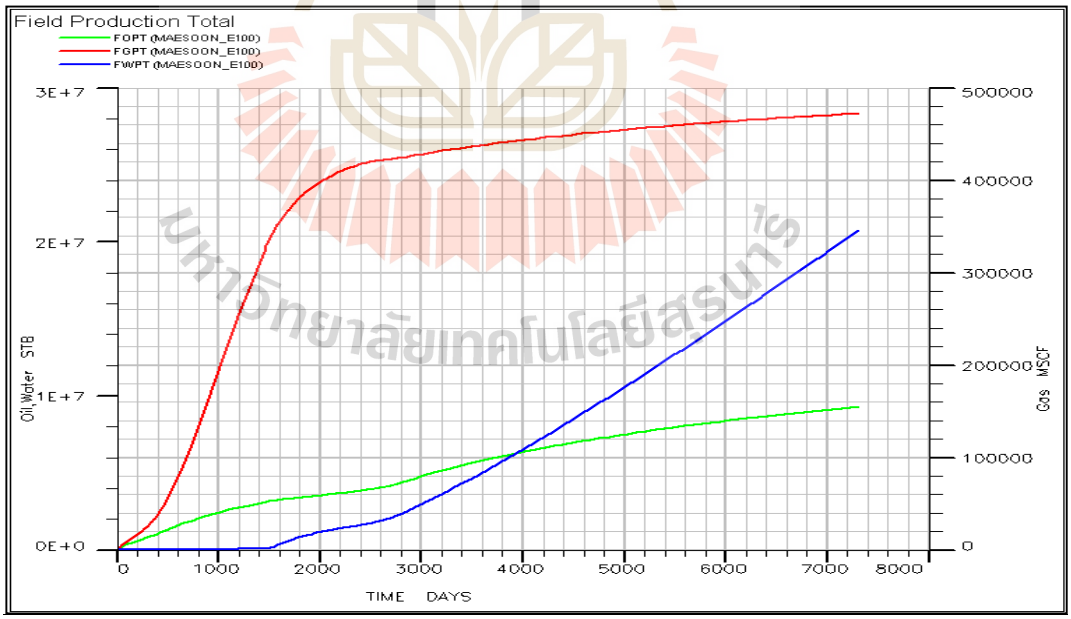


รูปที่ 4.115 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 5-3

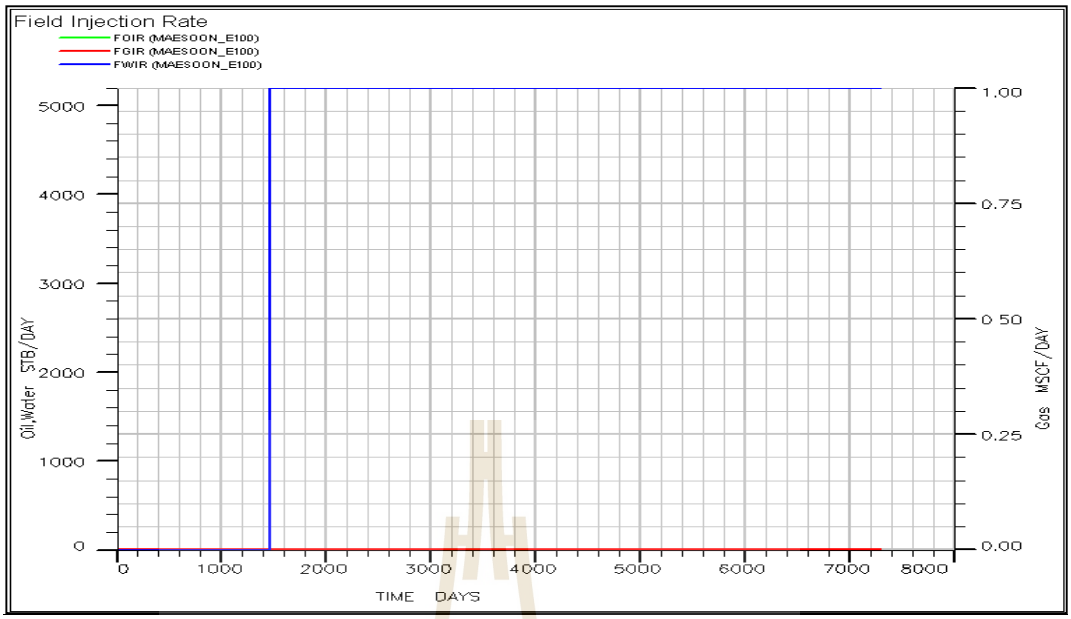
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



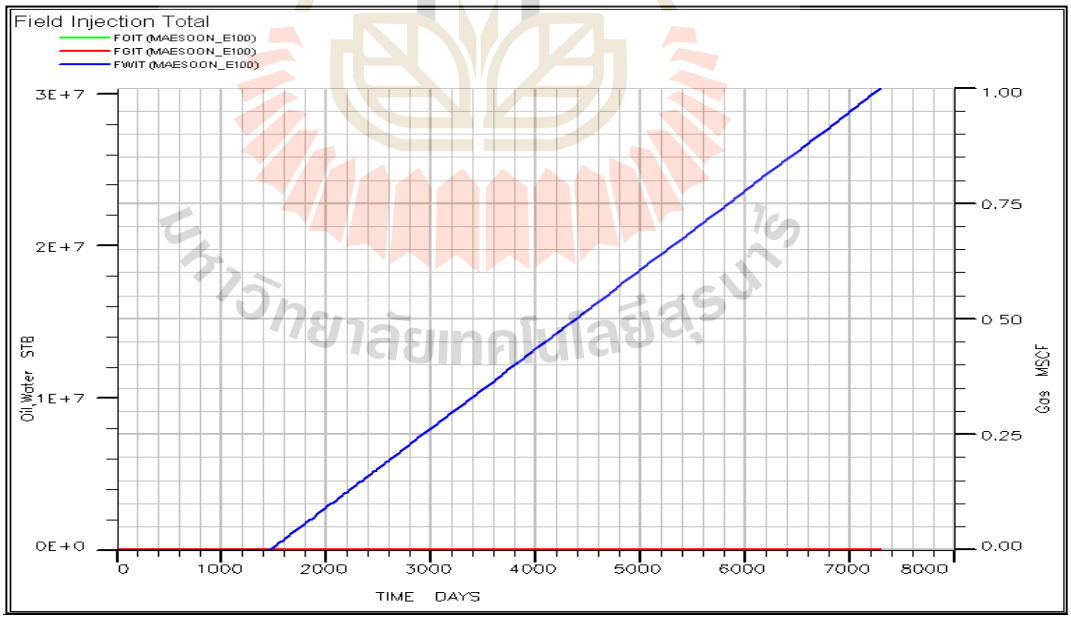
รูปที่ 4.116 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 5-3



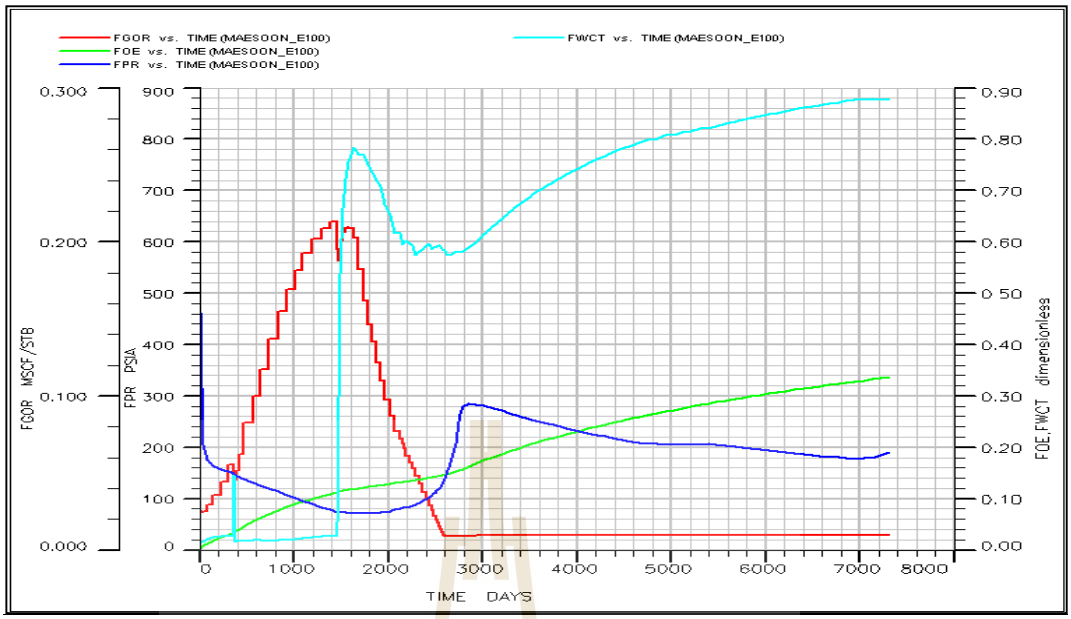
รูปที่ 4.117 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 5-3



รูปที่ 4.118 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 5-3



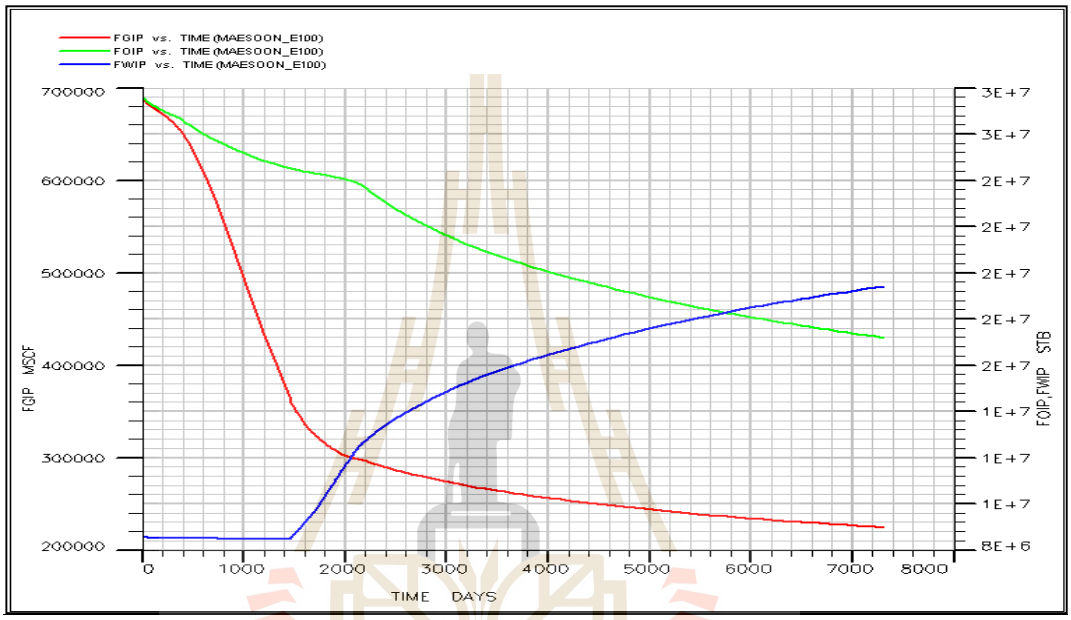
รูปที่ 4.119 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 5-3



รูปที่ 4.120 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 5-3

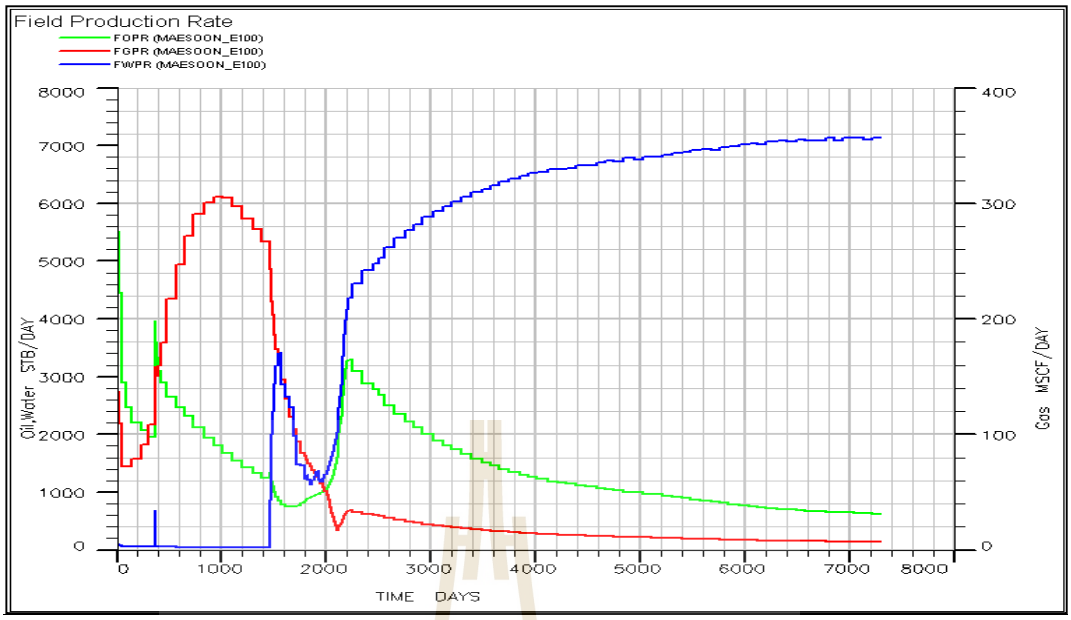
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 5-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.121 ถึงรูปที่ 4.126

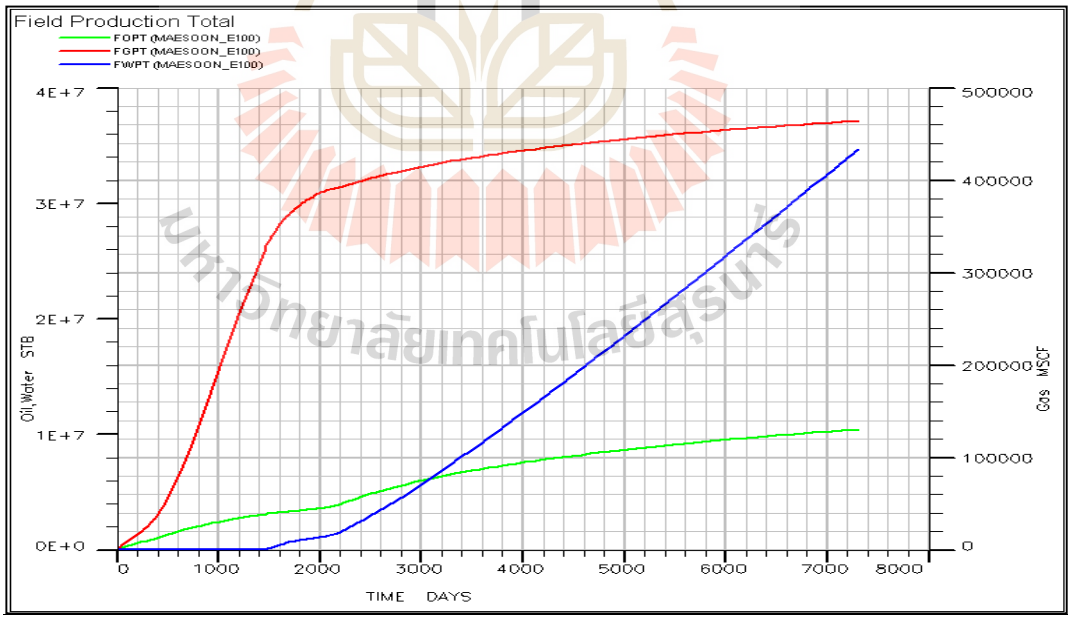


รูปที่ 4.121 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 5-4

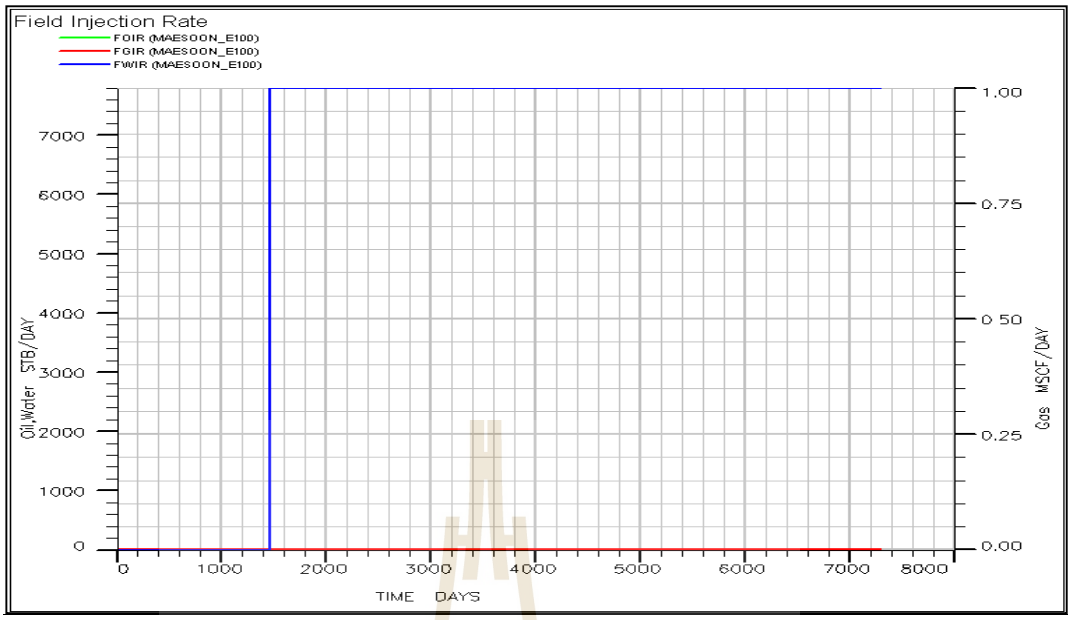
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



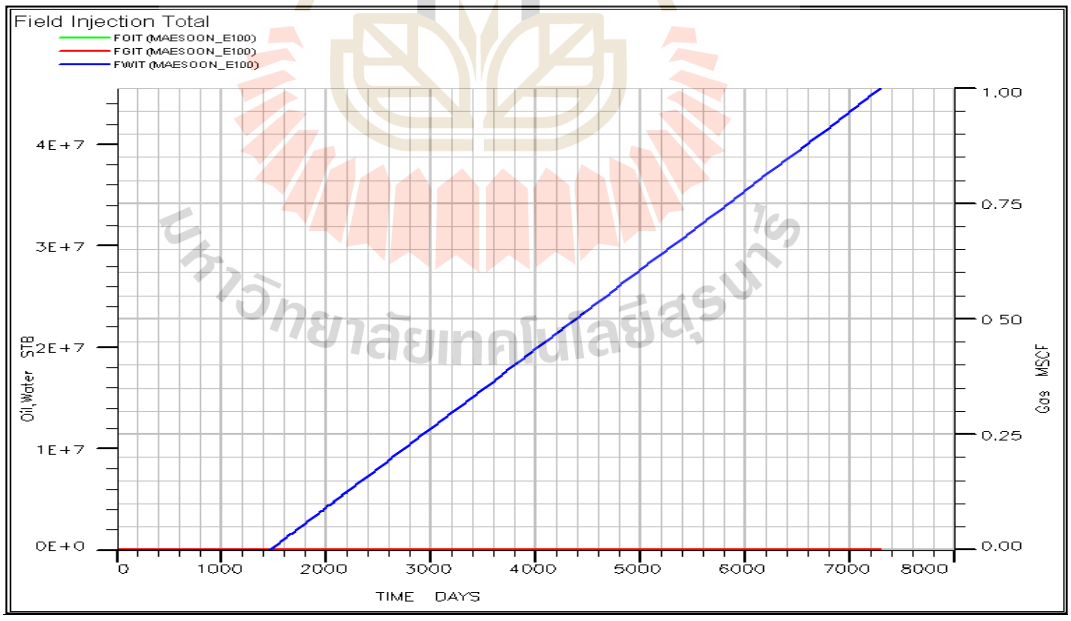
รูปที่ 4.122 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 5-4



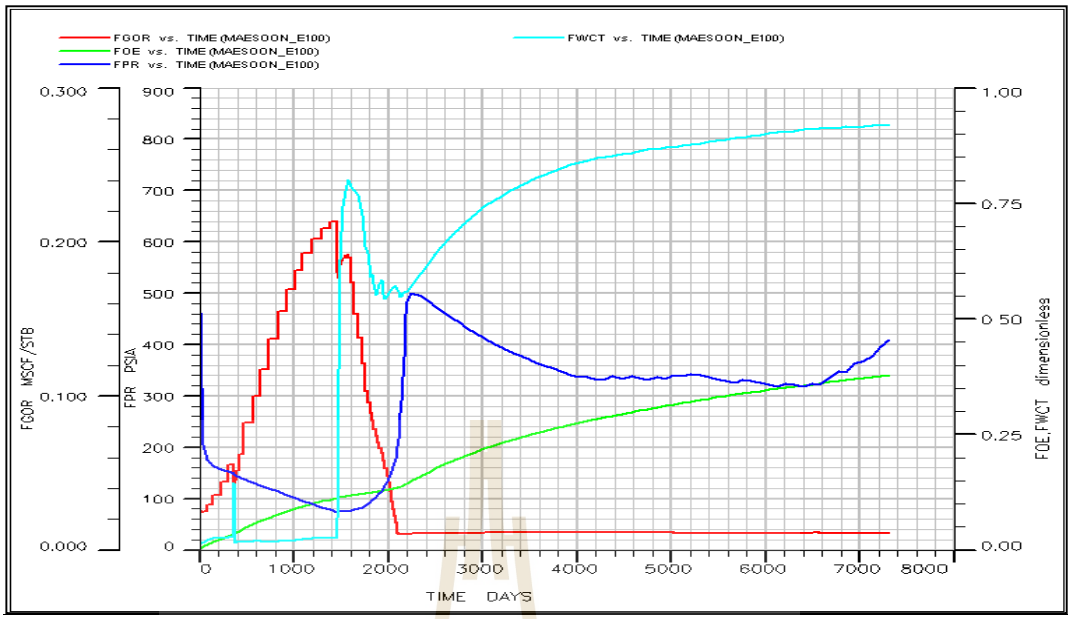
รูปที่ 4.123 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 5-4



รูปที่ 4.124 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 5-4



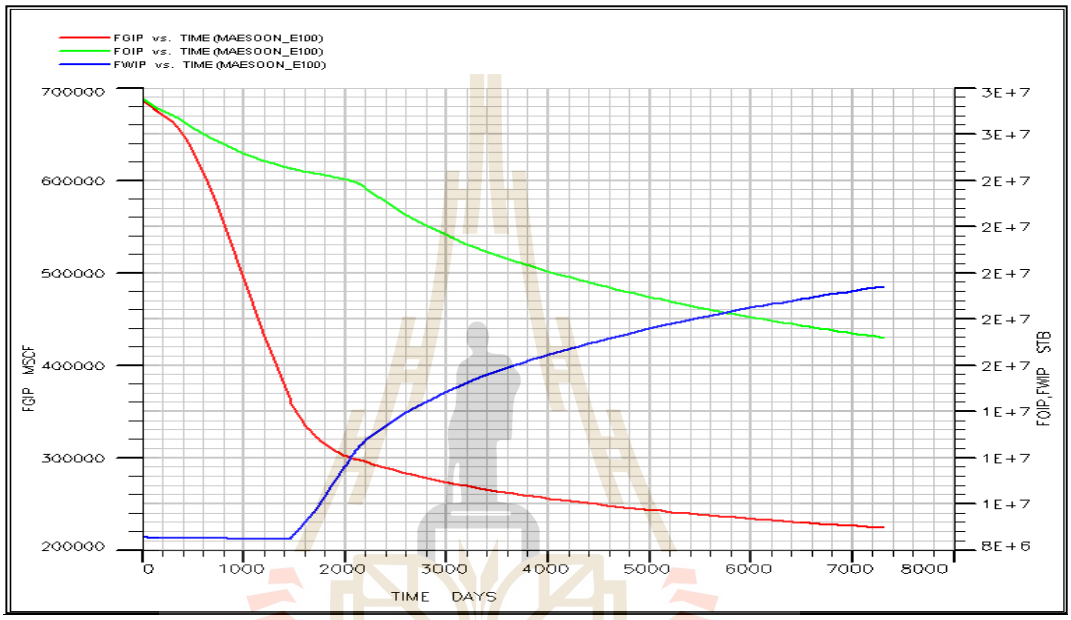
รูปที่ 4.125 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 5-4



รูปที่ 4.126 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 5-4

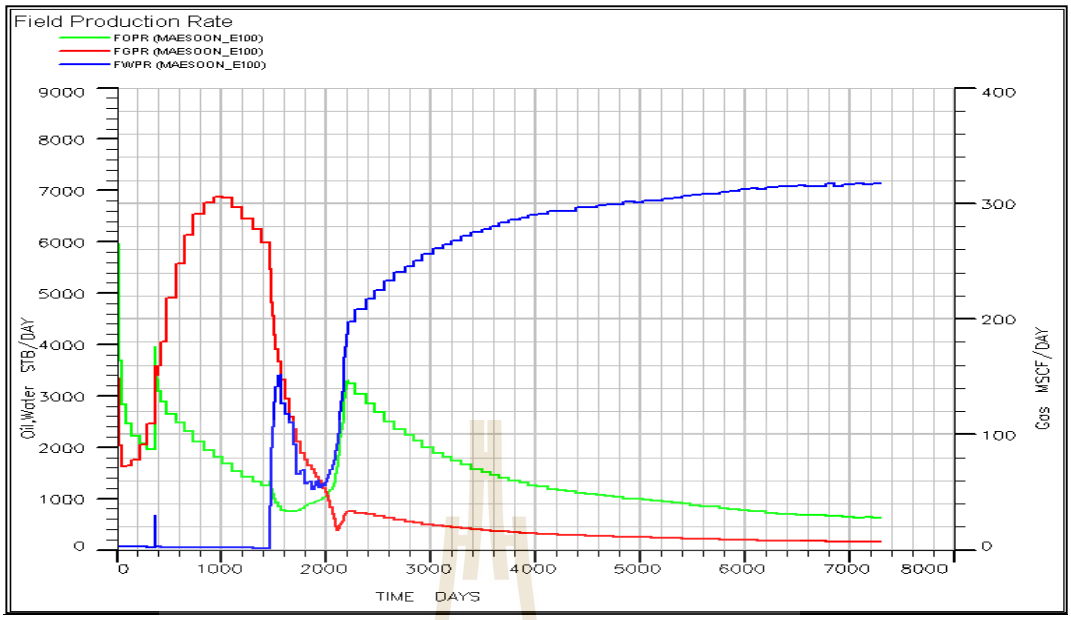
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 5-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 13 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 12 หลุมที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบห้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.127 ถึงรูปที่ 4.132

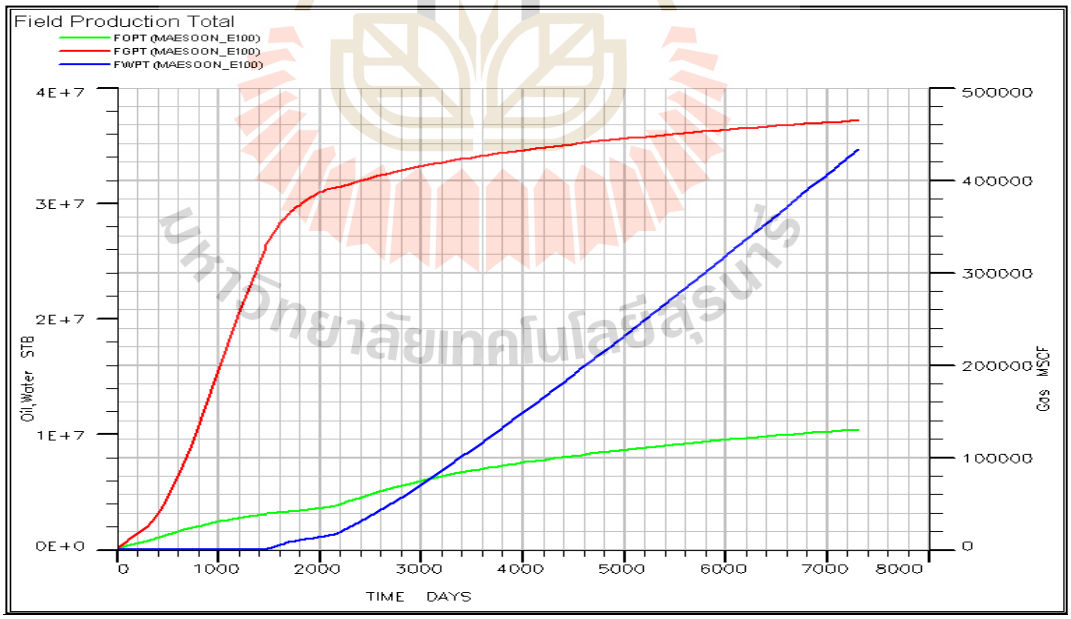


รูปที่ 4.127 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 5-5

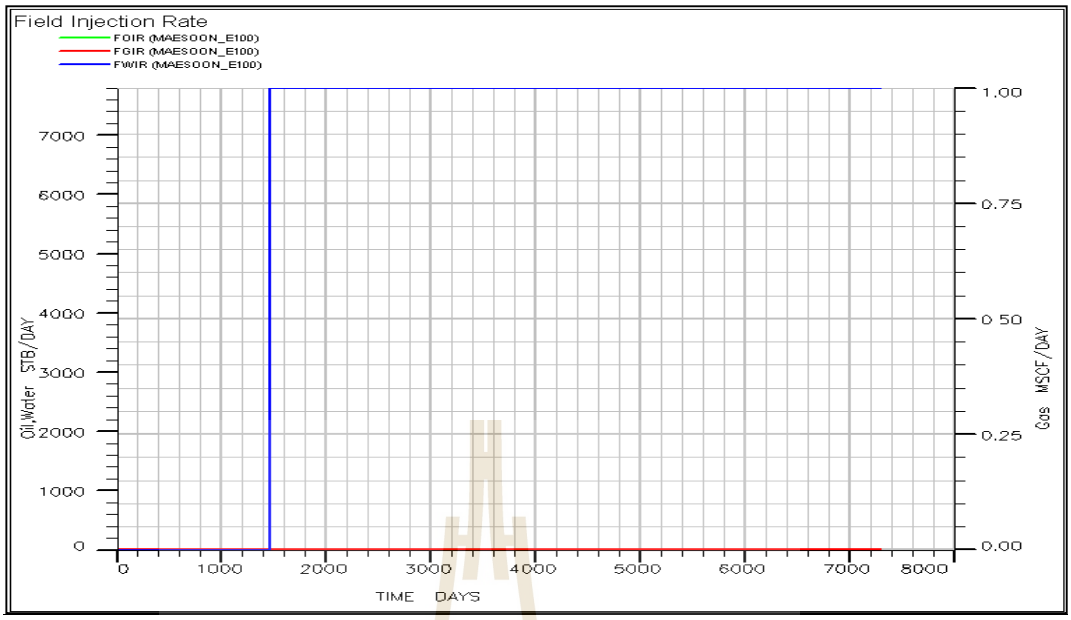
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



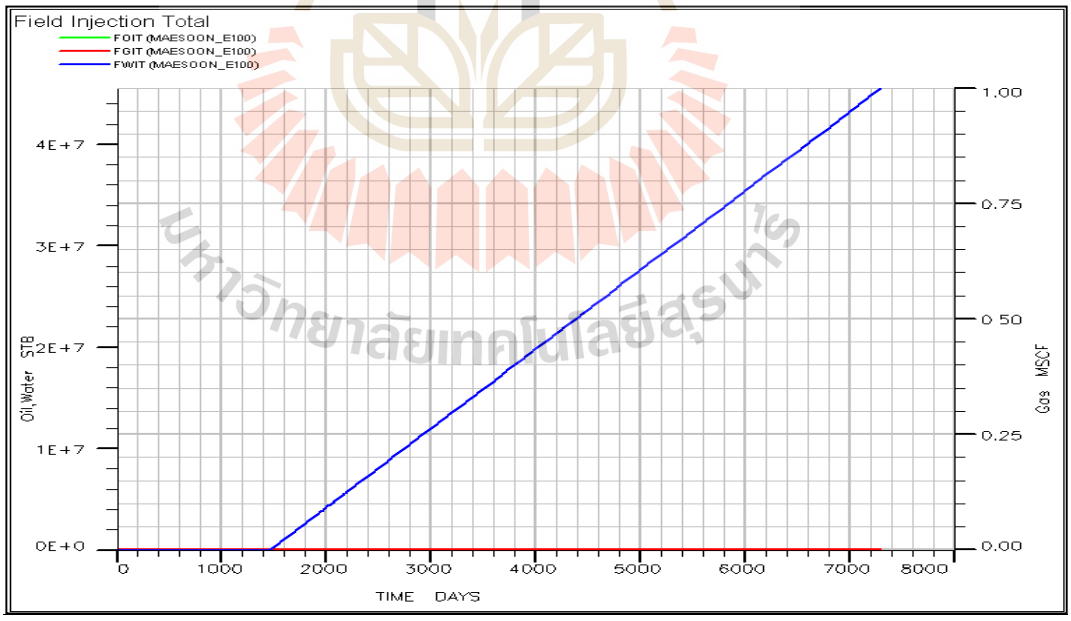
รูปที่ 4.128 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 5-5



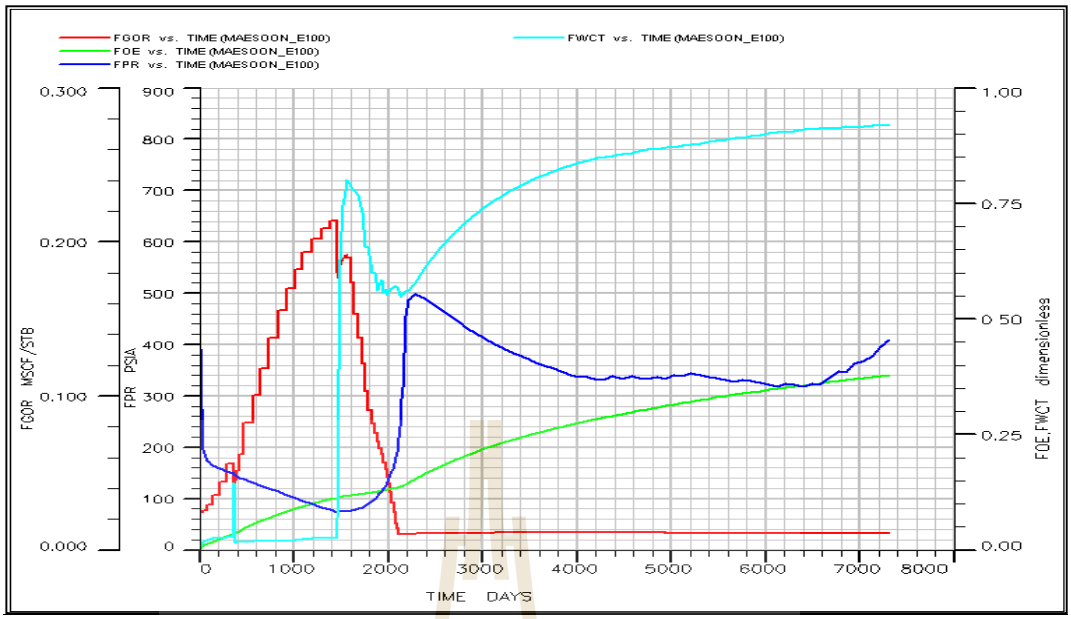
รูปที่ 4.129 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 5-5



รูปที่ 4.130 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 5-5



รูปที่ 4.131 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 5-5

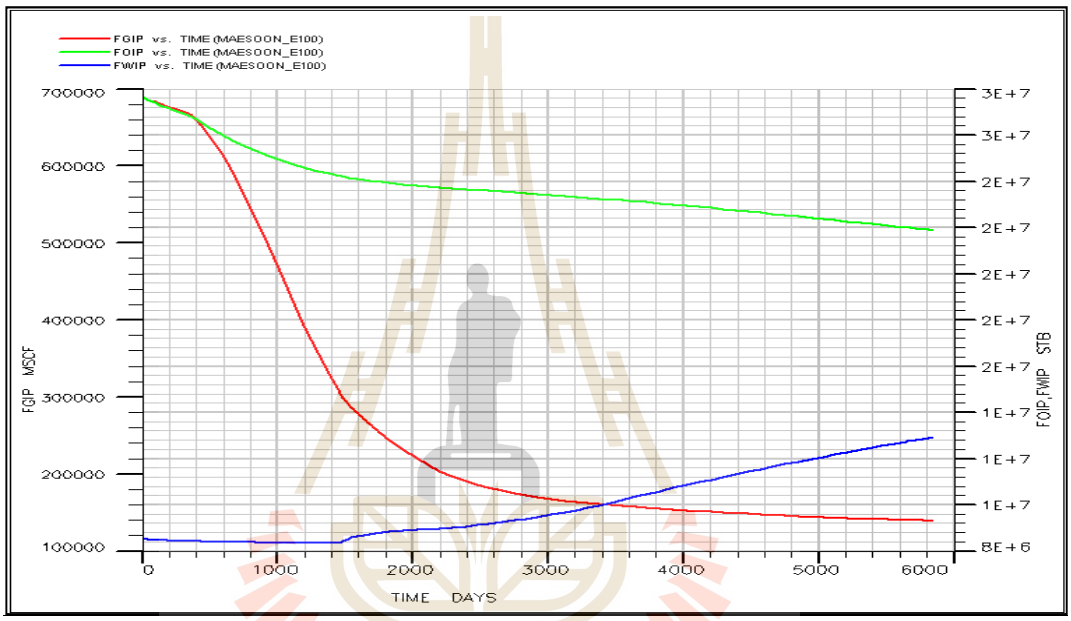


รูปที่ 4.132 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 5-5

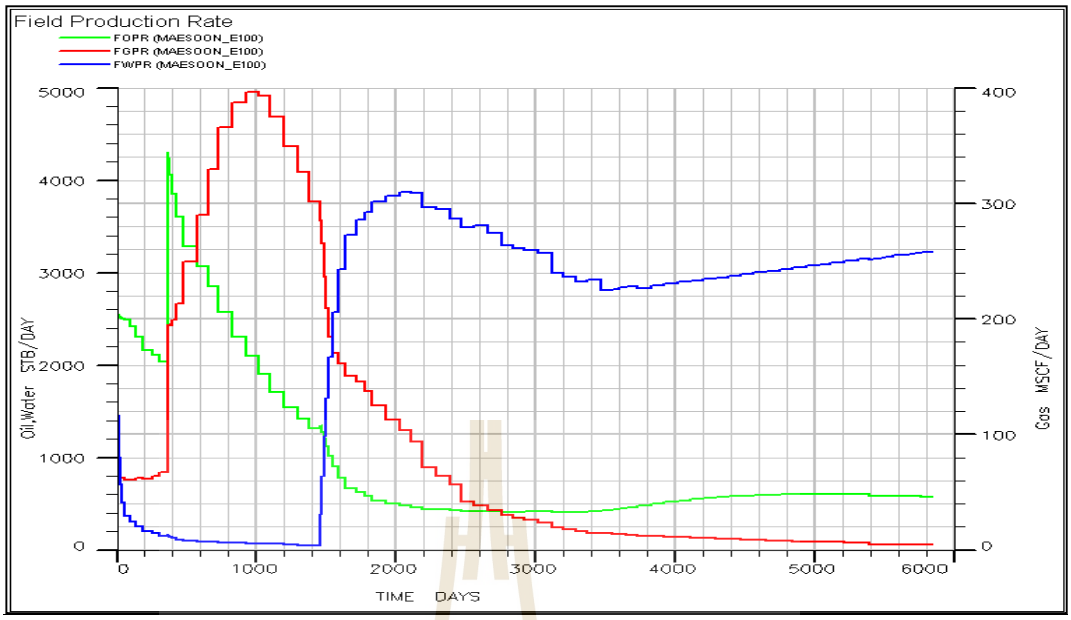
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

4.1.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 6

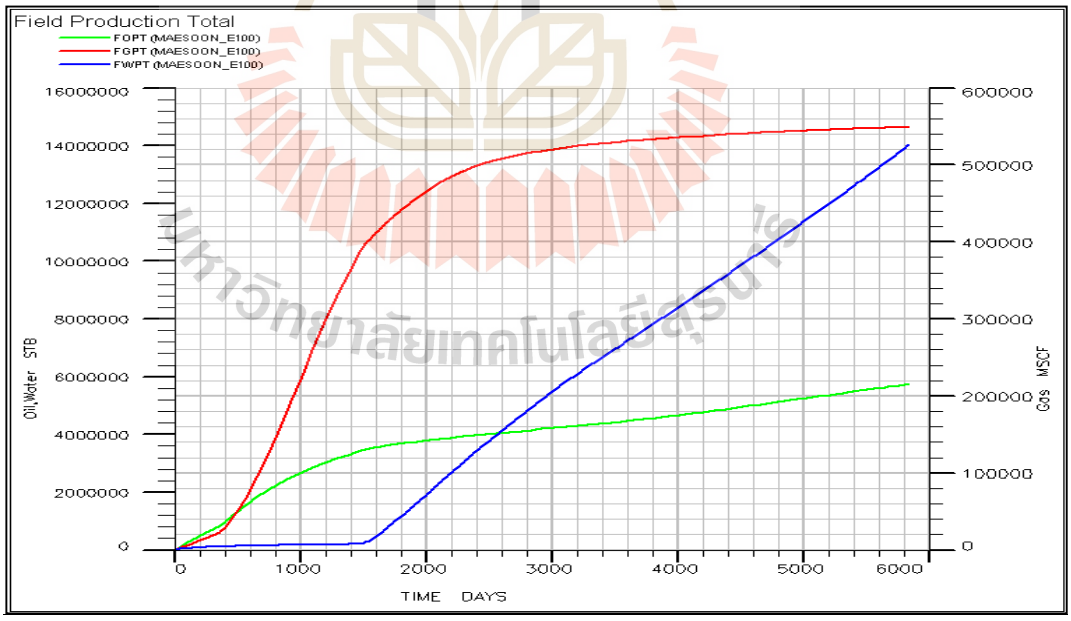
ก. กรณีที่ 6-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.133 ถึงรูปที่ 4.138



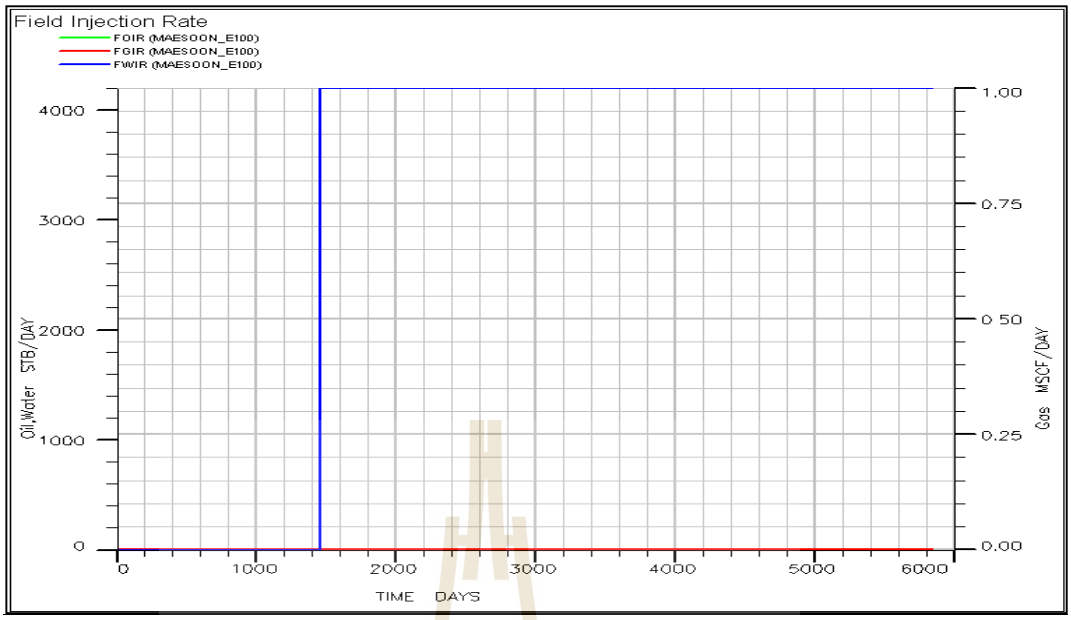
รูปที่ 4.133 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 6-1



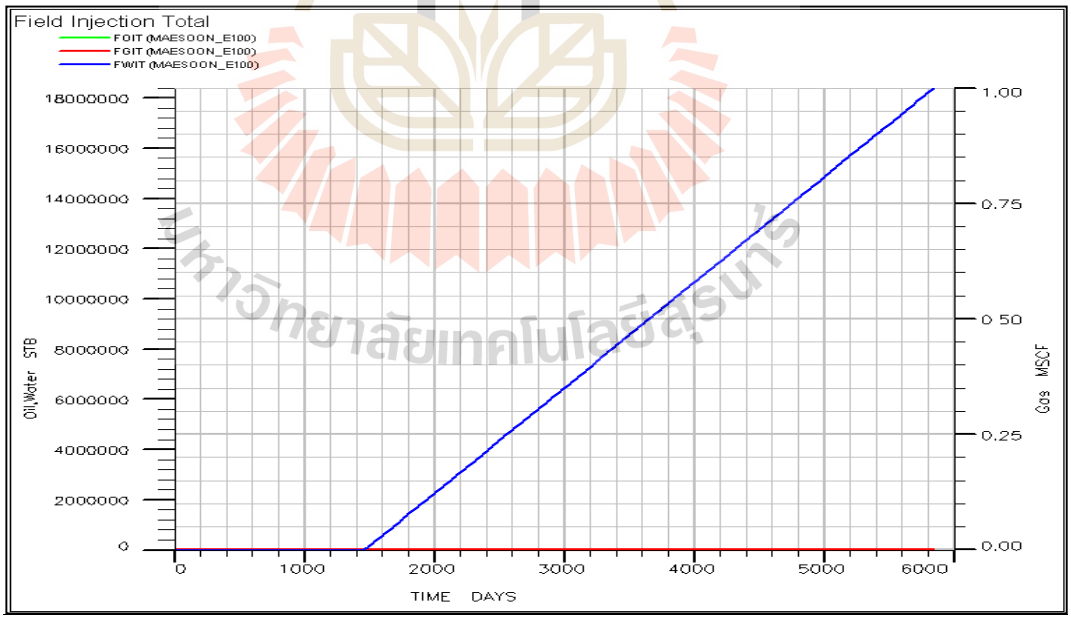
รูปที่ 4.134 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 6-1



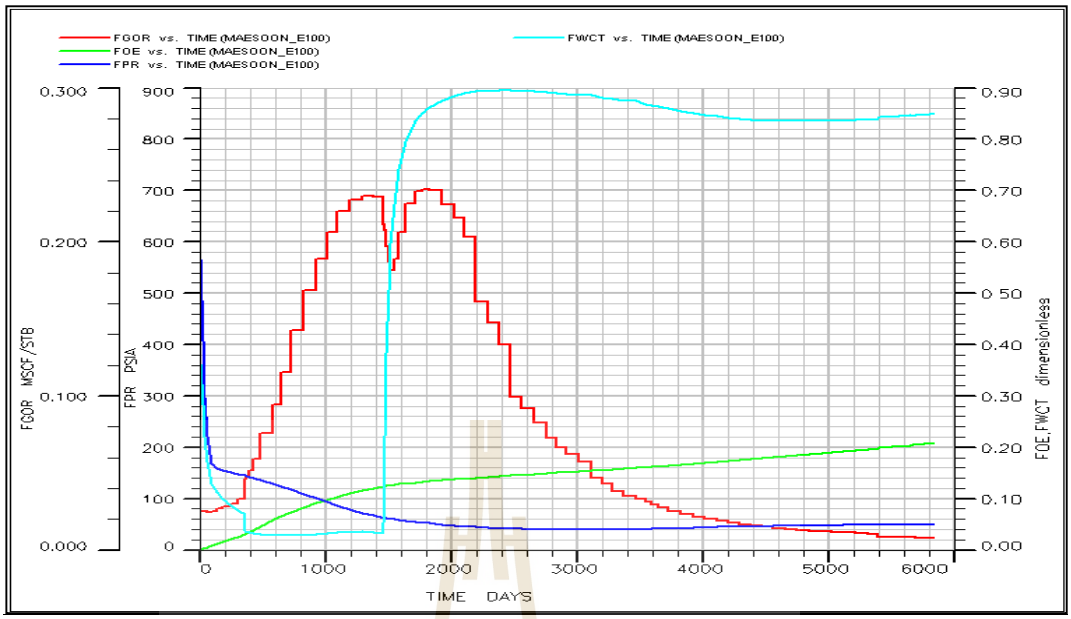
รูปที่ 4.135 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 6-1



รูปที่ 4.136 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 6-1



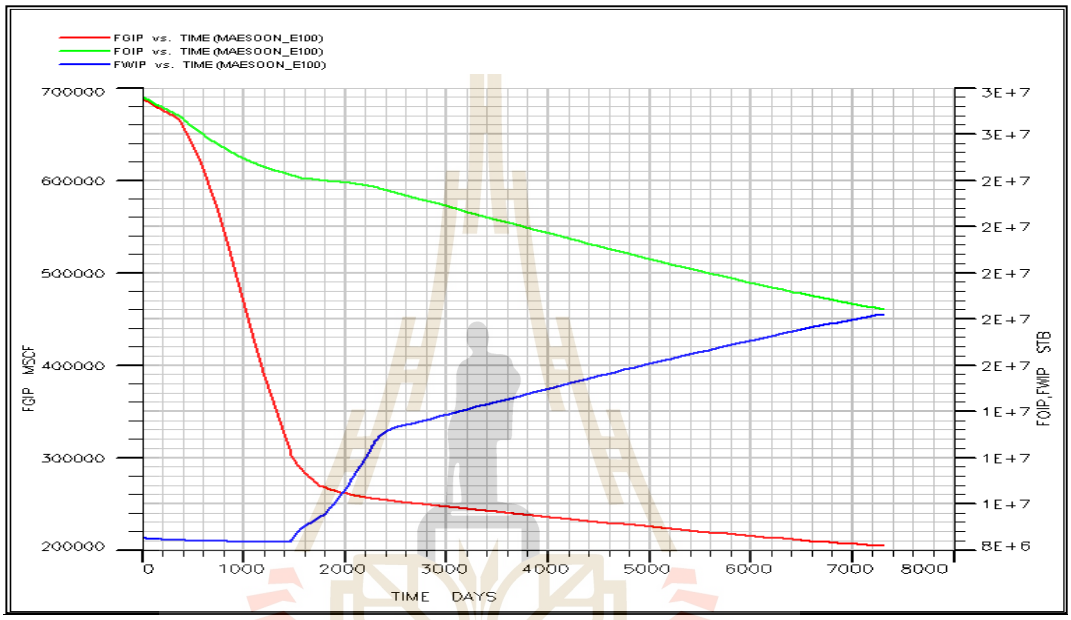
รูปที่ 4.137 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 6-1



รูปที่ 4.138 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 6-1

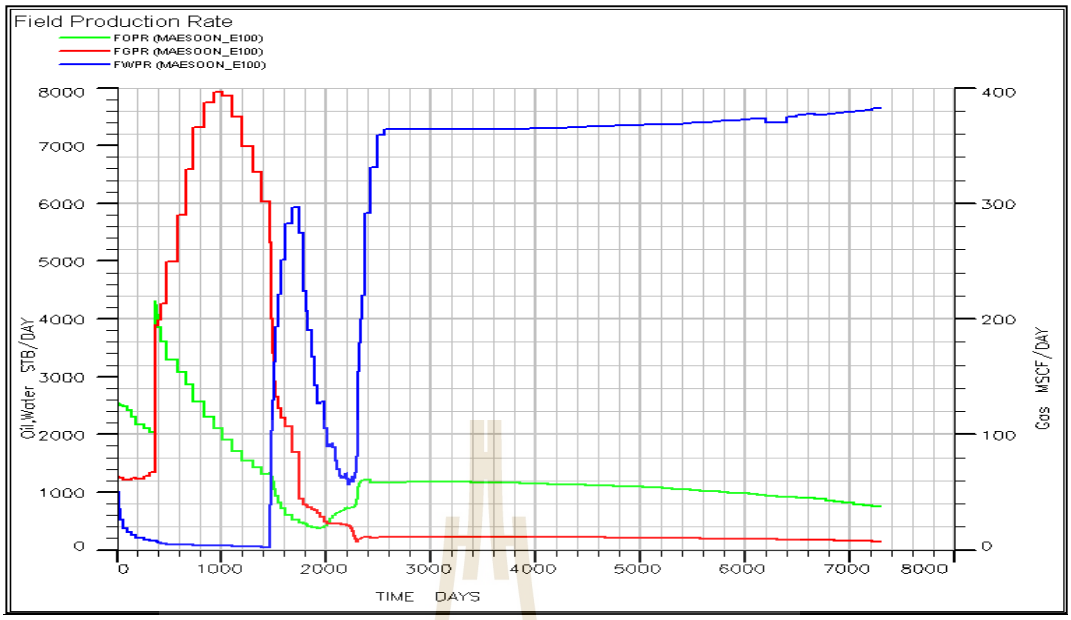
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 6-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.139 ถึงรูปที่ 4.144

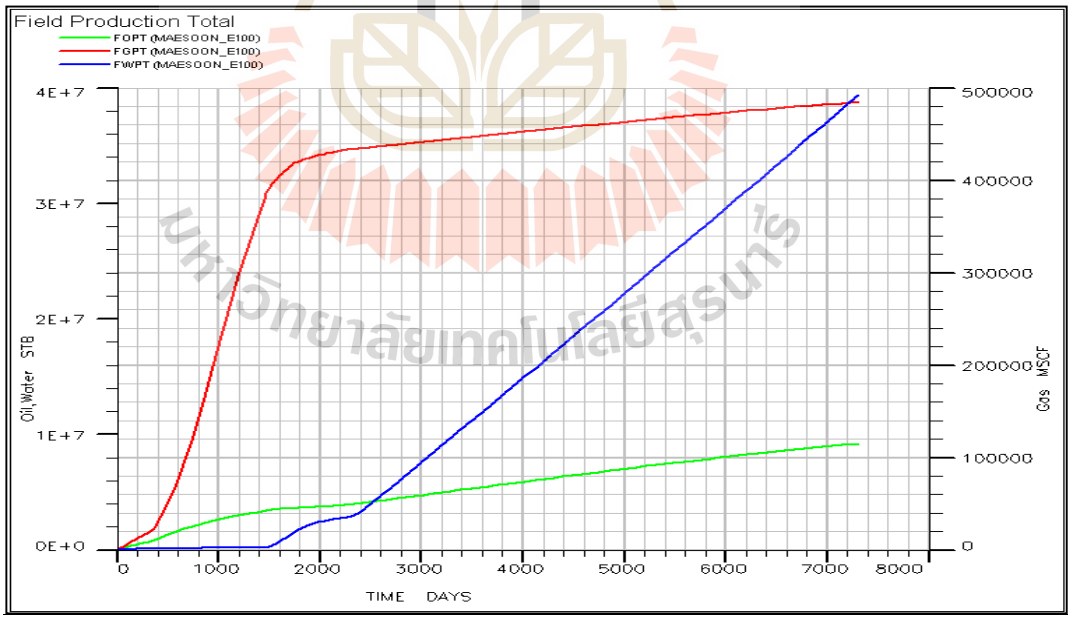


รูปที่ 4.139 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 6-2

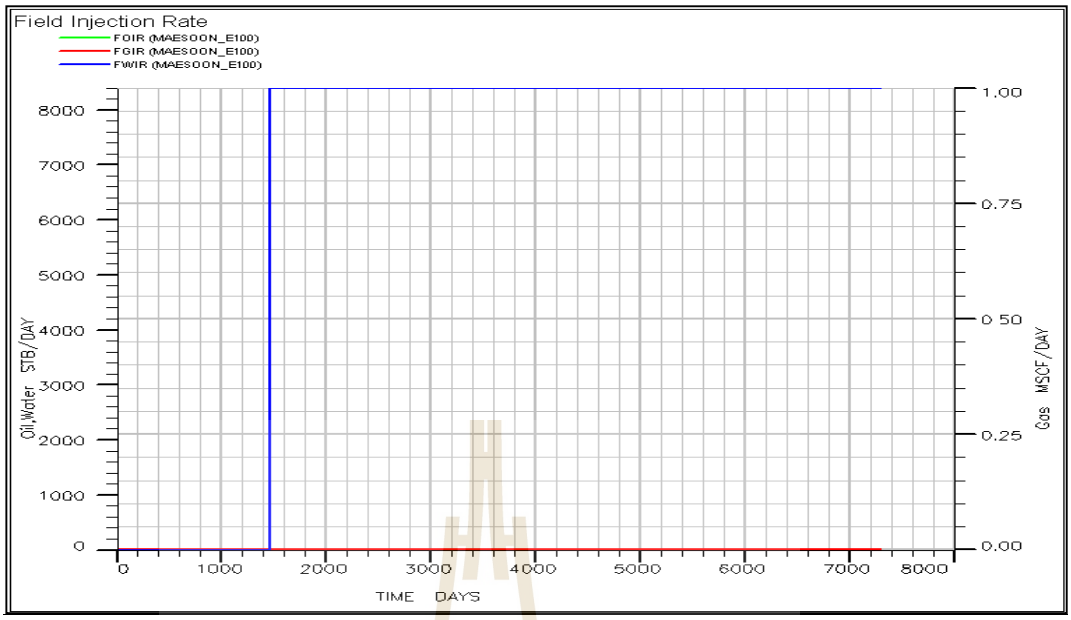
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



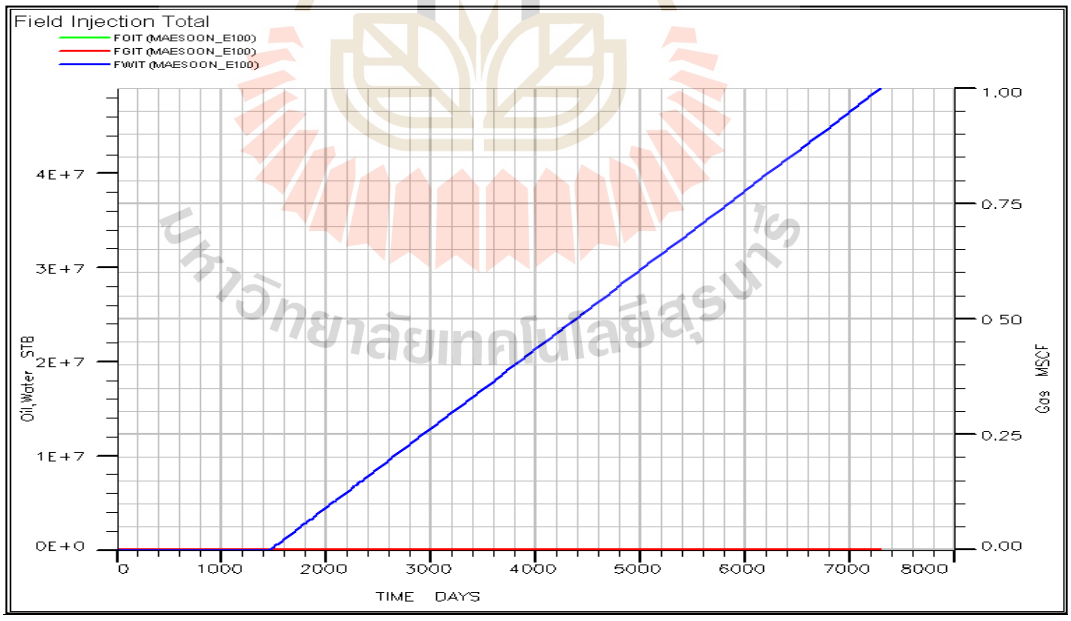
รูปที่ 4.140 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 6-2



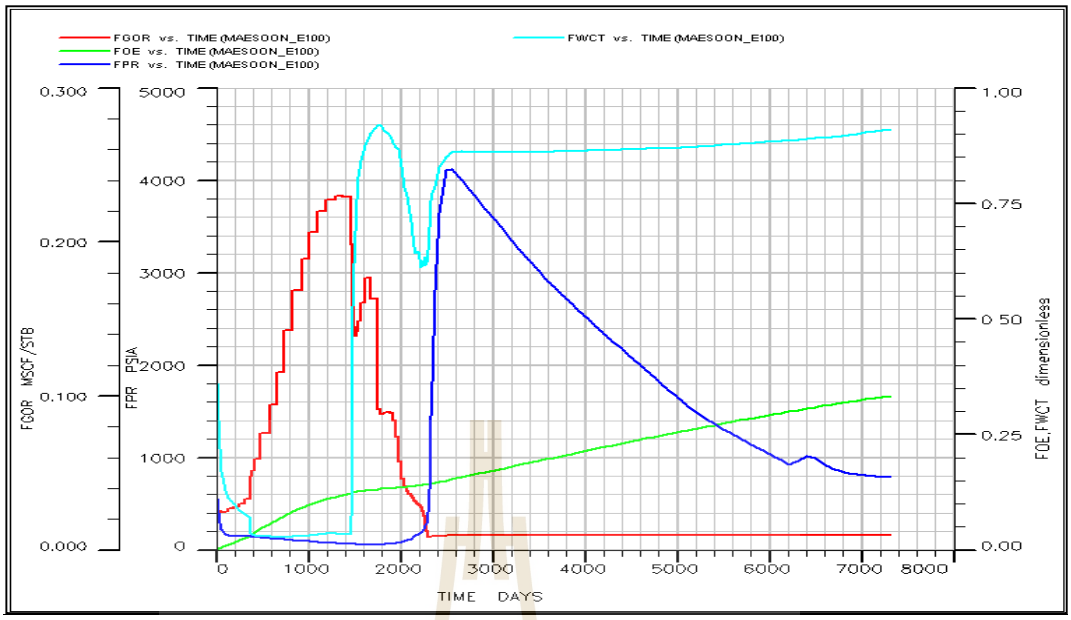
รูปที่ 4.141 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 6-2



รูปที่ 4.142 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Ratevs. Time) กรณีที่ 6-2



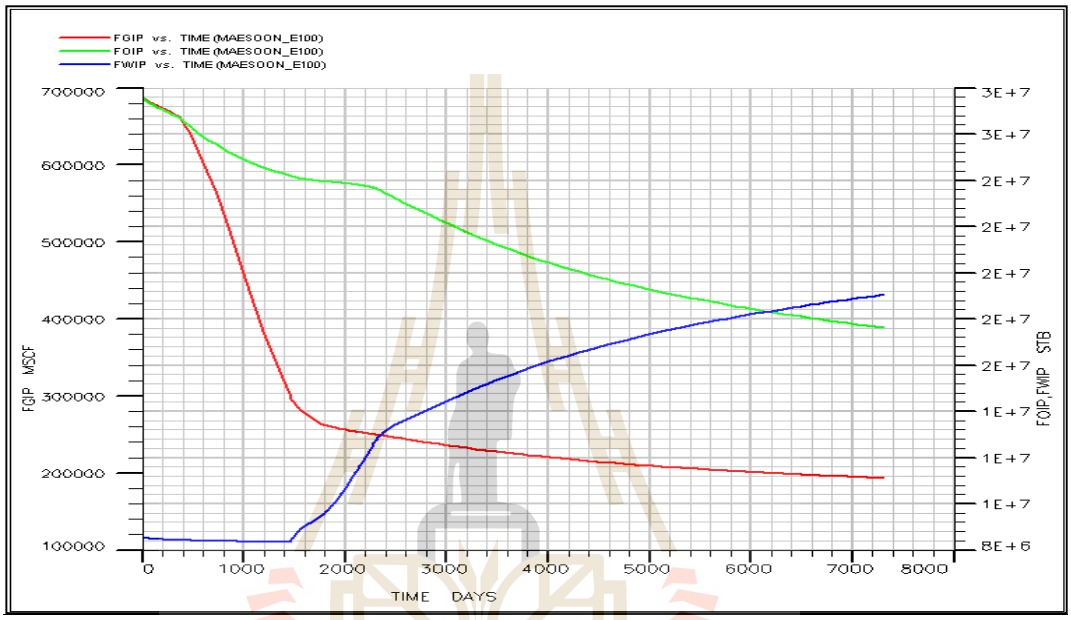
รูปที่ 4.143 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 6-2



รูปที่ 4.144 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 6-2

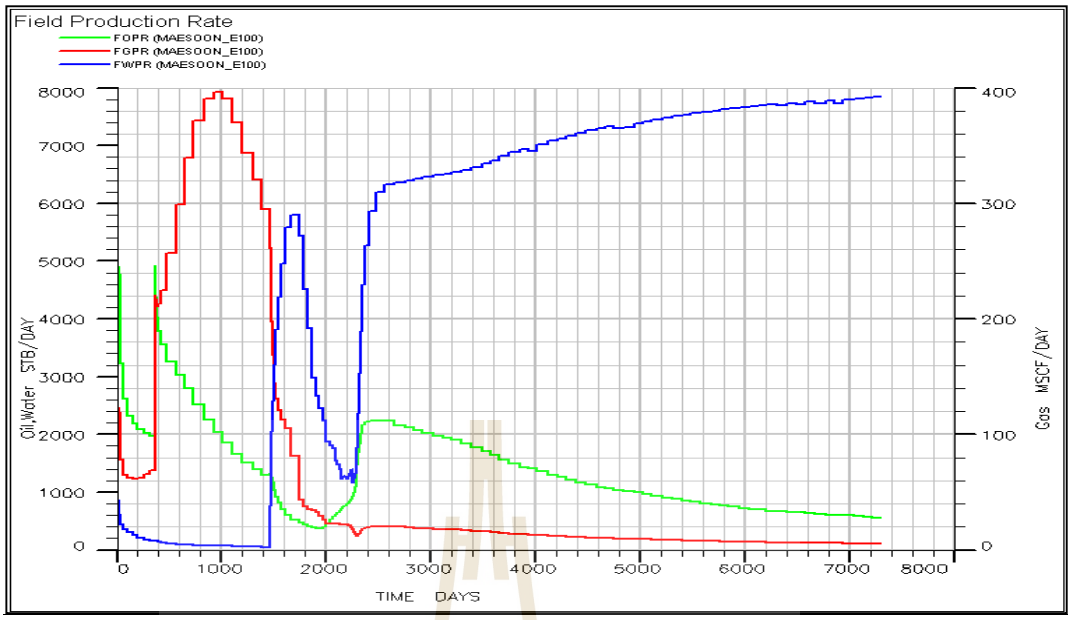
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 6-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.145 ถึงรูปที่ 4.150

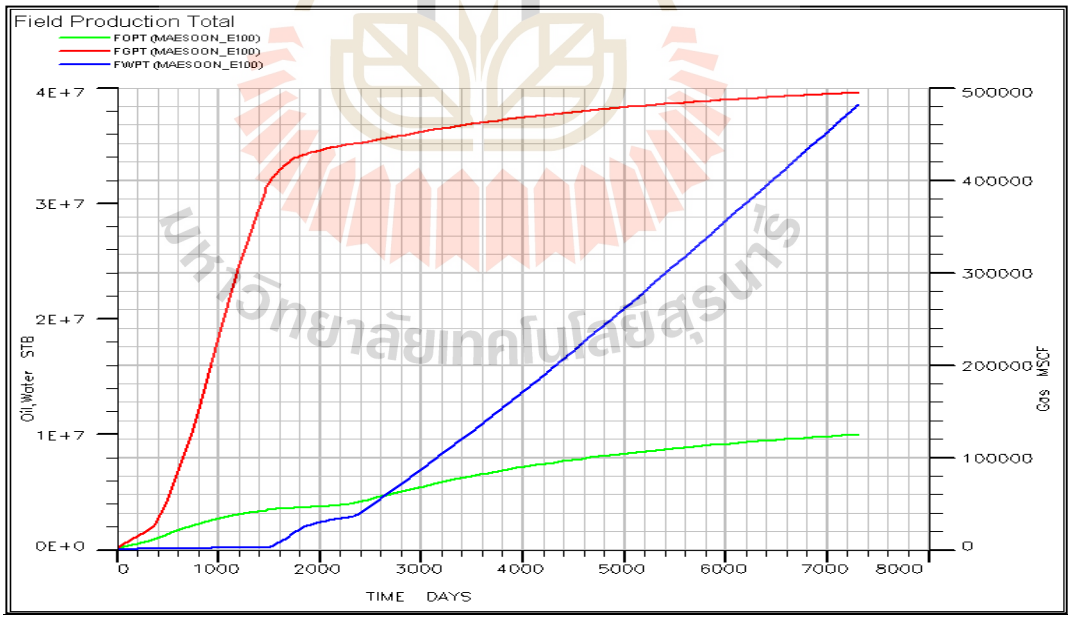


รูปที่ 4.145 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 6-3

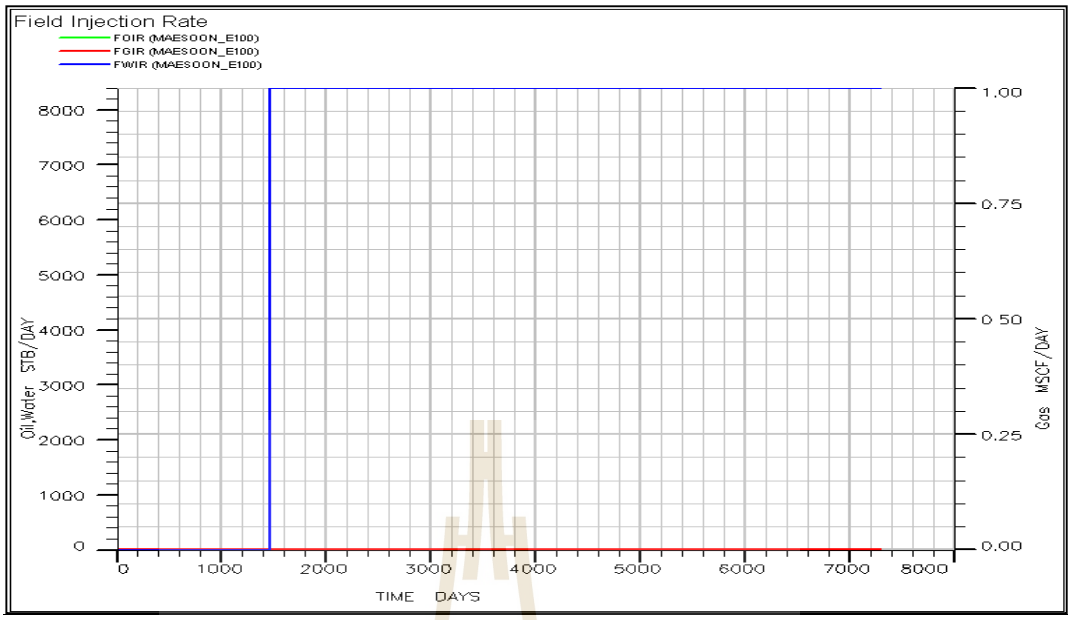
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



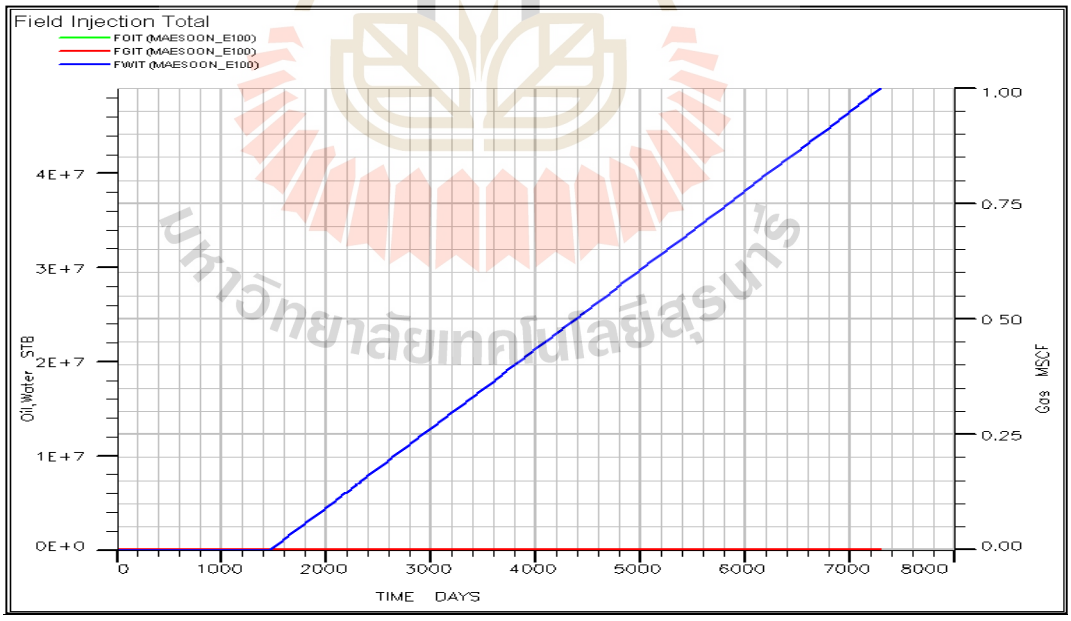
รูปที่ 4.146 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 6-3



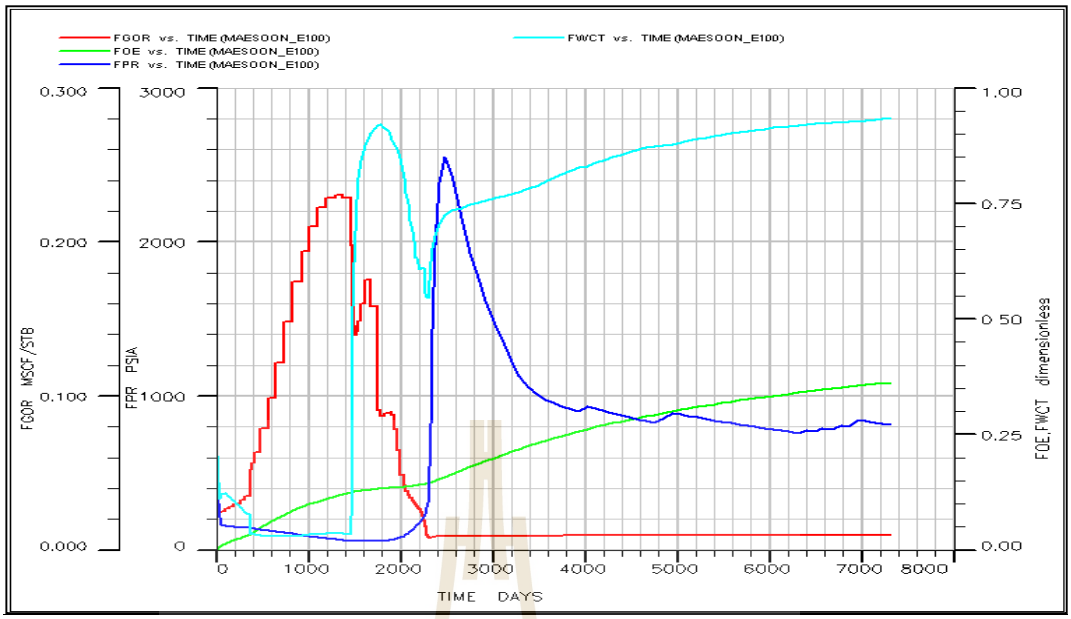
รูปที่ 4.147 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 6-3



รูปที่ 4.148 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 6-3



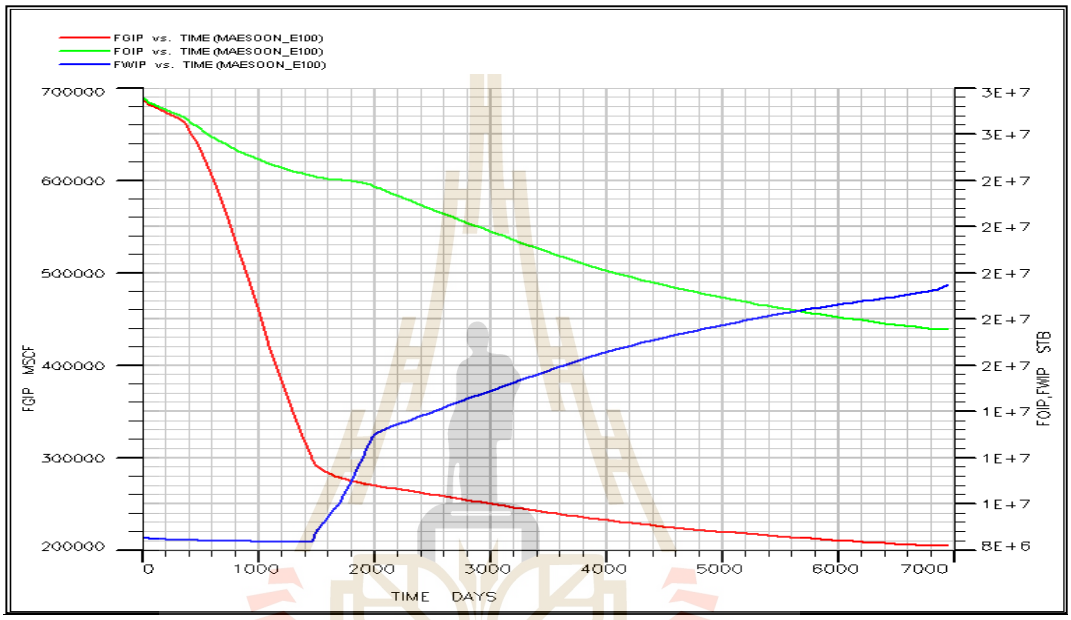
รูปที่ 4.149 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 6-3



รูปที่ 4.150 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 6-3

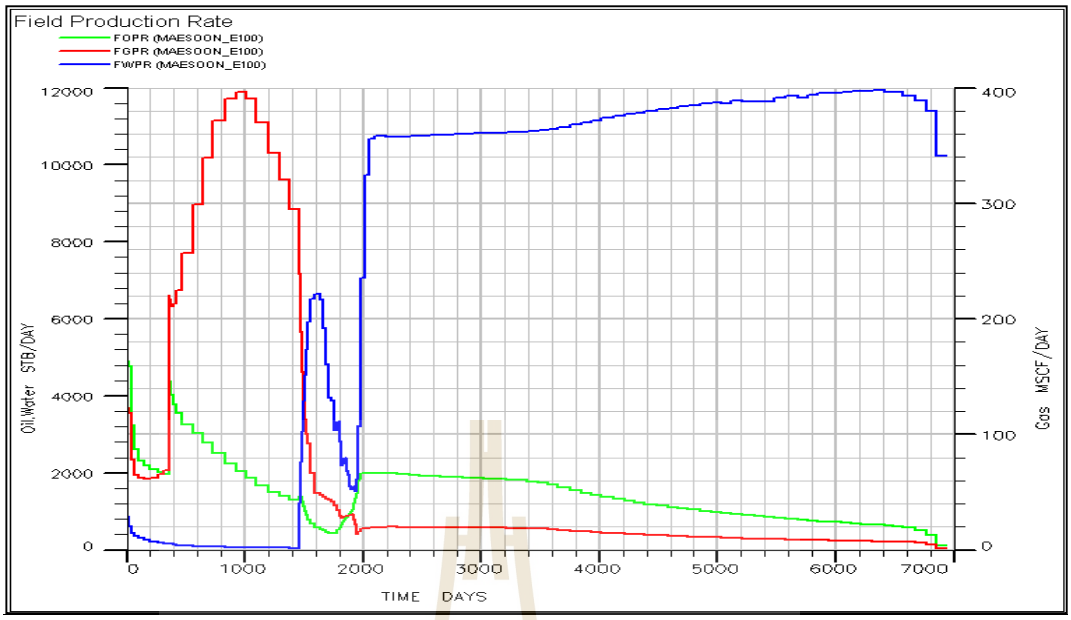
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 6-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.151 ถึงรูปที่ 4.156

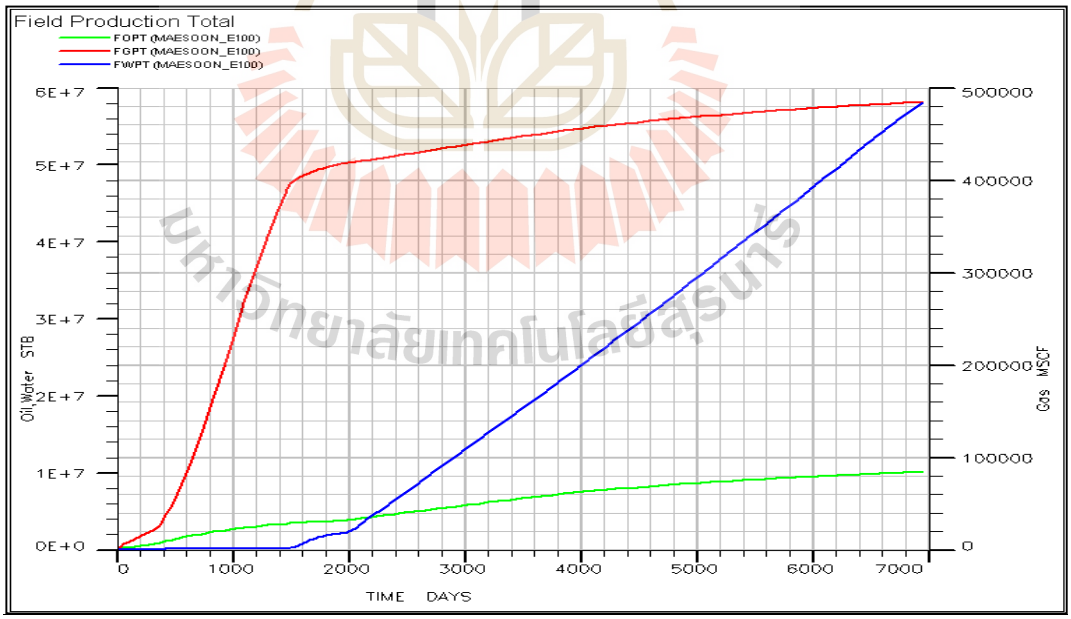


รูปที่ 4.151 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 6-4

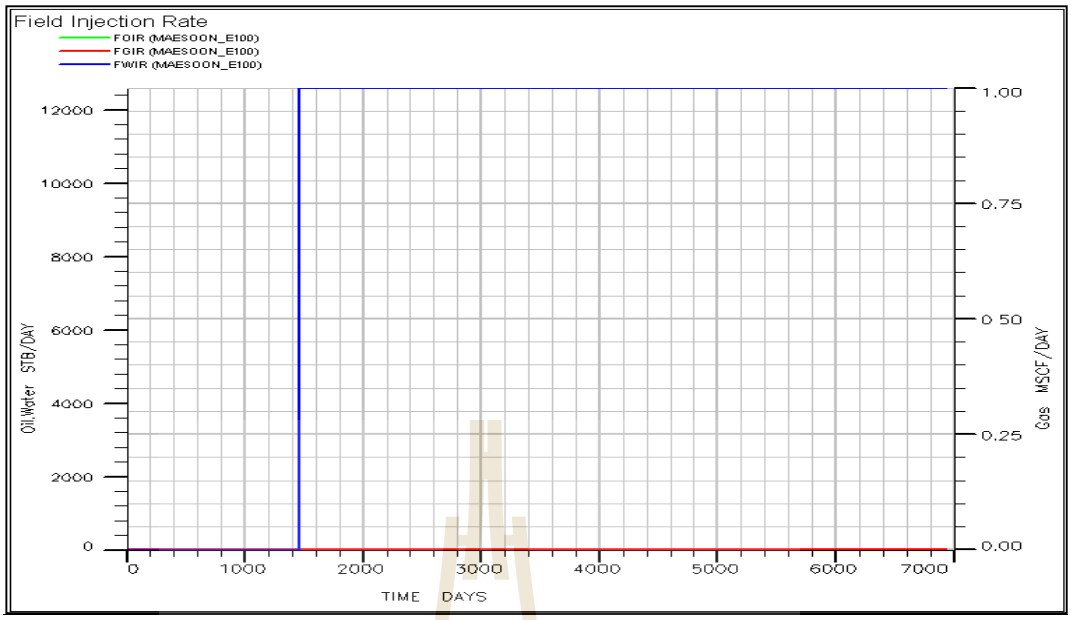
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



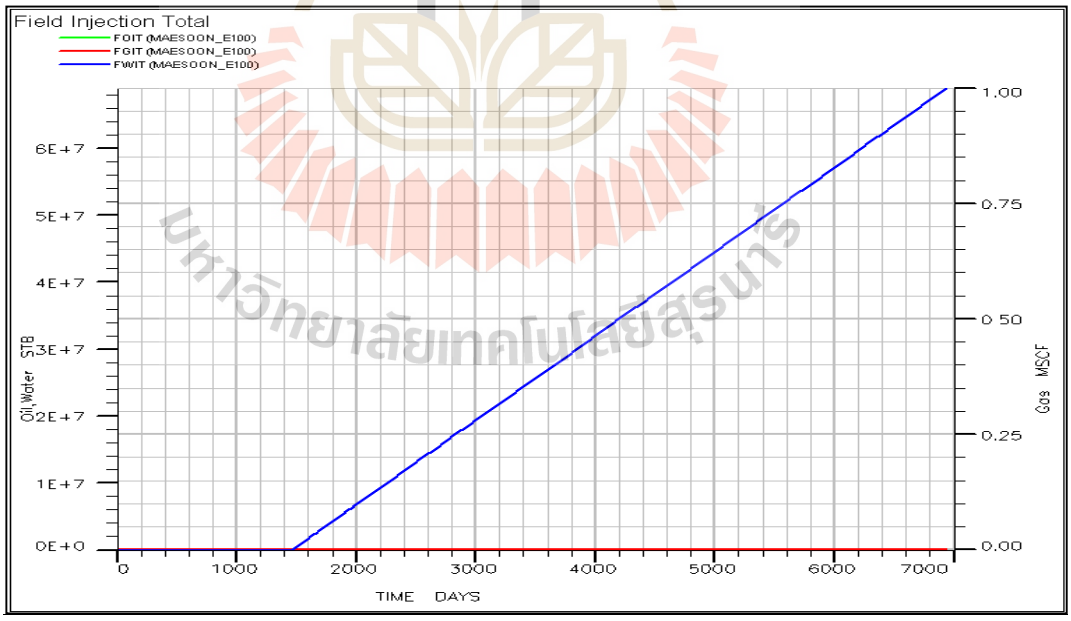
รูปที่ 4.152 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 6-4



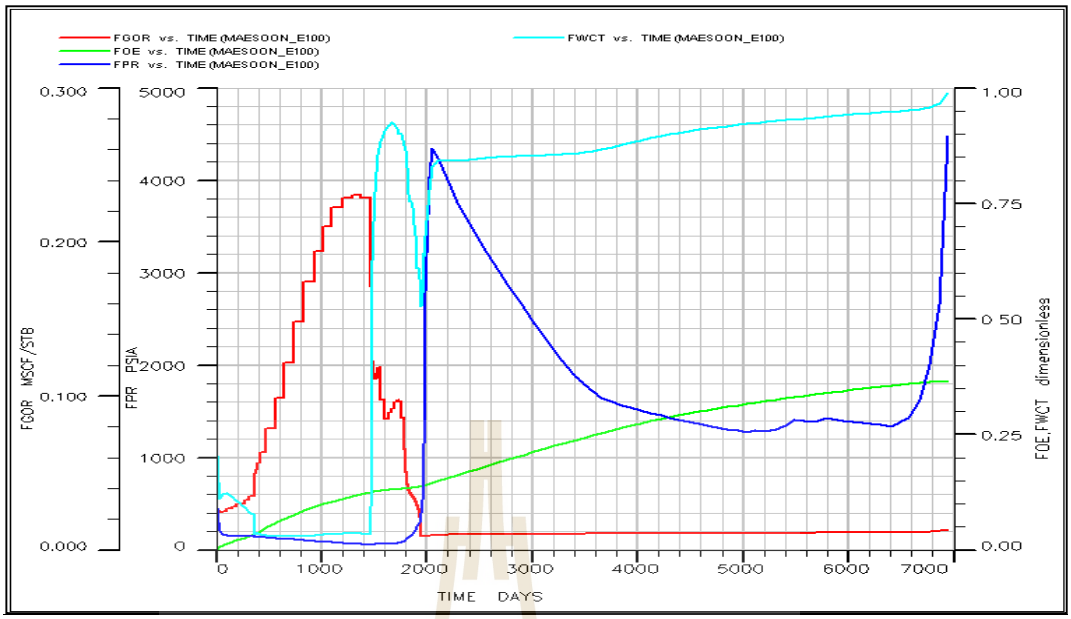
รูปที่ 4.153 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 6-4



รูปที่ 4.154 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 6-4



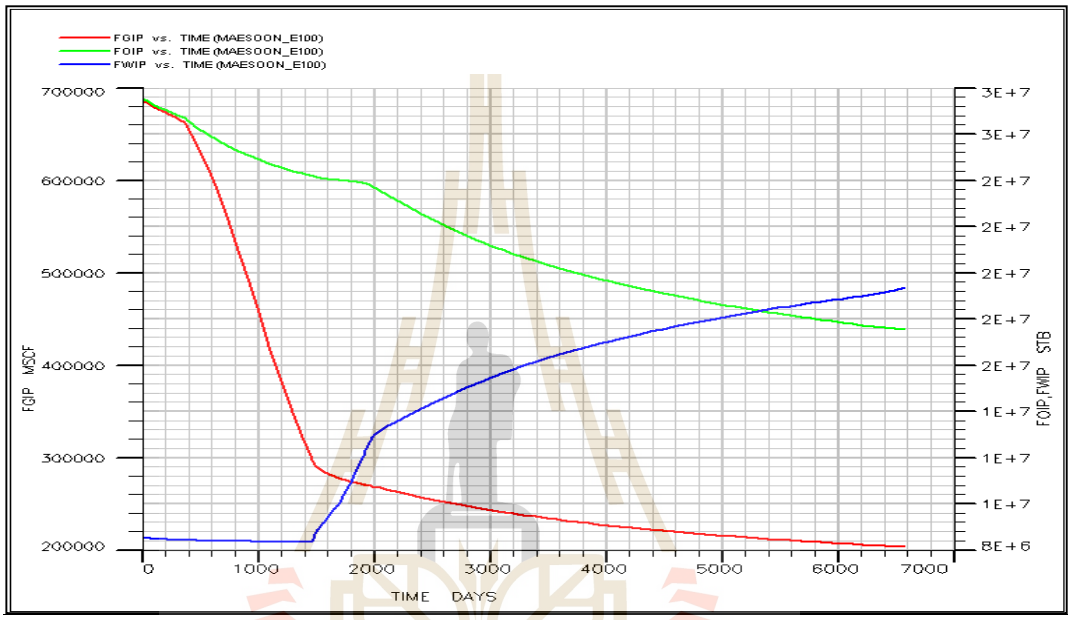
รูปที่ 4.155 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 6-4



รูปที่ 4.156 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 6-4

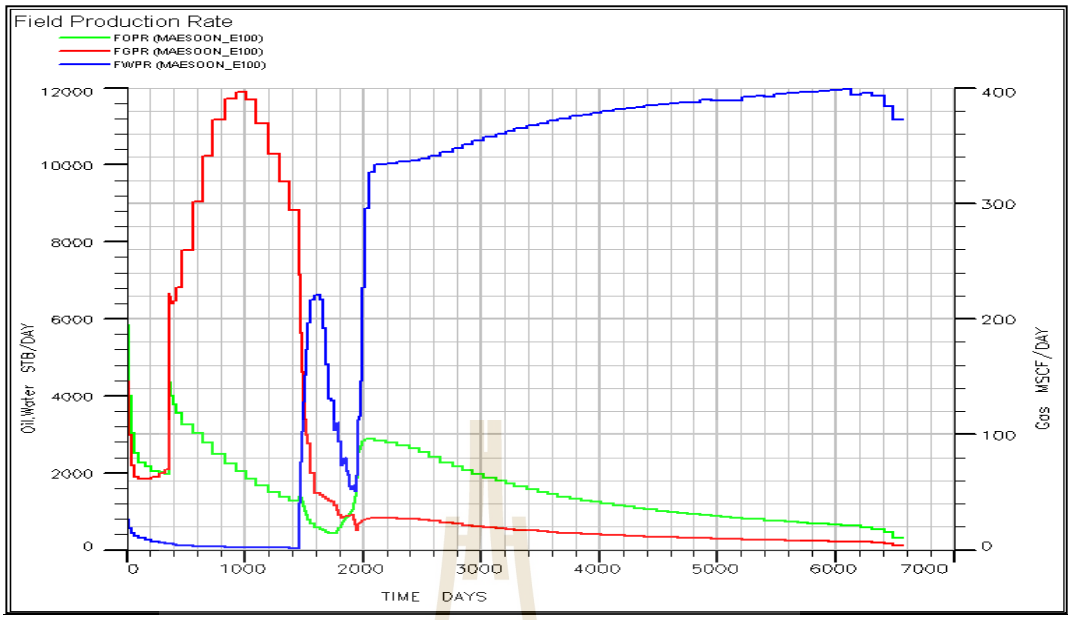
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 6-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.157 ถึงรูปที่ 4.162

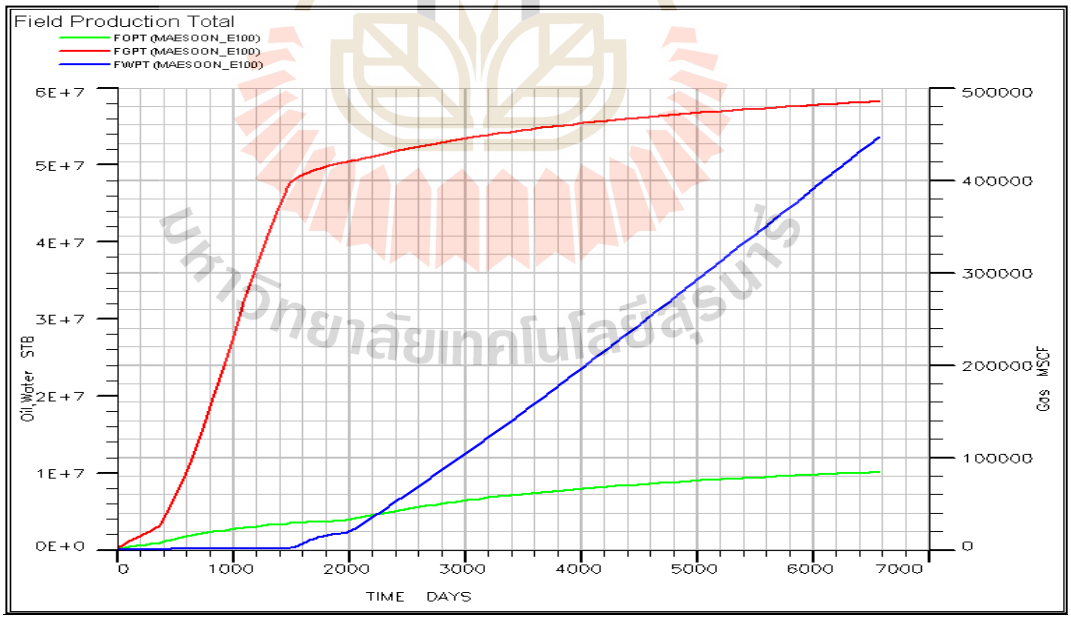


รูปที่ 4.157 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 6-5

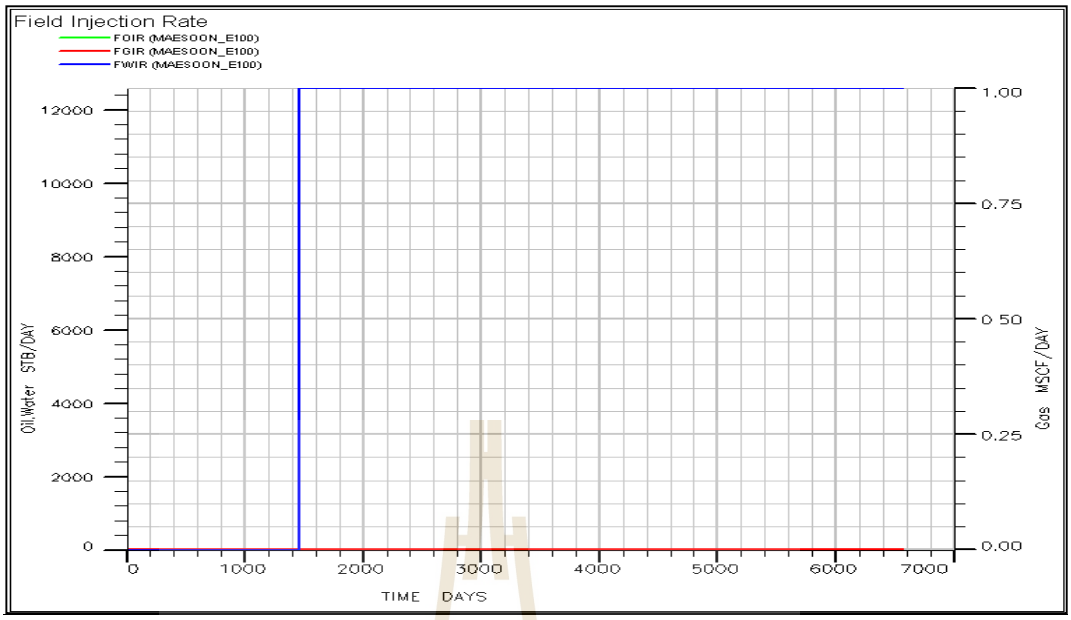
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



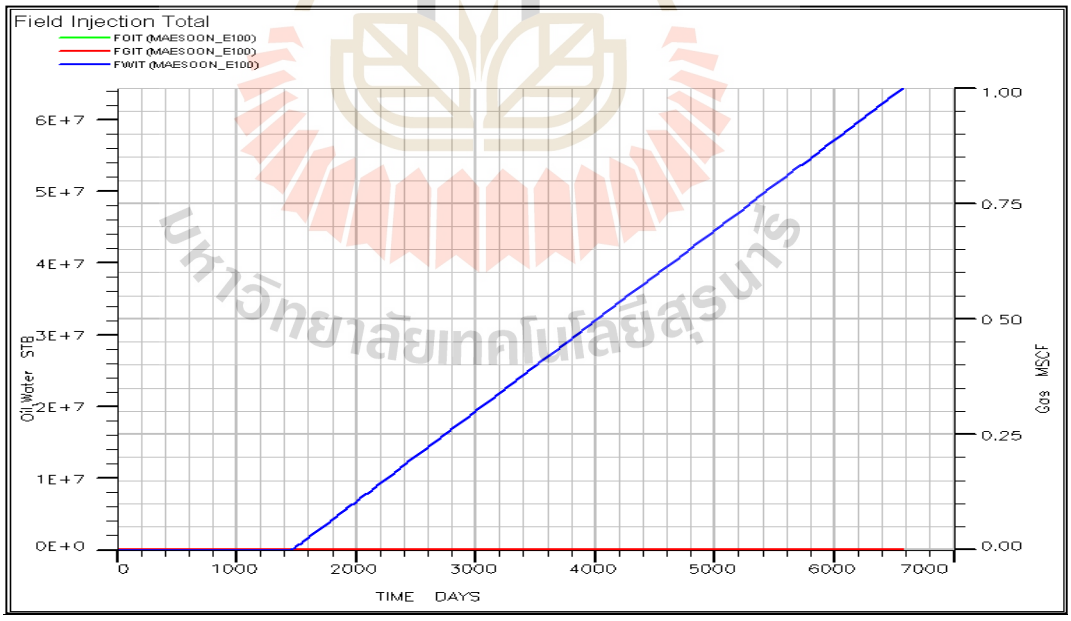
รูปที่ 4.158 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 6-5



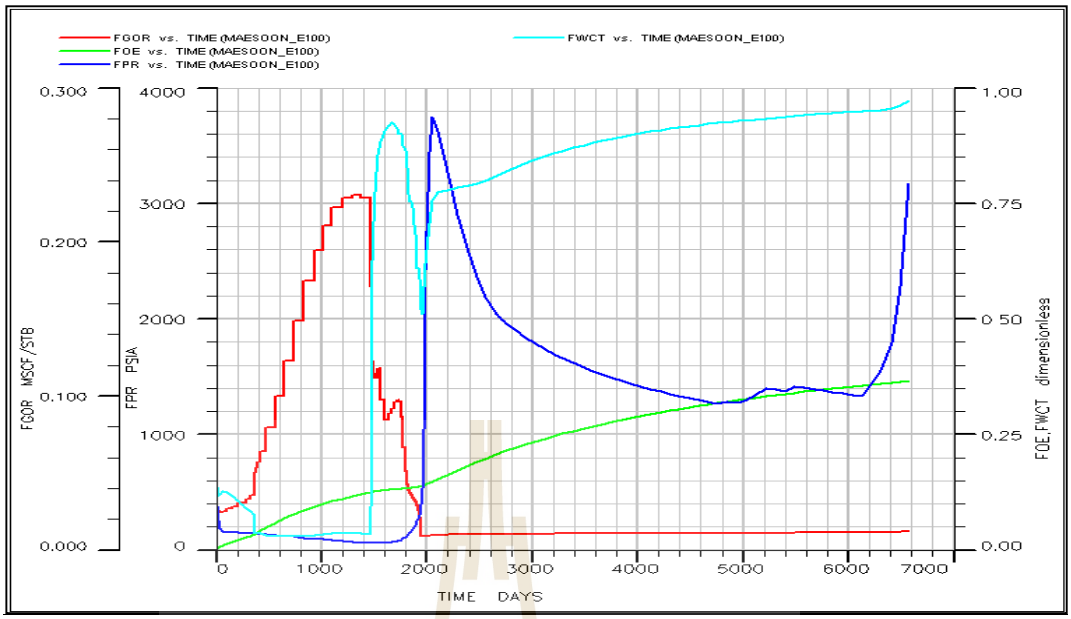
รูปที่ 4.159 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 6-5



รูปที่ 4.160 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 6-5



รูปที่ 4.161 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 6-5

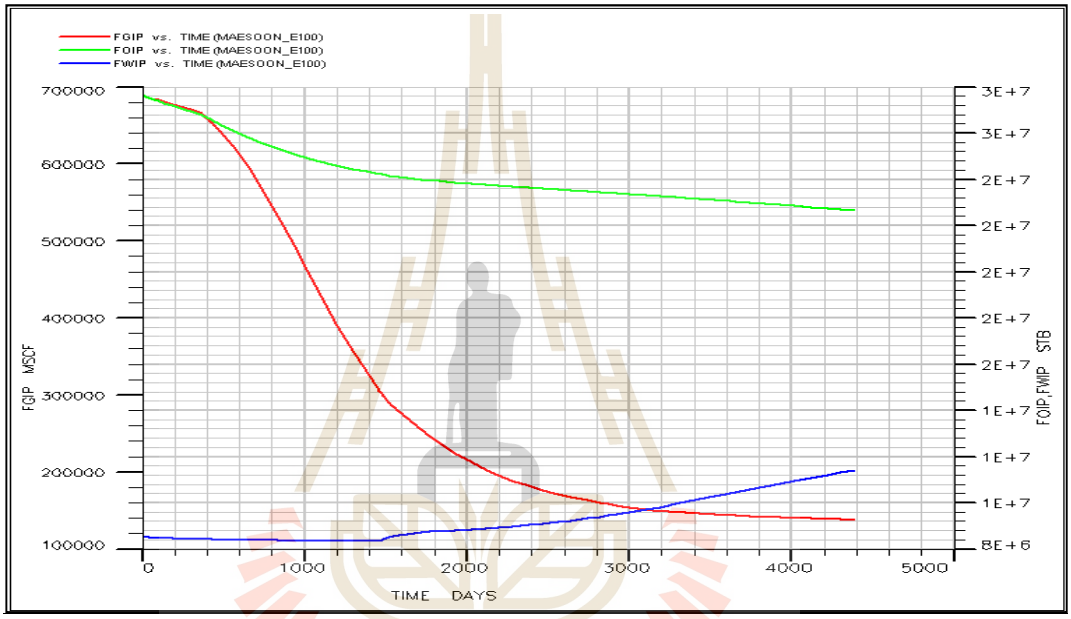


รูปที่ 4.162 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 6-5

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

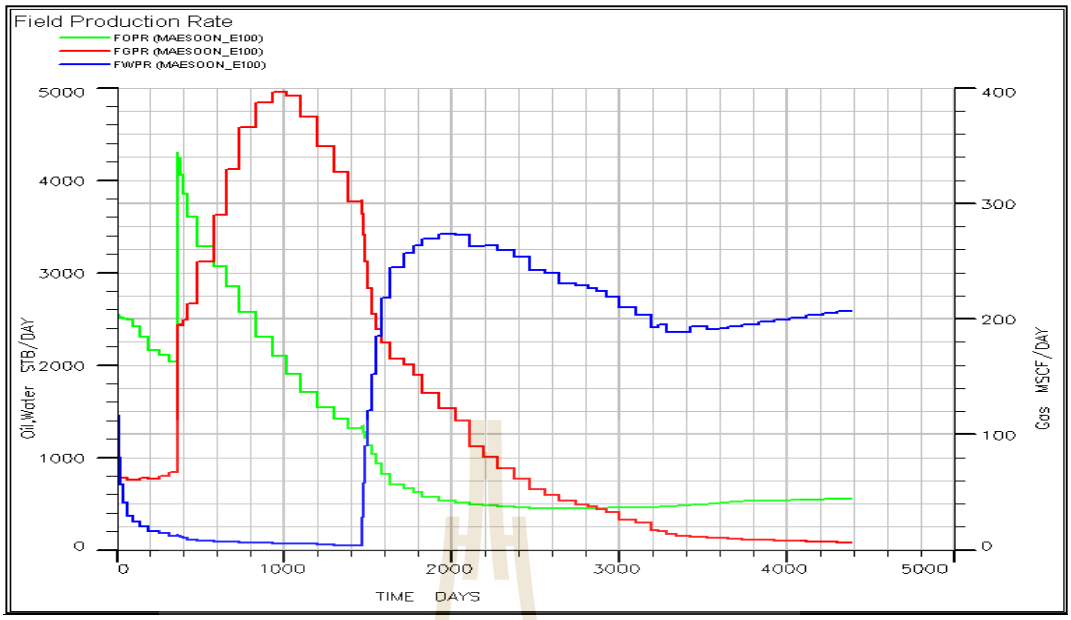
4.1.7 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 7

ก. กรณีที่ 7-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.163 ถึงรูปที่ 4.168

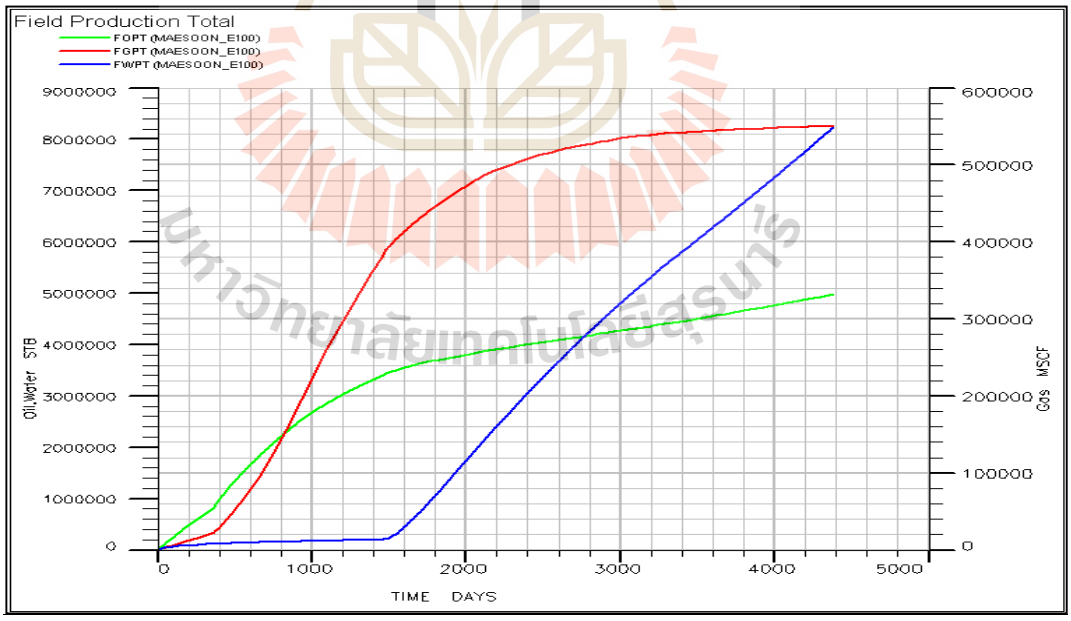


รูปที่ 4.163 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 7-1

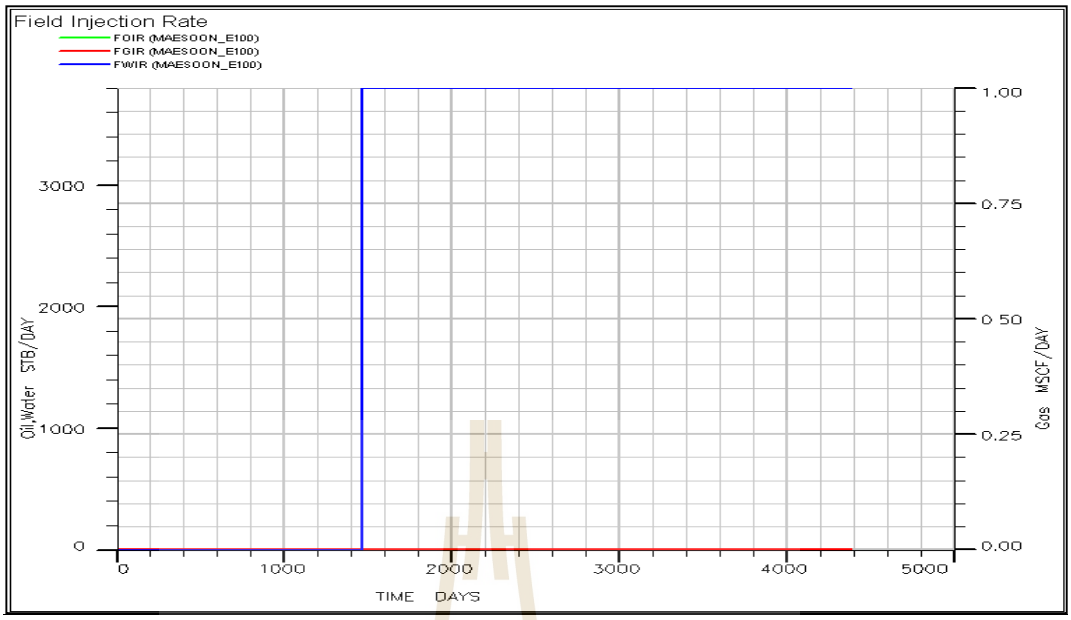
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



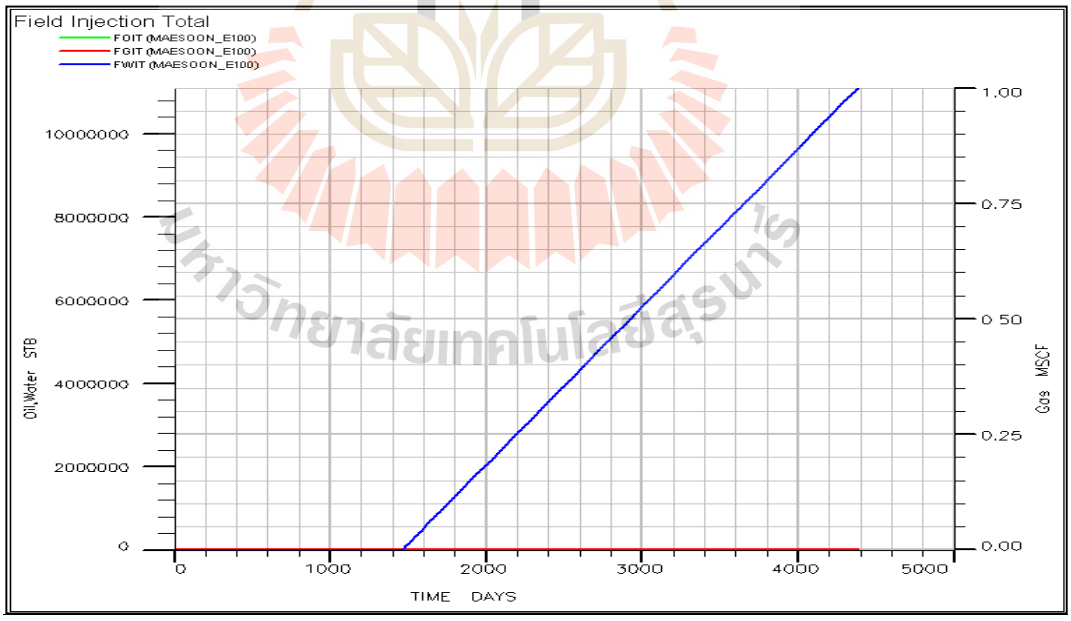
รูปที่ 4.164 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 7-1



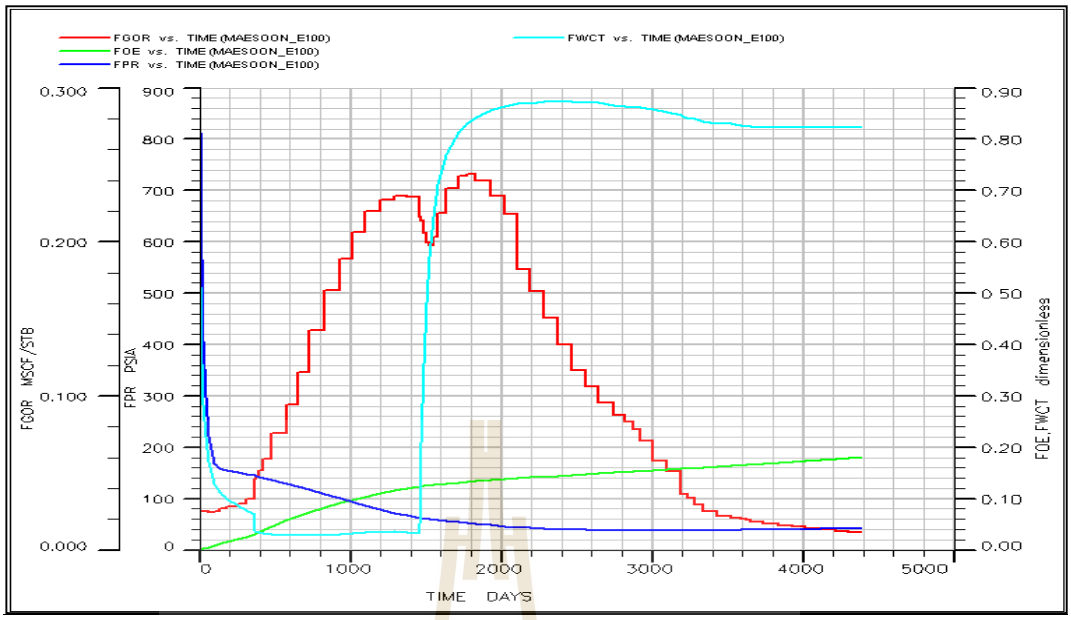
รูปที่ 4.165 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 7-1



รูปที่ 4.166 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 7-1



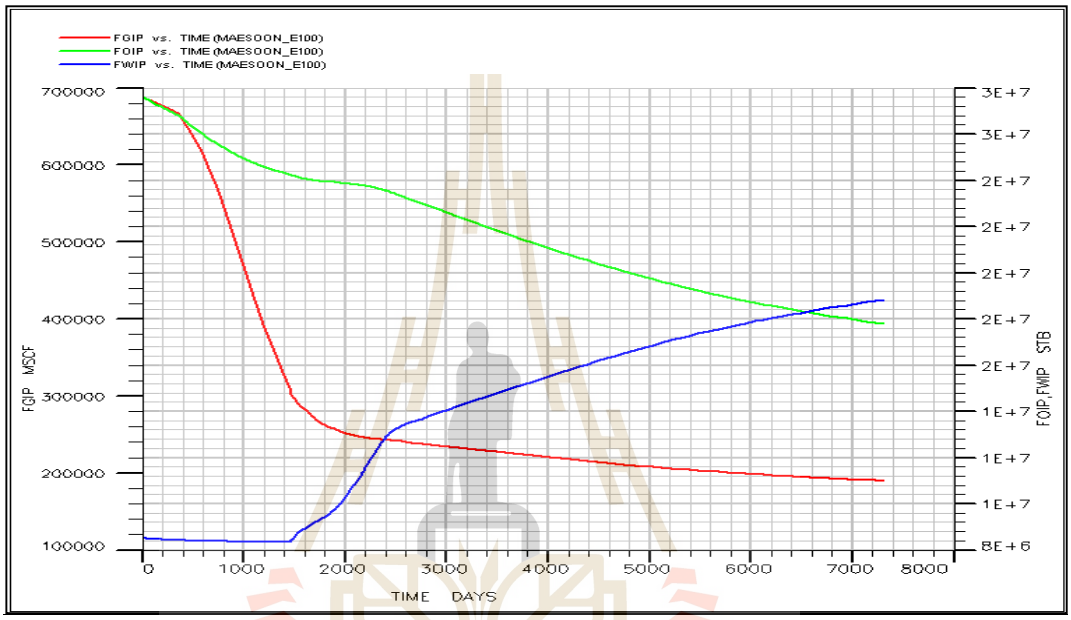
รูปที่ 4.167 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 7-1



รูปที่ 4.168 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 7-1

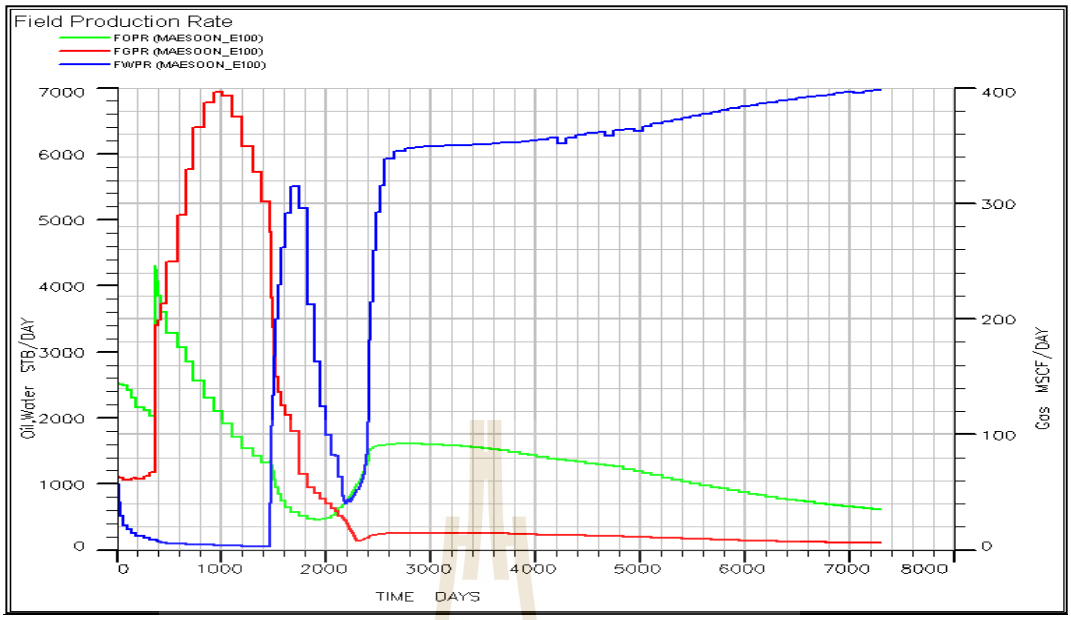
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 7-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.169 ถึงรูปที่ 4.174

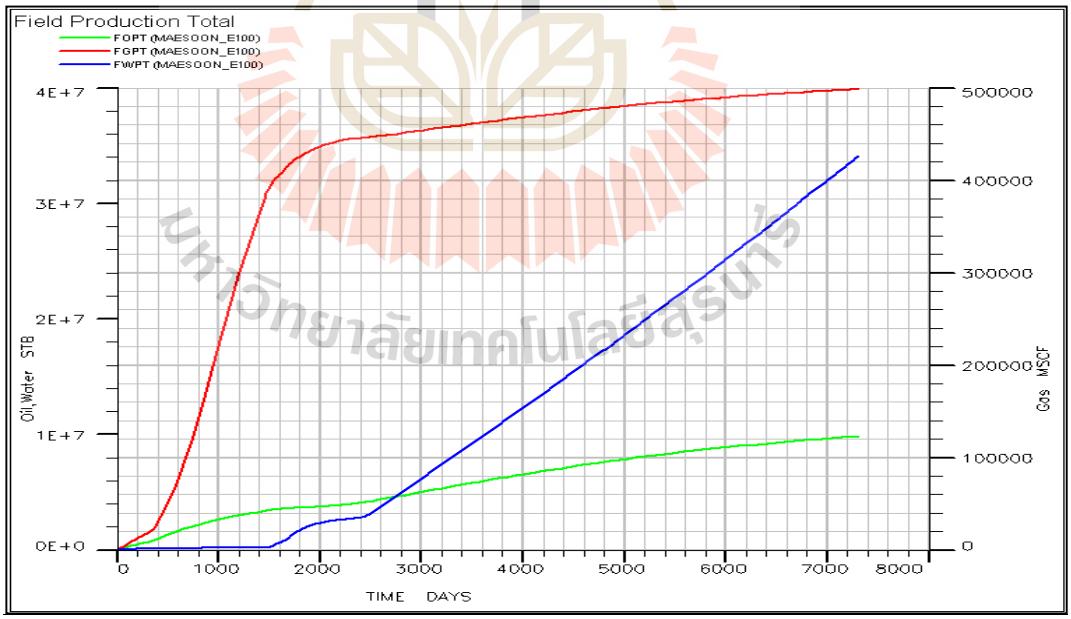


รูปที่ 4.169 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 7-2

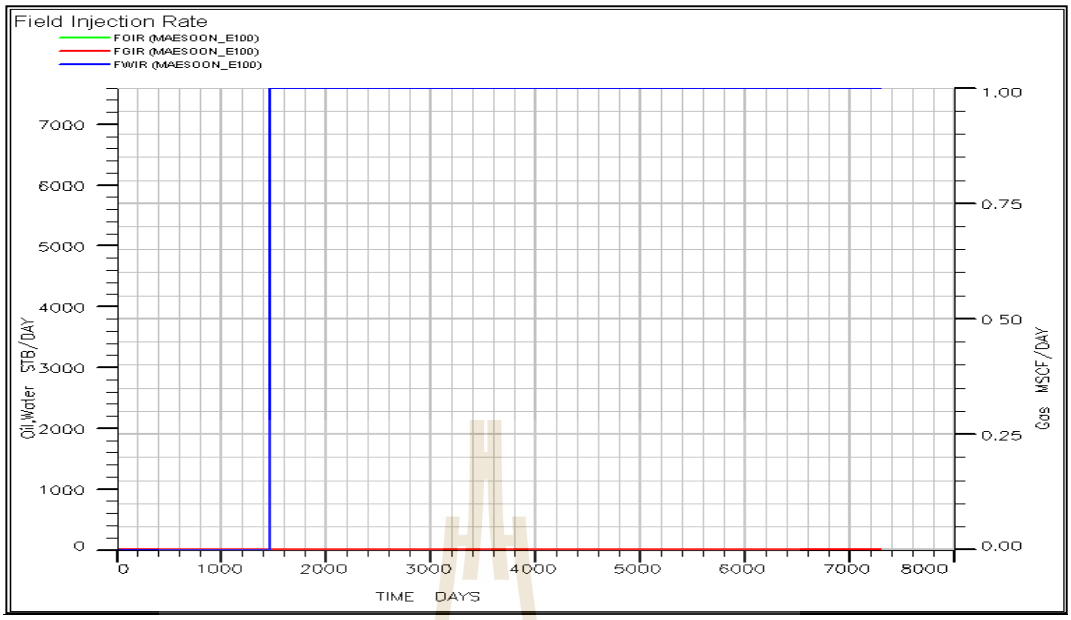
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



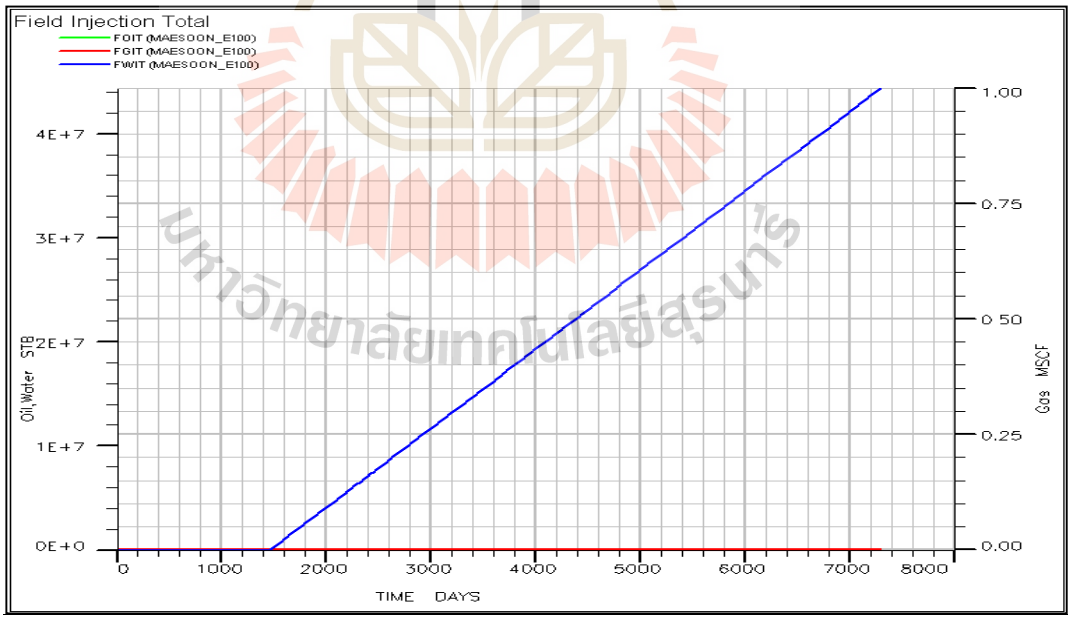
รูปที่ 4.170 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 7-2



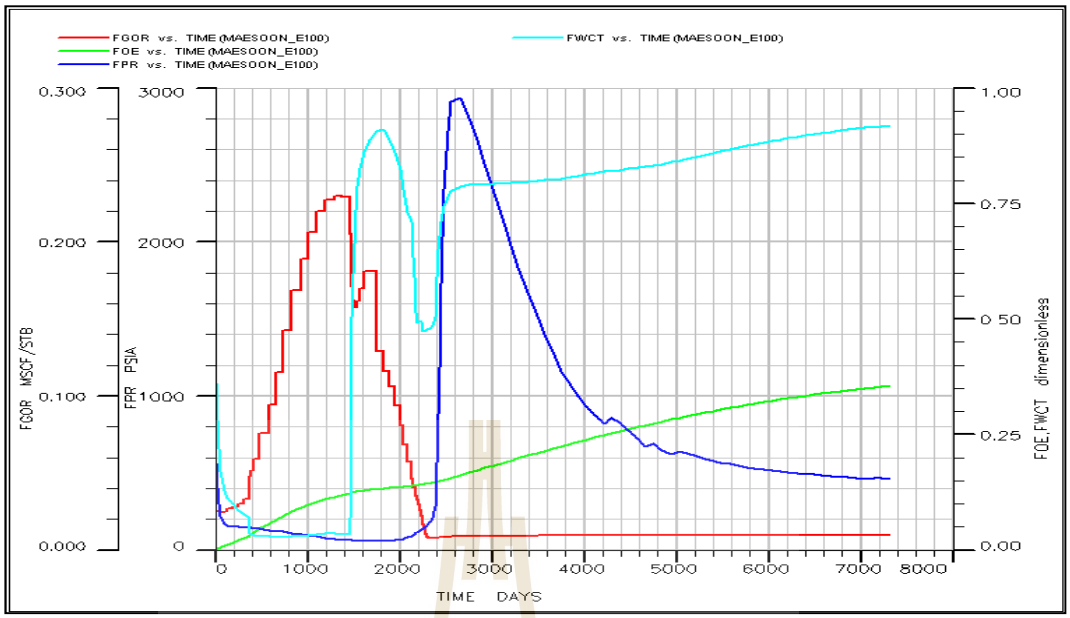
รูปที่ 4.171 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 7-2



รูปที่ 4.172 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 7-2



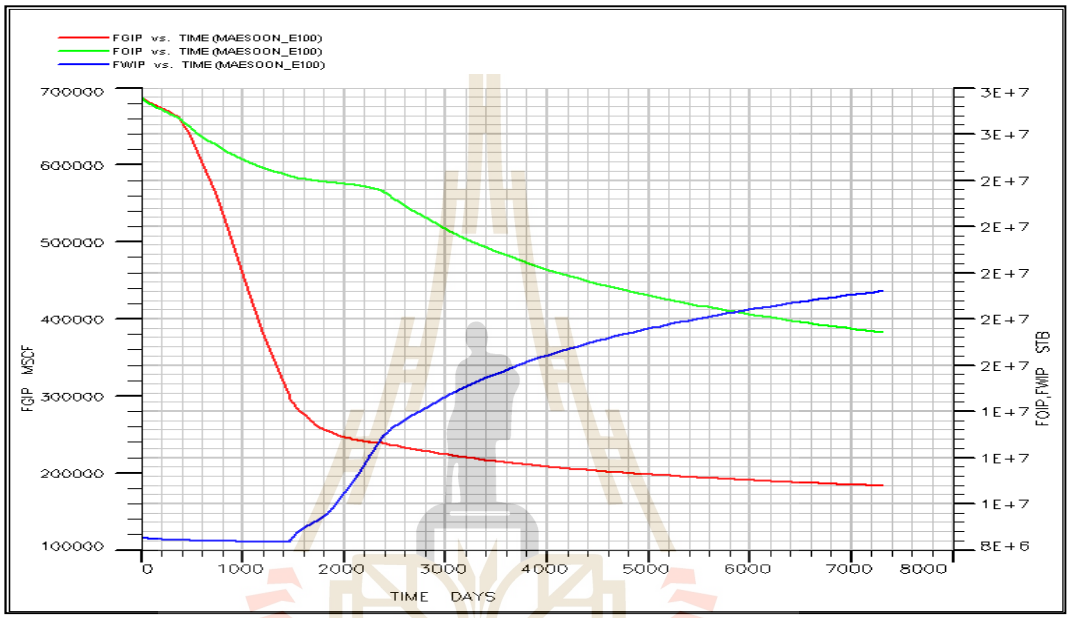
รูปที่ 4.173 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 7-2



รูปที่ 4.174 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 7-2

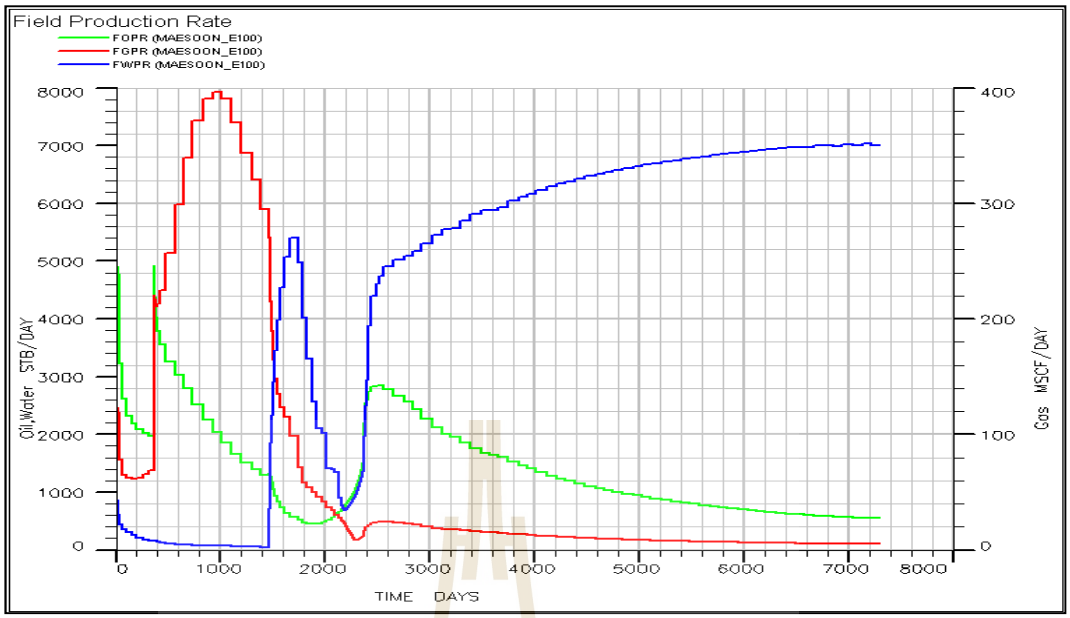
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 7-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.175 ถึง 4.180

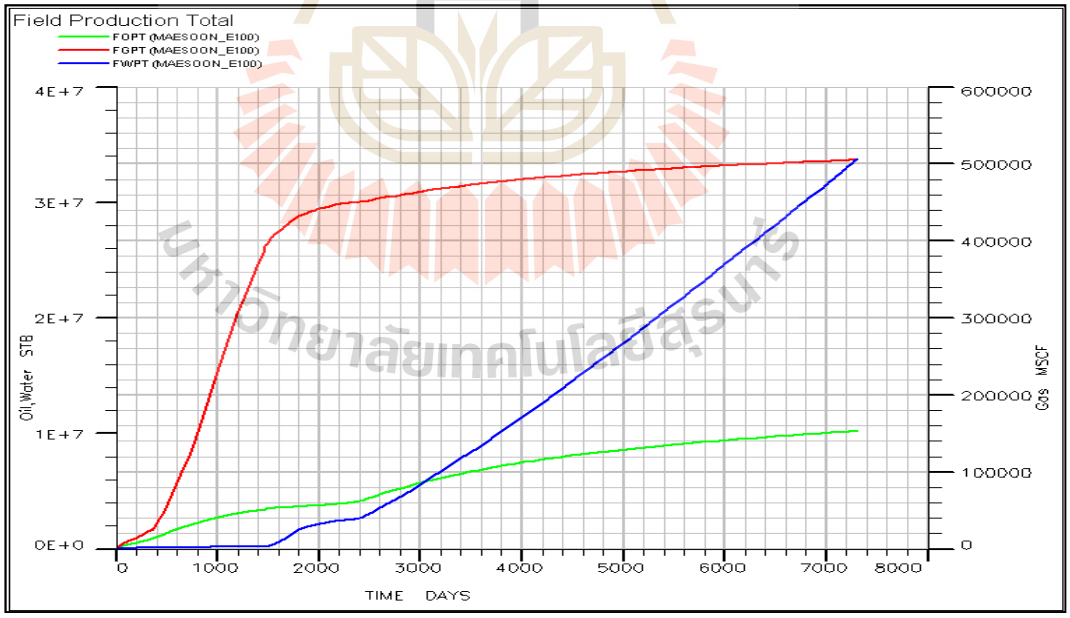


รูปที่ 4.175 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 7-3

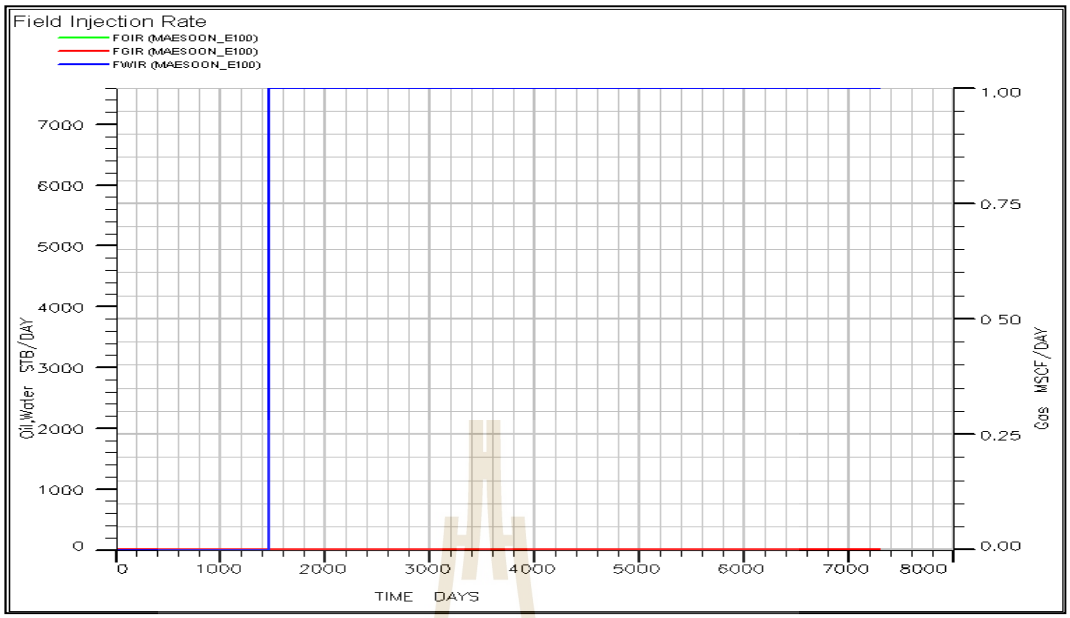
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



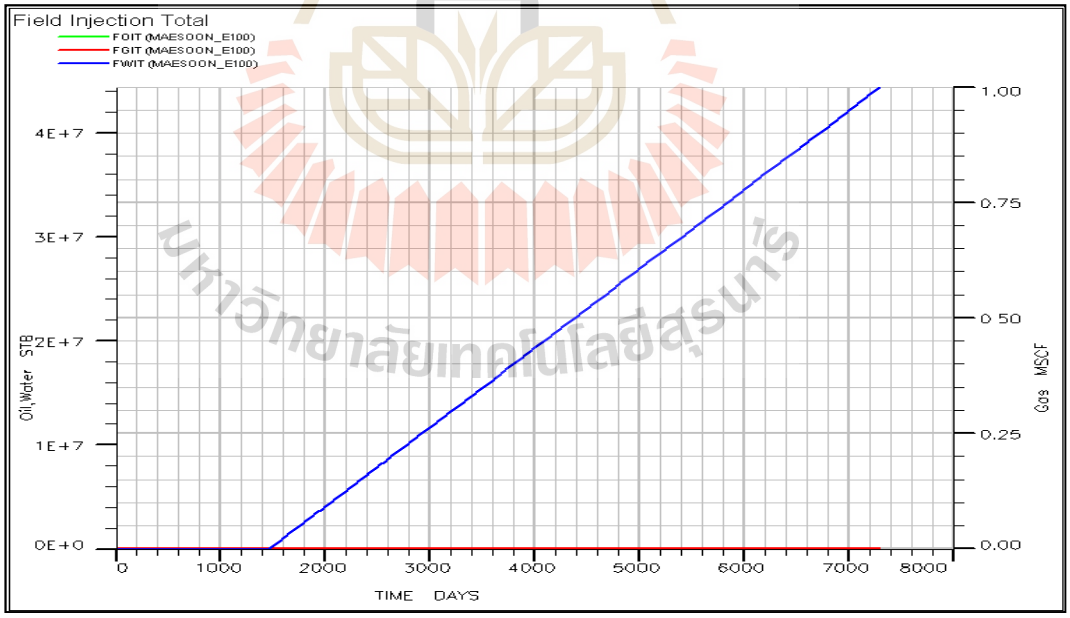
รูปที่ 4.176 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 7-3



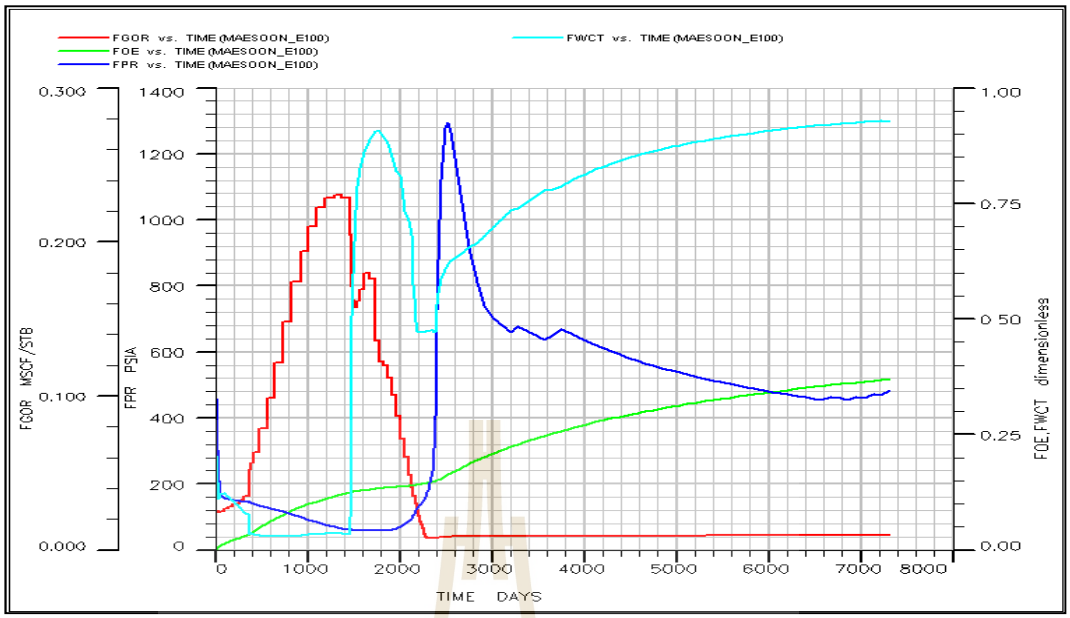
รูปที่ 4.177 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 7-3



รูปที่ 4.178 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 7-3



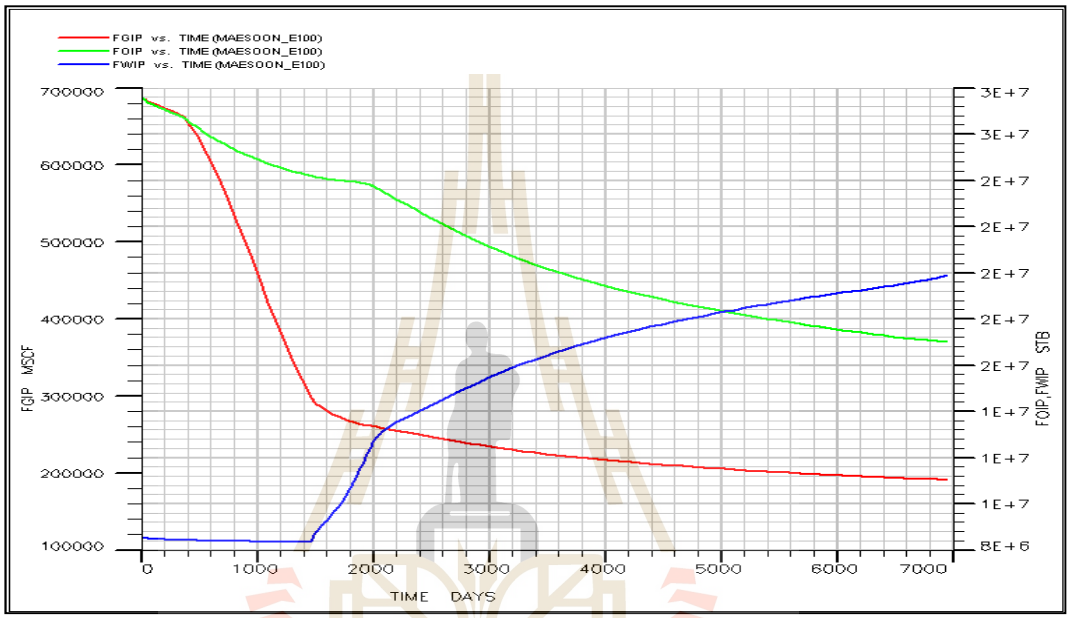
รูปที่ 4.179 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 7-3



รูปที่ 4.180 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 7-3

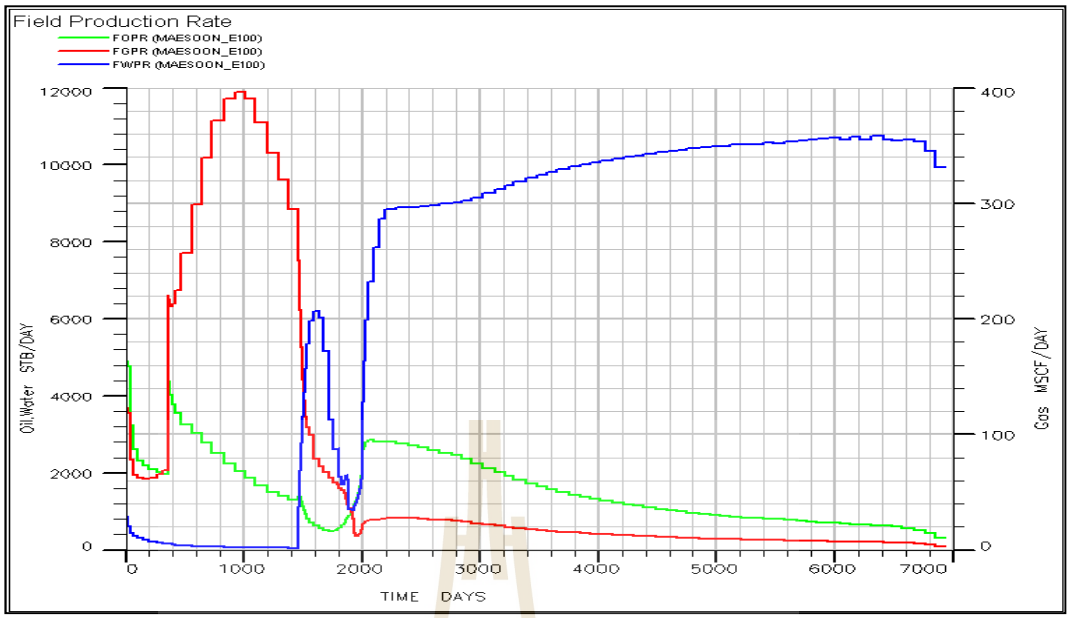
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 7-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.181 ถึงรูปที่ 4.186

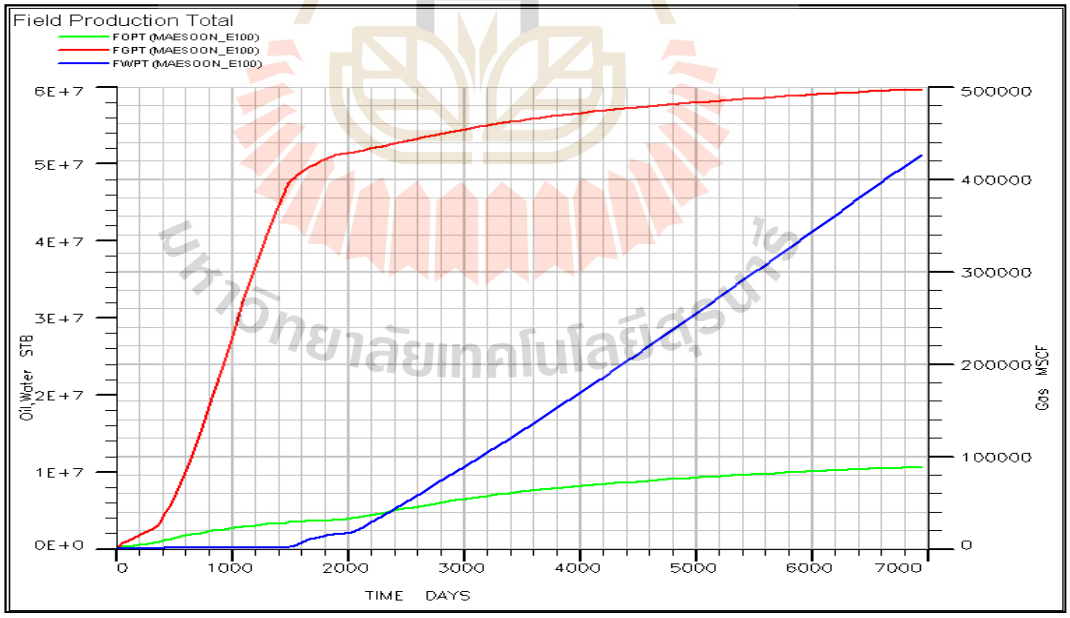


รูปที่ 4.181 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 7-4

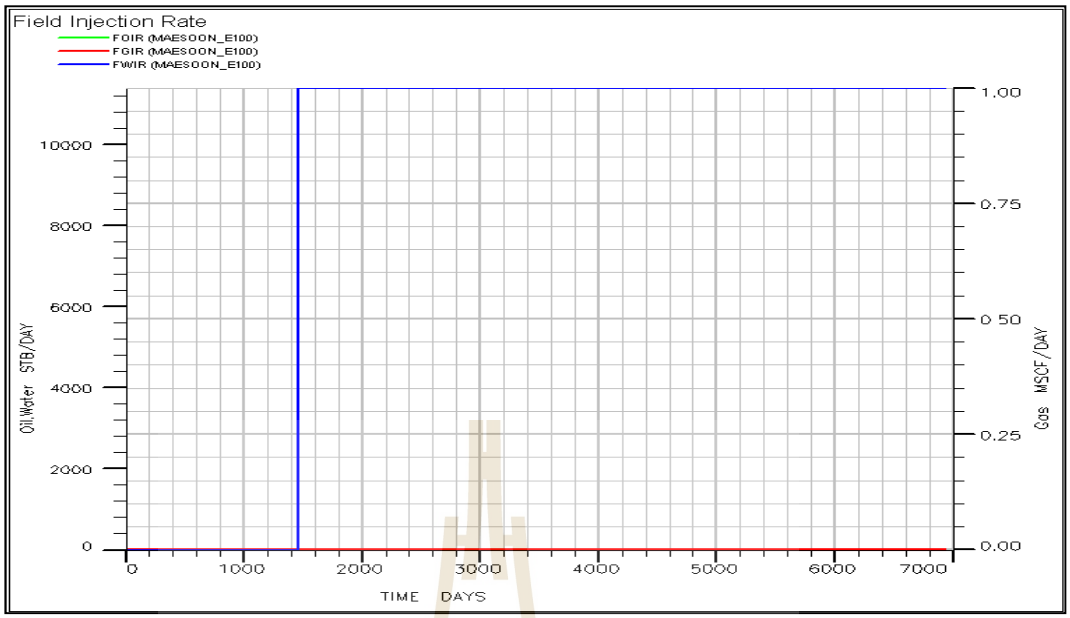
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



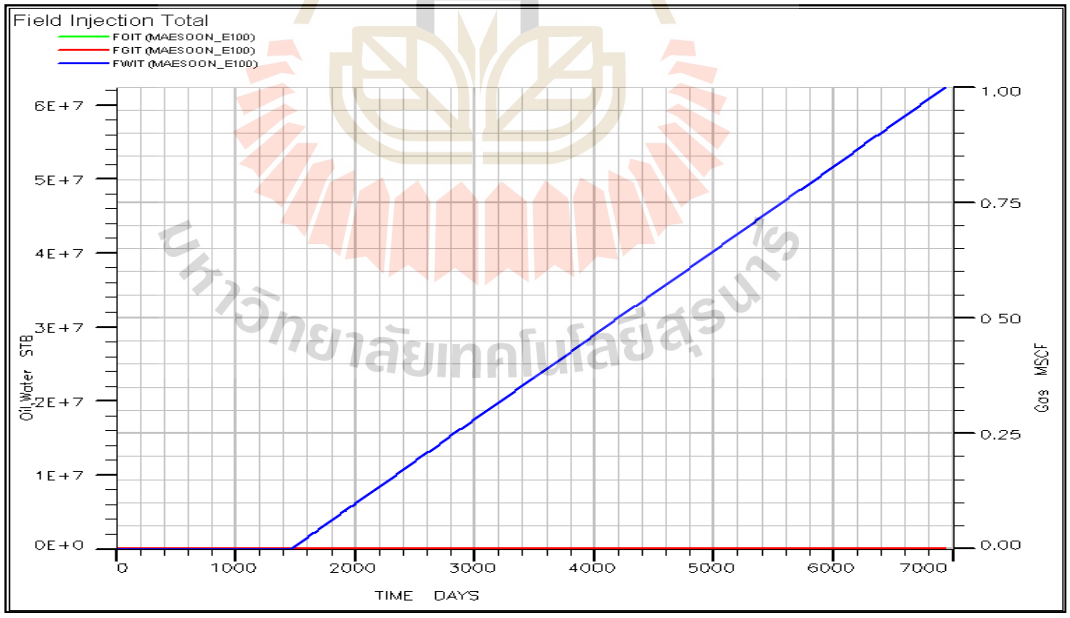
รูปที่ 4.182 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 7-4



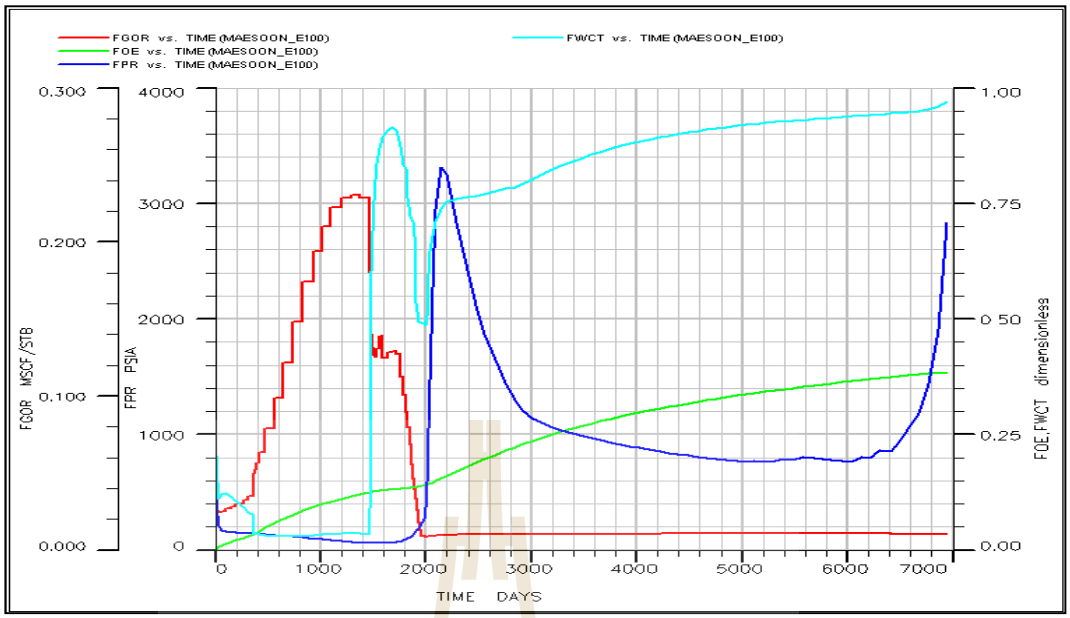
รูปที่ 4.183 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 7-4



รูปที่ 4.184 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 7-4



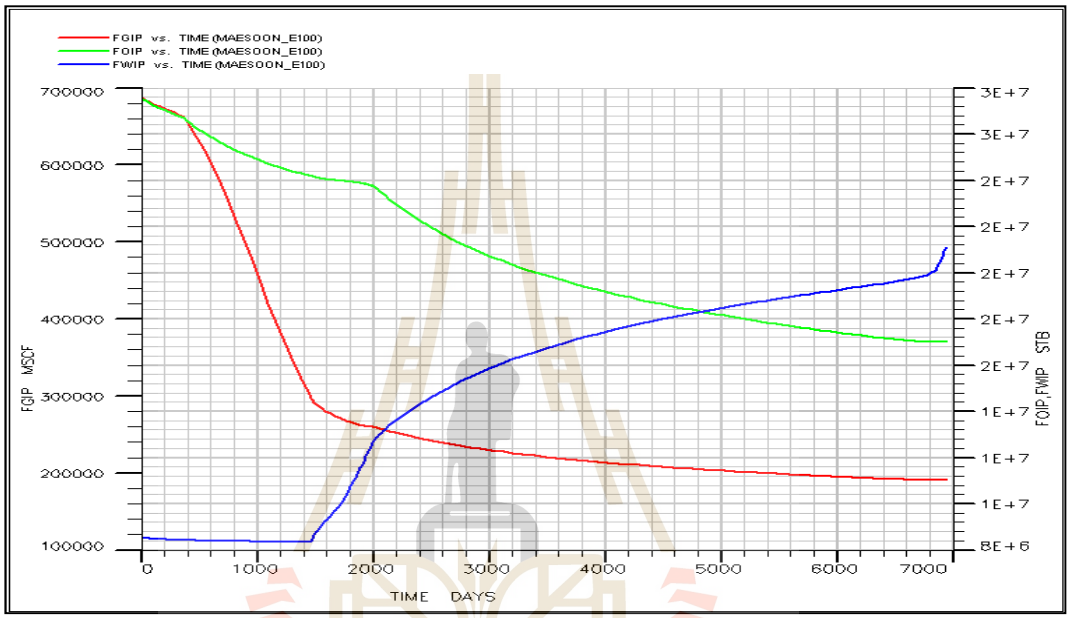
รูปที่ 4.185 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 7-4



รูปที่ 4.186 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 7-4

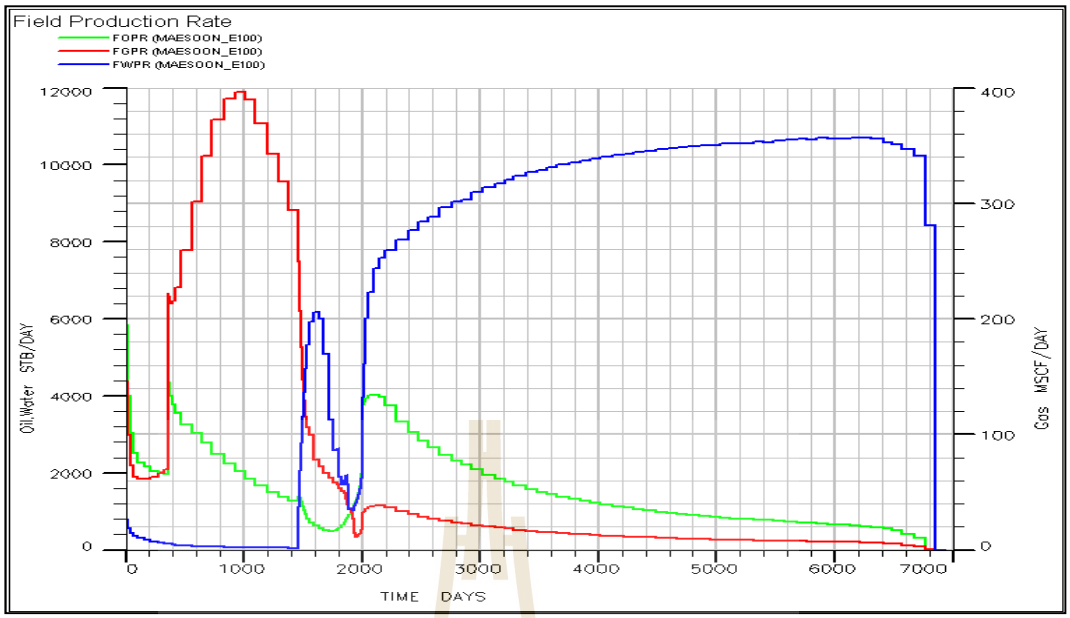
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 7-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 13 หลุม และเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 12 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.187 ถึงรูปที่ 4.192

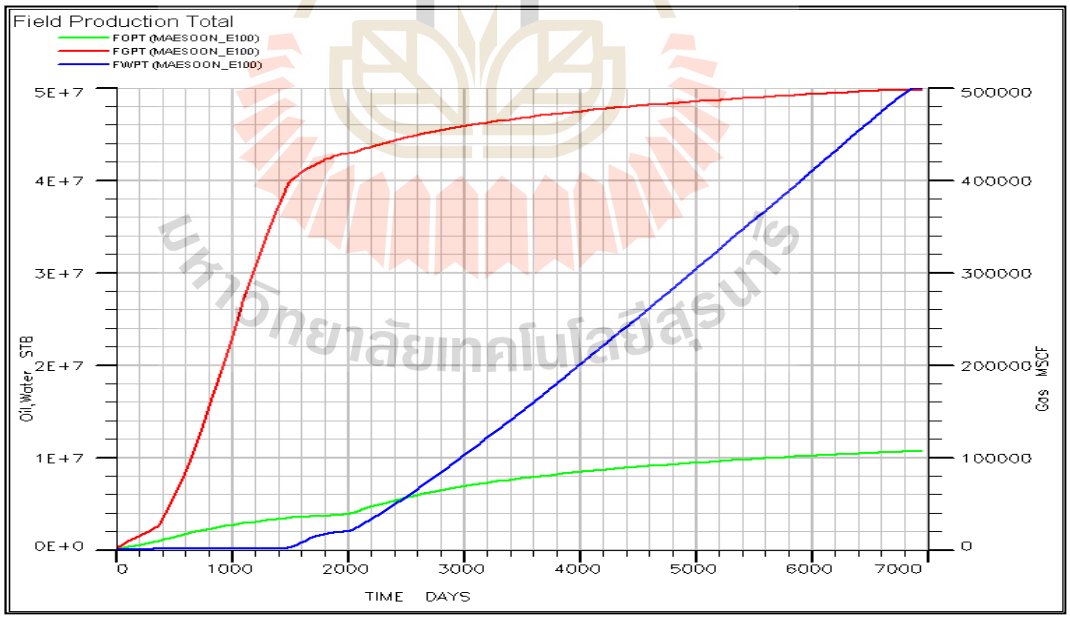


รูปที่ 4.187 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 7-5

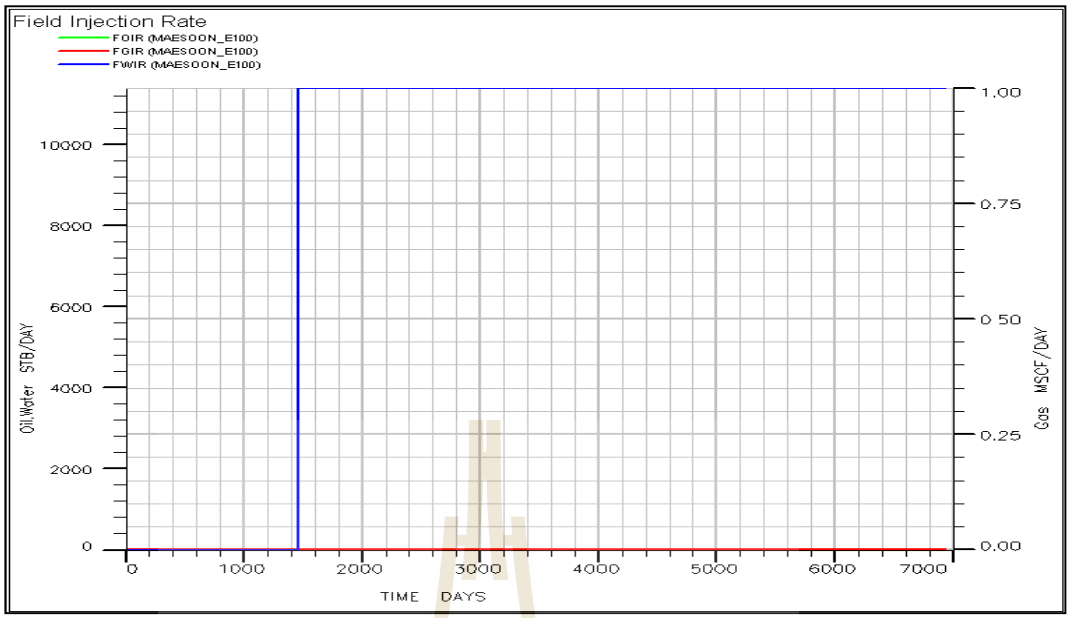
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



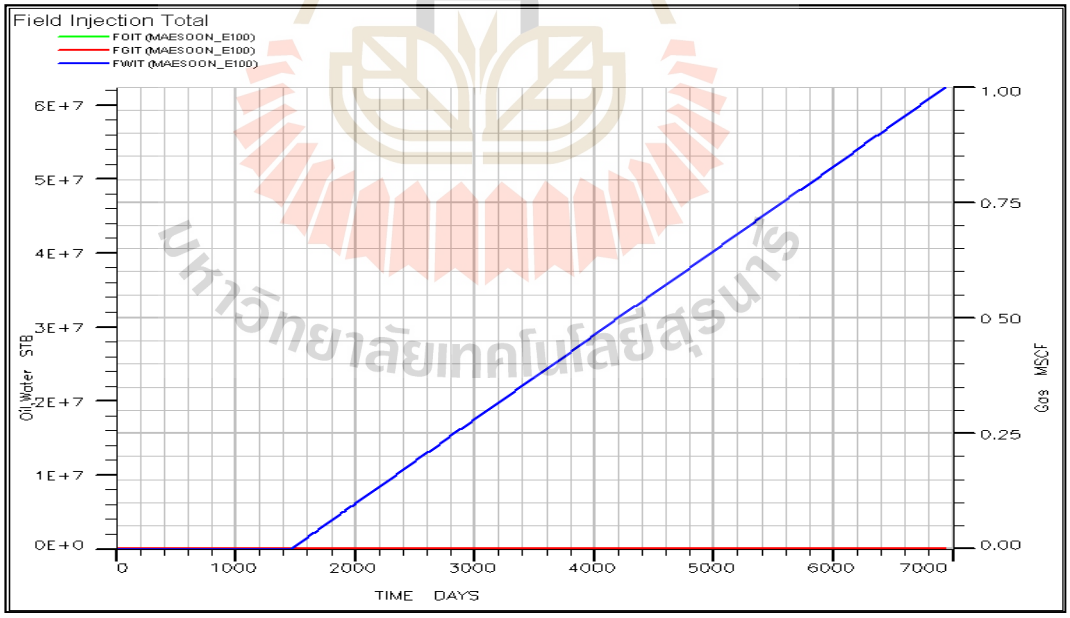
รูปที่ 4.188 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 7-5



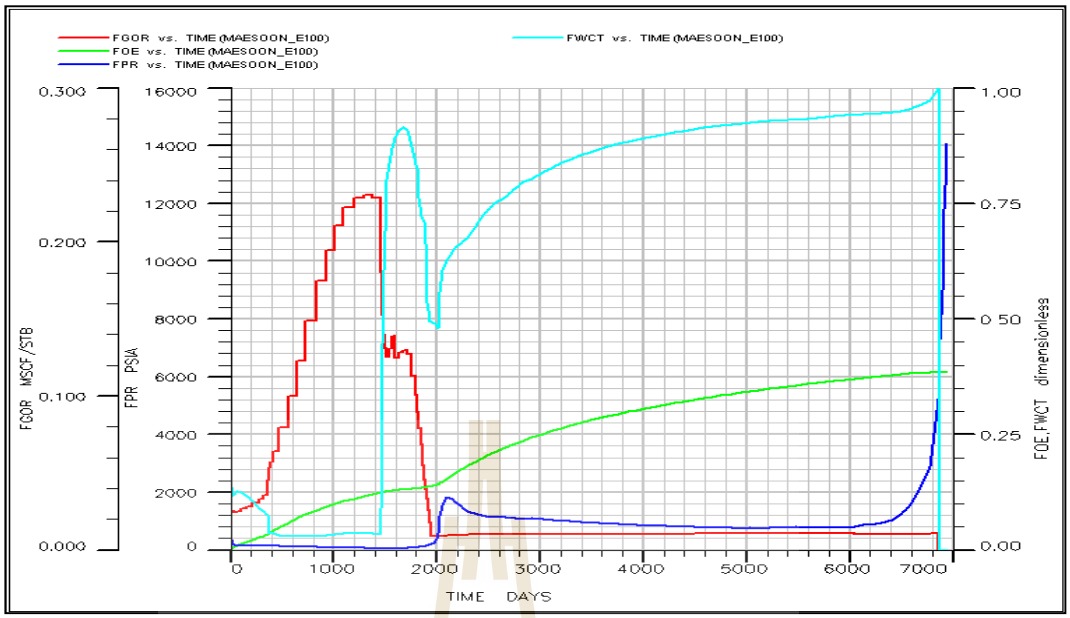
รูปที่ 4.189 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 7-5



รูปที่ 4.190 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 7-5



รูปที่ 4.191 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 7-5

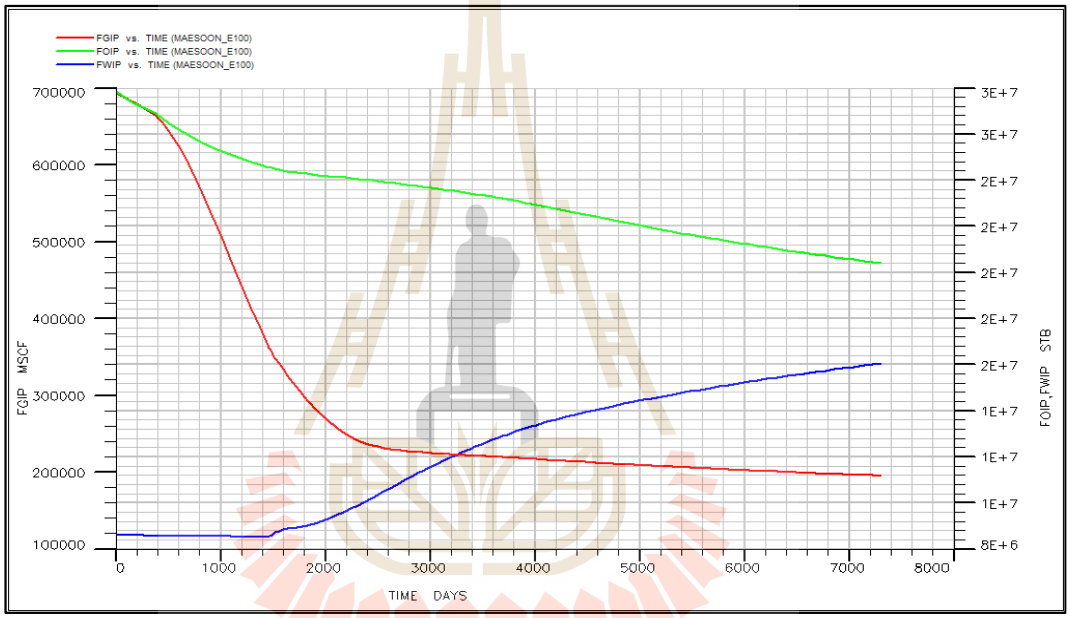


รูปที่ 4.192 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 7-5

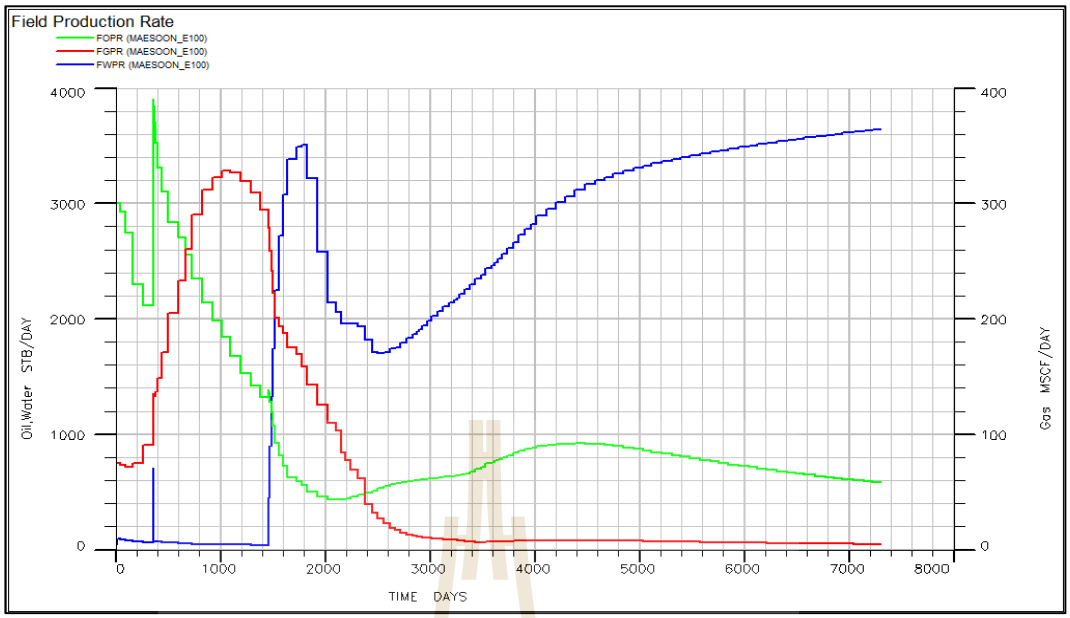
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

4.1.8 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบที่ 8

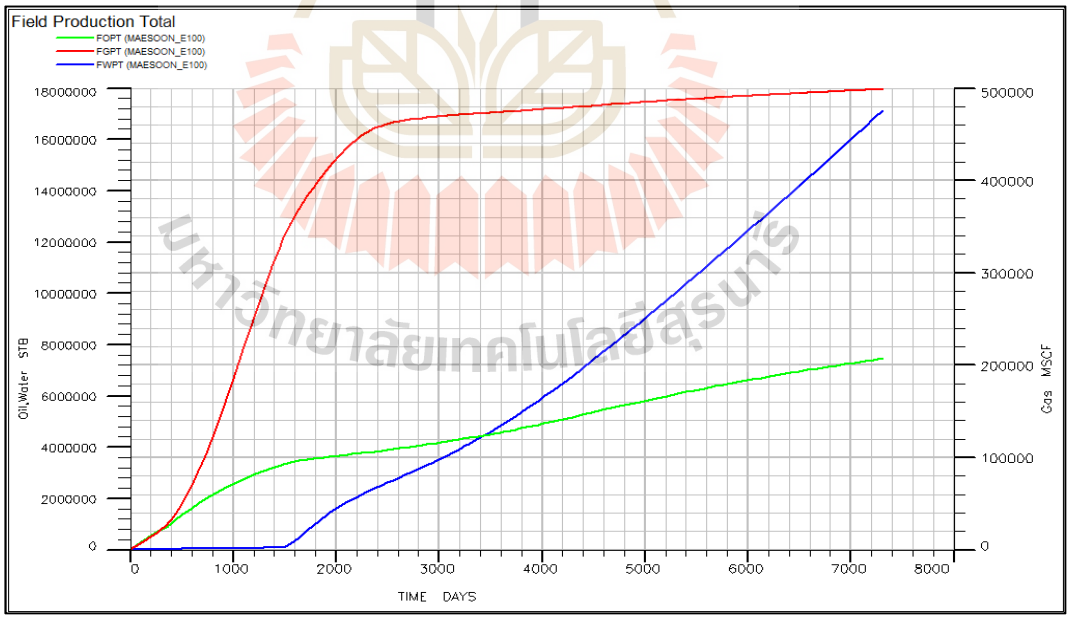
ก. กรณีที่ 8-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุมเพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.193 ถึงรูปที่ 4.198



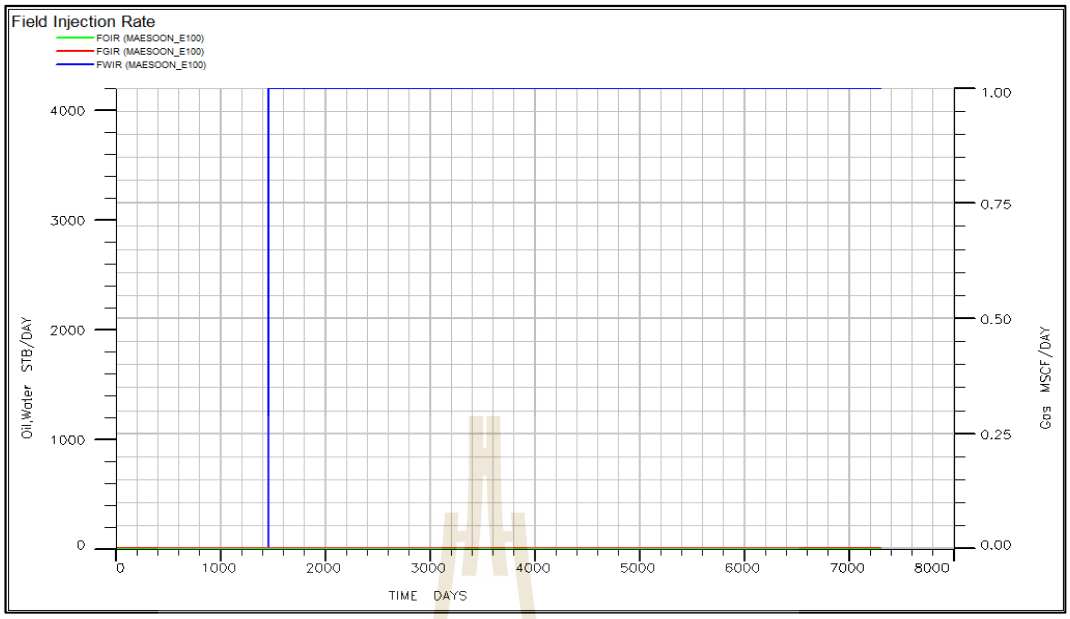
รูปที่ 4.193 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 8-1



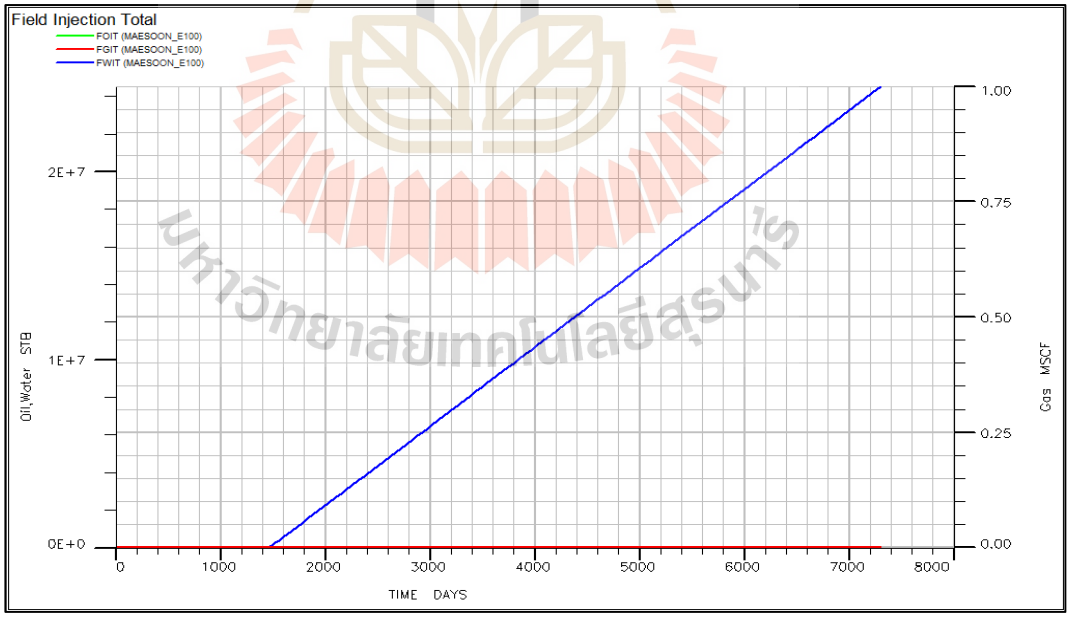
รูปที่ 4.194 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 8-1



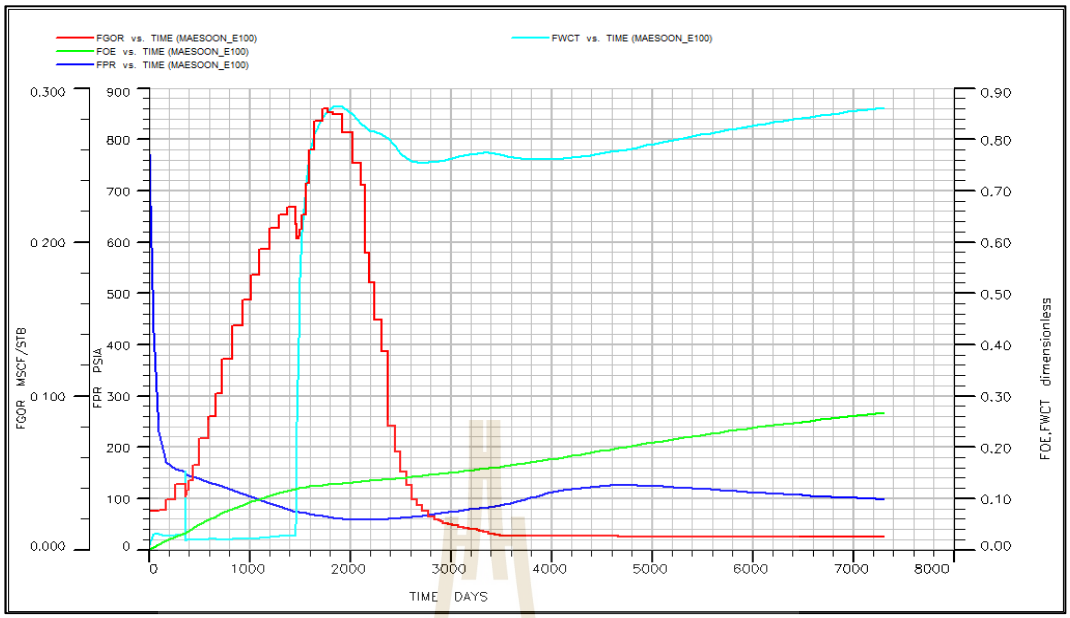
รูปที่ 4.195 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 8-1



รูปที่ 4.196 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 8-1



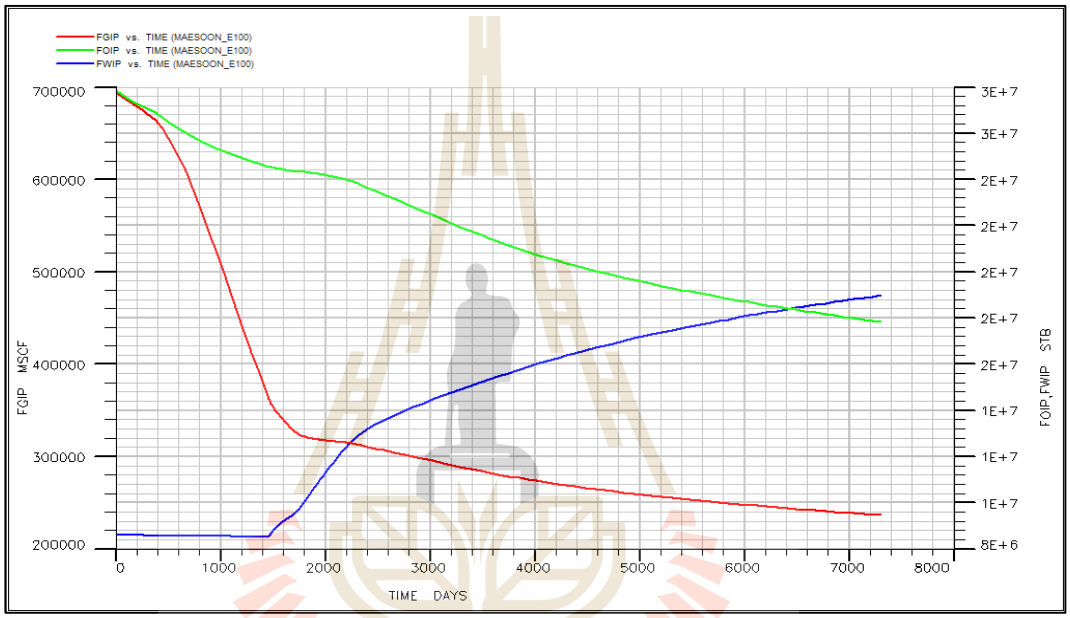
รูปที่ 4.197 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 8-1



รูปที่ 4.198 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 8-1

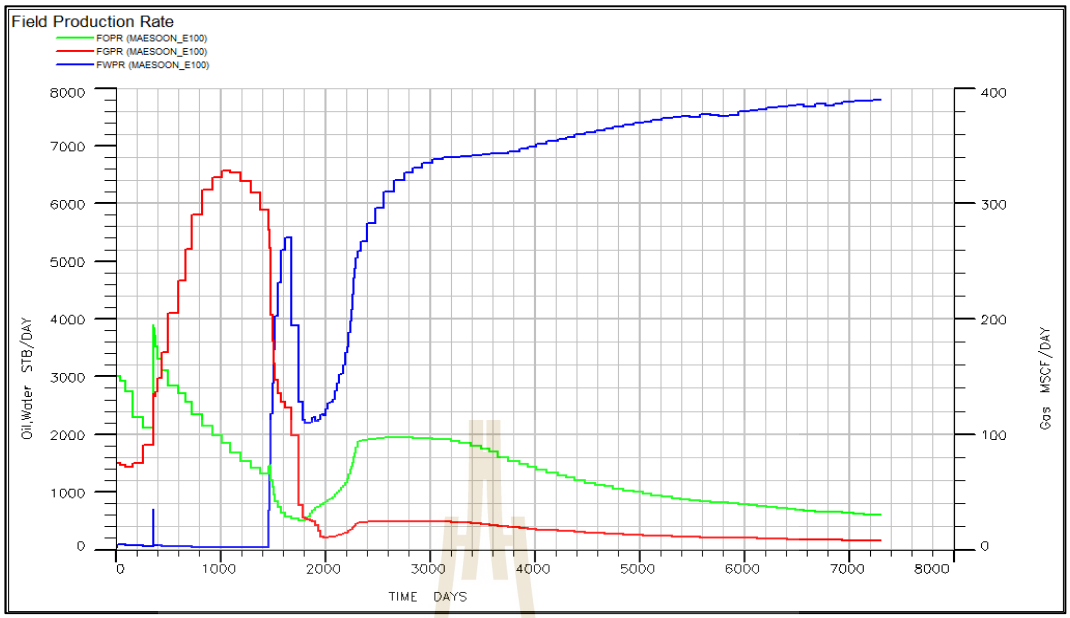
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 8-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.199 ถึงรูปที่ 4.204

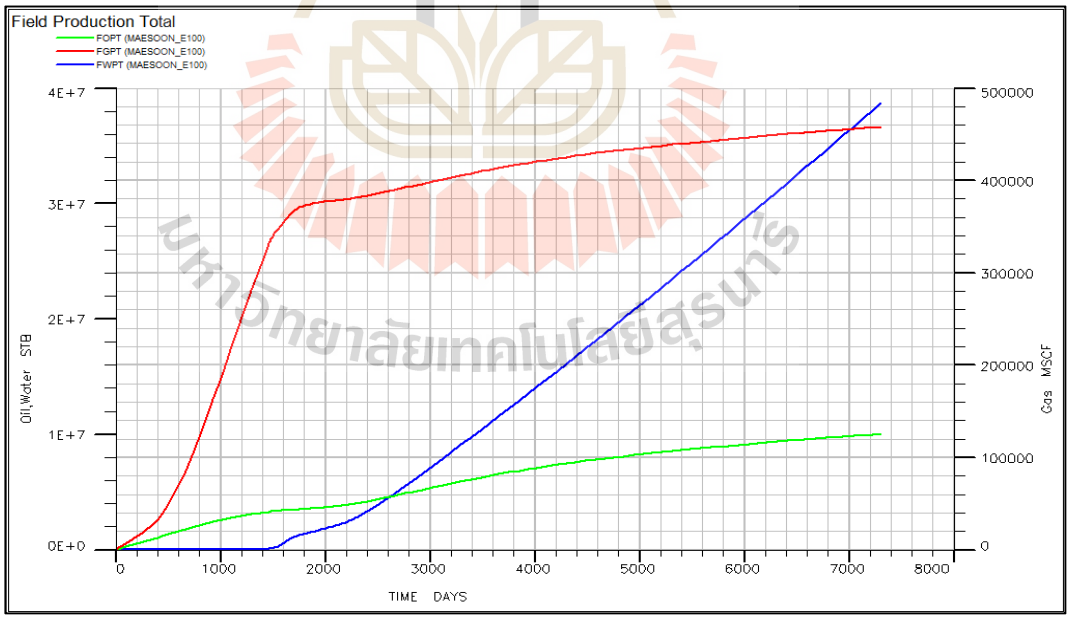


รูปที่ 4.199 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 8-2

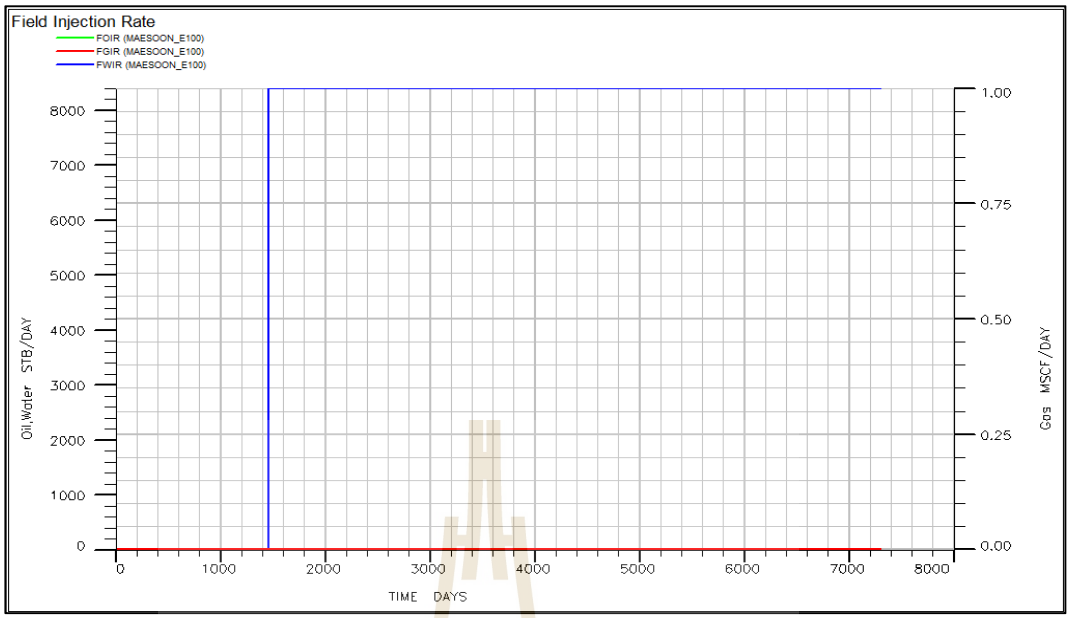
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



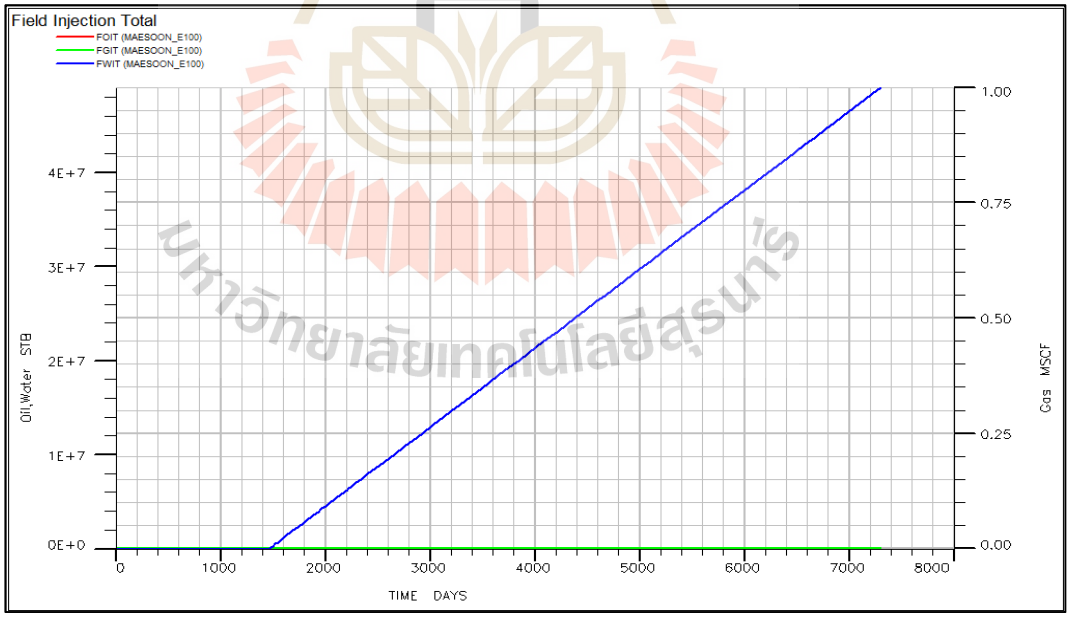
รูปที่ 4.200 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 8-2



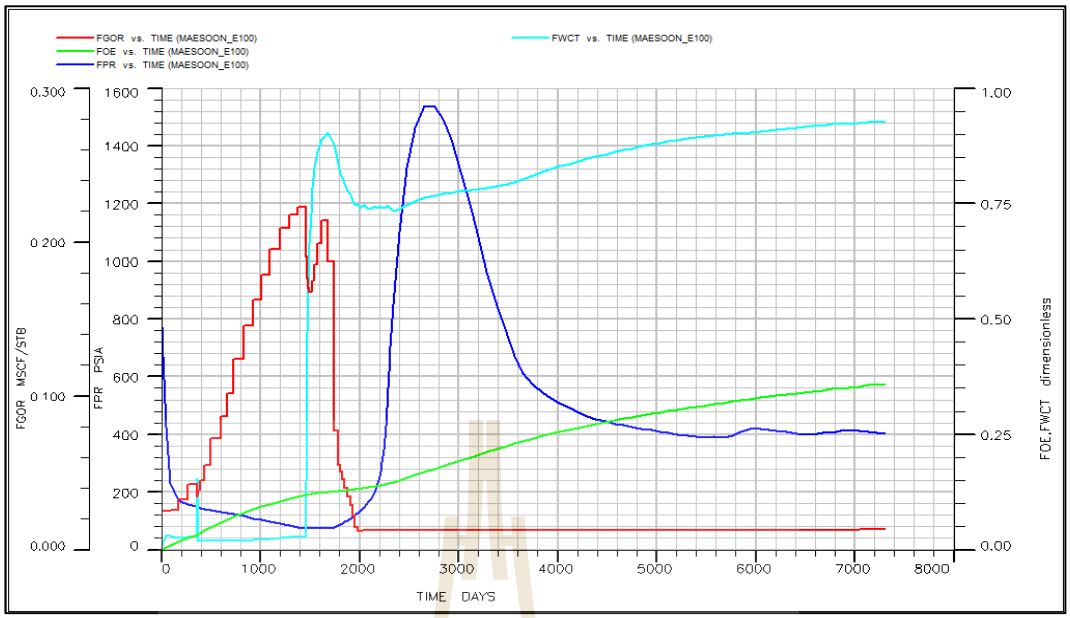
รูปที่ 4.201 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 8-2



รูปที่ 4.202 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 8-2



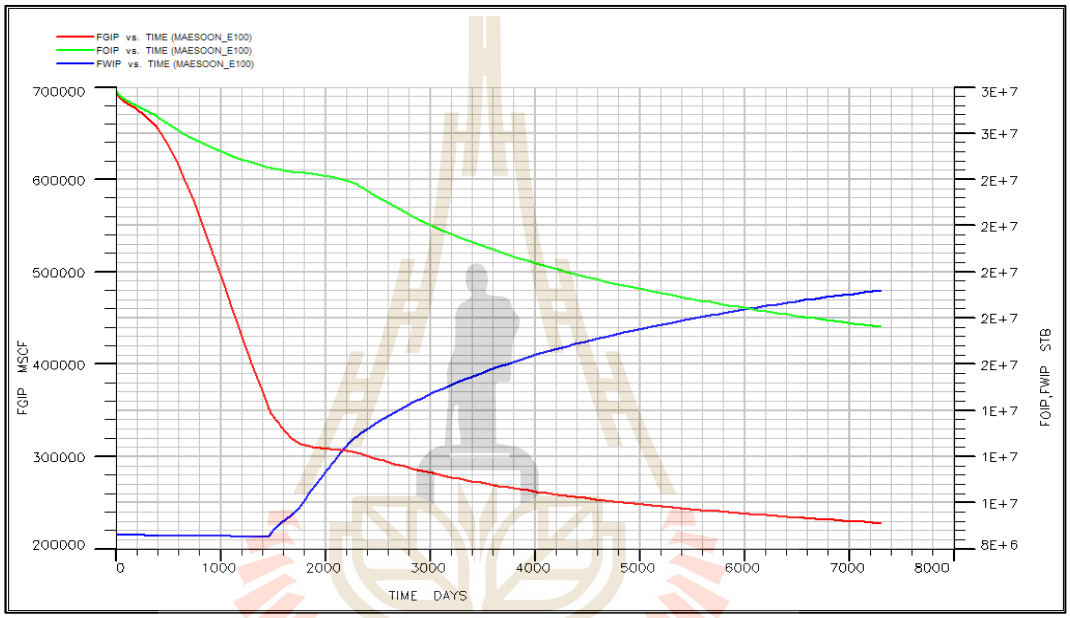
รูปที่ 4.203 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 8-2



รูปที่ 4.204 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 8-2

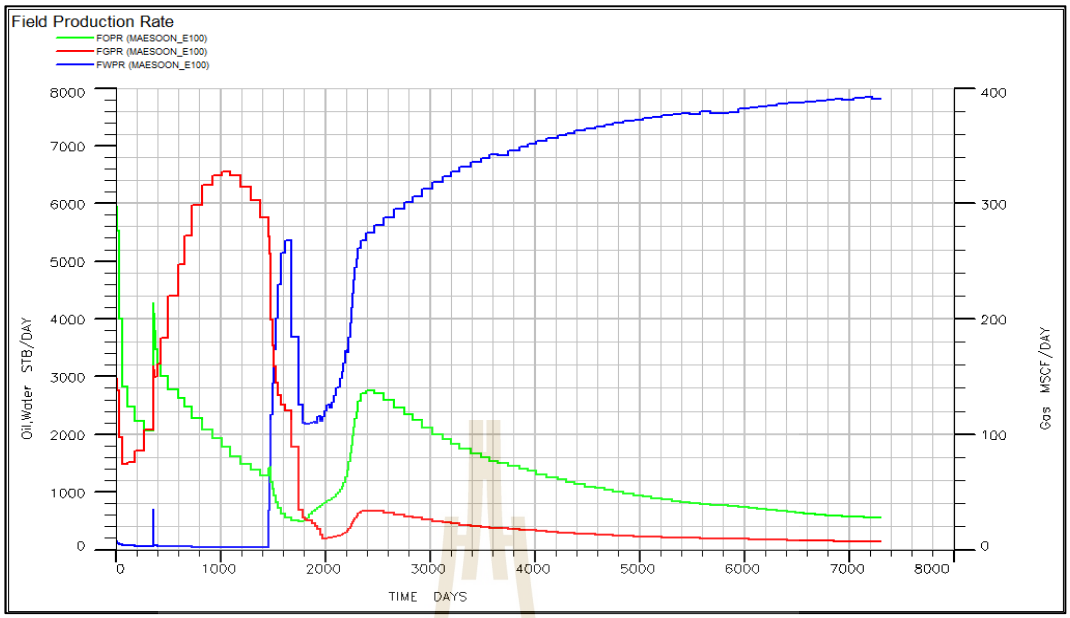
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 8-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.205 ถึงรูปที่ 4.210

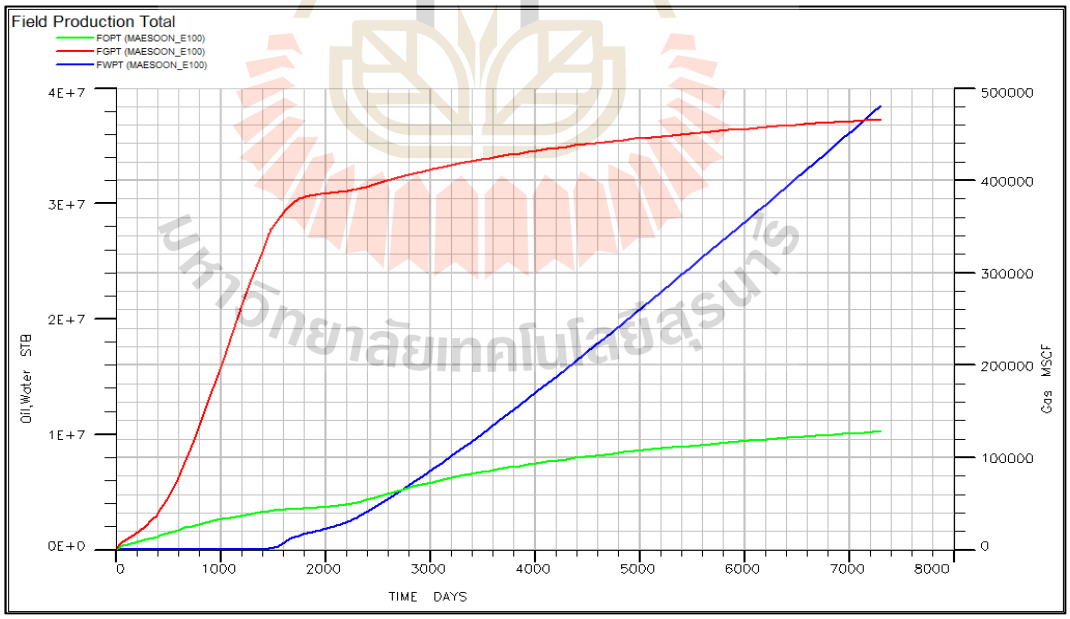


รูปที่ 4.205 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 8-3

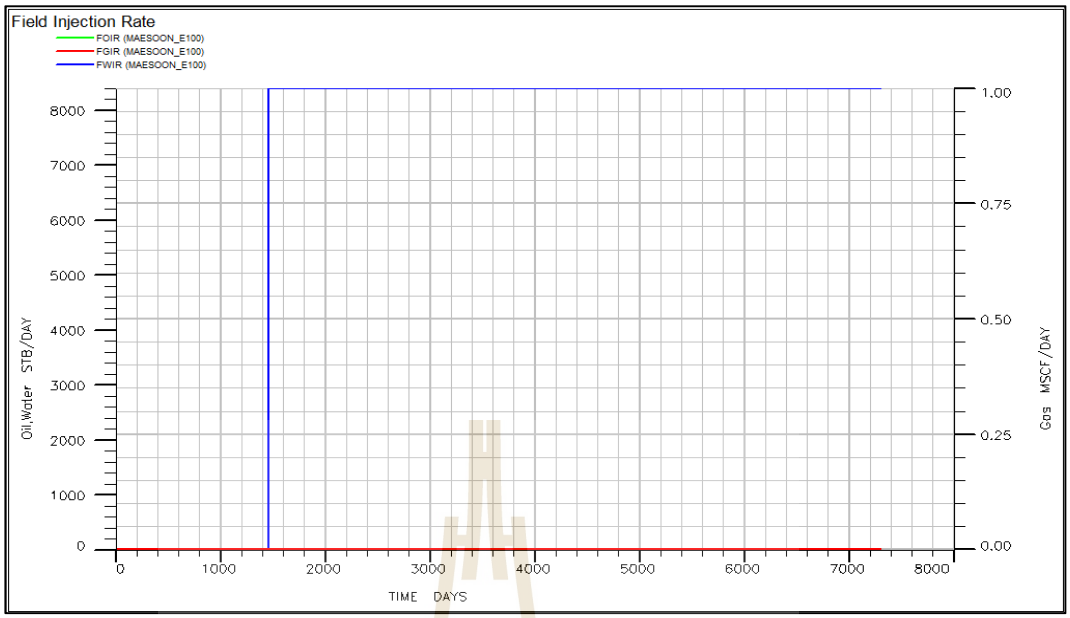
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



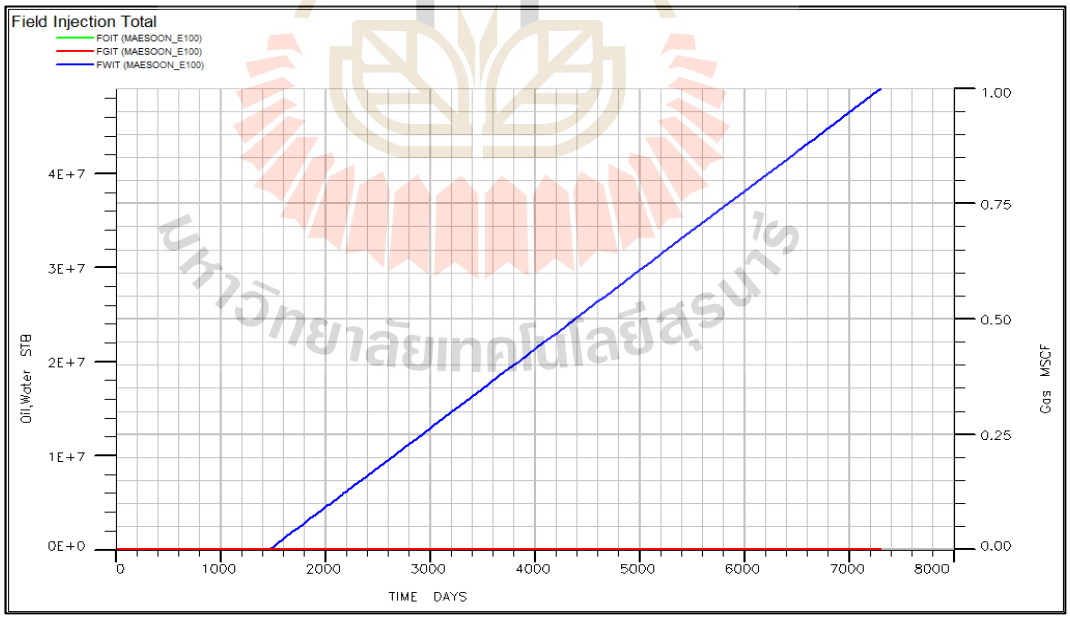
รูปที่ 4.206 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 8-3



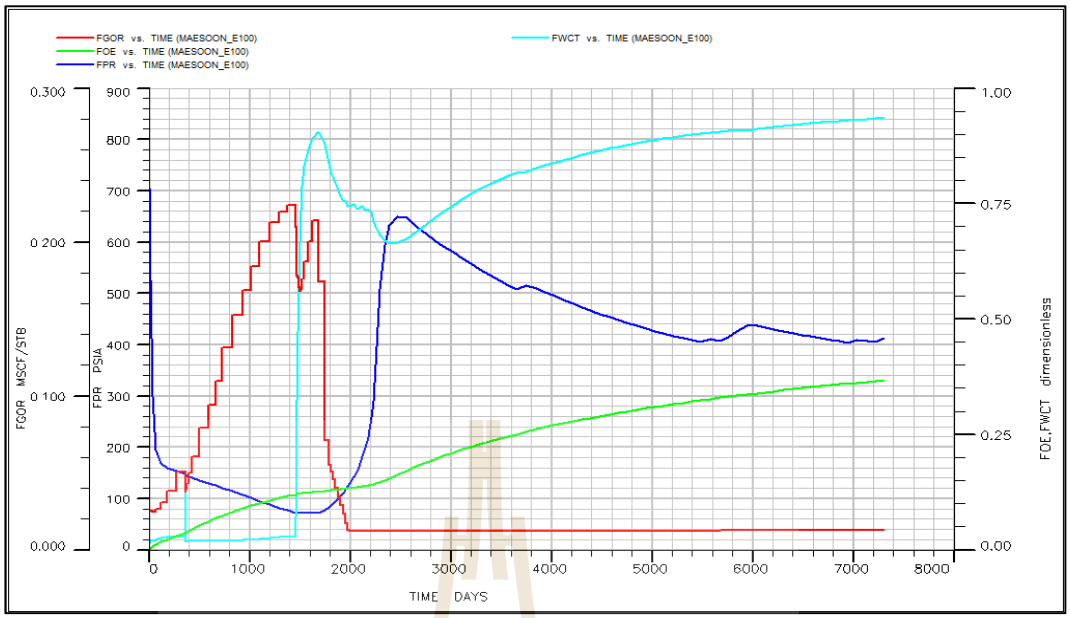
รูปที่ 4.207 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 8-3



รูปที่ 4.208 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 8-3



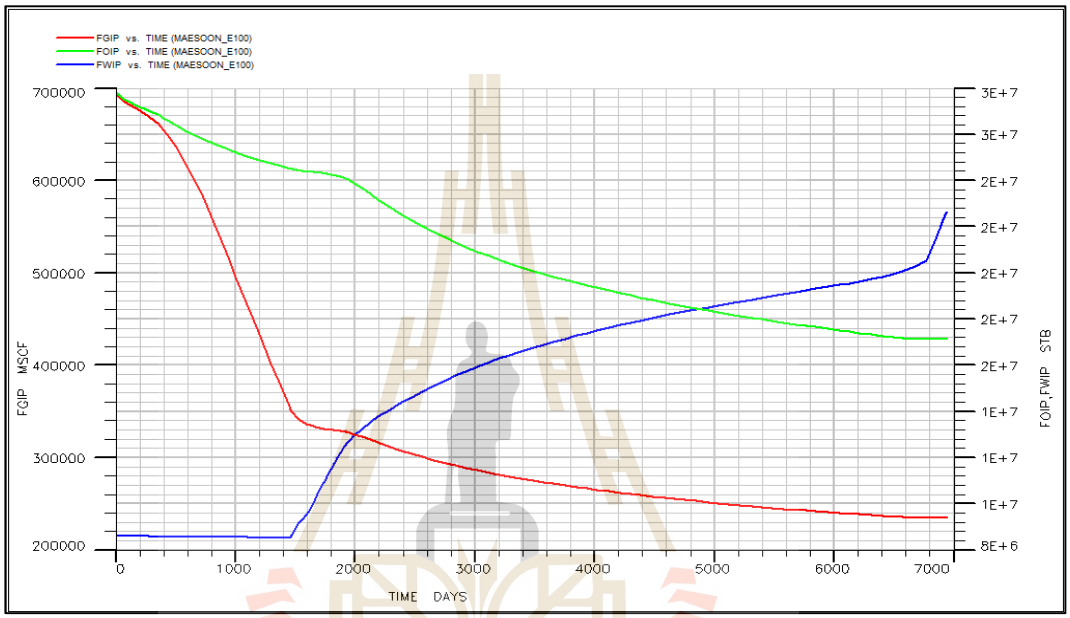
รูปที่ 4.209 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 8-3



รูปที่ 4.210 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 8-3

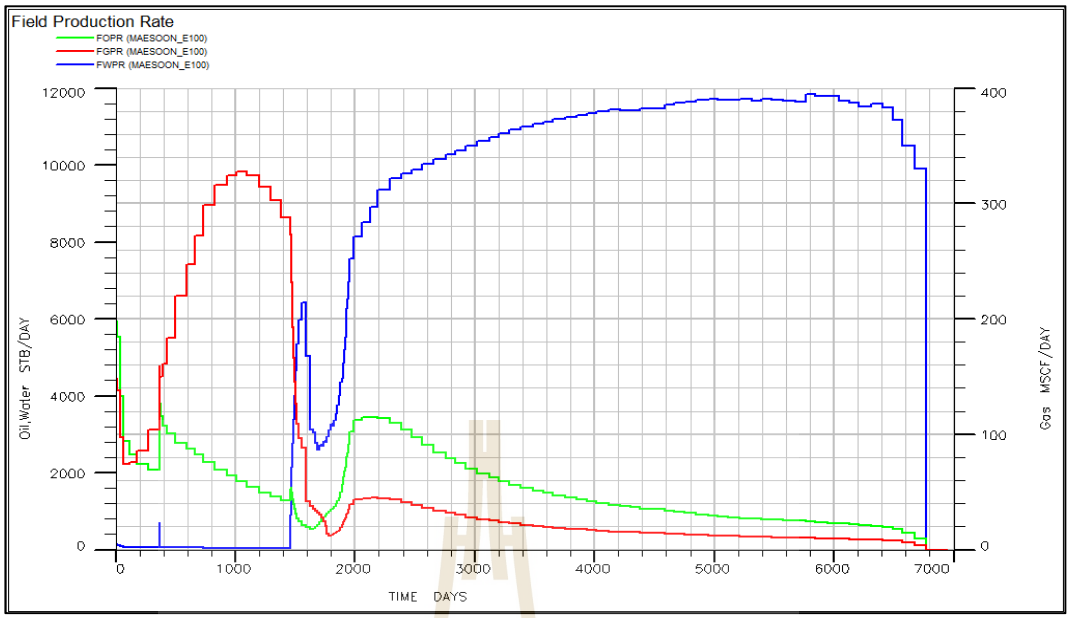
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 8-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.211 ถึง 4.216

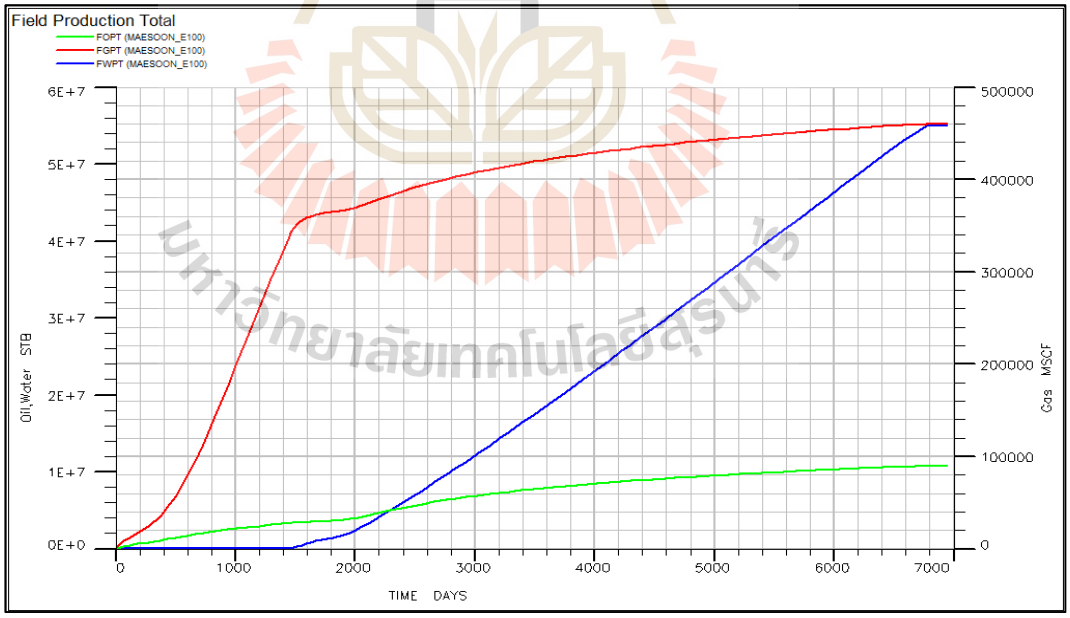


รูปที่ 4.211 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 8-4

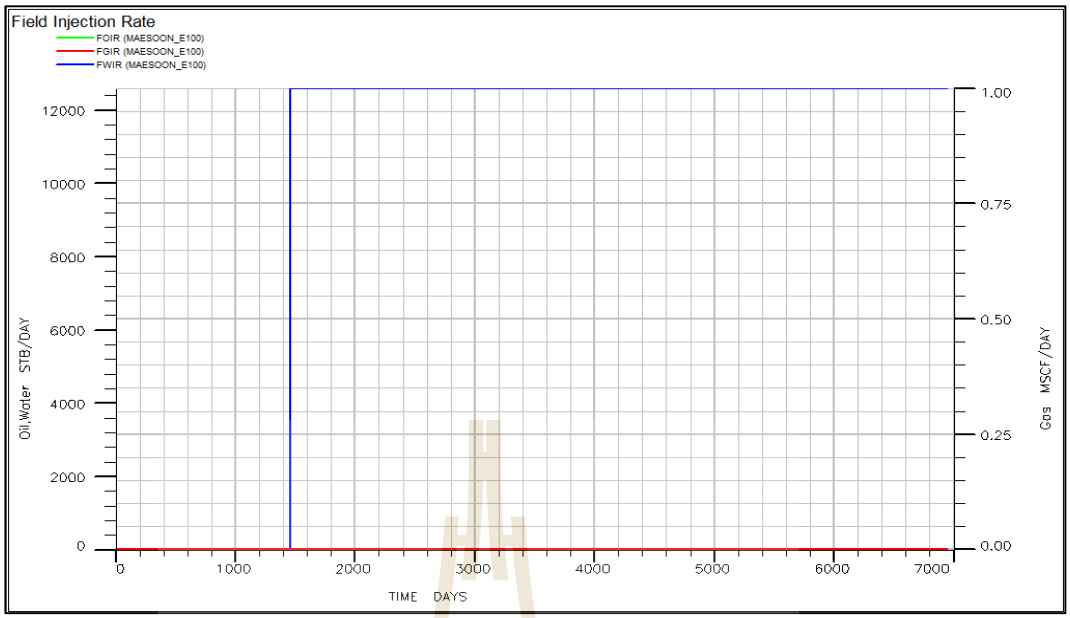
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



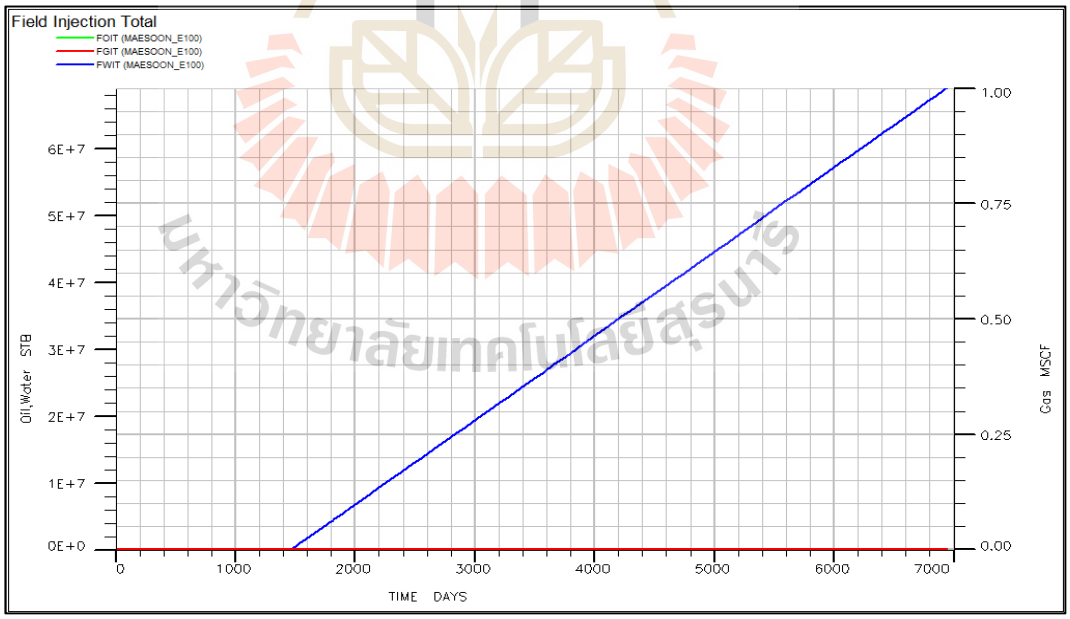
รูปที่ 4.212 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 8-4



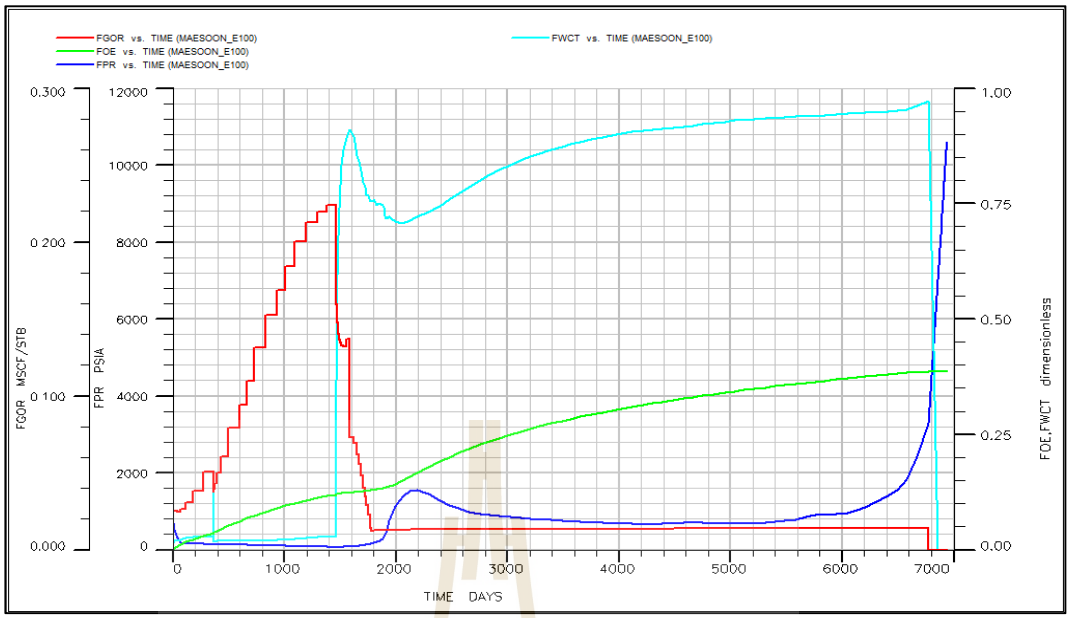
รูปที่ 4.213 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 8-4



รูปที่ 4.214 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 8-4



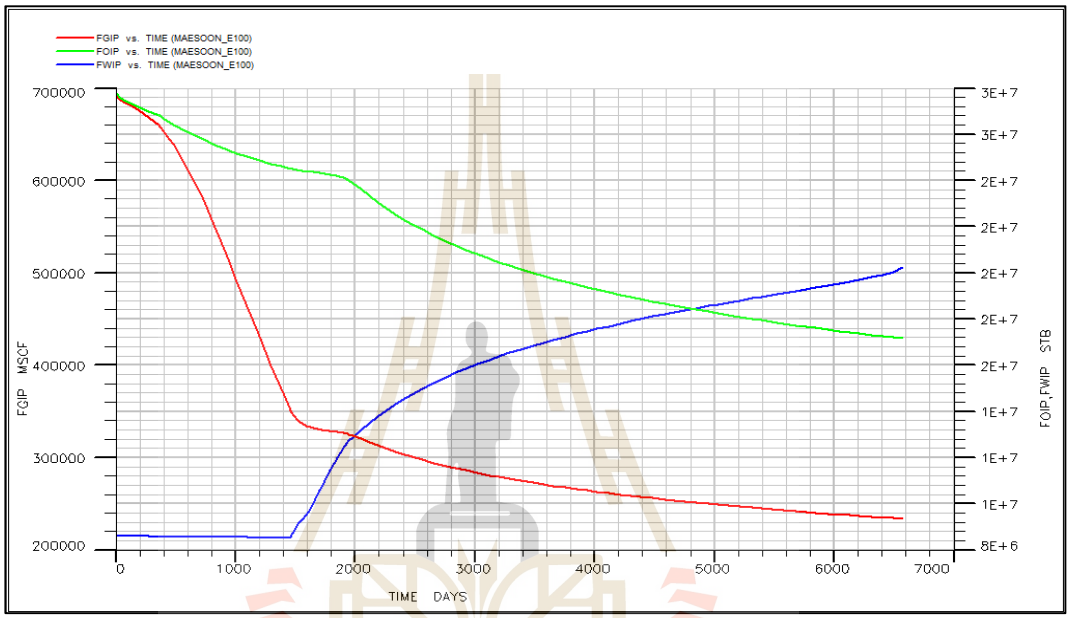
รูปที่ 4.215 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 8-4



รูปที่ 4.216 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 8-4

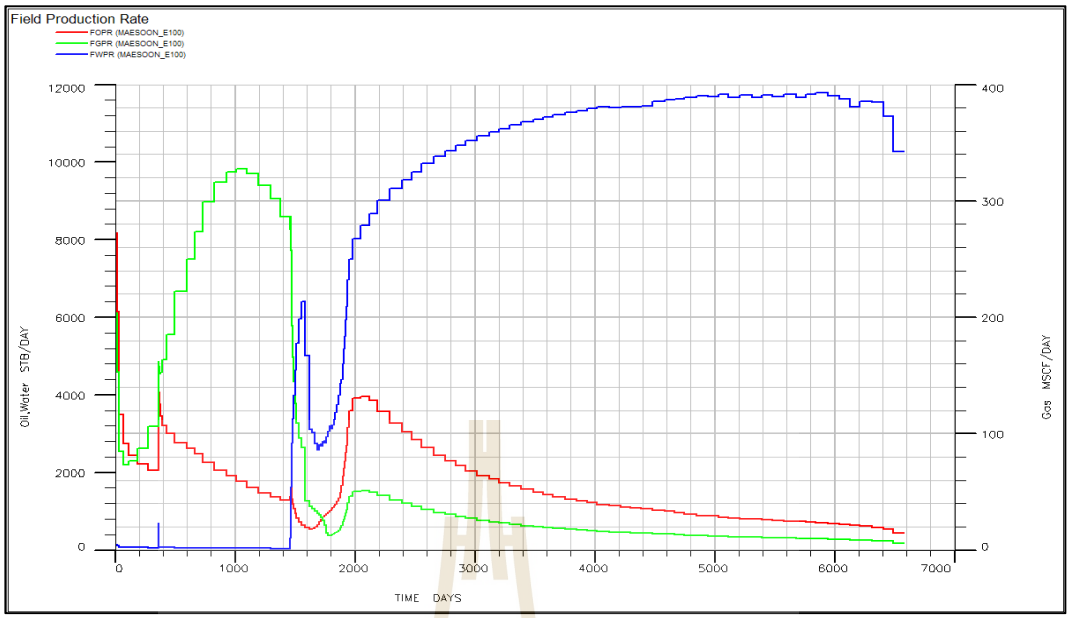
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 8-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 21 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 4 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.217 ถึง 4.222

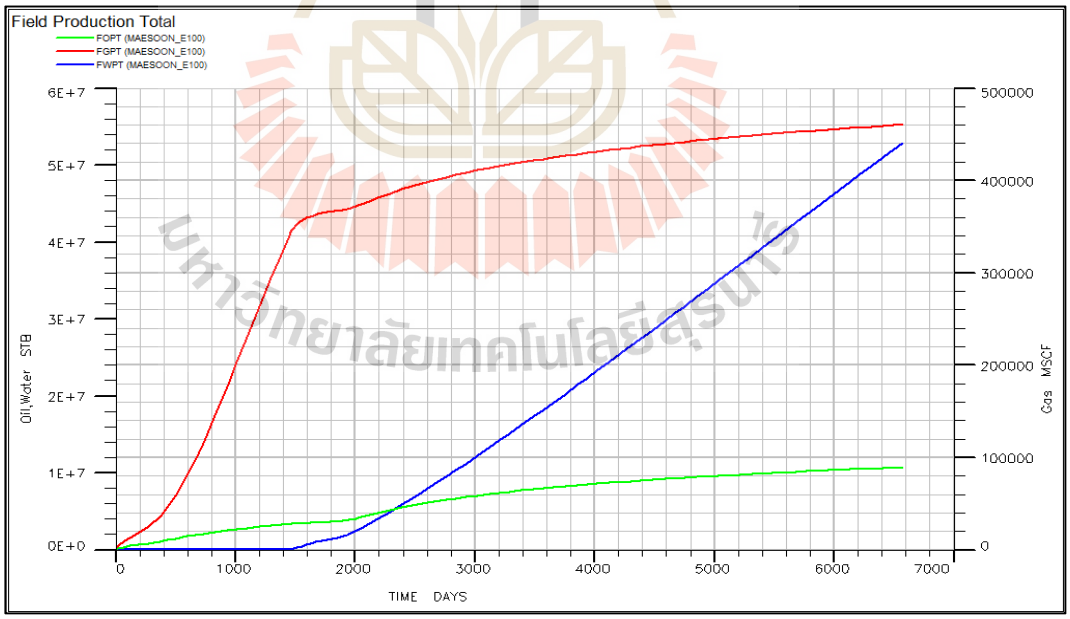


รูปที่ 4.217 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 8-5

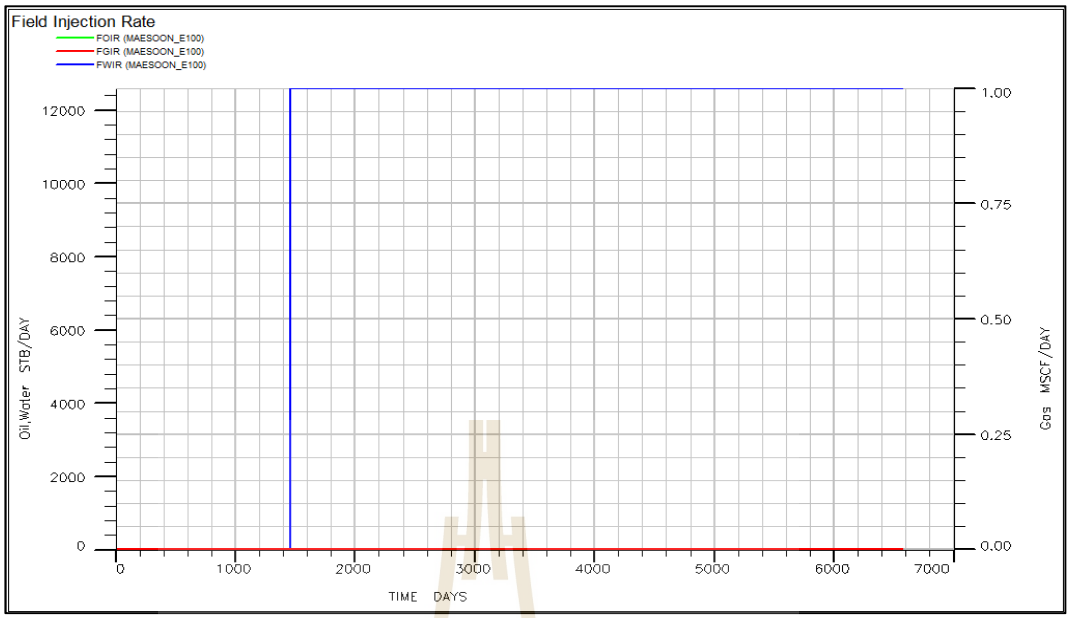
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



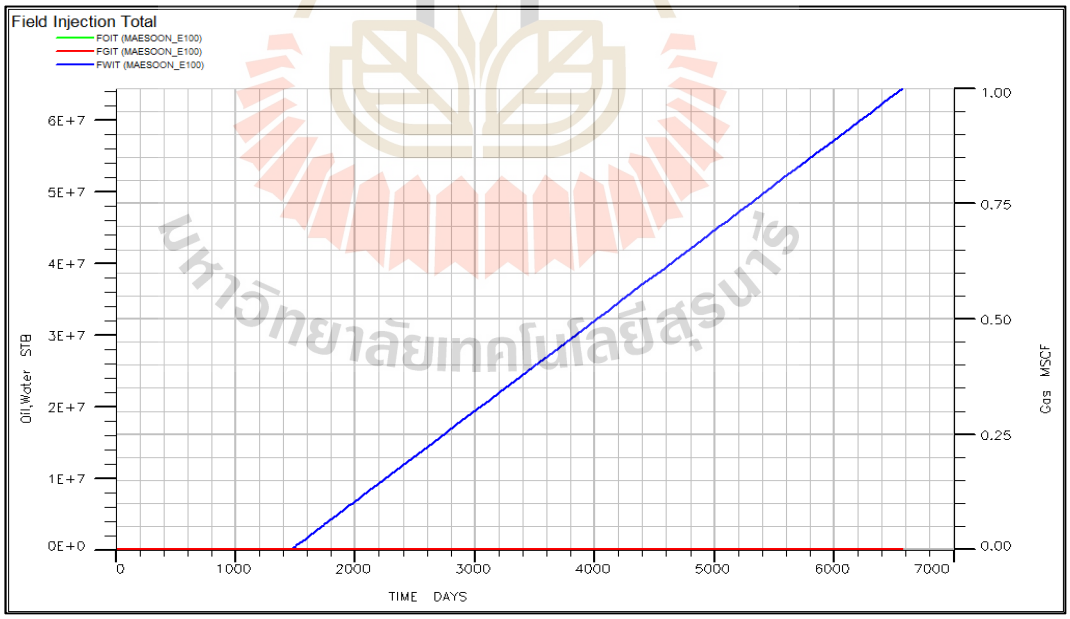
รูปที่ 4.218 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 8-5



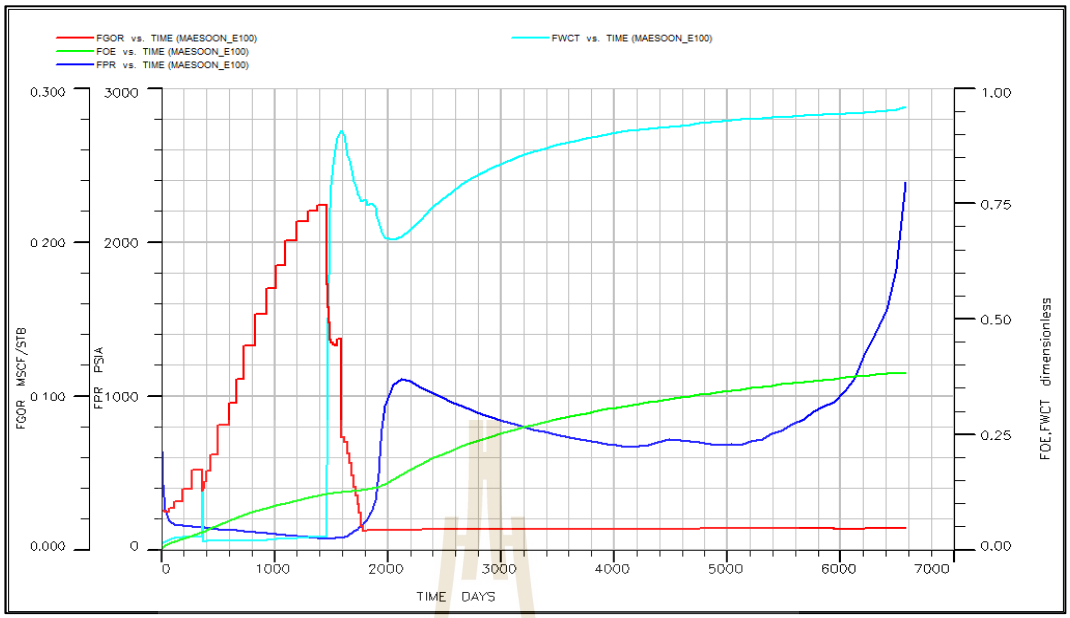
รูปที่ 4.219 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 8-5



รูปที่ 4.220 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 8-5



รูปที่ 4.221 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 8-5

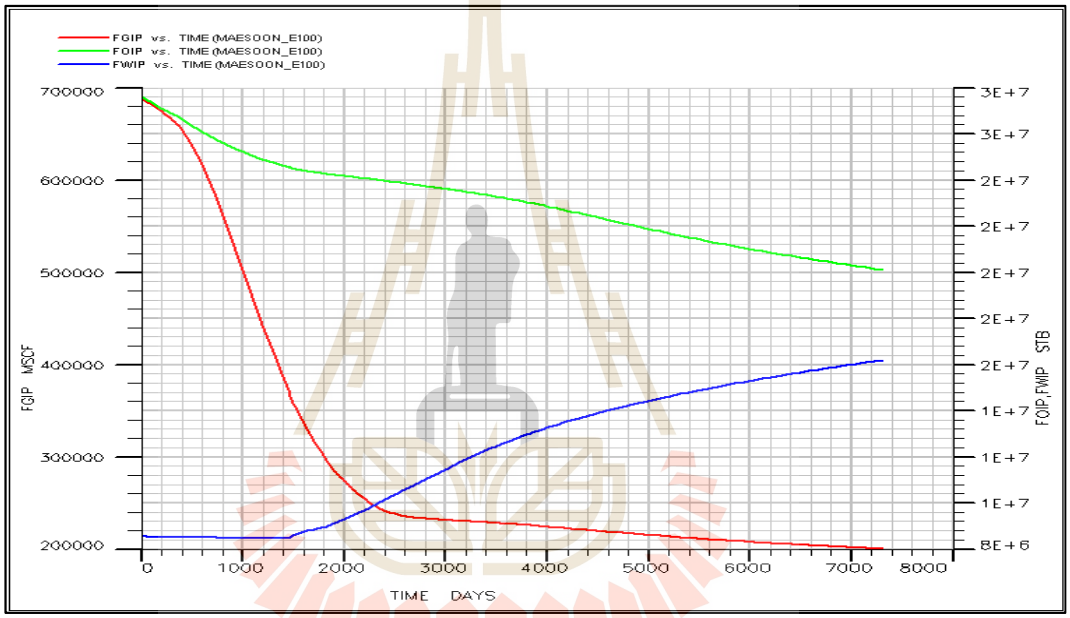


รูปที่ 4.222 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 8-5

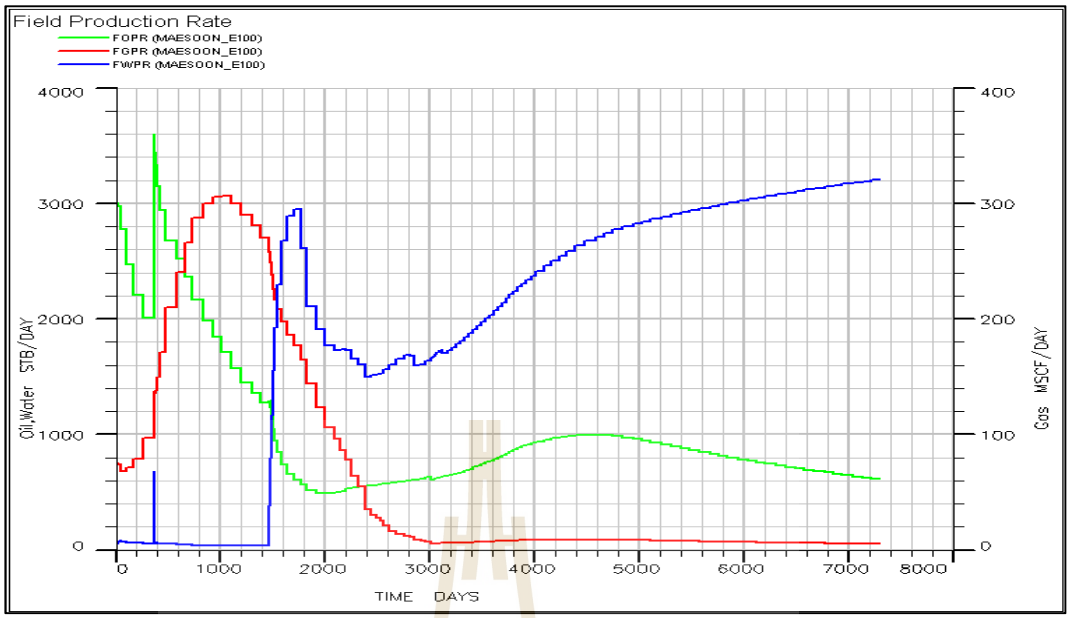
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

4.1.9 ผลการทดสอบจำลองการผลิตโดยรูปแบบที่ 9

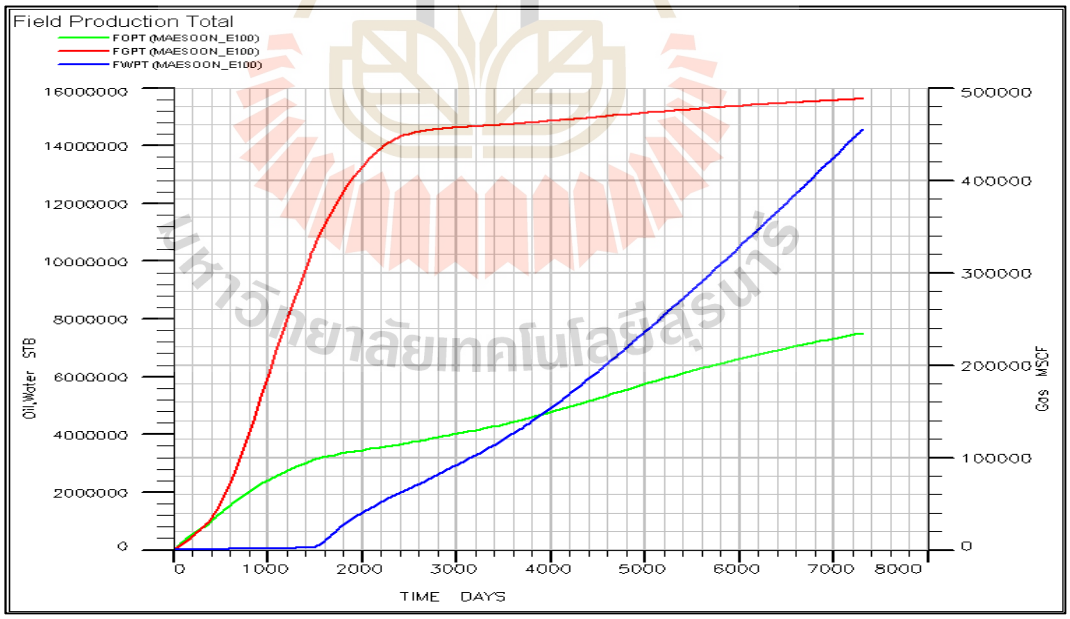
ก. กรณีที่ 9-1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.223 ถึงรูปที่ 4.228



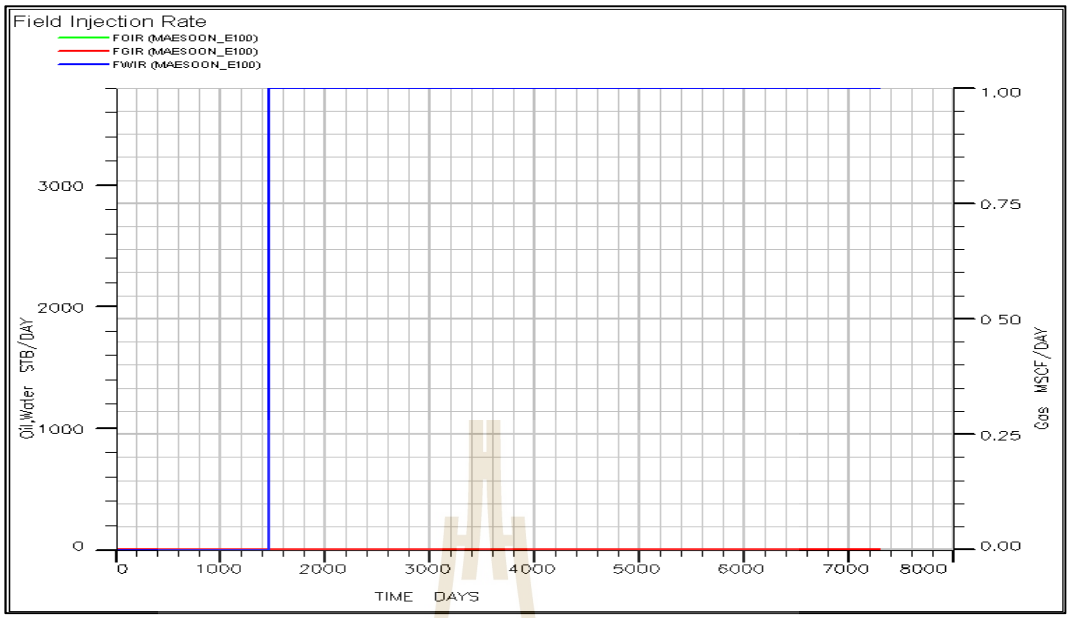
รูปที่ 4.223 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 9-1



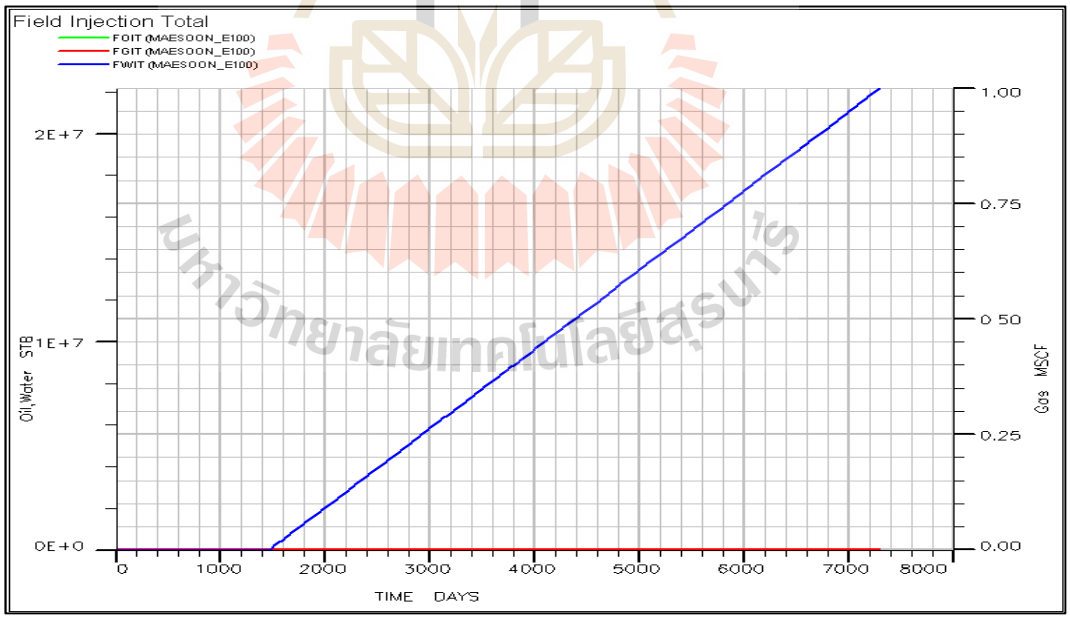
รูปที่ 4.224 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 9-1



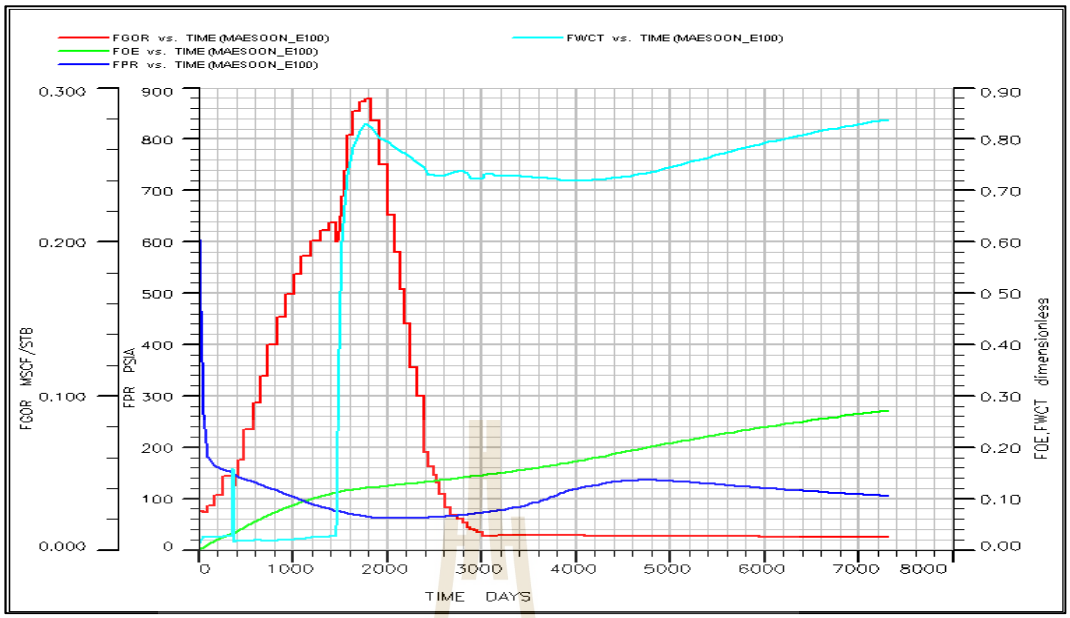
รูปที่ 4.225 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 9-1



รูปที่ 4.226 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 9-1



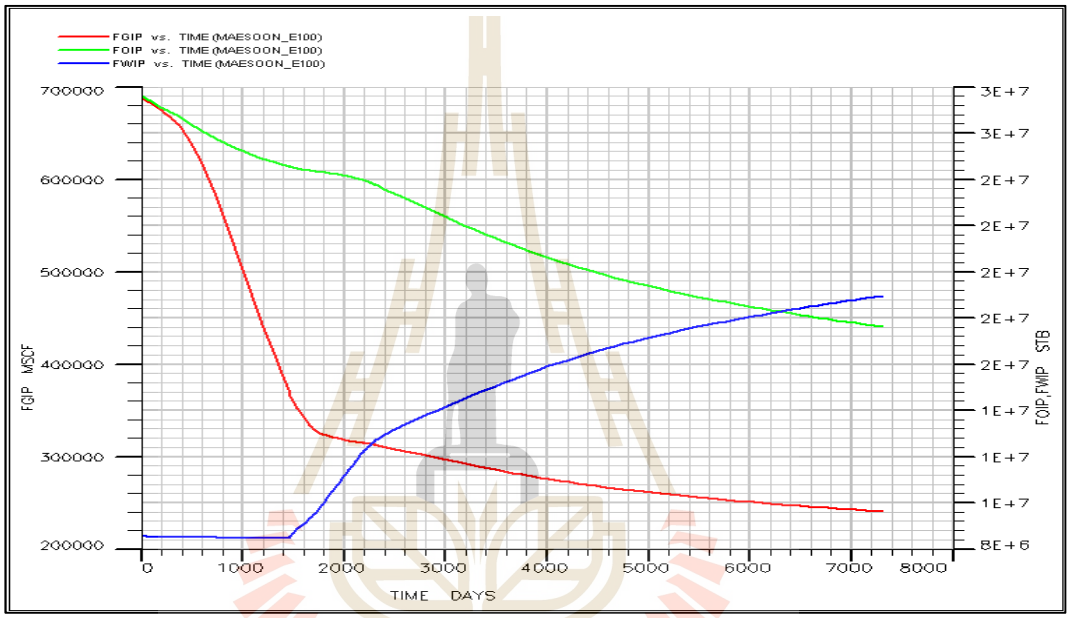
รูปที่ 4.227 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 9-1



รูปที่ 4.228 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 9-1

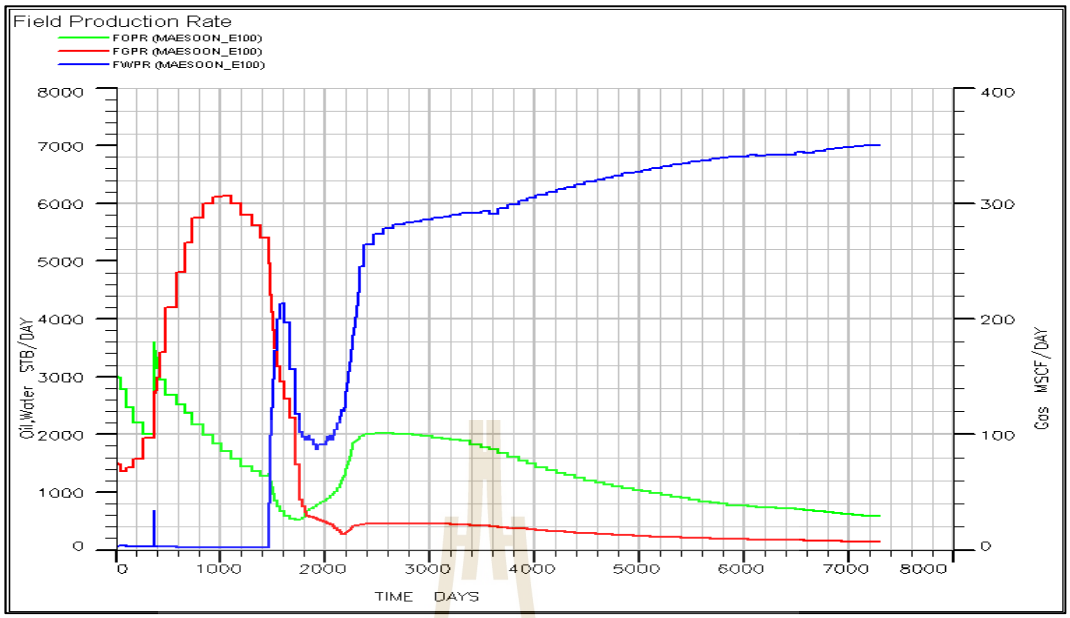
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ข. กรณีที่ 9-2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิตเริ่มต้น 6 หลุม ที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.229 ถึงรูปที่ 4.234

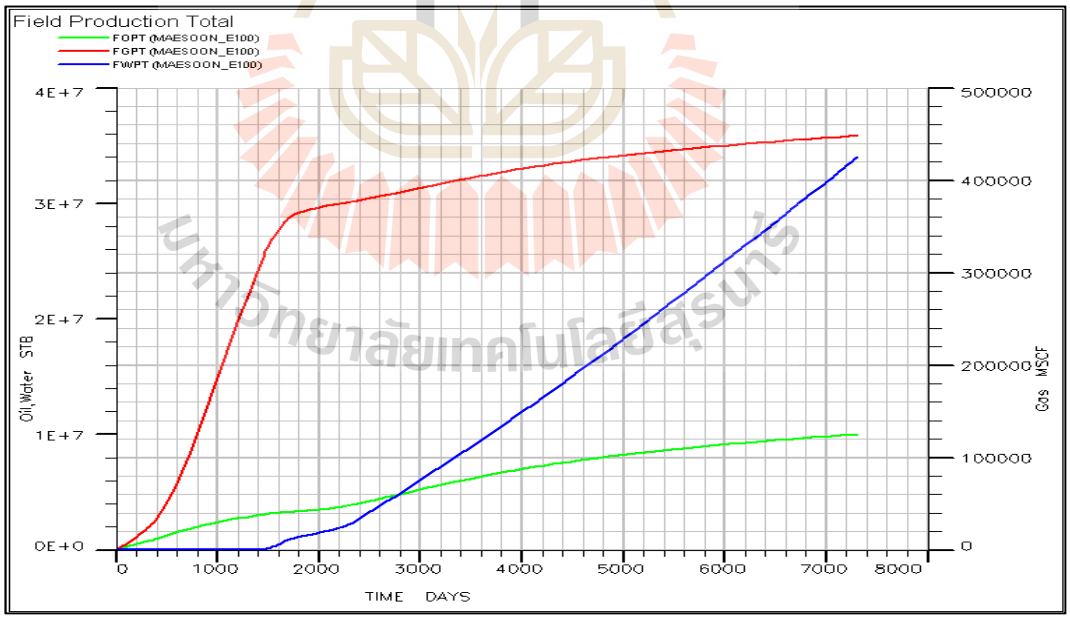


รูปที่ 4.229 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 9-2

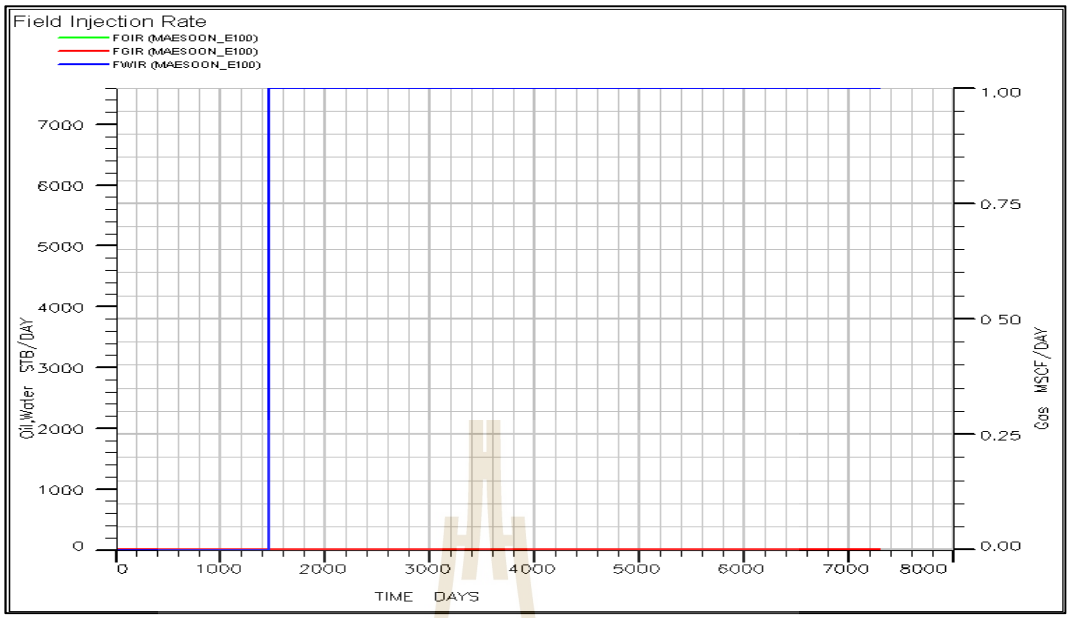
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



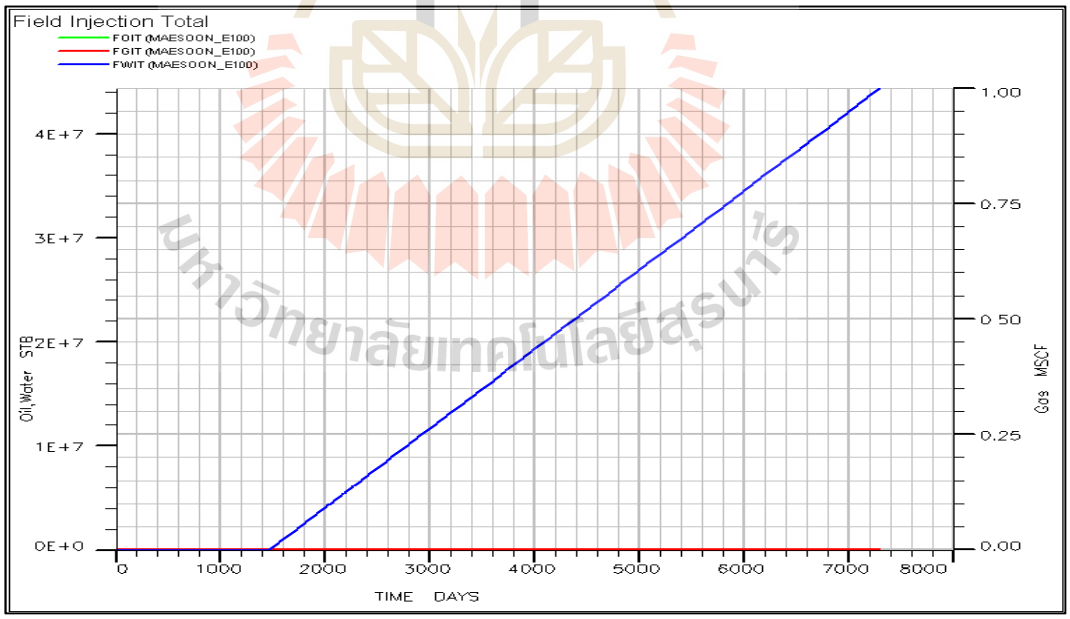
รูปที่ 4.230 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 9-2



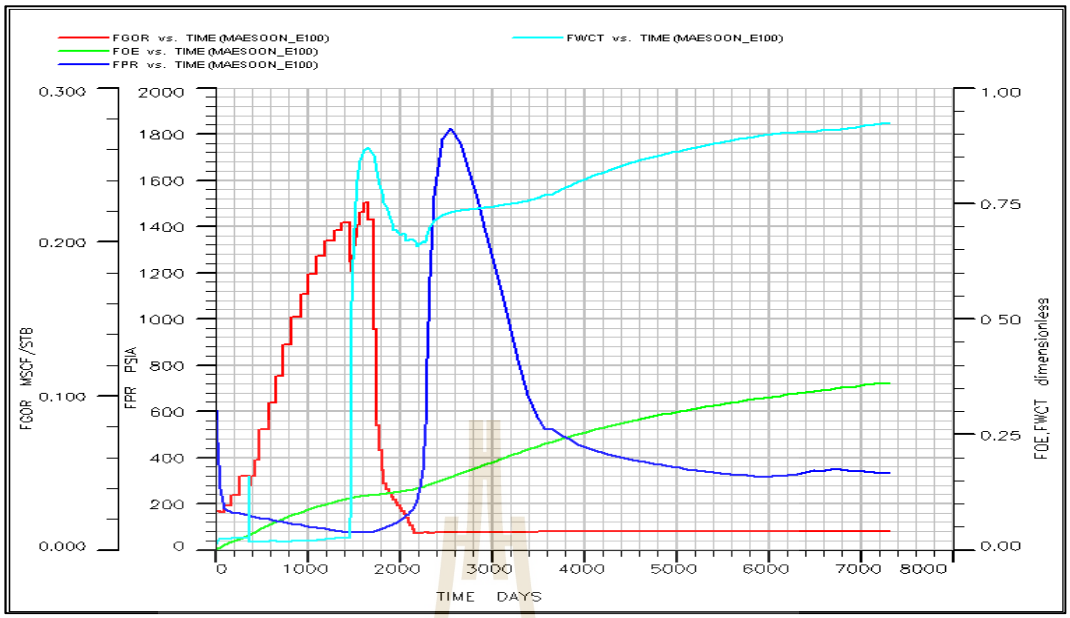
รูปที่ 4.231 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 9-2



รูปที่ 4.232 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 9-2



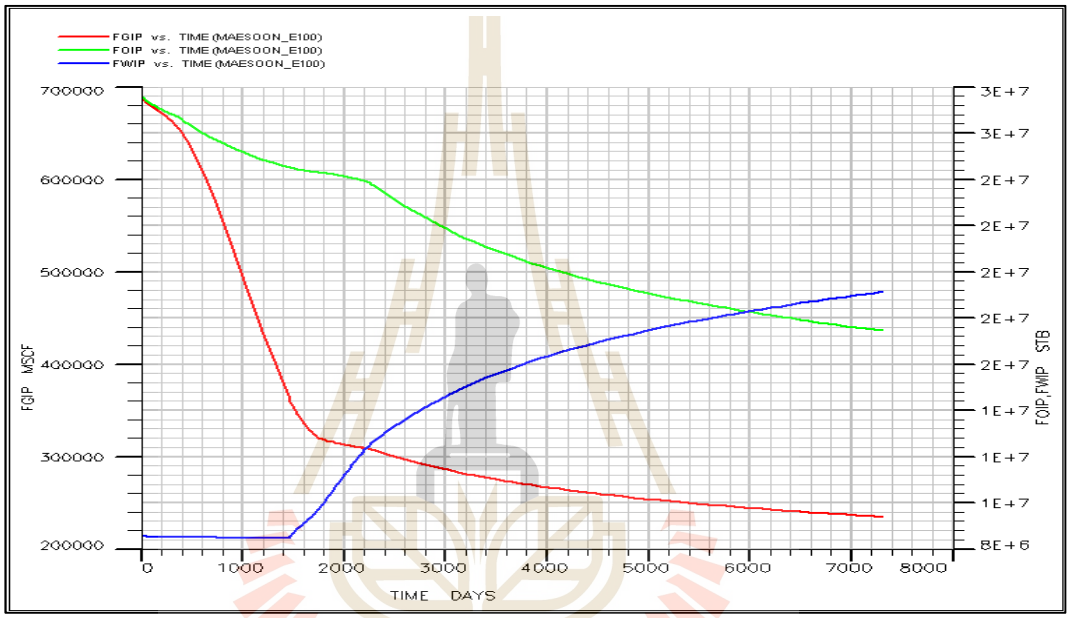
รูปที่ 4.233 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 9-2



รูปที่ 4.234 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 9-2

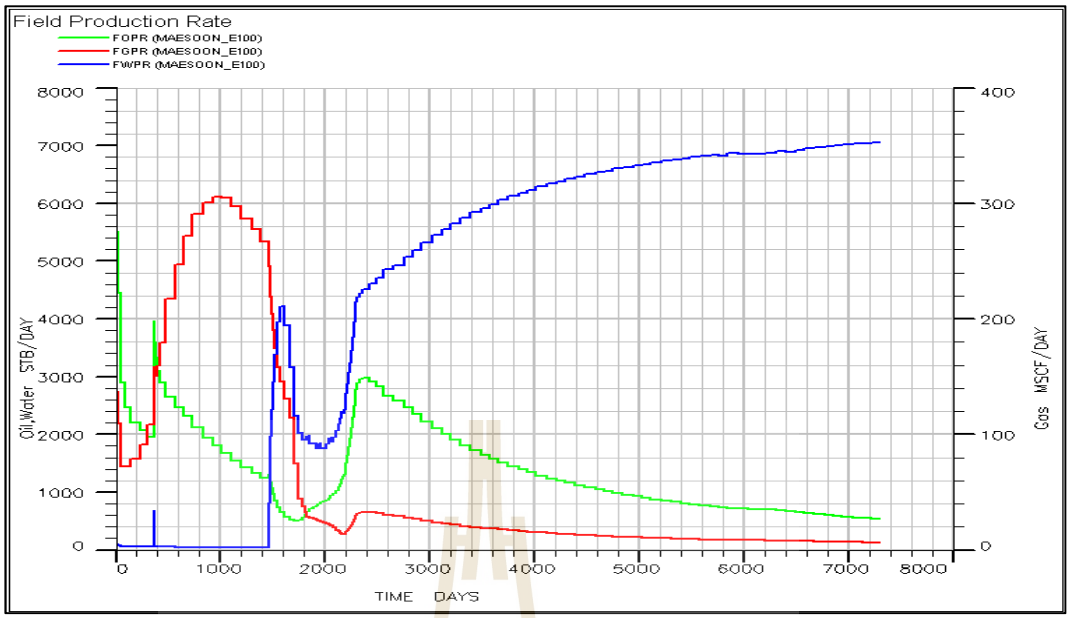
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ค. กรณีที่ 9-3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 400 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.235 ถึงรูปที่ 4.240

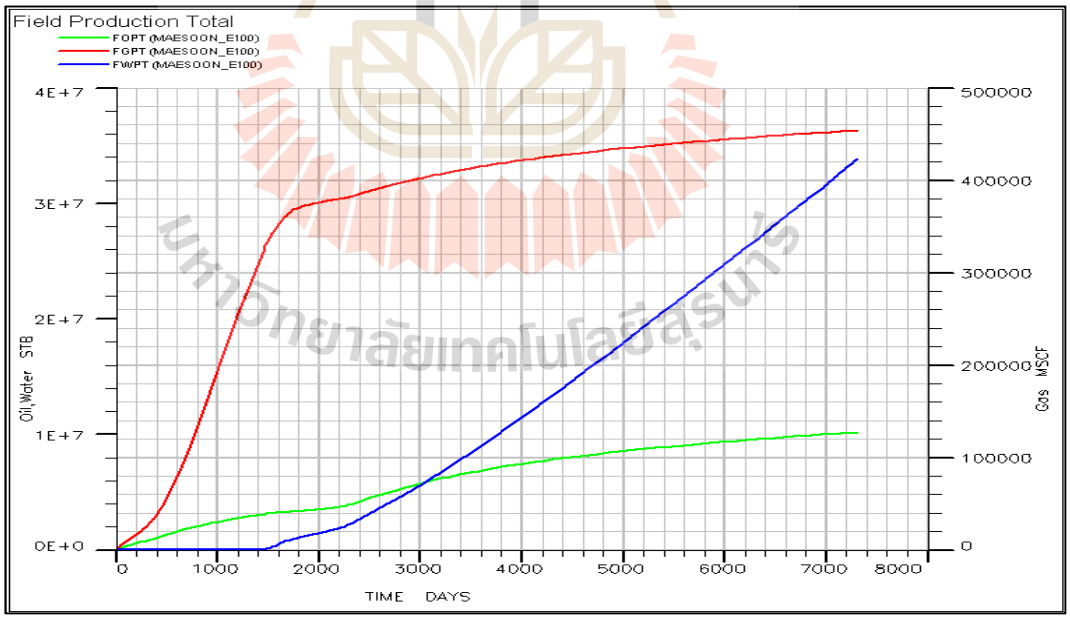


รูปที่ 4.235 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 9-3

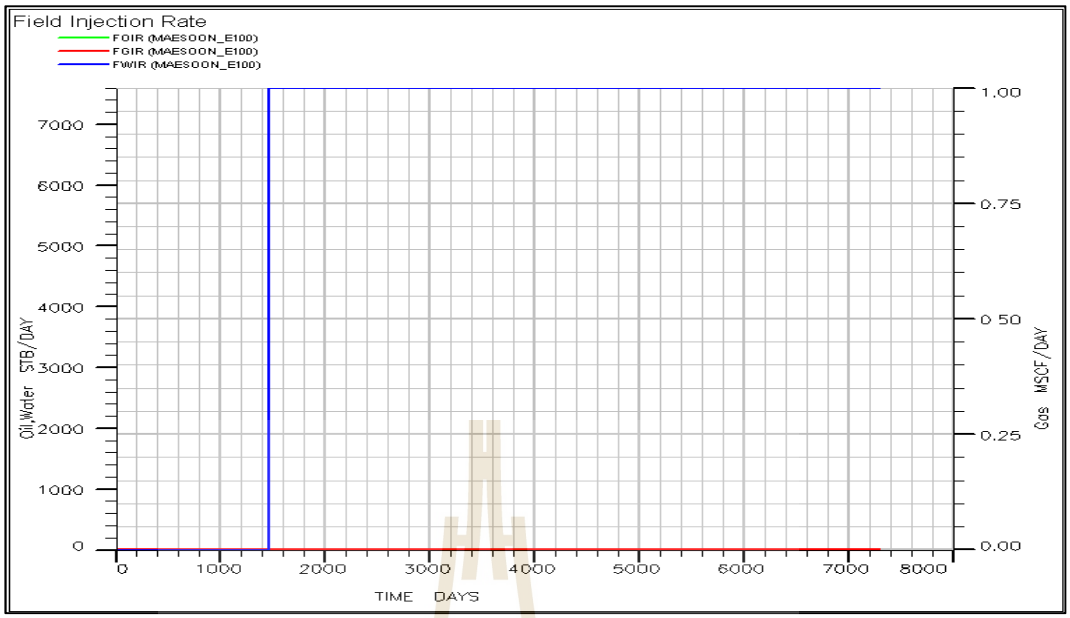
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



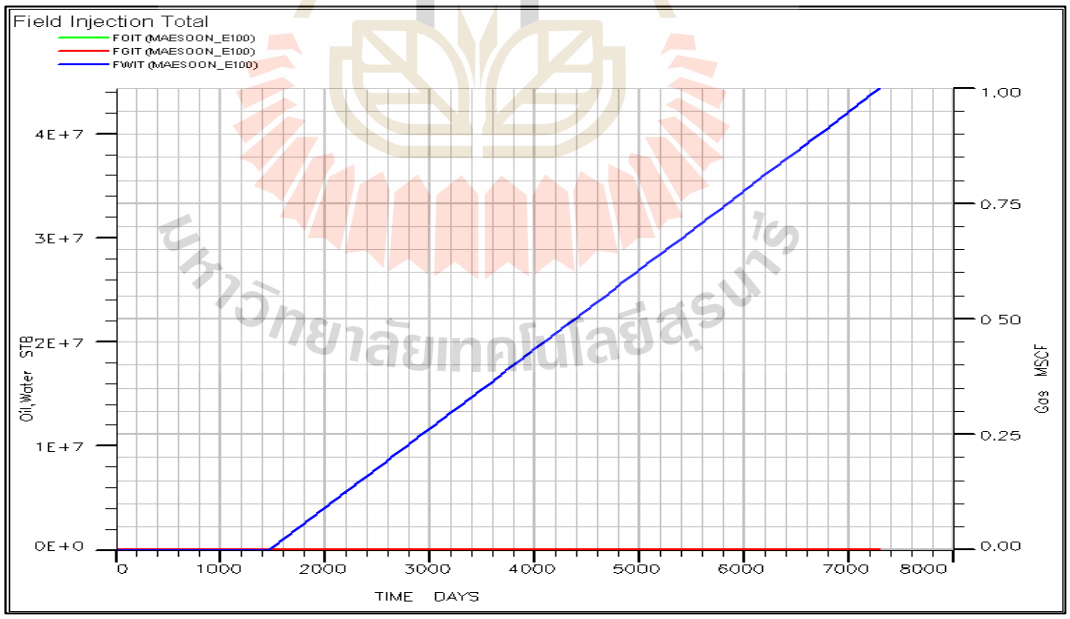
รูปที่ 4.236 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 9-3



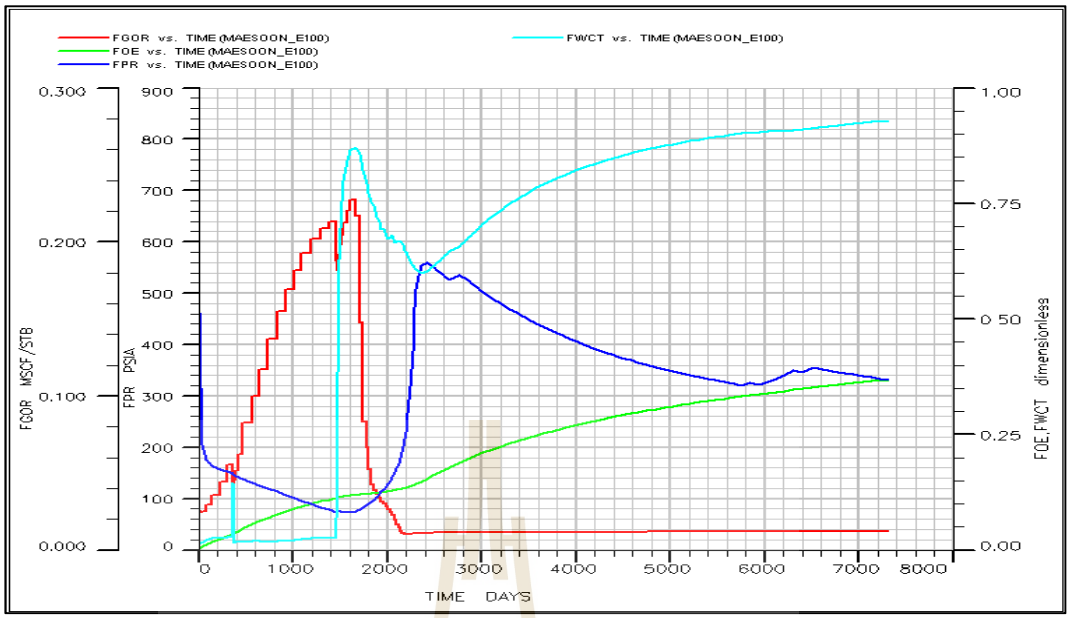
รูปที่ 4.237 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 9-3



รูปที่ 4.238 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 9-3



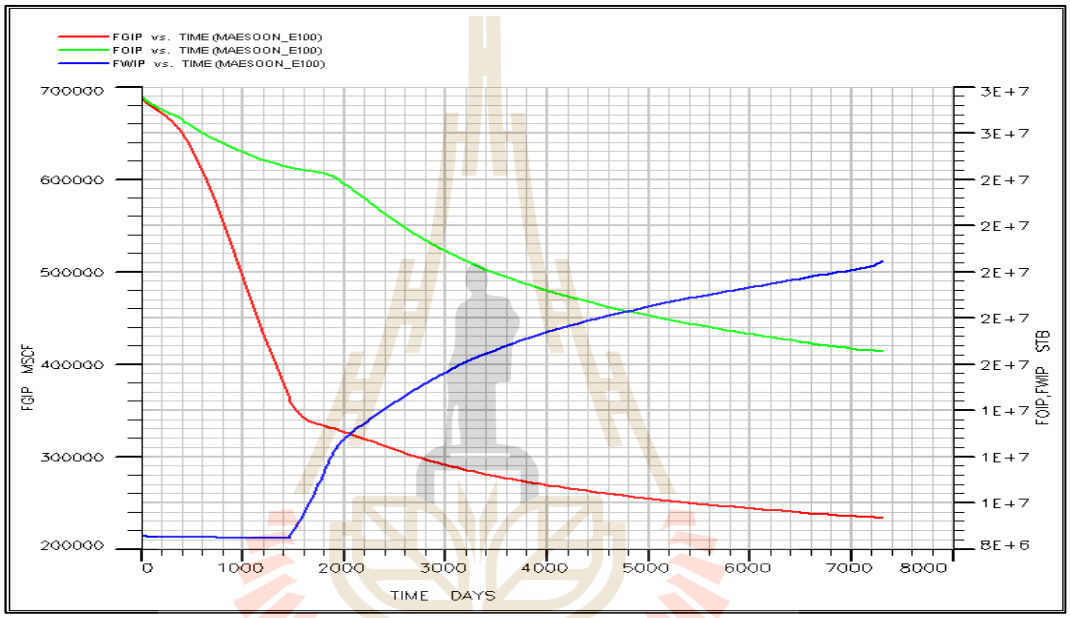
รูปที่ 4.239 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 9-3



รูปที่ 4.240 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 9-3

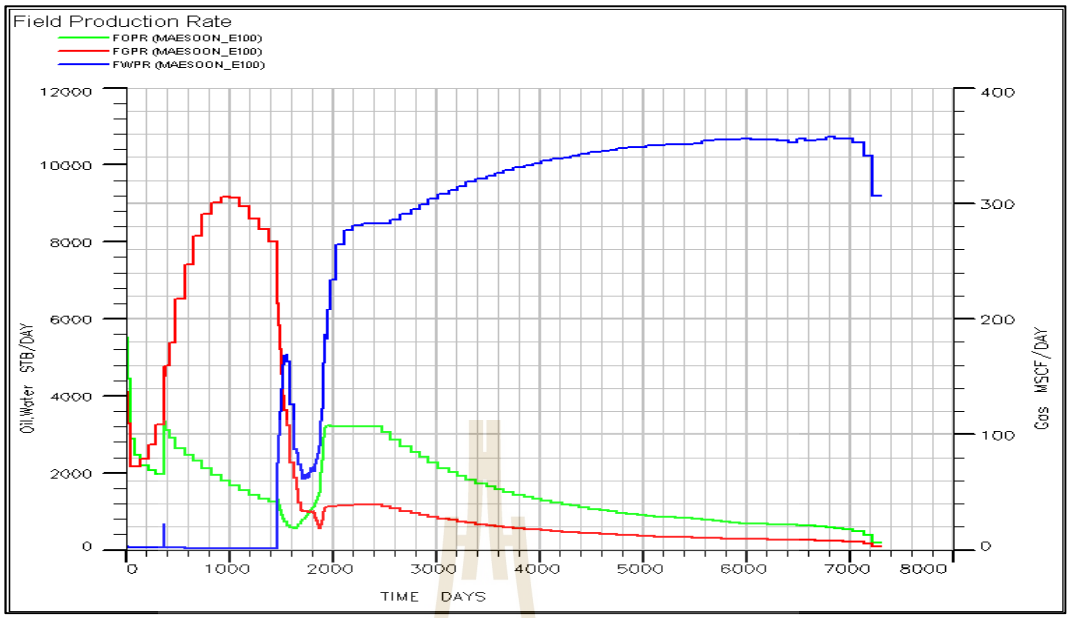
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ง. กรณีที่ 9-4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 400 บาร์เรลต่อวันในรูบแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.241 ถึงรูปที่ 4.246

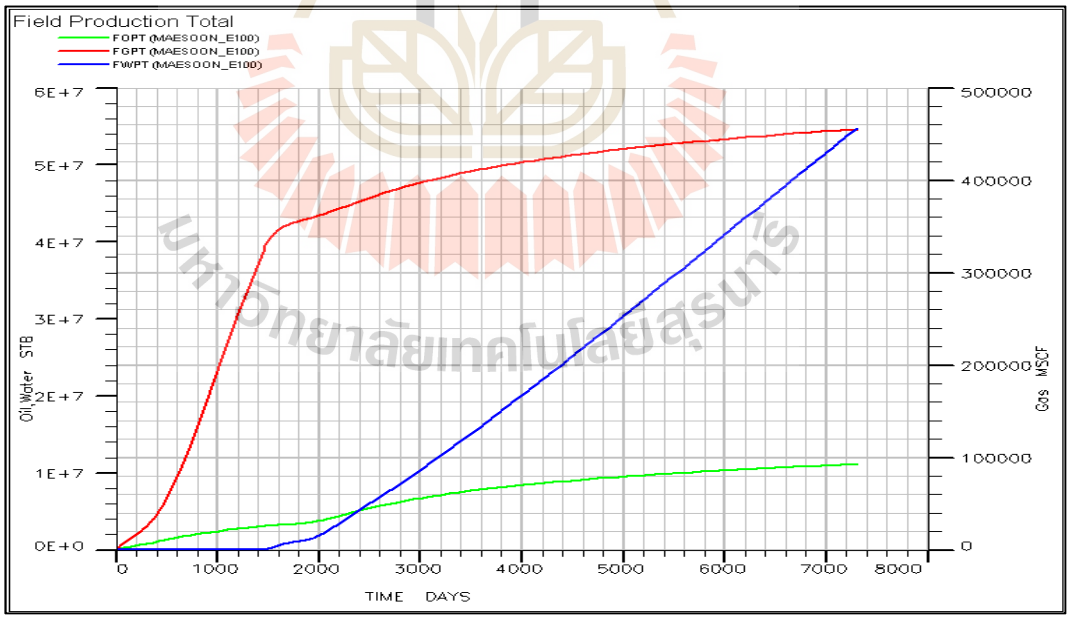


รูปที่ 4.241 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 9-4

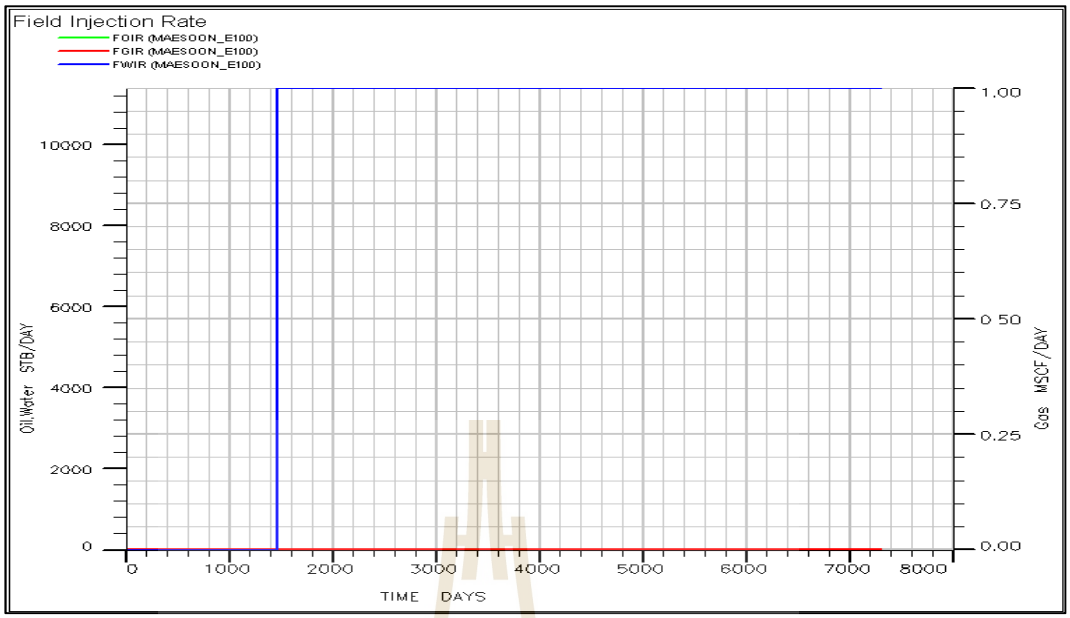
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



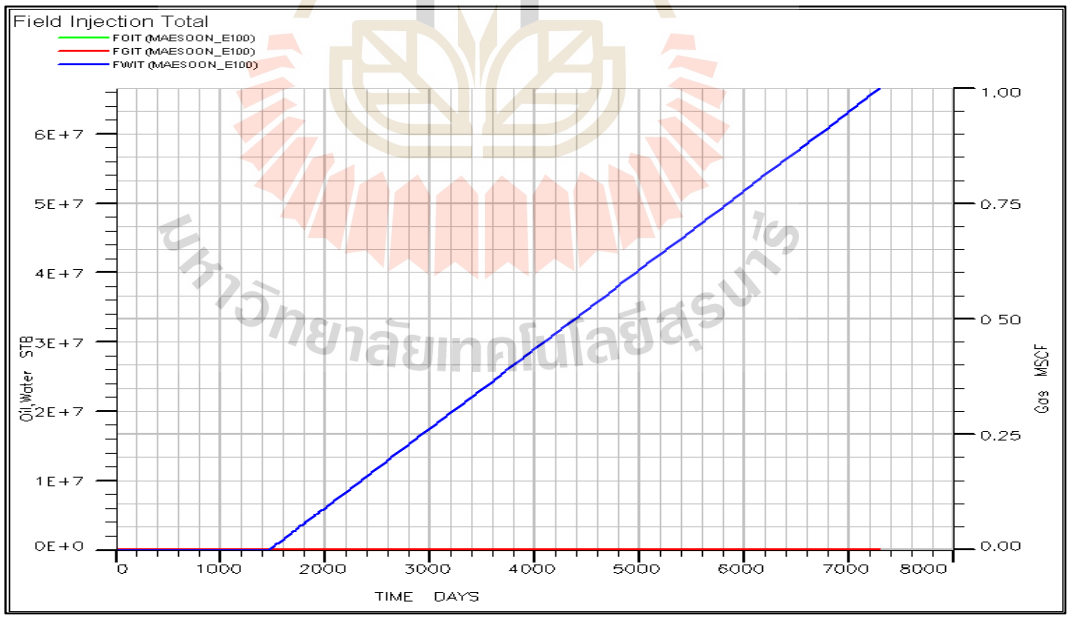
รูปที่ 4.242 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 9-4



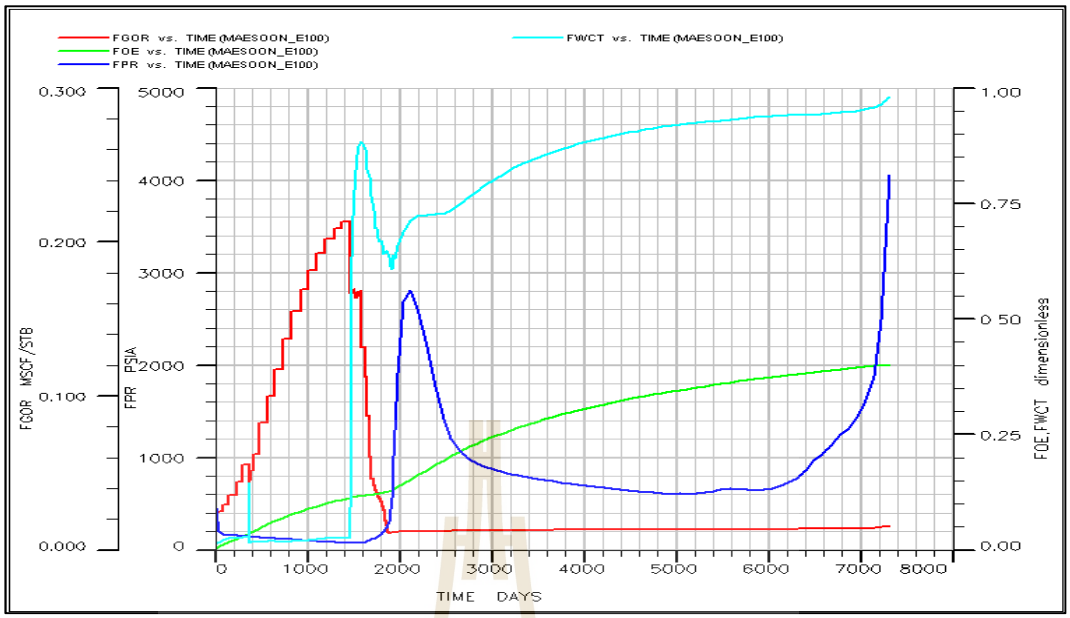
รูปที่ 4.243 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 9-4



รูปที่ 4.244 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 9-4



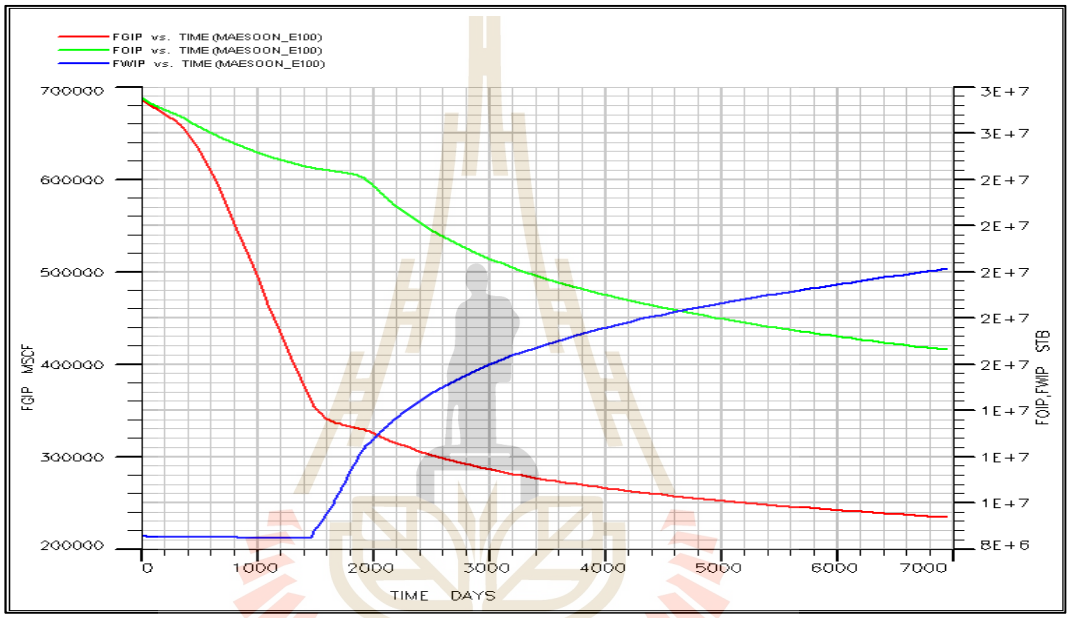
รูปที่ 4.245 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 9-4



รูปที่ 4.246 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 9-4

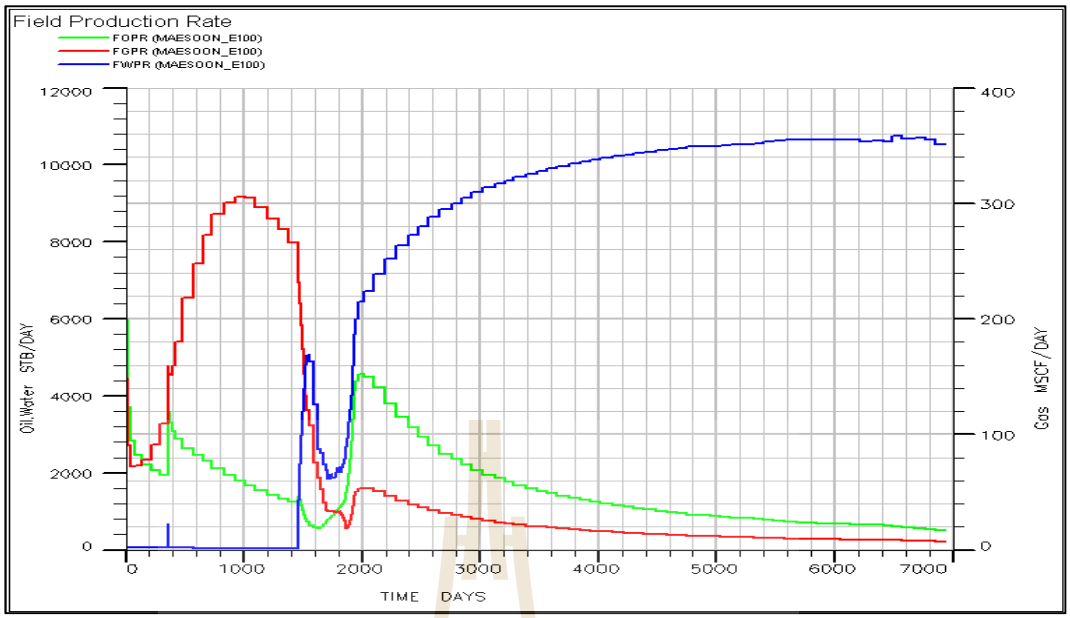
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จ. กรณีที่ 9-5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองในปีที่ 1 มีหลุมผลิต 16 หลุม ที่จำลองจากหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันแม่สูนและเจาะหลุมเพิ่มในปีที่ 2 เพิ่ม 9 หลุม เพื่อให้มีหลุมผลิตทั้งหมด 25 หลุม โดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 19 หลุม โดยทำการอัดน้ำจำนวน 600 บาร์เรลต่อวัน โดยมีหลุมผลิต 6 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันในรูปแบบการอัดน้ำแบบเก้าจุด เริ่มทำการอัดน้ำในปีที่ 4 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.247 ถึงรูปที่ 4.252

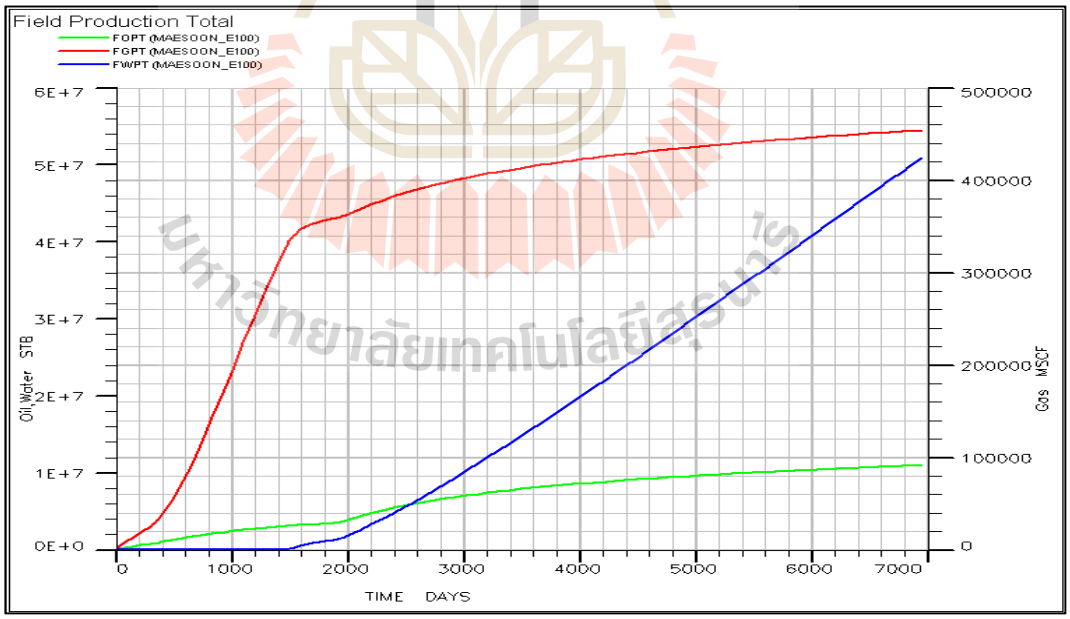


รูปที่ 4.247 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ 9-5

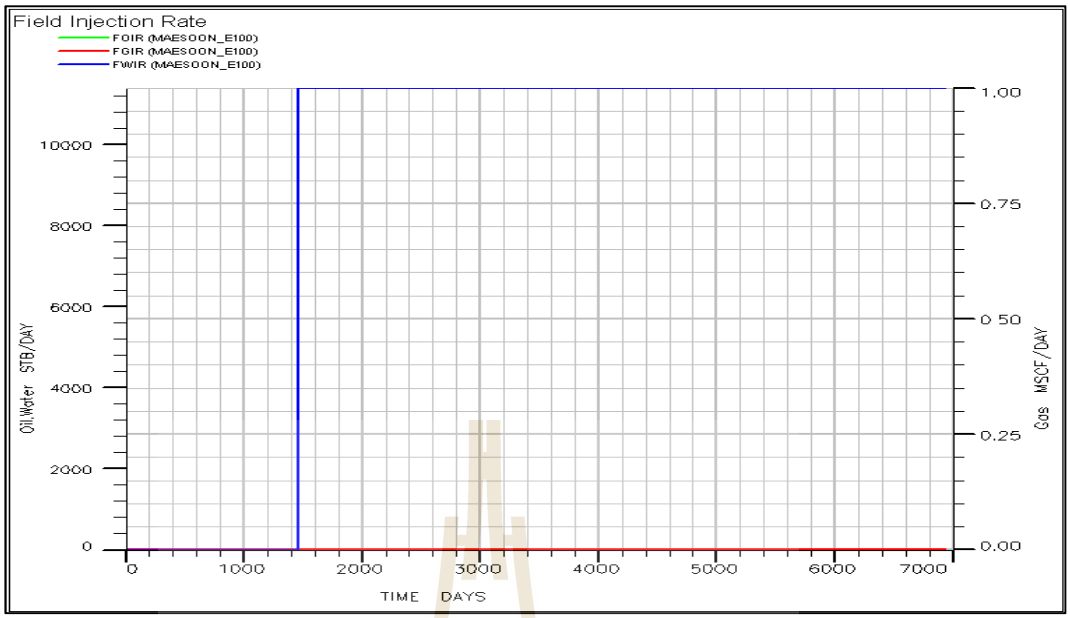
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



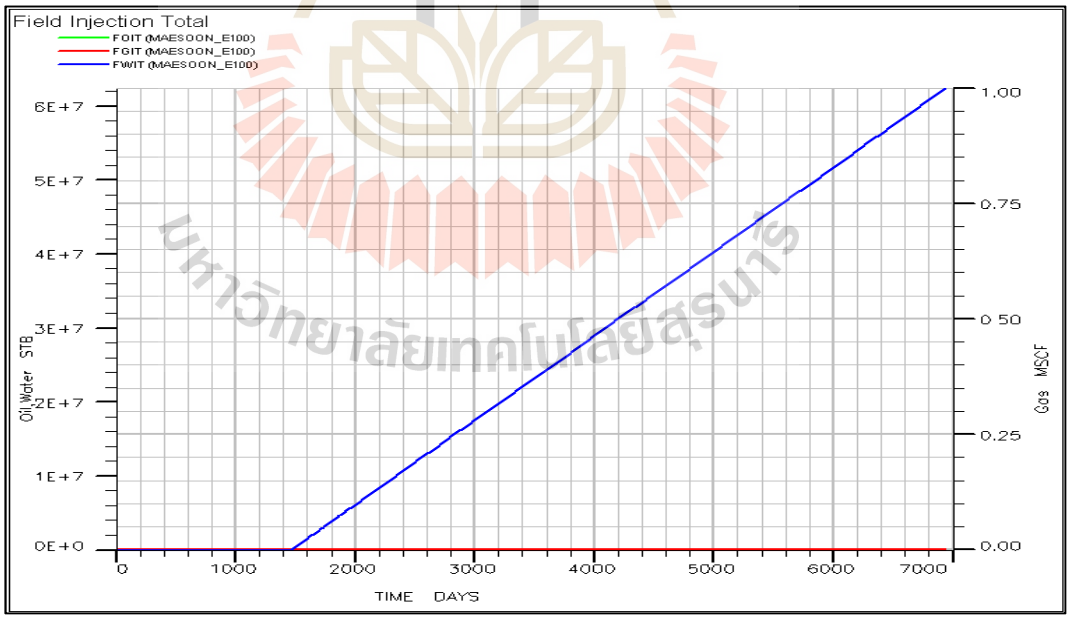
รูปที่ 4.248 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตของเหลวกับเวลา (Fluids production rate profile vs. Time) กรณีที่ 9-5



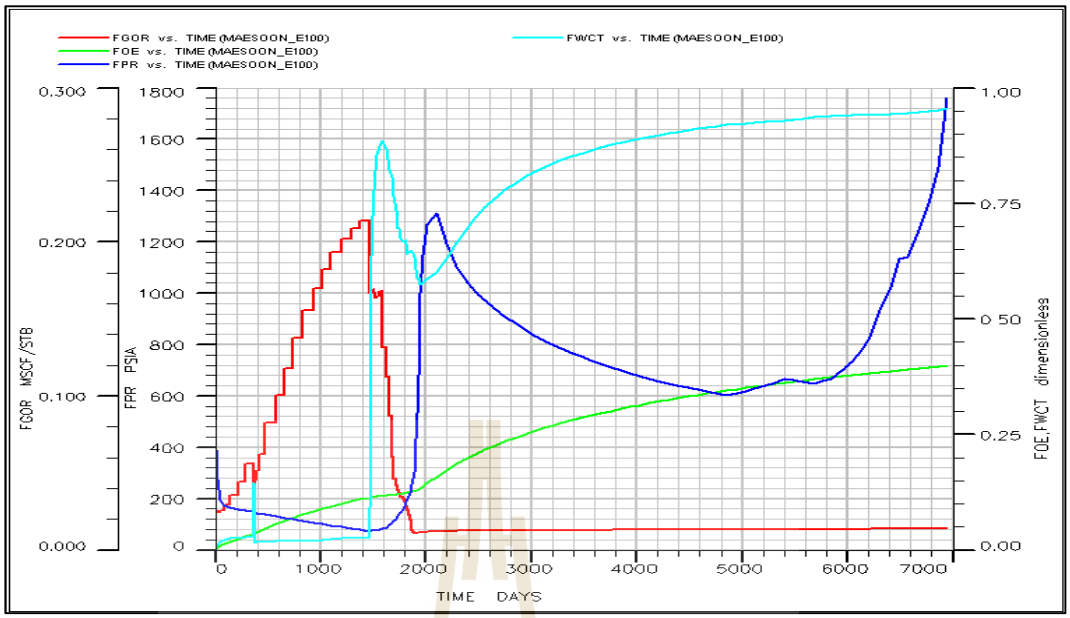
รูปที่ 4.249 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ 9-5



รูปที่ 4.250 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate vs. Time) กรณีที่ 9-5



รูปที่ 4.251 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection vs. Time) กรณีที่ 9-5



รูปที่ 4.252 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน, อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด, ความดันของแหล่งกักเก็บ, อัตราส่วนของน้ำที่ผลิตเข้ามาในหลุมผลิตกับเวลา (GOR, OE, Pressure, WCT profile vs. Time) กรณีที่ 9-5

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.1 ตารางสรุปผลการทดสอบแบบจำลอง

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
1	1-1	200/0	5,852,436	316,831.97	0	21.18
	1-2	400/0	5,869,049.5	315,591.91	0	21.24
	1-3	600/0	5,871,347	315,260.66	0	21.25
2	2-1	200/200	4,256,103.5	9,345,220	1,800	15.40
	2-2	200/400	6,260,319	14,511,195	3,600	22.68
	2-3	400/400	6,804,794.5	13,955,791	3,600	24.63
	2-4	400/600	7,445,199	23,804,246	5,400	26.95
	2-5	600/600	7,527,000.5	23,720,698	5,400	27.24
3	3-1	200/200	4,942,446.5	9,371,474	1,800	17.89
	3-2	200/400	7,498,001.5	13,233,583	3,600	27.14
	3-3	400/400	8,703,102	12,076,781	3,600	31.50
	3-4	400/600	9,748,638	21,451,216	5,400	35.28
	3-5	600/600	9,983,984	21,211,644	5,400	36.14
4	4-1	200/200	5,061,609.5 ณ วันที่ 4,018	4,733,040.5 ณ วันที่ 4,018	2,600 ณ วันที่ 4,018	18.32 ณ วันที่ 4,018
	4-2	200/400	9,857,510	20,169,638	5,200	35.68
	4-3	400/400	9,859,721	20,164,784	5,200	35.69
	4-4	400/600	10,797,758	34,348,232	7,800	39.08
	4-5	600/600	10,797,528	34,348,120	7,800	39.08

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.1 ตารางสรุปผลการทดสอบแบบจำลอง (ต่อ)

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
5	5-1	200/200	4,697,826.5 ณ วันที่ 4,018	3,825,308.5 ณ วันที่ 4,018	2,600 ณ วันที่ 4,018	17.00 ณ วันที่ 4,018
	5-2	200/400	9,287,613	20,757,250	5,200	33.61
	5-3	400/400	9,286,672	20,755,628	5,200	33.61
	5-4	400/600	10,440,745	34,707,472	7,800	37.79
	5-5	600/600	10,438,896	34,709,164	7,800	39.78
6	6-1	200/200	5,743,432 ณ วันที่ 5,844	14,025,146 ณ วันที่ 5,844	4,200 ณ วันที่ 5,844	20.79 ณ วันที่ 5,844
	6-2	200/400	9,207,904	39,417,684	8,400	33.33
	6-3	400/400	10,015,011	38,580,780	8,400	36.25
	6-4	400/600	10,072,316	58,092,944	12,600	36.45
	6-5	600/600	10,075,783 ณ วันที่ 6,574	53,611,092 ณ วันที่ 6,574	12,600 ณ วันที่ 6,574	36.47 ณ วันที่ 6,574

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.1 ตารางสรุปผลการทดสอบแบบจำลอง (ต่อ)

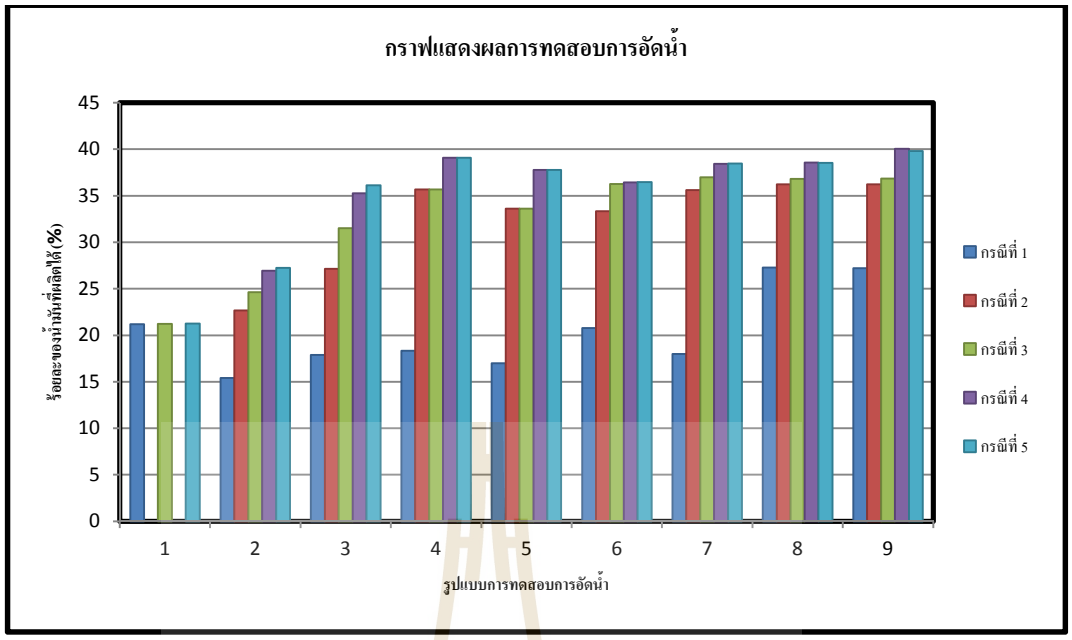
รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
7	7-1	200/200	4,974,501.5 ณ วันที่ 4,383	8,234,743.5 ณ วันที่ 4,383	3,800 ณ วันที่ 4,383	18.00 ณ วันที่ 4,383
	7-2	200/400	9,840,646	34,127,096	7,600	35.62
	7-3	400/400	10,216,367	33,735,612	7,600	36.98
	7-4	400/600	10,615,251 ณ วันที่ 6,940	51,119,924 ณ วันที่ 6,940	11,400 ณ วันที่ 6,940	38.42 ณ วันที่ 6,940
	7-5	600/600	10,624,106 ณ วันที่ 6,940	49,913,136 ณ วันที่ 6,940	11,400 ณ วันที่ 6,940	38.45 ณ วันที่ ,6940
8	8-1	200/200	7,540,021.5	16,877,616	4,200	27.29
	8-2	200/400	10,012,047	38,668,136	8,400	36.24
	8-3	400/400	10,176,000	38,498,452	8,400	36.83
	8-4	400/600	10,744,127 ณ วันที่ 6,940	55,020,292 ณ วันที่ 6,940	12,600 ณ วันที่ 6,940	38.57 ณ วันที่ 6,940
	8-5	600/600	10,730,205 ณ วันที่ 6,940	54,568,552 ณ วันที่ 6,940	12,600 ณ วันที่ 6,940	38.52 ณ วันที่ 6,940

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.1 ตารางสรุปผลการทดสอบแบบจำลอง (ต่อ)

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
9	9-1	200/200	7,516,088	14,562,904	3,800	27.20
	9-2	200/400	10,013,104	34,001,136	7,600	36.24
	9-3	400/400	10,183,519	33,822,932	7,600	36.86
	9-4	400/600	11,065,163	54,703,660	11,400	40.05
	9-5	600/600	10,997,501 ณ วันที่ 6,940	50,856,292 ณ วันที่ 6,940	11,400 ณ วันที่ 6,940	39.80 ณ วันที่ 6,940

ดังนั้นจากผลการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้นจะเห็นว่า ในกรณีที่พิจารณาถึงอัตราการอัดน้ำ ที่ปริมาณของอัตราการน้ำมากกว่าจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากกว่ากรณีที่ใช้อัตราการอัดน้ำต่ำกว่า เนื่องจากปริมาณน้ำที่เพิ่มมากขึ้นในการอัดน้ำจะช่วยเพิ่มความดันในแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบให้สูงขึ้น จึงสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากขึ้นด้วย ส่วนกรณีที่พิจารณาถึงจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ ถ้ามีจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำมาก จะสามารถช่วยในการกระจายพื้นที่ในการอัดน้ำให้ครอบคลุมได้ทั้งแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบ ทำให้สามารถขับไล่น้ำมันได้ดีกว่ากรณีที่มีจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำน้อยกว่า ดังนั้นกรณีที่มีหลุมสำหรับทำการอัดน้ำจำนวนมากกว่าจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้ดีกว่ากรณีที่มีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวนน้อยกว่า



รูปที่ 4.253 กราฟแสดงผลการทดสอบการอัดน้ำ

4.2 ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

4.2.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

การคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ทำการคำนวณ อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ และผลกำไรหลังการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน โดยได้อาศัยข้อมูลอัตราการผลิต ระยะเวลาในการผลิต และปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ ที่ระยะเวลาและการผลิตต่าง ๆ สำหรับการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในครั้งนี้ ได้ทำการคำนวณโดยนำโปรแกรมไมโครซอฟเอ็กเซล (Microsoft Excel) ช่วยในการคำนวณด้วย และผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบต่าง ๆ ดังแสดงไว้ในภาคผนวก ก. โดยผลการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์ของการจัดวางรูปแบบการอัดน้ำในกรณีต่าง ๆ สามารถสรุปได้ดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.2 ถึงตารางที่ 4.10 และรูปที่ 4.254 ถึงรูปที่ 4.256 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 1

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/0	5,852,436	908,941,910	2,844,070,217	5,092,728,831	114.59	2.1906
400/0	5,869,050	914,749,430	2,910,366,540	5,116,443,391	123.19	2.2387
600/0	5,871,347	915,622,001	2,890,799,143	5,119,833,316	124.46	2.2237

ตารางที่ 4.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	4,256,104	670,735,296	1,931,345,226	3,442,984,909	112.94	1.6351
200/400	6,260,319	971,367,621	2,232,918,133	4,908,471,422	112.66	1.8928
400/400	6,804,795	1,056,777,865	2,495,923,743	5,483,146,526	120.02	2.0805
400/600	7,445,199	1,152,838,540	2,816,011,391	6,061,551,367	122.52	2.3850
600/600	7,527,001	1,196,114,487	2,894,945,408	6,159,164,266	123.28	2.4517

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.4 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	4,942,447	772,443,485	2,448,619,394	4,090,445,716	113.87	1.8836
200/400	7,498,002	1,155,776,735	2,873,964,390	5,967,086,726	113.60	2.2107
400/400	8,703,102	1,339,857,305	3,285,729,286	7,078,633,731	122.23	2.5275
400/600	9,748,638	1,551,437,705	3,849,235,920	8,071,469,375	122.48	2.9610
600/600	9,983,984	1,605,758,557	4,045,927,272	8,357,655,362	123.98	3.1123

ตารางที่ 4.5 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	5,061,610	866,377,669	2,572,462,568	3,901,041,158	107.63	1.9788
200/400	9,857,510	1,615,879,444	3,789,943,704	7,694,615,887	107.78	2.9153
400/400	9,859,721	1,617,722,299	3,819,317,349	7,703,160,732	114.56	2.9379
400/600	10,797,758	1,834,636,793	4,346,371,704	8,532,864,133	115.15	3.3434
600/600	10,797,528	1,834,757,325	4,350,531,212	8,533,523,890	116.24	3.3466

ตารางที่ 4.6 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	4,697,827	774,955,718	2,988,735,768	4,333,351,226	197.20	3.3208
200/400	9,287,613	1,462,972,478	4,126,743,318	7,943,861,340	196.38	4.5853
400/400	9,286,672	1,464,817,369	4,154,093,452	7,950,729,986	206.63	4.1657
400/600	10,440,745	1,710,189,919	4,705,498,086	8,933,521,077	206.78	5.2283
600/600	10,438,896	1,710,111,979	4,705,491,051	8,931,307,249	208.08	5.2283

ตารางที่ 4.7 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 6

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	5,743,432	968,651,044	2,560,938,245	4,243,801,244	107.17	1.9700
200/400	9,207,904	1,488,321,844	3,341,687,756	6,771,740,642	107.19	2.5705
400/400	10,015,011	1,640,450,693	3,850,265,673	7,663,930,846	114.29	2.9617
400/600	10,072,316	1,619,661,893	3,971,287,539	7,675,153,540	114.66	3.0548
600/600	10,075,783	1,717,690,519	4,143,914,830	7,812,569,557	116.12	3.1876

ตารางที่ 4.8 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 7

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	4,974,502	853,311,469	2,453,943,051	3,723,903,792	107.27	1.8876
200/400	9,840,646	1,583,233,144	3,653,753,539	7,471,605,189	107.40	2.8106
400/400	10,216,367	1,705,800,011	3,983,766,732	7,920,438,021	114.44	3.0644
400/600	10,615,251	1,801,157,130	4,284,947,986	8,259,833,197	115.07	3.2961
600/600	10,624,106	1,816,154,269	4,407,099,025	8,345,707,932	116.48	3.3901

ตารางที่ 4.9 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 8

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	7,455,489	1,221,468,056	3,505,865,128	6,258,725,169	207.82	3.8954
200/400	10,012,047	1,599,852,053	4,362,587,941	8,405,225,481	196.29	4.8473
400/400	10,176,000	1,695,147,533	4,520,841,134	8,586,922,184	206.57	5.0232
400/600	10,744,127	1,833,204,131	5,078,325,040	9,176,912,953	224.91	5.6426
600/600	10,730,205	1,835,678,539	5,119,538,051	9,213,938,133	227.85	5.6884

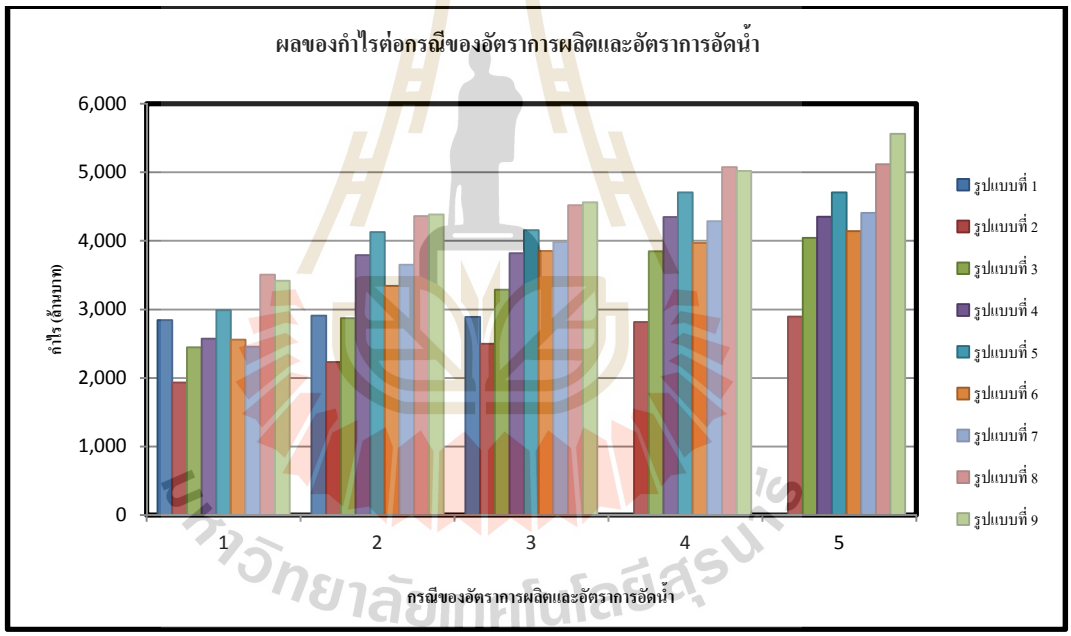
ตารางที่ 4.10 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 9

อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	กำไร (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
200/200	7,516,088	1,197,243,728	3,417,870,921	6,304,982,751	196.25	3.7976
200/400	10,013,104	1,599,235,309	4,385,571,542	8,471,250,228	196.32	4.8729
400/400	10,183,519	1,698,616,913	4,561,681,260	8,665,864,544	206.60	5.0685
400/600	11,065,163	1,878,132,251	5,018,742,176	9,354,477,709	206.87	5.5764
600/600	10,997,501	1,896,746,831	5,560,489,646	9,674,103,388	215.09	6.1783

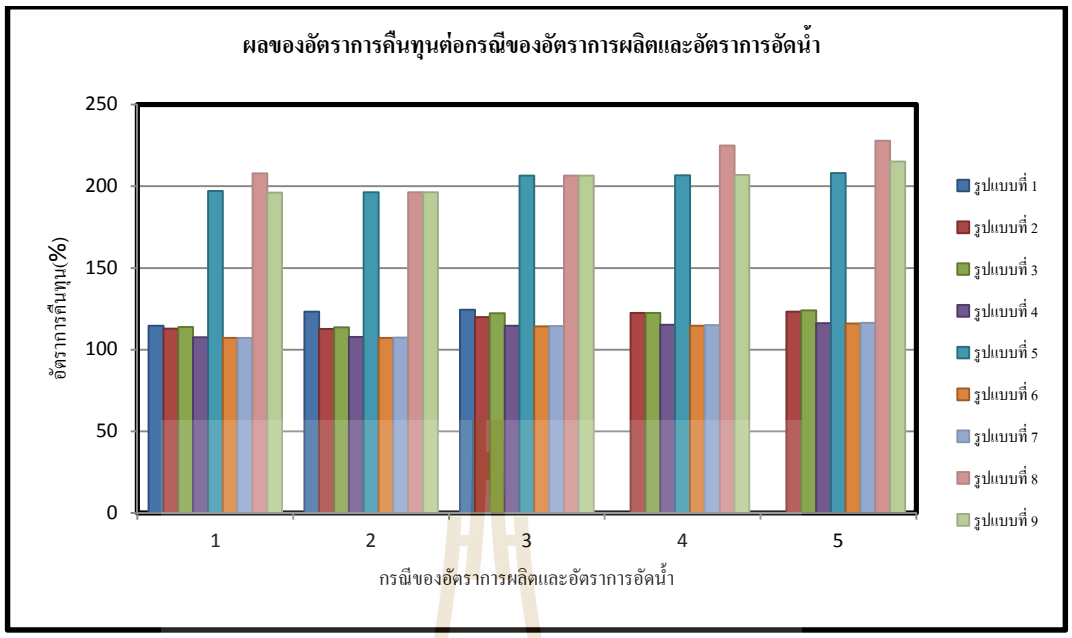
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

จากตารางที่ 4.2 ถึง 4.10 จะเห็นว่าในกรณีที่นำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 9 มาประยุกต์ใช้ จะมีผลตอบแทนในทางที่ดีกว่าการนำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบอื่น ๆ มาประยุกต์ใช้ โดยวิธีที่ให้ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้สูงที่สุดที่สุด ได้แก่ วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 5 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

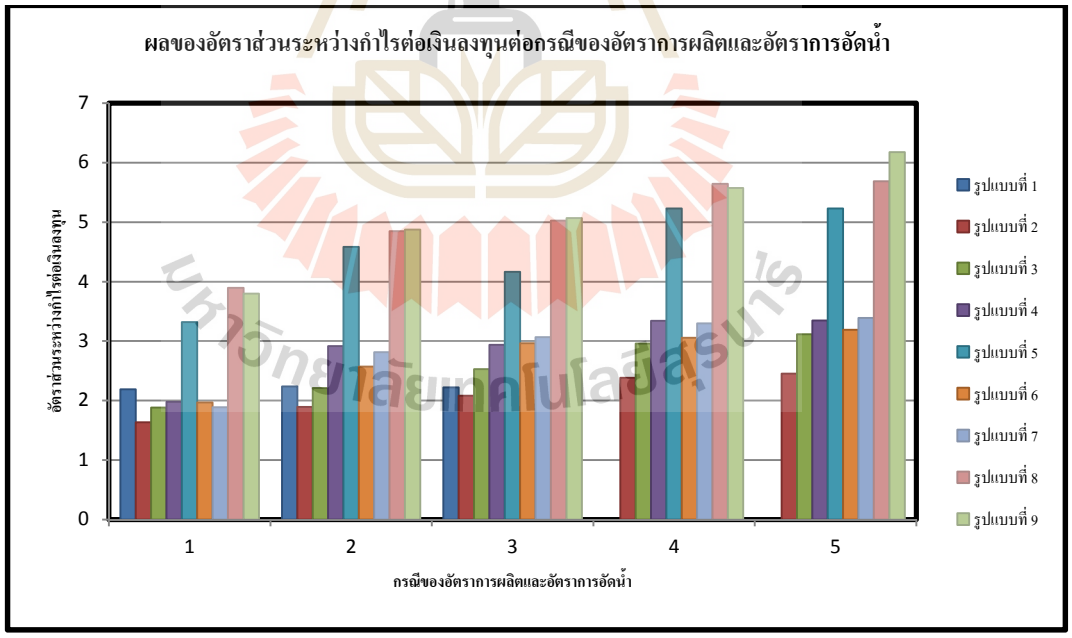
จากผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบจะเห็นว่า ในกรณีของรูปแบบที่มีจำนวนหลุมสำหรับอัดน้ำมากกว่า จะมีค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สูงกว่ารูปแบบที่มีจำนวนของหลุมอัดน้ำน้อยกว่า แต่อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาถึงผลตอบแทนการลงทุนทั้งในแง่ของผลกำไรที่ได้รับ (Benefit) อัตราการคืนทุน (IRR) และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (PIR) ดังแสดงผลการศึกษาไว้ในรูปที่ 4.254 ถึงรูปที่ 4.256 แล้วก็พบว่าการดำเนินการผลิตด้วยการแทนที่น้ำมันด้วยน้ำก็ให้ผลตอบแทนการลงทุนที่สูงและมีความคุ้มค่าในการลงทุน



รูปที่ 4.254 กราฟแสดงผลของกำไรต่อกรณีของอัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ



รูปที่ 4.255 กราฟแสดงผลของอัตราการคืนทุนต่อกรณีของอัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ



รูปที่ 4.256 กราฟแสดงผลของอัตราส่วนระกำไรต่อเงินลงทุนต่อกรณีของอัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ

4.2.2 ผลการศึกษาการแปรผันของปัจจัยด้านราคาน้ำมัน

ผลการศึกษาการแปรผันของปัจจัยด้านราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุนดังแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 4.11 และในรูปที่ 4.257 ถึงรูปที่ 4.261 และผลการศึกษาการแปรผันของปัจจัยด้านราคาน้ำมันต่ออัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.12 และในรูปที่ 4.266 ตามลำดับ

ตารางที่ 4.11 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามราคาน้ำมัน

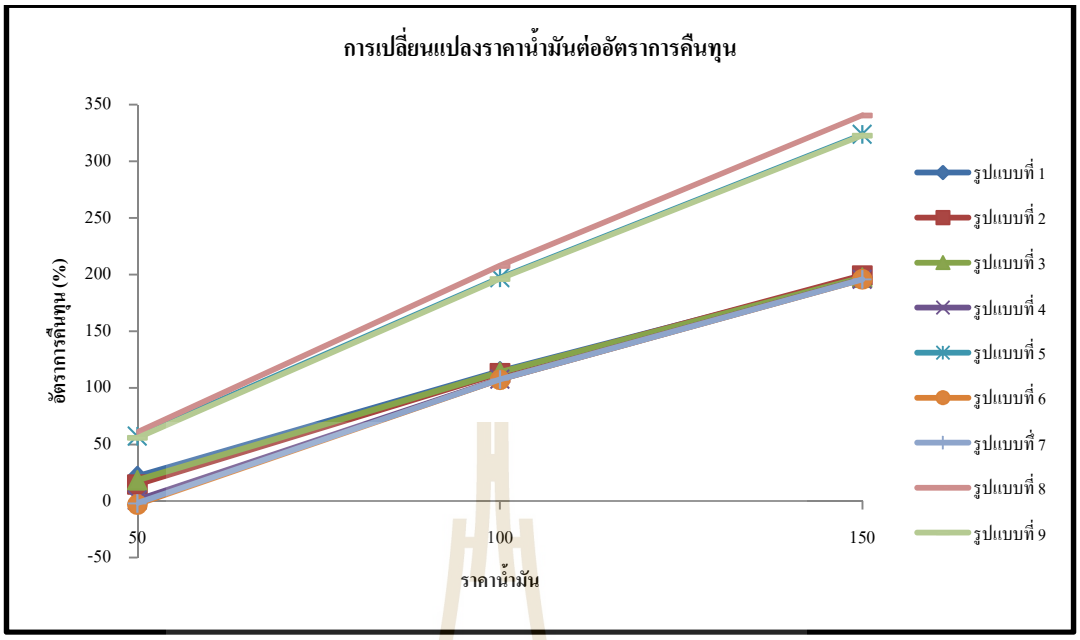
รูปแบบการอัดน้ำ	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	อัตราการคืนทุน (%)		
		ราคาน้ำมัน 50 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 150 เหรียญต่อบาร์เรล
รูปแบบที่ 1	200/0	21.96	114.59	197.74
	400/0	24.46	123.19	213.75
	600/0	24.58	124.46	216.28
รูปแบบที่ 2	200/200	14.81	112.94	199.39
	200/400	14.13	112.66	199.28
	400/400	17.92	122.31	217.33
	400/600	20.34	122.52	217.35
	600/600	21.29	123.28	218.57
รูปแบบที่ 3	200/200	18.43	113.87	197.45
	200/400	17.85	113.60	197.33
	400/400	21.07	122.23	213.36
	400/600	23.79	122.48	213.40
	600/600	25.14	123.98	216.01
รูปแบบที่ 4	200/200	0.92	107.63	195.97
	200/400	5.65	107.78	195.97
	400/400	6.48	114.56	209.57
	400/600	9.69	115.15	209.70
	600/600	9.83	116.24	211.92

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

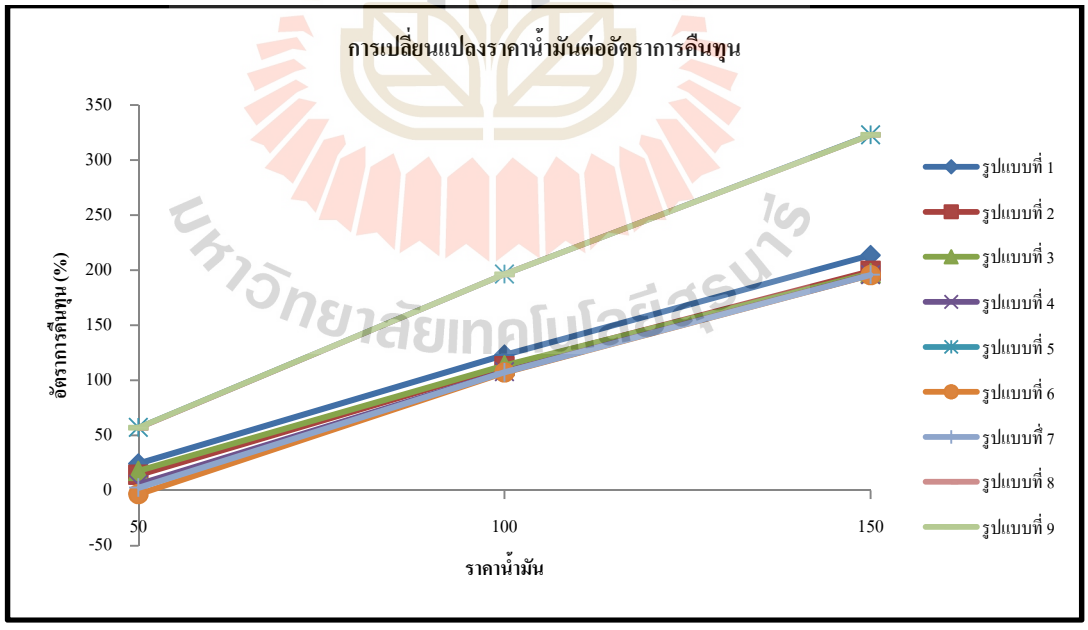
ตารางที่ 4.11 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามราคาน้ำมัน(ต่อ)

รูปแบบการอัดน้ำ	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	อัตราการคืนทุน (%)		
		ราคาน้ำมัน 50 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 150 เหรียญต่อบาร์เรล
รูปแบบที่ 5	200/200	57.27	197.20	323.94
	200/400	57.13	196.38	322.98
	400/400	59.70	206.63	341.77
	400/600	60.94	206.78	341.81
	600/600	61.24	208.08	344.20
รูปแบบที่ 6	200/200	-3.11	107.17	195.81
	200/400	-3.30	107.19	195.76
	400/400	4.29	114.29	209.44
	400/600	4.05	114.66	209.55
	600/600	6.46	116.12	211.86
รูปแบบที่ 7	200/200	-1.96	207.82	195.84
	200/400	2.48	196.29	195.82
	400/400	6.12	206.57	209.48
	400/600	7.55	224.91	209.66
	600/600	8.96	227.85	211.97
รูปแบบที่ 8	200/200	60.78	207.82	340.78
	200/400	56.82	196.29	322.94
	400/400	59.74	206.57	341.74
	400/600	67.45	224.91	371.53
	600/600	68.39	227.85	376.84
รูปแบบที่ 9	200/200	55.93	196.25	322.94
	200/400	57.01	196.32	322.95
	400/400	59.97	206.60	341.75
	400/600	61.40	206.87	341.83
	600/600	69.81	215.09	349.99

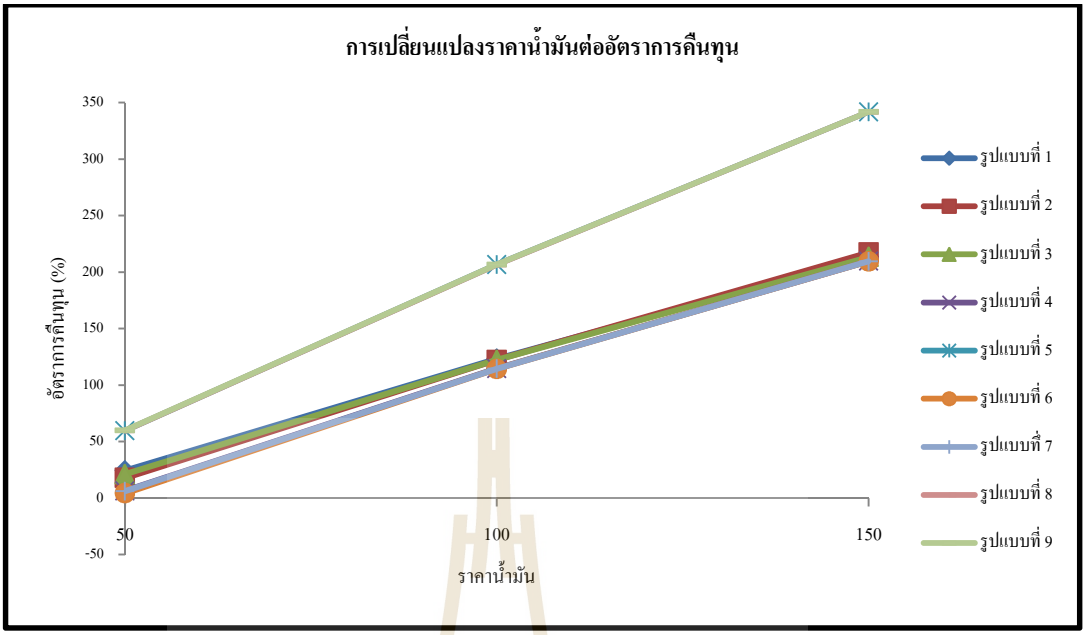
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



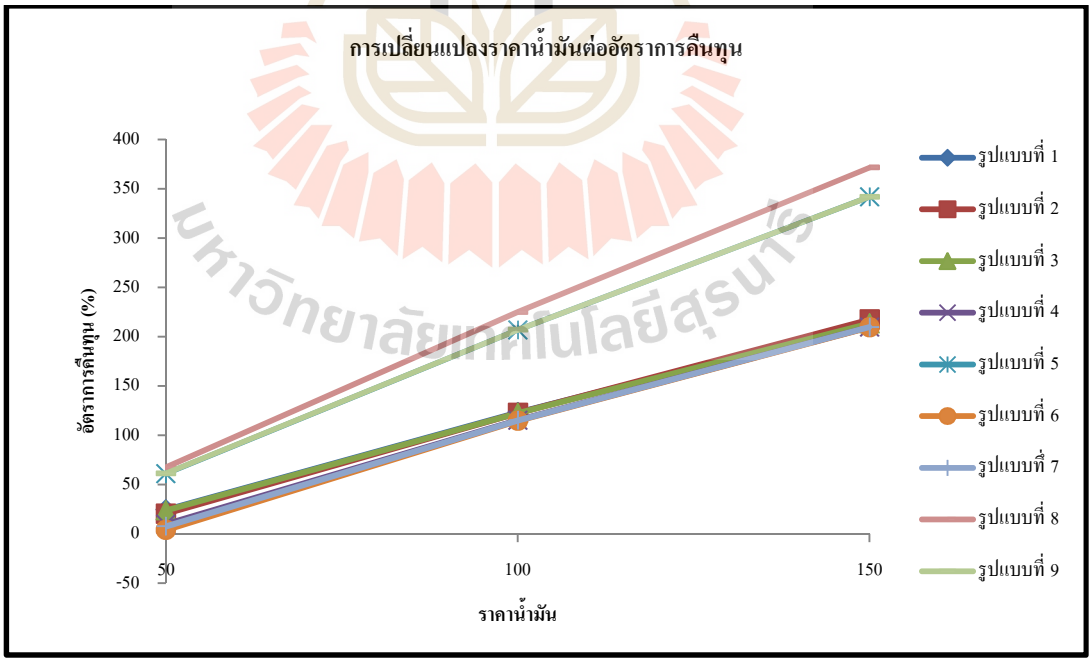
รูปที่ 4.257 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์เรลต่อวัน)



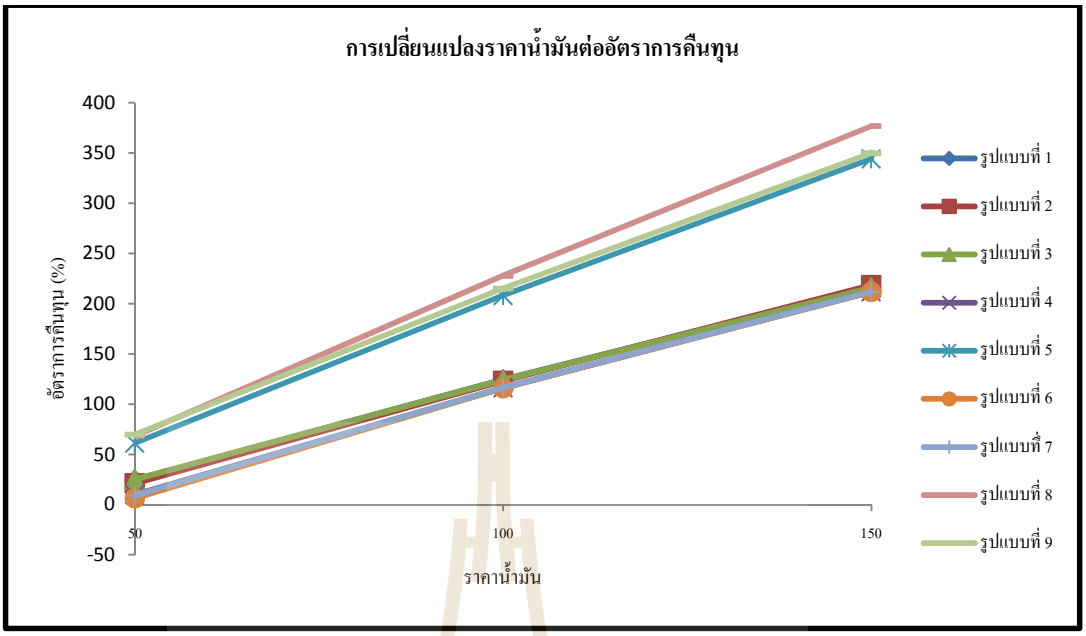
รูปที่ 4.258 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 4.259 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 4.260 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 4.261 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.12 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามราคาน้ำมัน

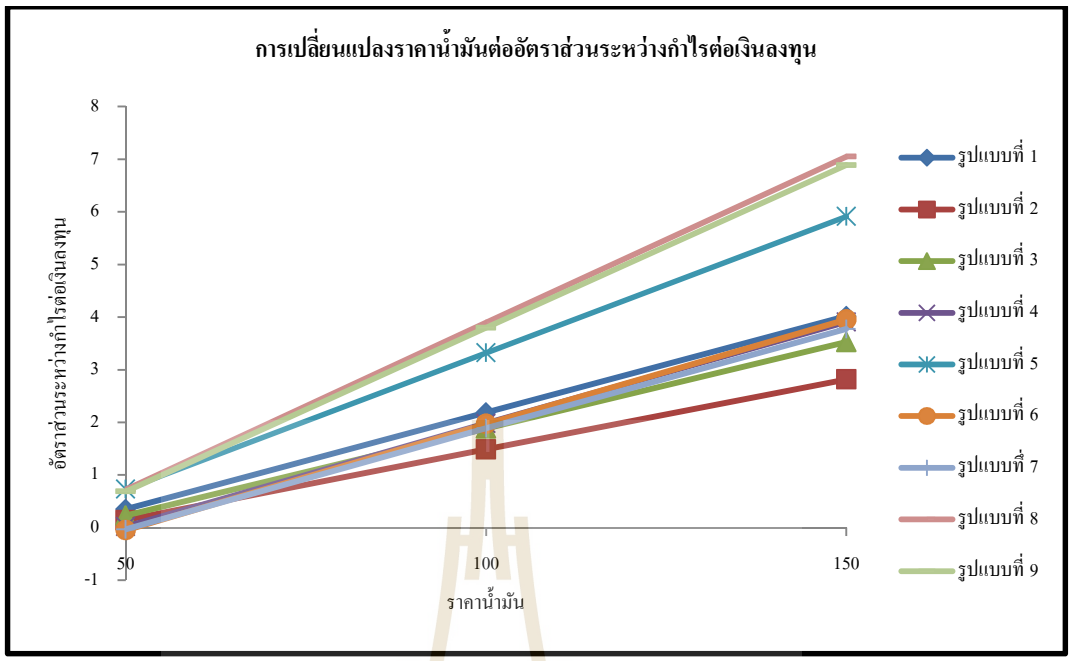
รูปแบบการอัดน้ำ	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน		
		ราคาน้ำมัน 50 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 150 เหรียญต่อบาร์เรล
รูปแบบที่ 1	200/0	0.3504	2.1877	4.0174
	400/0	0.3701	2.2387	4.1014
	600/0	0.3661	2.2237	4.0757
รูปแบบที่ 2	200/200	0.1439	1.4857	2.8160
	200/400	0.1434	1.7176	3.2764
	400/400	0.2036	1.9199	3.6230
	400/600	0.2575	2.1662	4.0565
	600/600	0.2776	2.2269	4.1576
รูปแบบที่ 3	200/200	0.2274	1.8836	3.5260
	200/400	0.2289	2.2107	4.1721
	400/400	0.3055	2.5275	4.7322
	400/600	0.4108	2.9610	5.4893
	600/600	0.4603	3.1123	5.7426
รูปแบบที่ 4	200/200	0.0168	1.9788	3.9089
	200/400	0.1332	2.9153	5.6480
	400/400	0.1463	2.9379	5.6837
	400/600	0.2343	3.3434	6.3973
	600/600	0.2362	3.3466	6.4023
รูปแบบที่ 5	200/200	0.7310	3.3208	5.9106
	200/400	0.8775	4.5853	8.2675
	400/400	0.8903	4.6157	8.3155
	400/600	1.0170	5.2283	9.4020
	600/600	1.0172	5.2283	9.4018

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

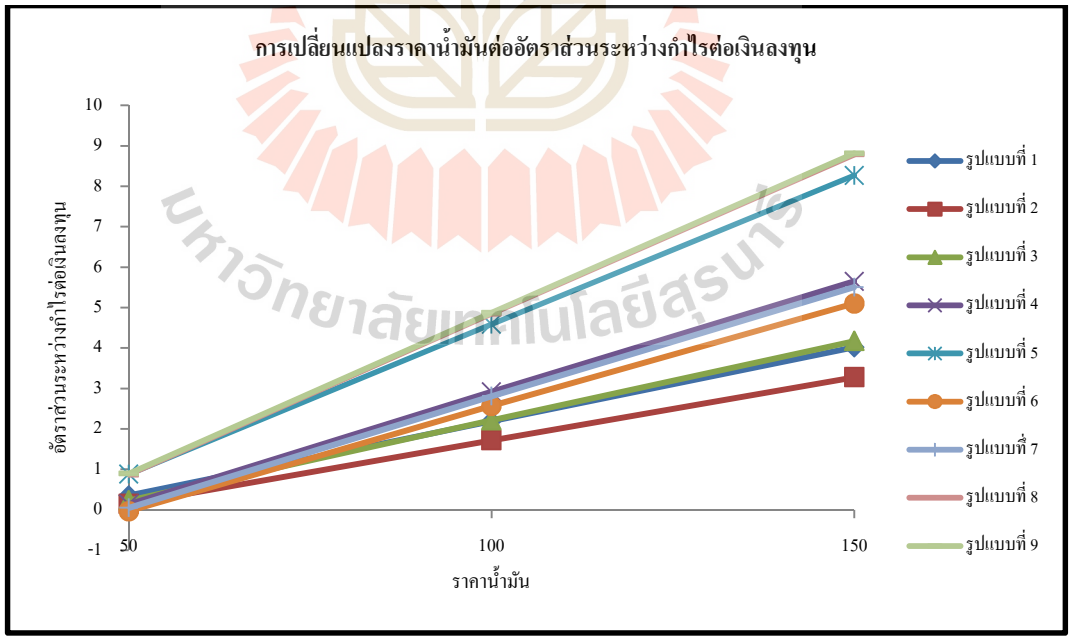
ตารางที่ 4.12 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามราคาน้ำมัน(ต่อ)

รูปแบบการอัดน้ำ	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันหลุม)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน		
		ราคาน้ำมัน 50 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 150 เหรียญต่อบาร์เรล
รูปแบบที่ 6	200/200	-0.0499	1.9700	3.9530
	200/400	-0.0367	2.5705	5.1033
	400/400	0.0820	2.9617	5.7668
	400/600	0.0697	3.0548	5.9497
	600/600	0.1308	3.1876	6.1603
รูปแบบที่ 7	200/200	-0.0327	1.8876	3.7753
	200/400	0.0474	2.8106	5.5069
	400/400	0.1314	3.0644	5.9314
	400/600	0.1611	3.2961	6.3489
	600/600	0.1979	3.3901	6.5019
รูปแบบที่ 8	200/200	0.7198	3.8954	7.0496
	200/400	0.8658	4.8473	8.7878
	400/400	0.9232	5.0232	9.0813
	400/600	1.0793	5.6426	10.1584
	600/600	1.1000	5.6884	10.2356
รูปแบบที่ 9	200/200	0.6872	3.7976	6.8886
	200/400	0.8938	4.8729	8.8156
	400/400	0.9586	5.0685	9.1412
	400/600	1.0381	5.5764	10.0567
	600/600	1.3180	6.1783	11.0013

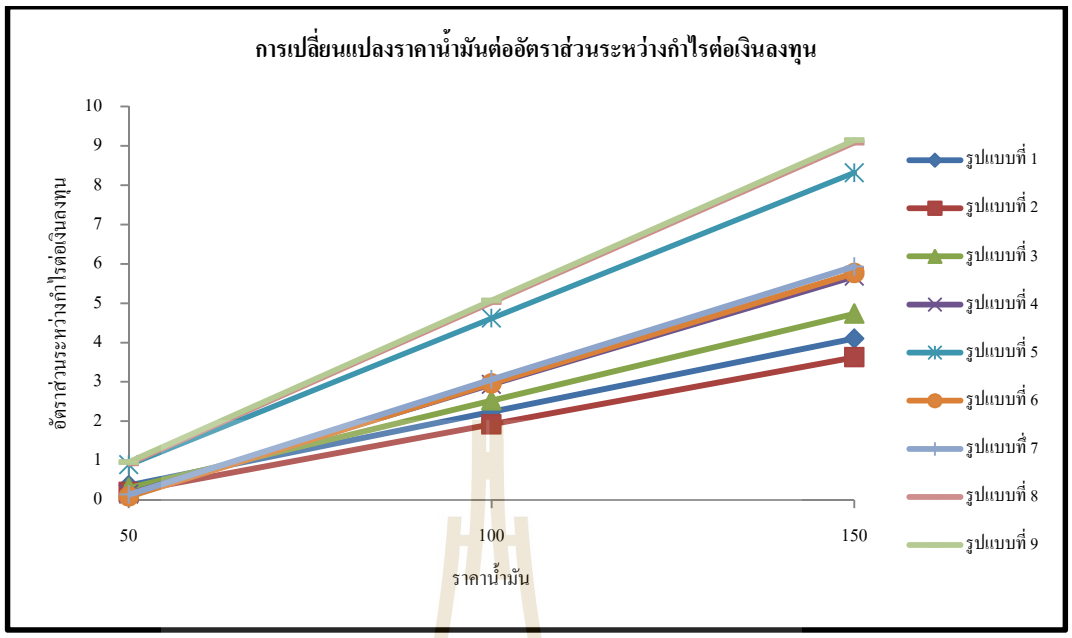
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



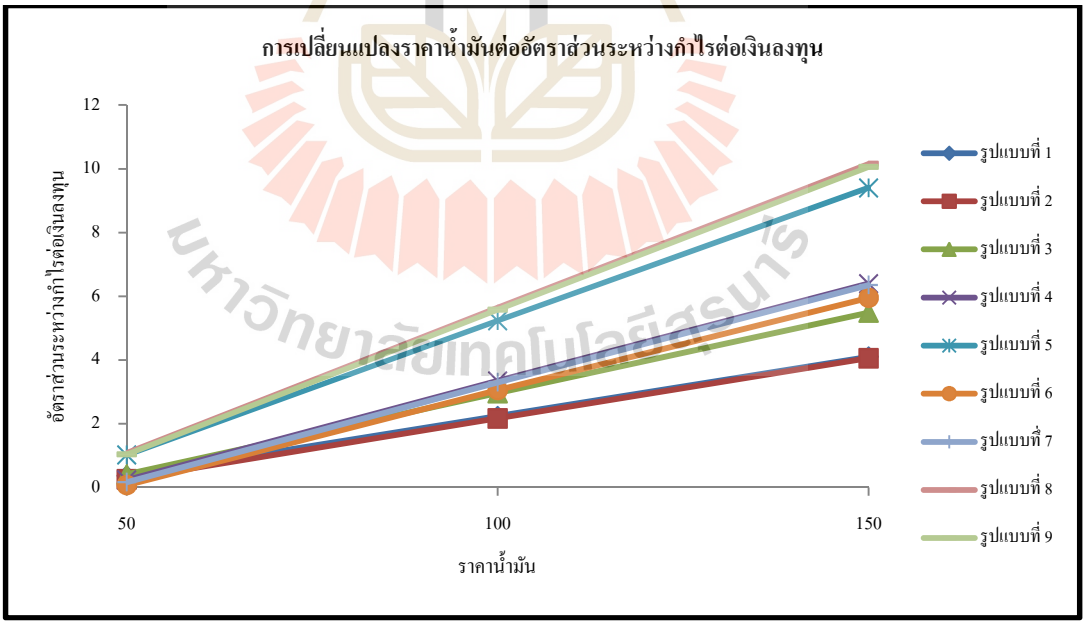
รูปที่ 4.262 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์เรลต่อวัน)



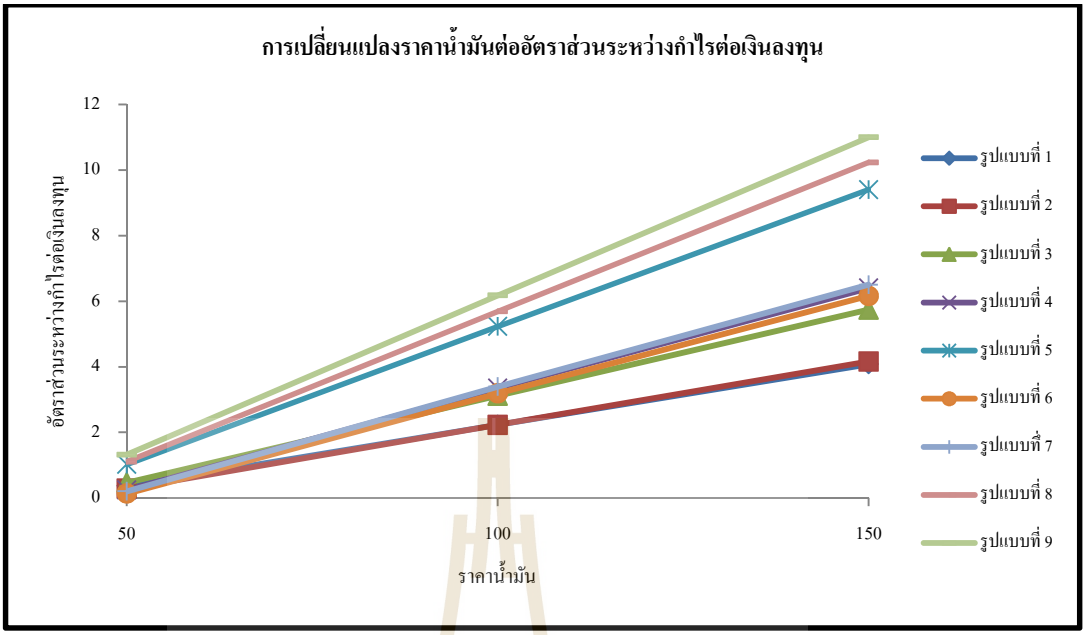
รูปที่ 4.263 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 4.264 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 400 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 4.265 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 4.266 กราฟแสดงผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (@ อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวัน อัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวัน)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 5
สรุปและอภิปรายผลการศึกษา

5.1 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 1 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยไม่ทำการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมจะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 5,871,347 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 21.25 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 2 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบห้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 จะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 7,527,000.5 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 27.24 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 536 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 3 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบห้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 จะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 9,983,984 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 36.14 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 463 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 4 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบห้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่

อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 จะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 10,797,528 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 39.08 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 227 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 5 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบห้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 จะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 10,440,745 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 37.79 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 409 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 6 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบเก้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมจะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 10,075,783 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 36.47 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และหยุดผลิตในวันที่ 6,574 หรือประมาณ 18 ปี เนื่องจากมีน้ำเข้ามาในหลุมมากเกินไป และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 18 ปีเหลืออยู่ประมาณ 3174 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 7 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบเก้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมจะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 10,624,106 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 38.45 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และหยุดผลิตในวันที่ 6,940 หรือประมาณ 19 ปี เนื่องจากมีน้ำเข้ามาในหลุมมากเกินไป และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 19 ปีเหลืออยู่ประมาณ 14,016 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 8 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบเก้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมจะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 10,744,127 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 38.57 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และหยุดผลิตในวันที่ 6,940 หรือประมาณ 19 ปี เนื่องจากมีน้ำเข้ามาในหลุมมากเกินไปและมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 19 ปีเหลืออยู่ประมาณ 10,603 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองรูปแบบที่ 9 โดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิต 20 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมโดยการนำวิธีการขับด้วยน้ำแบบเก้าจุดมาประยุกต์ใช้โดยกำหนดแปรผันอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นที่ 200 400 และ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม พบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 20 กรณีที่ทำการจำลองที่อัตราการผลิต 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมจะให้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดคือ 11,065,163 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 40.05 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 4,058 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

ผลการทดสอบแบบจำลองที่มีการประยุกต์ใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบต่าง ๆ และรวมถึงที่ไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ สามารถสรุปรวมได้ในตารางที่ 5.1 และรูปที่ 5.1 ตามลำดับ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 5.1 ตารางแสดงผลการทดสอบแบบจำลอง

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
1	1-1	200/0	5,852,436	316,831.97	0	21.18
	1-2	400/0	5,869,049.5	315,591.91	0	21.24
	1-3	600/0	5,871,347	315,260.66	0	21.25
รูปแบบที่ 2 ถึง 5 เป็นรูปแบบของการอัดน้ำแบบห้าจุด (Five spot pattern)						
2	2-1	200/200	4,256,103.5	9,345,220	1,800	15.40
	2-2	200/400	6,260,319	14,511,195	3,600	22.68
	2-3	400/400	6,804,794.5	13,955,791	3,600	24.63
	2-4	400/600	7,445,199	23,804,246	3,600	26.95
	2-5	600/600	7,527,000.5	23,720,698	5,400	27.24
3	3-1	200/200	4,942,446.5	9,371,474	1,800	17.89
	3-2	200/400	7,498,001.5	13,233,583	3,600	27.14
	3-3	400/400	8,703,102	12,076,781	3,600	31.50
	3-4	400/600	9,748,638	21,451,216	5,400	35.28
	3-5	600/600	9,983,984	21,211,644	5,400	36.14
4	4-1	200/200	5,061,609.5 ณ วันที่ 4,018	4,733,040.5 ณ วันที่ 4,018	2,600 ณ วันที่ 4,018	18.32 ณ วันที่ 4,018
	4-2	200/400	9,857,510	20,169,638	5,200	35.68
	4-3	400/400	9,859,721	20,164,784	5,200	35.69
	4-4	400/600	10,797,758	34,348,232	7,800	39.08
	4-5	600/600	10,797,528	34,348,120	7,800	39.08

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

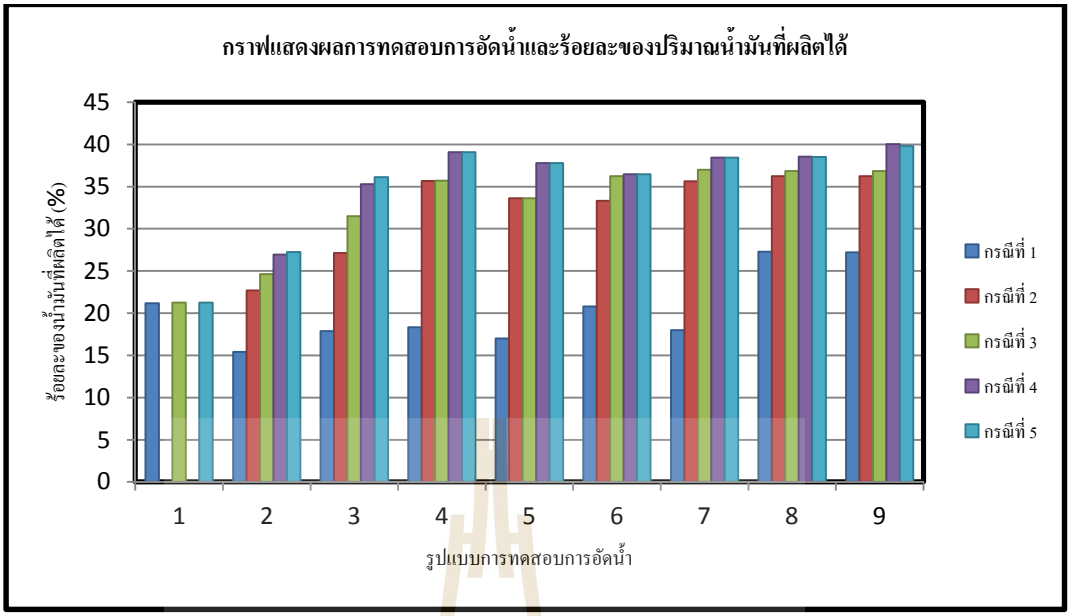
ตารางที่ 5.1 ตารางแสดงผลการทดสอบแบบจำลอง (ต่อ)

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
5	5-1	200/200	4,697,826.5 ณ วันที่ 4018	3,825,308.5 ณ วันที่ 4,018	2,600 ณ วันที่ 4,018	17.00 ณ วันที่ 4018
	5-2	200/400	9,287,613	20,757,250	5,200	33.61
	5-3	400/400	9,286,672	20,755,628	5,200	33.61
	5-4	400/600	10,440,745	34,707,472	7,800	37.79
	5-5	600/600	10,438,896	34,709,164	7,800	37.78
รูปแบบที่ 6 ถึง 9 เป็นรูปแบบของการอัดน้ำแบบเก้าจุด (Nine spot pattern)						
6	6-1	200/200	5,743,432 ณ วันที่ 5,844	14,025,146 ณ วันที่ 5,844	4,200 ณ วันที่ 5,844	20.79 ณ วันที่ 5844
	6-2	200/400	9,207,904	39,417,684	8,400	33.33
	6-3	400/400	10,015,011	38,580,780	8,400	36.25
	6-4	400/600	10,072,316	58,092,944	12,600	36.45
	6-5	600/600	10,075,783 ณ วันที่ 6,574	53,611,092 ณ วันที่ 6,574	12,600 ณ วันที่ 6,574	36.47 ณ วันที่ 6574
7	7-1	200/200	4,974,501.5 ณ วันที่ 4,383	8,234,743.5 ณ วันที่ 4,383	3,800 ณ วันที่ 4,383	18.00 ณ วันที่ 4383
	7-2	200/400	9,840,646	34,127,096	7,600	35.62
	7-3	400/400	10,216,367	33,735,612	7,600	36.98

ตารางที่ 5.1 ตารางแสดงผลการทดสอบแบบจำลอง (ต่อ)

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน/หลุม)	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด RF (%)
7	7--4	200/200	10,615,251 ณ วันที่ 6,940	51,119,924 ณ วันที่ 6,940	11,400 ณ วันที่ 6,940	38.42 ณ วันที่ 6,940
	7-5	200/400	10,624,106 ณ วันที่ 6,940	49,913,136 ณ วันที่ 6,940	11,400 ณ วันที่ 6,940	38.45 ณ วันที่ 6,940
8	8-1	400/400	7,540,021.5	16,877,616	4,200	27.29
	8-2	400/600	10,012,047	38,668,136	8,400	36.24
	8-3	600/600	10,176,000	38,498,452	8,400	36.83
	8-4	400/600	10,744,127 ณ วันที่ 6,940	55,020,292 ณ วันที่ 6,940	12,600 ณ วันที่ 6,940	38.57 ณ วันที่ 6,940
	8-5	600/600	10,730,205 ณ วันที่ 6,940	54,568,552 ณ วันที่ 6,940	12,600 ณ วันที่ 6,940	38.52 ณ วันที่ 6,940
9	9-1	200/200	7,516,088	14,562,904	3,800	27.20
	9-2	200/400	10,013,104	34,001,136	7,600	36.24
	9-33	400/400	10,183,519	33,822,932	7,600	36.86
	9-4	400/600	11,065,163	54,703,660	11,400	40.05
	9-5	600/600	10,997,501 ณ วันที่ 6,940	50,856,292 6,940	11,400 ณ วันที่ 6,940	39.8 ณ วันที่ 6,940

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 5.1 กราฟแสดงผลการทดสอบการอัดน้ำและร้อยละของน้ำมันที่ผลิตได้

ดังนั้นจากผลการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้นจะเห็นว่า ในกรณีที่พิจารณาถึงอัตราการอัดน้ำ ที่ปริมาณของอัตราการน้ำมากกว่าจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากกว่ากรณีที่ใช้อัตราการอัดน้ำต่ำกว่า เนื่องจากปริมาณน้ำที่เพิ่มมากขึ้นในการอัดน้ำจะช่วยเพิ่มความดันในแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบให้สูงขึ้น จึงสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากขึ้นด้วย ส่วนกรณีที่พิจารณาถึงจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ ถ้ามีจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำมากเช่นในกรณีของการอัดน้ำแบบเก้าจุดซึ่งมากกว่าการอัดน้ำแบบห้าจุด จะสามารถช่วยในการกระจายพื้นที่ในการอัดน้ำให้ครอบคลุมได้ทั้งแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบ ทำให้สามารถขับไล่น้ำมันได้ดีกว่ากรณีที่มีจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำน้อยกว่า ดังนั้นกรณีที่มีหลุมสำหรับทำการอัดน้ำจำนวนมากกว่าจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้ดีกว่ากรณีที่มีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวนน้อยกว่า ทั้งนี้จากผลการทดสอบ (ตารางที่ 5.1 และรูปที่ 5.1) พบว่ารูปแบบการจัดตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำในรูปแบบที่ 9 สามารถให้ค่าอัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด(Recovery factor) สูงกว่ากรณีอื่นๆ โดยเฉพาะกรณีที่ 9-4 สามารถให้อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด (Recovery factor) สูงที่สุด โดยมีค่าอยู่ที่ 40.05 เปอร์เซ็นต์ในระยะเวลาการผลิตทั้งหมด 7,305 วันหรือ 20 ปี ส่วนรูปแบบที่มีอัตราส่วนต่ำที่สุดคือรูปแบบที่ 1 ซึ่งไม่มีการอัดน้ำเพื่อช่วยการผลิตโดยมีค่าอยู่ที่ 21.24 เปอร์เซ็นต์โดยเปรียบเทียบกันที่อัตราการผลิตที่เท่ากันที่ 400 บาร์เรลต่อวัน

ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าถ้ามีการใช้วิธีการอัดน้ำเพื่อช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตของแหล่งน้ำมันแม่สูนของแอ่งฝางแล้วเมื่อพิจารณาในแง่ของเทคนิค การจัดวางรูปแบบของหลุมผลิตต่อหลุมอัดน้ำในรูปแบบเก้าจุด (Nine-spot pattern) มีความเหมาะสมที่จะนำมาประยุกต์ใช้มากกว่าแบบห้าจุด (Five-spot pattern) ดังจะเห็นได้จากค่าอัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดเมื่อเปรียบเทียบกันในแต่ละกรณี

5.2 สรุปและวิเคราะห์ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบต่าง ๆ มาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น จะสามารถสรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ดังดังแสดงไว้ในตารางที่ 5.2 และรูปที่ 5.2 ตามลำดับ

ตารางที่ 5.2 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุน (บาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่าย (บาท)
1	1-1	200/0	676,000,000	2,844,070,217
	1-2	400/0	676,000,000	2,910,366,540
	1-3	600/0	676,000,000	2,890,799,143
2	2-1	200/200	676,000,000	2,125,588,681
	2-2	200/400	676,000,000	2,460,677,083
	2-3	400/400	676,000,000	2,704,651,441
	2-4	400/600	676,000,000	3,100,537,212
	2-5	600/600	676,000,000	3,187,229,457
3	3-1	200/200	676,000,000	2,448,619,394
	3-2	200/400	676,000,000	2,873,964,390
	3-3	400/400	676,000,000	3,285,729,286
	3-4	400/600	676,000,000	3,849,235,920
	3-5	600/600	676,000,000	4,045,927,272

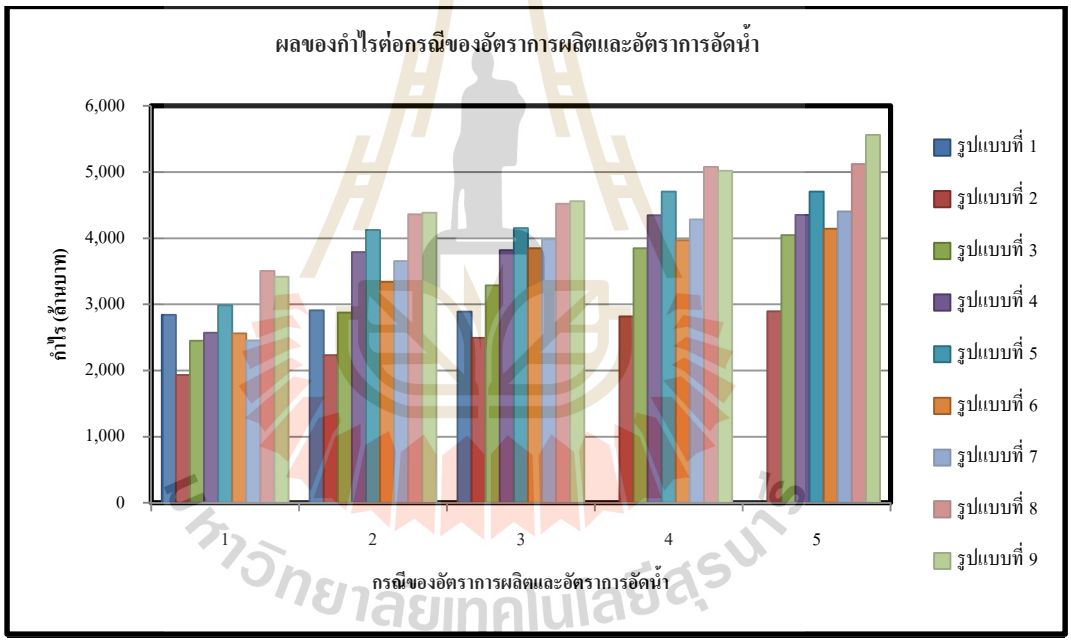
ตารางที่ 5.2 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ (ต่อ)

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุน (บาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่าย (บาท)
4	4-1	200/200	676,000,000	2,572,462,568
	4-2	200/400	676,000,000	3,789,943,704
	4-3	400/400	676,000,000	3,819,317,349
	4-4	400/600	676,000,000	4,346,371,704
	4-5	600/600	676,000,000	4,350,531,212
5	5-1	200/200	468,000,000	2,988,735,768
	5-2	200/400	468,000,000	4,126,743,318
	5-3	400/400	468,000,000	4,154,093,452
	5-4	400/600	468,000,000	4,705,498,086
	5-5	600/600	468,000,000	4,705,491,051
6	6-1	200/200	676,000,000	2,560,938,245
	6-2	200/400	676,000,000	3,341,687,756
	6-3	400/400	676,000,000	3,850,265,673
	6-4	400/600	676,000,000	3,971,287,539
	6-5	600/600	676,000,000	4,143,914,830
7	7-1	200/200	676,000,000	2,453,943,051
	7-2	200/400	676,000,000	3,653,753,539
	7-3	400/400	676,000,000	3,983,766,732
	7-4	400/600	676,000,000	4,284,947,986
	7-5	600/600	676,000,000	4,407,099,025
8	8-1	200/200	468,000,000	3,505,865,128
	8-2	200/400	468,000,000	4,362,587,941
	8-3	400/400	468,000,000	4,520,841,134
	8-4	400/600	468,000,000	5,078,325,040
	8-5	600/600	468,000,000	5,119,538,051

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 5.2 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ (ต่อ)

รูปแบบที่	กรณีที่	อัตราการผลิต/อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุน (บาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่าย (บาท)
9	9-1	200/200	468,000,000	3,417,870,921
	9-2	200/400	468,000,000	4,385,571,542
	9-3	400/400	468,000,000	4,561,681,260
	9-4	400/600	468,000,000	5,018,742,176
	9-5	600/600	468,000,000	5,560,489,646



รูปที่ 5.2 กราฟแสดงผลของกำไรต่อกรณีของการอัดผลิตและอัตราการอัดน้ำ

จากผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบจะเห็นว่า ในกรณีของรูปแบบที่มีจำนวนหลุมสำหรับอัดน้ำมากกว่า จะมีค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สูงกว่ารูปแบบที่มีจำนวนของหลุมอัดน้ำน้อยกว่า จากตารางที่ 5.2 และรูปที่ 5.2 จะเห็นว่าในกรณีที่นำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 9 มาประยุกต์ใช้ จะมีผลตอบแทนในทางที่ดีกว่าการนำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบอื่นๆมาประยุกต์ใช้ โดยวิธีที่ให้ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายสูงที่สุดที่สุด ได้แก่ วิธีการขับด้วยน้ำ

ในรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 5 ที่อัตราการผลิต 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมและอัตราการอัดน้ำ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม โดยรูปแบบวิธีการขับด้วยน้ำดังกล่าวจะสามารถช่วยให้ผลตอบแทนที่ได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายสูงที่สุดประมาณ 5,560,489,646 บาท เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบอื่น ๆ และรูปแบบการทดสอบการผลิตที่ให้ผลตอบแทนน้อยที่สุดคือรูปแบบที่ 1 ที่ไม่มีการขับน้ำมันด้วยน้ำเพื่อช่วยผลิตซึ่งให้ผลตอบแทนได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายสูงที่สุดประมาณ 2,890,799,143 บาท เมื่อพิจารณาจากอัตราการผลิตที่เท่ากันที่ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า ในการทดสอบนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์นั้น วิธีการขับด้วยน้ำจะช่วยให้สามารถผลิตปิโตรเลียมได้เพิ่มขึ้นประมาณ 10 ถึง 20% จากการผลิตในรูปแบบ และมีผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายอยู่ในเกณฑ์ที่ดี ประมาณ 3,000 ถึง 5,000 ล้านบาท ขึ้นอยู่กับกับรูปแบบวิธีการขับด้วยน้ำ, อัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ จึงมีความเหมาะสมในการที่จะนำวิธีการขับด้วยน้ำมาช่วยในการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันแม่สูนในอนาคต

5.2.1 การศึกษาแปรผันของปัจจัย (Sensitivity study)

ในการศึกษาความไวของปัจจัยด้านราคาน้ำมันได้ทำการกำหนดราคาพื้นฐานซึ่งเป็นราคาโดยประมาณ ในเดือนช่วงที่ทำการศึกษาเท่ากับ 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลและได้แปรผันราคาน้ำมันเพิ่มขึ้นและลดลงเพื่อให้เกิดแนวโน้มผลของปัจจัยที่มีต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม พบว่าเมื่อราคาน้ำมันลดลง 50 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลมีเพียง รูปแบบของการผลิตที่ 6 กรณีที่ 6-1, 6-2 และรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 7-1 จะไม่ก่อให้เกิดกำไรจากการลงทุนของโครงการ ในขณะที่รูปแบบและกรณีอื่น ๆ ก่อให้เกิดผลกำไรซึ่งจะมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้และราคาน้ำมันเป็นหลัก

5.3 ข้อเสนอแนะ

เนื่องจากในการศึกษาครั้งนี้ได้ใช้ข้อมูลที่มีอยู่ค่อนข้างจำกัดทั้งข้อมูลทางวิศวกรรมและทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและข้อมูลที่นำมาใช้ก็เป็นข้อมูลที่ค่อนข้างเก่า ดังนั้นผลการทดลองที่ได้จึงอาจจะยังมีความคลาดเคลื่อนและผิดพลาดอยู่บ้างไม่มากก็น้อย ผู้ศึกษามีความเห็นว่าการศึกษารูปแบบและวิธีการอัดน้ำเพื่อช่วยในการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมกับแหล่งน้ำมันแม่สูนของแอ่งฝางนี้จะยังสามารถทำการศึกษาต่อไปได้อีกและจะมีความถูกต้องเหมาะสมมากยิ่งขึ้นถ้าผู้ที่จะทำการศึกษาใหม่นั้นสามารถได้รับข้อมูลที่ความทันสมัยและมีการบันทึกค่าอย่างต่อเนื่องและผู้

ศึกษาใหม่อาจจะทดลองทำการศึกษาโดยการเปลี่ยนรูปแบบการจัดวางตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำเป็นรูปแบบอื่น ๆ ดูบ้าง

แต่อย่างไรก็ตามผลที่ได้จากการศึกษาในครั้งนี้ก็คงพอที่จะเป็นประโยชน์อยู่บ้างทางด้านการวางตำแหน่งหลุมเจาะ การคำนวณอัตราการผลิต ที่จะสามารถเพิ่มปริมาณอัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด (Recovery factor) ของแหล่งน้ำมันดิบแม่สูนของแอ่งฝางได้

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายการอ้างอิง

กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2535). **เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม**. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2543). **เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร**. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

ถวัลย์ ชื่นชม. (2529). **การสำรวจไซสมิค ลุ่มแอ่งฝาง**. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

ถวัลย์ ชื่นชม. (2534). **การสำรวจ SEISMIC ลุ่มแอ่งฝาง 2534**. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

นพรัตน์ เศรษฐกุล, ณรงค์ เครือแป้ง และมัณฑนา อำไพภักดิ์. (2527). **ธรณีวิทยาความเป็นไปได้ในการเกิดและการสะสมน้ำมันในชั้นหิน ยุคเทอร์เชียรรี่ บริเวณโครงสร้างโป่งนก อ.ฝาง**. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2528). **ธรณีวิทยาน้ำมัน แอ่งฝาง ตอนที่ 1.** กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2529). **ธรณีวิทยาน้ำมัน เล่มที่ 1.** แผนกธรณีวิทยา กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

พินิจ กุลสิงห์. (2533). **Petroleum Geology of Thailand.** กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)

เชษฐา ชุมกระโทก. (2547). **การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางด้วยวิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้การจำลอง.** สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

Aurel, C. (1992). **Appiled Enhanced Oil Recovery**. N.J.: Prentic-Hall Inc.

Bal A. A., Burgisser H. M., Harris D. K., Herber M. A., Rigby, S. M., Winkler, F. J., and Thumprasertwong, S. (1992). The Tertiary Phitsanulok Lacustrine Basin, onshore Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 247-258). Bangkok.

Bidston B. J. and Daniels J. S. (1992). Oil from the ancient lake of Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 584-599). Bangkok.

Calvin, C. M. and Robert L. D. (1990). **Reservoir Simulation**. TX.: Richardson.

Chaft B. C. and Hawking M. F. (1990). **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. N.J.: Prentic-Hall Inc.

Report Well BS62-5 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS65-8 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS66-89 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS67-10 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS68-11 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS70-13 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS72-15 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS74-17 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological**

Report Well BS76-19 (Ban Mae Soon). Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well BS83-26 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well BS87-30 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well BS88-31 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well IF27 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Report Well IF30-01G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Report Well IF32-03G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Geological Report Well IF33-03G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF34-04G (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1992). **Geological Report Well FA-MS-35-62 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1992). **Geological Report Well FA-MS-35-63 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-MS-46-70 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2004). **Drilling Program of Well FA-MS-47-72 (Ban Mae Soon).** Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2004). **Drilling**

Forrest ,F. C. (1971). **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding** (3rd). Dallas: The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineerings, Inc.

Ganesh, C. T. (1998). **Integrated Waterflood Assest Management**. United States of America: PennWell Publishing Company.

Hawkes, M., Bromley, A., Kleungputsa, T.,: Pacific Tiger Energy. (2002). The Wichian Buri Oilfield, Petchabun. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002**, 30 years Experience: Opportunities and Challenges. Bangkok.

Henry, B. C. (1977). **Modern Reservoir Engineering: A simulation Approach**. N.J.: Prentic-Hall Inc.

Makell, G., Ainsworth, B., Chuenbunchom, S., Harvey, M., Kaewla-Lad, S., Van der Pal, R.,: Thai Shell E&P Co., Ltd. (1997). The Sirikit Field-improved Structural Interpretation and Reservoir Architecture and Its Impact on Future Field Development. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 541-542). Bangkok.

Narong Boonyarat. (2001). **Geochemistry of Formation Water from The Mae Sod Formation Fang Oil Field Changwat Chiang Mai**. M.S. thesis, Chiang Mai University.

Pieterson, R.: Thai Shell EP co, Ltd., Thailand. (1993). A reservoir simulation Study for the Sirikit field water flood project. In **Proceedings of the 5th Asian Council on Petroleum Conference & Exhibition** (pp 703). Bangkok.

Ratanasthien, B. (1997). Algae types of oil source rocks in Northern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 606-612). Bangkok.

Sattaayarak, N. (1992). Petroleum exploration opportunities in Thailand. In **Proceedings of Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 668-675). Bangkok.

Settakul, N.: Defense Energy Department. (2002). Fang Basin: The First Oilfield in Thailand. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

Uttamo, W., Gary, J. N. and Chris F. E. (1999). The Tertiary Sedimentary Basins of Northern Thailand. In **Symposium on Mineral, Energy and Water Resources of Thailand: Towards the year 2000** (pp. 71-92). Bangkok.

Willhite, G. Paul. (1986). **Water Flooding**. TX.: Society of Petroleum Engineers, Richardson.

Wongsirasawad, L.: Thai Shell E&P Co., Ltd. (2002). 20 Successful Years of Sirikit Oilfield. In Proceedings of **Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

Wongsirasawad, L.: Thai Shell EP Co., Ltd., Thailand. (2002). History of Sirikit field. In **Proceedings of Thailand Petroleum conference 2002: 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

ภาคผนวก ก.

ตารางแสดงผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.1 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3,000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)						ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน @ (600บาท/ บาร์เรล)
						INTANG	TANG		ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	รวม	
0	0	0	0	1.0000	13	520,000,000	130,000,000	650,000,000	156,000,000					156,000,000	0
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	0	0	0	0		156,000,000				156,000,000	522,085,372
2	670,622	2,011,866,180	100,593,309	1.1025	0	0	0	0			156,000,000			156,000,000	443,616,493
3	581,355	1,744,064,400	87,203,220	1.1576	0	0	0	0				156,000,000		156,000,000	403,794,510
4	492,320	1,476,959,100	73,847,955	1.2155	0	0	0	0					156,000,000	156,000,000	359,050,603
5	412,791	1,238,372,400	61,918,620	1.2763	0	0	0	0						0	316,102,372
6	346,023	1,038,067,500	51,903,375	1.3401	0	0	0	0						0	278,221,946
7	295,054	885,161,100	44,258,055	1.4071	0	0	0	0						0	249,102,112
8	255,292	765,876,900	38,293,845	1.4775	0	0	0	0						0	226,309,799
9	225,786	677,358,600	33,867,930	1.5513	0	0	0	0						0	210,161,102
10	203,735	611,205,000	30,560,250	1.6289	0	0	0	0						0	199,117,708
11	188,047	564,139,500	28,206,975	1.7103	0	0	0	0						0	192,973,998
12	175,896	527,688,000	26,384,400	1.7959	0	0	0	0						0	189,530,367
13	167,606	502,818,000	25,140,900	1.8856	0	0	0	0						0	189,627,666
14	161,483	484,447,500	24,222,375	1.9799	0	0	0	0						0	191,834,583
15	155,787	467,359,500	23,367,975	2.0789	0	0	0	0						0	194,321,367
16	149,920	449,758,500	22,487,925	2.1829	0	0	0	0						0	196,353,280
17	144,861	434,581,500	21,729,075	2.2920	0	0	0	0						0	199,213,752
18	140,718	422,154,000	21,107,700	2.4066	0	0	0	0						0	203,192,787
19	131,157	393,471,000	19,673,550	2.5270	0	0	0	0						0	198,856,324
20	125,280	375,838,500	18,791,925	2.6533	0	0	0	0						0	199,442,286
รวม	5,852,436	17,557,308,000	908,941,910			520,000,000	130,000,000	650,000,000						780,000,000	5,162,908,427

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.1 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	รวมรายจ่าย ต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ ต่อปี (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด ต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1	833,467,923	488,326,448	1,164,326,448	488,326,448	0.909	1,058,478,589	382,478,589
2	700,209,802	655,828,189	655,828,189	1,144,154,637	0.826	542,006,768	924,485,357
3	646,997,730	548,533,335	548,533,335	1,692,687,972	0.751	412,121,213	1,336,606,571
4	588,898,558	444,030,271	444,030,271	2,136,718,243	0.683	303,278,650	1,639,885,220
5	378,020,992	430,175,704	430,175,704	2,566,893,947	0.621	267,105,267	1,906,990,487
6	330,125,321	353,971,089	353,971,089	2,920,865,036	0.564	199,807,452	2,106,797,939
7	293,360,167	295,900,467	295,900,467	3,216,765,503	0.513	151,843,727	2,258,641,666
8	264,603,644	250,636,628	250,636,628	3,467,402,131	0.467	116,923,837	2,375,565,503
9	244,029,032	216,664,784	216,664,784	3,684,066,915	0.424	91,887,019	2,467,452,522
10	229,677,958	190,763,521	190,763,521	3,874,830,436	0.386	73,547,595	2,541,000,117
11	221,180,973	171,479,263	171,479,263	4,046,309,700	0.350	60,102,436	2,601,102,553
12	215,914,767	155,886,617	155,886,617	4,202,196,316	0.319	49,670,280	2,650,772,833
13	214,768,566	144,024,717	144,024,717	4,346,221,033	0.290	41,718,830	2,692,491,663
14	216,056,958	134,195,271	134,195,271	4,480,416,304	0.263	35,337,809	2,727,829,472
15	217,689,342	124,835,079	124,835,079	4,605,251,383	0.239	29,884,525	2,757,713,998
16	218,841,205	115,458,647	115,458,647	4,720,710,031	0.218	25,127,166	2,782,841,163
17	220,942,827	106,819,337	106,819,337	4,827,529,368	0.198	21,133,636	2,803,974,800
18	224,300,487	98,926,756	98,926,756	4,926,456,124	0.180	17,792,847	2,821,767,646
19	218,529,874	87,470,563	87,470,563	5,013,926,687	0.164	14,302,136	2,836,069,782
20	218,234,211	78,802,145	78,802,145	5,092,728,831	0.149	8,000,435	2,844,070,217
รวม	7,371,850,337	5,092,728,831	5,092,728,831			2,844,070,217	
					IRR	136.05%	114.59%
					PIR	3.9175	2.1906

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.2 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)						ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน @ (600 บาท/บาร์เรล)
						INTANG	TANG		ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	รวม	
0	0	0	0	1.0000	13	520,000,000	130,000,000	650,000,000	156,000,000					156,000,000	0
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	0	0	0	0		156,000,000				156,000,000	577,785,682
2	658,491	1,975,474,410	98,773,721	1.1025	0	0	0	0			156,000,000			156,000,000	435,592,107
3	570,807	1,712,422,200	85,621,110	1.1576	0	0	0	0				156,000,000		156,000,000	396,468,550
4	482,634	1,447,902,900	72,395,145	1.2155	0	0	0	0					156,000,000	156,000,000	351,987,005
5	404,297	1,212,889,500	60,644,475	1.2763	0	0	0	0						0	309,597,701
6	339,189	1,017,566,100	50,878,305	1.3401	0	0	0	0						0	272,727,179
7	289,802	869,406,900	43,470,345	1.4071	0	0	0	0						0	244,668,563
8	251,233	753,699,600	37,684,980	1.4775	0	0	0	0						0	222,711,515
9	222,626	667,876,500	33,393,825	1.5513	0	0	0	0						0	207,219,132
10	201,294	603,880,500	30,194,025	1.6289	0	0	0	0						0	196,731,540
11	186,277	558,829,500	27,941,475	1.7103	0	0	0	0						0	191,157,618
12	174,605	523,815,000	26,190,750	1.7959	0	0	0	0						0	188,139,296
13	166,594	499,782,000	24,989,100	1.8856	0	0	0	0						0	188,482,700
14	160,605	481,815,000	24,090,750	1.9799	0	0	0	0						0	190,792,149
15	154,918	464,752,500	23,237,625	2.0789	0	0	0	0						0	193,237,414
16	149,149	447,445,500	22,372,275	2.1829	0	0	0	0						0	195,343,482
17	144,169	432,505,500	21,625,275	2.2920	0	0	0	0						0	198,262,106
18	140,150	420,450,000	21,022,500	2.4066	0	0	0	0						0	202,372,611
19	130,121	390,363,000	19,518,150	2.5270	0	0	0	0						0	197,285,572
20	124,971	374,911,500	18,745,575	2.6533	0	0	0	0						0	198,950,365
รวม	5,869,050	17,607,148,500	914,749,430			520,000,000	130,000,000	650,000,000						780,000,000	5,159,512,287

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.2 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	รวมรายจ่าย ต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ ต่อปี (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด ต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1	905,745,706	584,807,342	1,260,807,342	584,807,342	0.909	1,146,188,493	470,188,493
2	690,365,828	642,554,291	642,554,291	1,227,361,633	0.826	531,036,604	1,001,225,097
3	638,089,660	537,166,270	537,166,270	1,764,527,903	0.751	403,580,969	1,404,806,066
4	580,382,150	433,760,375	433,760,375	2,198,288,278	0.683	296,264,173	1,701,070,239
5	370,242,176	421,323,662	421,323,662	2,619,611,940	0.683	287,769,730	1,988,839,969
6	323,605,484	346,980,308	346,980,308	2,966,592,248	0.564	195,861,338	2,184,701,307
7	288,138,908	290,633,996	290,633,996	3,257,226,244	0.513	149,141,194	2,333,842,501
8	260,396,495	246,651,552	246,651,552	3,503,877,796	0.467	115,064,769	2,448,907,271
9	240,612,957	213,631,772	213,631,772	3,717,509,568	0.424	90,600,726	2,539,507,996
10	226,925,565	188,477,467	188,477,467	3,905,987,035	0.350	66,060,202	2,605,568,199
11	219,099,093	169,865,204	169,865,204	4,075,852,239	0.350	59,536,718	2,665,104,916
12	214,330,046	154,742,477	154,742,477	4,230,594,716	0.319	49,305,722	2,714,410,638
13	213,471,800	143,155,100	143,155,100	4,373,749,816	0.290	41,466,933	2,755,877,572
14	214,882,899	133,466,051	133,466,051	4,507,215,866	0.263	35,145,783	2,791,023,354
15	216,475,039	124,138,731	124,138,731	4,631,354,597	0.239	29,717,825	2,820,741,179
16	217,715,757	114,864,871	114,864,871	4,746,219,468	0.218	24,997,943	2,845,739,122
17	219,887,381	106,309,060	106,309,060	4,852,528,528	0.198	21,032,681	2,866,771,803
18	223,395,111	98,527,444	98,527,444	4,951,055,972	0.180	17,721,027	2,884,492,830
19	216,803,722	86,779,639	86,779,639	5,037,835,611	0.164	14,189,164	2,898,681,994
20	217,695,940	78,607,780	78,607,780	5,116,443,391	0.149	11,684,546	2,910,366,540
รวม	7,374,261,717	5,116,443,391	5,116,443,391			2,910,366,540	
					IRR	145.38%	123.19%
					PIR	3.9357	2.2387

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.3 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)						ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน @ (600บาท/ บาร์เรล)
						INTANG	TANG		ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	รวม	
0	0	0	0	1.0000	13	520,000,000	130,000,000	650,000,000	156,000,000					156,000,000	0
1	931,199	2,793,596,070	174,599,754	1.0500	0	0	0	0		156,000,000				156,000,000	586,655,175
2	656,493	1,969,478,730	98,473,937	1.1025	0	0	0	0			156,000,000			156,000,000	434,270,060
3	569,019	1,707,056,100	85,352,805	1.1576	0	0	0	0				156,000,000		156,000,000	395,226,164
4	481,034	1,443,102,000	72,155,100	1.2155	0	0	0	0					156,000,000	156,000,000	350,819,900
5	402,904	1,208,710,500	60,435,525	1.2763	0	0	0	0						0	308,530,985
6	338,075	1,014,223,500	50,711,175	1.3401	0	0	0	0						0	271,831,298
7	288,943	866,827,500	43,341,375	1.4071	0	0	0	0						0	243,942,668
8	250,563	751,687,500	37,584,375	1.4775	0	0	0	0						0	222,116,958
9	222,103	666,307,500	33,315,375	1.5513	0	0	0	0						0	206,732,325
10	200,890	602,670,600	30,133,530	1.6289	0	0	0	0						0	196,337,380
11	185,973	557,919,000	27,895,950	1.7103	0	0	0	0						0	190,846,165
12	174,401	523,201,500	26,160,075	1.7959	0	0	0	0						0	187,918,945
13	166,430	499,288,500	24,964,425	1.8856	0	0	0	0						0	188,296,586
14	160,454	481,362,000	24,068,100	1.9799	0	0	0	0						0	190,612,767
15	154,777	464,329,500	23,216,475	2.0789	0	0	0	0						0	193,061,536
16	149,021	447,063,000	22,353,150	2.1829	0	0	0	0						0	195,176,492
17	144,055	432,165,000	21,608,250	2.2920	0	0	0	0						0	198,106,019
18	140,058	420,174,000	21,008,700	2.4066	0	0	0	0						0	202,239,766
19	130,050	390,150,000	19,507,500	2.5270	0	0	0	0						0	197,177,924
20	124,910	374,728,500	18,736,425	2.6533	0	0	0	0						0	198,853,254
รวม	5,871,347	17,614,041,000	915,622,001			520,000,000	130,000,000	650,000,000						780,000,000	5,158,752,368

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.3 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	รวมรายจ่าย ต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ ต่อปี (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด ต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1	917,254,929	600,170,570	1,276,170,570	600,170,570	0.909	1,160,155,064	484,155,064
2	688,743,996	640,367,367	640,367,367	1,240,537,937	0.826	529,229,229	1,013,384,293
3	636,578,969	535,238,566	535,238,566	1,775,776,503	0.751	402,132,656	1,415,516,949
4	578,975,000	432,063,500	432,063,500	2,207,840,003	0.683	295,105,184	1,710,622,133
5	368,966,510	419,871,995	419,871,995	2,627,711,998	0.621	260,707,475	1,971,329,608
6	322,542,473	345,840,513	345,840,513	2,973,552,511	0.564	195,217,954	2,166,547,562
7	287,284,043	289,771,728	289,771,728	3,263,324,240	0.513	148,698,715	2,315,246,276
8	259,701,333	245,993,084	245,993,084	3,509,317,323	0.467	114,757,589	2,430,003,865
9	240,047,700	213,129,900	213,129,900	3,722,447,223	0.424	90,387,883	2,520,391,748
10	226,470,910	188,099,845	188,099,845	3,910,547,068	0.350	65,927,848	2,586,319,597
11	218,742,115	169,588,443	169,588,443	4,080,135,511	0.350	59,439,715	2,645,759,311
12	214,079,020	154,561,240	154,561,240	4,234,696,751	0.319	49,247,974	2,695,007,285
13	213,261,011	143,013,744	143,013,744	4,377,710,495	0.290	41,425,988	2,736,433,273
14	214,680,867	133,340,567	133,340,567	4,511,051,062	0.263	35,112,739	2,771,546,012
15	216,278,011	124,025,744	124,025,744	4,635,076,806	0.239	29,690,777	2,801,236,789
16	217,529,642	114,766,679	114,766,679	4,749,843,485	0.218	24,976,573	2,826,213,362
17	219,714,269	106,225,365	106,225,365	4,856,068,850	0.198	21,016,122	2,847,229,484
18	223,248,466	98,462,767	98,462,767	4,954,531,617	0.180	17,709,394	2,864,938,878
19	216,685,424	86,732,288	86,732,288	5,041,263,905	0.164	14,181,422	2,879,120,300
20	217,589,679	78,569,411	78,569,411	5,119,833,316	0.149	11,678,842	2,890,799,143
รวม	7,374,374,369	5,119,833,316	5,119,833,316			2,890,799,143	
					IRR	146.90%	124.46%
					PIR	3.9383	2.2237

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.4 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ (หลุมผลิตเดิม)	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	861,861	2,585,581,680	161,598,855	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	632,857	1,898,570,220	94,928,511	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	494,740	1,484,219,100	74,210,955	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	399,194	1,197,581,400	59,879,070	1.2155	0	9	657,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	244,445	733,334,100	36,666,705	1.2763	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
6	188,379	565,137,900	28,256,895	1.3401	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
7	167,587	502,760,100	25,138,005	1.4071	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
8	149,950	449,849,400	22,492,470	1.4775	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
9	135,529	406,587,600	20,329,380	1.5513	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
10	123,505	370,513,500	18,525,675	1.6289	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
11	113,918	341,754,000	17,087,700	1.7103	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
12	104,775	314,325,900	15,716,295	1.7959	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
13	96,370	289,108,500	14,455,425	1.8856	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
14	89,105	267,313,500	13,365,675	1.9799	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
15	85,159	255,476,100	12,773,805	2.0789	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
16	81,274	243,820,500	12,191,025	2.1829	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
17	78,683	236,047,500	11,802,375	2.2920	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
18	74,545	223,635,000	11,181,750	2.4066	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
19	67,620	202,860,900	10,143,045	2.5270	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
20	66,611	199,833,600	9,991,680	2.6533	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
รวม	4,256,104	12,768,310,500	670,735,296				11,169,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.4 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน @ (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	542,972,153	0	0	860,571,008	524,505,336	1,200,505,336	524,505,336	0.909	1,091,368,487	415,368,487
2					156,000,000	418,634,734	0	0	669,563,245	614,503,488	614,503,488	1,139,008,824	0.826	507,854,122	923,222,609
3					156,000,000	343,633,827	0	0	573,844,782	455,187,159	455,187,159	1,594,195,983	0.751	341,988,850	1,265,211,459
4					174,000,000	291,133,535	2,917,215	7,985,876	537,715,696	329,932,852	329,932,852	1,924,128,835	0.683	225,348,577	1,490,560,036
5	18,000,000				18,000,000	187,188,158	3,063,076	8,385,170	253,303,109	240,015,496	240,015,496	2,164,144,330	0.621	149,030,739	1,639,590,775
6		18,000,000			18,000,000	151,467,767	3,216,230	8,804,428	209,745,320	177,696,290	177,696,290	2,341,840,620	0.564	100,304,923	1,739,895,699
7			18,000,000		18,000,000	141,486,790	3,377,041	9,244,650	197,246,486	152,756,807	152,756,807	2,494,597,427	0.513	78,388,396	1,818,284,094
8				18,000,000	18,000,000	132,926,489	3,545,893	9,706,882	186,671,734	131,588,833	131,588,833	2,626,186,260	0.467	61,387,162	1,879,671,256
9					0	126,150,163	3,723,188	10,192,226	160,394,957	123,096,321	123,096,321	2,749,282,581	0.424	52,204,857	1,931,876,113
10					0	120,705,490	3,909,347	10,701,838	153,842,350	108,335,575	108,335,575	2,857,618,157	0.386	41,768,054	1,973,644,167
11					0	116,903,063	4,104,814	11,236,930	149,332,507	96,210,746	96,210,746	2,953,828,903	0.350	33,721,280	2,007,365,446
12					0	112,896,831	4,310,055	11,798,776	144,721,957	84,801,971	84,801,971	3,038,630,874	0.319	27,020,521	2,034,385,968
13					0	109,031,439	4,525,558	12,388,715	140,401,137	74,353,682	74,353,682	3,112,984,556	0.290	21,537,613	2,055,923,581
14					0	105,852,489	4,751,836	13,008,151	136,978,151	65,167,675	65,167,675	3,178,152,231	0.263	17,160,686	2,073,084,266
15					0	106,223,293	4,989,428	13,658,558	137,645,083	58,915,508	58,915,508	3,237,067,739	0.239	14,103,904	2,087,188,171
16					0	106,445,915	5,238,899	14,341,486	138,217,325	52,801,588	52,801,588	3,289,869,326	0.218	11,491,164	2,098,679,334
17					0	108,205,039	5,500,844	15,058,560	140,566,818	47,740,341	47,740,341	3,337,609,667	0.198	9,445,172	2,108,124,506
18					0	107,640,858	5,775,886	15,811,488	140,409,983	41,612,509	41,612,509	3,379,222,176	0.180	7,484,375	2,115,608,882
19					0	102,523,878	6,064,680	16,602,063	135,333,666	33,763,617	33,763,617	3,412,985,793	0.164	5,520,621	2,121,129,503
20					0	106,043,606	6,367,914	17,432,166	139,835,367	29,999,117	29,999,117	3,442,984,909	0.149	4,459,178	2,125,588,681
รวม					870,000,000	3,538,065,518	75,381,904	206,357,963	5,882,340,682	3,442,984,909	3,442,984,909			2,125,588,681	
													IRR	134.24%	112.94%
													PIR	2.6484	1.6351

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.5 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	861,861	2,585,581,680	161,598,855	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	632,857	1,898,570,220	94,928,511	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	494,740	1,484,219,100	74,210,955	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	399,194	1,197,581,400	59,879,070	1.2155	0	9	1,314,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	202,475	607,425,000	30,371,250	1.2763	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
6	143,767	431,300,100	21,565,005	1.3401	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
7	115,660	346,980,900	17,349,045	1.4071	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
8	109,097	327,290,100	16,364,505	1.4775	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
9	228,455	685,363,500	34,268,175	1.5513	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
10	292,000	876,000,000	43,800,000	1.6289	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
11	292,800	878,400,000	43,920,000	1.7103	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
12	292,000	876,000,000	43,800,000	1.7959	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
13	292,000	876,000,000	43,800,000	1.8856	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
14	292,000	876,000,000	43,800,000	1.9799	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
15	292,800	878,400,000	43,920,000	2.0789	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
16	292,000	876,000,000	43,800,000	2.1829	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
17	290,934	872,800,500	43,640,025	2.2920	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
18	266,506	799,516,500	39,975,825	2.4066	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
19	244,280	732,838,500	36,641,925	2.5270	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
20	224,897	674,689,500	33,734,475	2.6533	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
รวม	6,260,319	18,780,957,000	971,367,621				22,338,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.5 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	542,972,153	0	0	860,571,008	524,505,336	1,200,505,336	524,505,336	0.909	1,091,368,487	415,368,487
2					156,000,000	418,634,734	0	0	669,563,245	614,503,488	614,503,488	1,139,008,824	0.826	507,854,122	923,222,609
3					156,000,000	343,633,827	0	0	573,844,782	455,187,159	455,187,159	1,594,195,983	0.751	341,988,850	1,265,211,459
4					174,000,000	291,133,535	2,917,215	15,971,752	545,701,572	325,939,914	325,939,914	1,920,135,897	0.683	222,621,347	1,487,832,806
5	18,000,000				18,000,000	155,049,066	3,063,076	16,770,340	223,253,731	192,085,634	192,085,634	2,112,221,531	0.621	119,270,066	1,607,102,872
6		18,000,000			18,000,000	115,596,677	3,216,230	17,608,857	175,986,768	127,656,666	127,656,666	2,239,878,197	0.564	72,058,860	1,679,161,732
7			18,000,000		18,000,000	97,647,394	3,377,041	18,489,300	154,862,780	96,059,060	96,059,060	2,335,937,257	0.513	49,293,487	1,728,455,219
8				18,000,000	18,000,000	96,711,308	3,545,893	19,413,765	154,035,471	86,627,315	86,627,315	2,422,564,572	0.467	40,412,282	1,768,867,500
9					0	212,644,747	3,723,188	20,384,453	271,020,563	207,171,469	207,171,469	2,629,736,041	0.424	87,860,926	1,856,728,427
10					0	285,382,339	3,909,347	21,403,675	354,495,361	260,752,319	260,752,319	2,890,488,360	0.386	100,531,307	1,957,259,734
11					0	300,472,418	4,104,814	22,473,859	370,971,092	253,714,454	253,714,454	3,144,202,814	0.350	88,925,368	2,046,185,102
12					0	314,634,028	4,310,055	23,597,552	386,341,636	244,829,182	244,829,182	3,389,031,996	0.319	78,010,123	2,124,195,225
13					0	330,365,730	4,525,558	24,777,430	403,468,717	236,265,641	236,265,641	3,625,297,637	0.290	68,437,740	2,192,632,965
14					0	346,884,016	4,751,836	26,016,301	421,452,153	227,273,923	227,273,923	3,852,571,561	0.263	59,848,327	2,252,481,292
15					0	365,226,103	4,989,428	27,317,116	441,452,646	218,473,677	218,473,677	4,071,045,238	0.239	52,300,861	2,304,782,154
16					0	382,439,628	5,238,899	28,682,972	460,161,499	207,919,251	207,919,251	4,278,964,488	0.218	45,249,287	2,350,031,440
17					0	400,094,947	5,500,844	30,117,121	479,352,936	196,723,782	196,723,782	4,475,688,270	0.198	38,920,751	2,388,952,192
18					0	384,826,357	5,775,886	31,622,977	462,201,045	168,657,727	168,657,727	4,644,345,997	0.180	30,334,575	2,419,286,767
19					0	370,369,278	6,064,680	33,204,126	446,280,009	143,279,245	143,279,245	4,787,625,243	0.164	23,427,302	2,442,714,068
20					0	358,030,420	6,367,914	34,864,332	432,997,142	120,846,179	120,846,179	4,908,471,422	0.149	17,963,014	2,460,677,083
รวม					870,000,000	6,112,748,705	75,381,904	412,715,926	8,964,014,156	4,908,471,422	4,908,471,422			2,460,677,083	
													IRR	133.93%	112.66%
													PIR	3.7757	1.8928

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.6 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	961,565	2,884,695,180	180,293,449	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	610,335	1,831,004,820	91,550,241	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	478,994	1,436,980,800	71,849,040	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	388,668	1,166,003,100	58,300,155	1.2155	0	9	1,314,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	197,900	593,700,000	29,685,000	1.2763	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
6	137,981	413,943,600	20,697,180	1.3401	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
7	106,787	320,360,400	16,018,020	1.4071	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
8	115,035	345,104,100	17,255,205	1.4775	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
9	415,053	1,245,157,500	62,257,875	1.5513	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
10	582,175	1,746,523,500	87,326,175	1.6289	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
11	476,522	1,429,564,500	71,478,225	1.7103	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
12	391,266	1,173,796,500	58,689,825	1.7959	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
13	335,485	1,006,455,000	50,322,750	1.8856	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
14	295,333	885,997,500	44,299,875	1.9799	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
15	266,001	798,001,500	39,900,075	2.0789	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
16	241,720	725,160,000	36,258,000	2.1829	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
17	222,602	667,804,500	33,390,225	2.2920	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
18	206,617	619,851,000	30,992,550	2.4066	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
19	193,509	580,527,000	29,026,350	2.5270	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
20	181,251	543,753,000	27,187,650	2.6533	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
รวม	6,804,795	20,414,383,500	1,056,777,865				22,338,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.6 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	605,785,988	0	0	942,079,437	633,307,872	1,309,307,872	633,307,872	0.909	1,190,279,883	514,279,883
2					156,000,000	403,736,563	0	0	651,286,804	589,859,008	589,859,008	1,223,166,880	0.751	443,169,803	957,449,687
3					156,000,000	332,696,980	0	0	560,546,020	438,217,390	438,217,390	1,661,384,270	0.751	329,239,211	1,286,688,898
4					174,000,000	283,456,811	2,917,215	15,971,752	536,445,933	314,778,583	314,778,583	1,976,162,853	0.683	214,998,008	1,501,686,906
5	18,000,000				18,000,000	151,545,673	3,063,076	16,770,340	219,064,088	187,317,956	187,317,956	2,163,480,809	0.621	116,309,713	1,617,996,619
6		18,000,000			18,000,000	110,944,803	3,216,230	17,608,857	170,467,069	121,738,265	121,738,265	2,285,219,075	0.564	68,718,077	1,686,714,696
7			18,000,000		18,000,000	90,155,851	3,377,041	18,489,300	146,040,211	87,160,094	87,160,094	2,372,379,169	0.513	44,726,910	1,731,441,606
8				18,000,000	18,000,000	101,975,186	3,545,893	19,413,765	160,190,049	92,457,026	92,457,026	2,464,836,195	0.467	43,131,885	1,774,573,491
9					0	386,329,593	3,723,188	20,384,453	472,695,108	386,231,196	386,231,196	2,851,067,391	0.424	163,799,730	1,938,373,221
10					0	568,980,549	3,909,347	21,403,675	681,619,746	532,451,877	532,451,877	3,383,519,267	0.386	205,283,248	2,143,656,469
11					0	489,008,086	4,104,814	22,473,859	587,064,984	421,249,758	421,249,758	3,804,769,025	0.350	147,645,470	2,291,301,939
12					0	421,593,974	4,310,055	23,597,552	508,191,406	332,802,547	332,802,547	4,137,571,572	0.319	106,041,148	2,397,343,087
13					0	379,564,202	4,525,558	24,777,430	459,189,939	273,632,530	273,632,530	4,411,204,102	0.290	79,261,597	2,476,604,684
14					0	350,842,889	4,751,836	26,016,301	425,910,902	230,043,299	230,043,299	4,641,247,402	0.263	60,577,591	2,537,182,275
15					0	331,797,561	4,989,428	27,317,116	404,004,180	196,998,660	196,998,660	4,838,246,062	0.239	47,159,913	2,584,342,188
16					0	316,586,667	5,238,899	28,682,972	386,766,538	169,196,731	169,196,731	5,007,442,792	0.218	36,822,138	2,621,164,326
17					0	306,124,029	5,500,844	30,117,121	375,132,219	146,336,140	146,336,140	5,153,778,933	0.198	28,951,825	2,650,116,151
18					0	298,349,068	5,775,886	31,622,977	366,740,481	126,555,260	126,555,260	5,280,334,193	0.180	22,762,076	2,672,878,227
19					0	293,392,563	6,064,680	33,204,126	361,687,719	109,419,640	109,419,640	5,389,753,833	0.164	17,890,986	2,690,769,213
20					0	288,547,717	6,367,914	34,864,332	356,967,614	93,392,693	93,392,693	5,483,146,526	0.149	13,882,229	2,704,651,441
รวม					870,000,000	6,511,414,753	75,381,904	412,715,926	9,448,090,448	5,483,146,526	5,483,146,526			2,704,651,441	
													IRR	144.54%	120.02%
													PIR	4.2178	2.0805

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.7 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	961,565	2,884,695,180	180,293,449	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	610,335	1,831,004,820	91,550,241	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	478,994	1,436,980,800	71,849,040	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	388,668	1,166,003,100	58,300,155	1.2155	0	9	1,971,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	174,982	524,946,600	26,247,330	1.2763	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
6	143,685	431,054,400	21,552,720	1.3401	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
7	571,937	1,715,809,500	85,790,475	1.4071	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
8	584,000	1,752,000,000	87,600,000	1.4775	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
9	563,111	1,689,333,600	84,466,680	1.5513	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
10	458,910	1,376,730,000	68,836,500	1.6289	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
11	386,069	1,158,207,000	57,910,350	1.7103	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
12	333,548	1,000,642,500	50,032,125	1.7959	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
13	295,675	887,023,500	44,351,175	1.8856	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
14	266,770	800,310,000	40,015,500	1.9799	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
15	244,282	732,844,500	36,642,225	2.0789	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
16	224,417	673,251,000	33,662,550	2.1829	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
17	208,170	624,508,500	31,225,425	2.2920	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
18	194,465	583,395,000	29,169,750	2.4066	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
19	183,203	549,609,000	27,480,450	2.5270	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
20	172,416	517,248,000	25,862,400	2.6533	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
รวม	7,445,199	22,335,597,000	1,152,838,540				33,507,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.7 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	605,785,988	0	0	942,079,437	633,307,872	1,309,307,872	633,307,872	0.909	1,190,279,883	514,279,883
2					156,000,000	403,736,563	0	0	651,286,804	589,859,008	589,859,008	1,223,166,880	0.826	487,486,784	1,001,766,667
3					156,000,000	332,696,980	0	0	560,546,020	438,217,390	438,217,390	1,661,384,270	0.751	329,239,211	1,331,005,878
4					174,000,000	283,456,811	2,917,215	23,957,628	544,431,809	310,785,645	310,785,645	1,972,169,915	0.683	212,270,778	1,543,276,656
5	18,000,000				18,000,000	133,995,933	3,063,076	25,155,510	206,461,849	159,242,376	159,242,376	2,131,412,291	0.621	98,876,987	1,642,153,642
6		18,000,000			18,000,000	115,530,824	3,216,230	26,413,285	184,713,059	123,170,670	123,170,670	2,254,582,961	0.564	69,526,632	1,711,680,275
7			18,000,000		18,000,000	482,863,255	3,377,041	27,733,949	617,764,720	549,022,390	549,022,390	2,803,605,351	0.513	281,735,297	1,993,415,571
8				18,000,000	18,000,000	517,700,388	3,545,893	29,120,647	655,966,927	548,016,536	548,016,536	3,351,621,888	0.467	255,653,759	2,249,069,330
9					0	524,142,176	3,723,188	30,576,679	642,908,723	523,212,439	523,212,439	3,874,834,326	0.424	221,893,149	2,470,962,479
10					0	448,509,620	3,909,347	32,105,513	553,360,980	411,684,510	411,684,510	4,286,518,836	0.386	158,722,200	2,629,684,679
11					0	396,185,403	4,104,814	33,710,789	491,911,357	333,147,822	333,147,822	4,619,666,658	0.350	116,766,279	2,746,450,958
12					0	359,402,033	4,310,055	35,396,328	449,140,541	275,750,979	275,750,979	4,895,417,637	0.319	87,862,760	2,834,313,718
13					0	334,523,020	4,525,558	37,166,145	420,565,898	233,228,801	233,228,801	5,128,646,439	0.290	67,558,076	2,901,871,794
14					0	316,911,812	4,751,836	39,024,452	400,703,599	199,803,200	199,803,200	5,328,449,639	0.263	52,614,427	2,954,486,222
15					0	304,706,216	4,989,428	40,975,674	387,313,543	172,765,478	172,765,478	5,501,215,117	0.239	41,358,682	2,995,844,904
16					0	293,924,500	5,238,899	43,024,458	375,850,407	148,700,296	148,700,296	5,649,915,414	0.218	32,361,517	3,028,206,421
17					0	286,276,984	5,500,844	45,175,681	368,178,934	128,164,783	128,164,783	5,778,080,196	0.198	25,356,719	3,053,563,140
18					0	280,801,926	5,775,886	47,434,465	363,182,027	110,106,487	110,106,487	5,888,186,683	0.180	19,803,619	3,073,366,759
19					0	277,766,914	6,064,680	49,806,188	361,118,233	94,245,384	94,245,384	5,982,432,067	0.164	15,409,873	3,088,776,632
20					0	274,482,586	6,367,914	52,296,498	359,009,399	79,119,301	79,119,301	6,061,551,367	0.149	11,760,580	3,100,537,212
รวม					870,000,000	6,973,399,932	75,381,904	619,073,889	10,212,494,265	6,061,551,367	6,061,551,367			3,100,537,212	
													IRR	144.77%	122.52%
													PIR	4.6627	2.3850

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.8 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี) (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	968,031	2,904,092,430	181,505,777	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	608,930	1,826,790,270	91,339,514	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	477,989	1,433,966,400	71,698,320	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	387,988	1,163,963,400	58,198,170	1.2155	0	9	1,971,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	174,739	524,216,400	26,210,820	1.2763	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
6	143,188	429,564,000	21,478,200	1.3401	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
7	820,354	2,461,060,500	153,816,281	1.4071	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
8	658,152	1,974,455,100	98,722,755	1.4775	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
9	506,022	1,518,064,500	75,903,225	1.5513	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
10	414,184	1,242,552,000	62,127,600	1.6289	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
11	353,637	1,060,911,000	53,045,550	1.7103	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
12	309,405	928,215,000	46,410,750	1.7959	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
13	277,042	831,124,500	41,556,225	1.8856	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
14	251,916	755,748,000	37,787,400	1.9799	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
15	292,102	876,306,000	43,815,300	2.0789	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
16	153,790	461,368,500	23,068,425	2.1829	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
17	199,345	598,033,500	29,901,675	2.2920	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
18	186,941	560,821,500	28,041,075	2.4066	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
19	176,647	529,941,000	26,497,050	2.5270	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
20	166,603	499,807,500	24,990,375	2.6533	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
รวม	7,527,001	22,581,001,500	1,196,114,487				33,507,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.8 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600 บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	609,859,410	0	0	947,365,187	640,363,621	1,316,363,621	640,363,621	0.909	1,196,694,201	520,694,201
2					156,000,000	402,807,255	0	0	650,146,768	588,321,751	588,321,751	1,228,685,372	0.826	486,216,323	1,006,910,524
3					156,000,000	331,999,071	0	0	559,697,391	437,134,505	437,134,505	1,665,819,877	0.751	328,425,623	1,335,336,148
4					174,000,000	282,960,957	2,917,215	23,957,628	543,833,971	310,064,715	310,064,715	1,975,884,592	0.683	211,778,372	1,547,114,520
5	18,000,000				18,000,000	133,809,545	3,063,076	25,155,510	206,238,951	158,988,725	158,988,725	2,134,873,316	0.621	98,719,489	1,645,834,009
6		18,000,000			18,000,000	115,131,369	3,216,230	26,413,285	184,239,083	122,662,458	122,662,458	2,257,535,775	0.564	69,239,760	1,715,073,769
7			18,000,000		18,000,000	692,591,854	3,377,041	27,733,949	895,519,126	782,770,687	782,770,687	3,040,306,462	0.513	401,685,133	2,116,758,902
8				18,000,000	18,000,000	583,433,887	3,545,893	29,120,647	732,823,182	620,815,959	620,815,959	3,661,122,421	0.467	289,615,227	2,406,374,129
9					0	471,003,259	3,723,188	30,576,679	581,206,350	468,429,075	468,429,075	4,129,551,496	0.424	198,659,655	2,605,033,784
10					0	404,797,255	3,909,347	32,105,513	502,939,715	369,806,142	369,806,142	4,499,357,638	0.386	142,576,277	2,747,610,060
11					0	362,903,568	4,104,814	33,710,789	453,764,721	303,573,140	303,573,140	4,802,930,778	0.350	106,400,533	2,854,010,594
12					0	333,388,156	4,310,055	35,396,328	419,505,289	254,354,855	254,354,855	5,057,285,633	0.319	81,045,296	2,935,055,889
13					0	313,441,840	4,525,558	37,166,145	396,689,768	217,217,366	217,217,366	5,274,502,999	0.290	62,920,134	2,997,976,023
14					0	299,265,869	4,751,836	39,024,452	380,829,557	187,459,222	187,459,222	5,461,962,221	0.263	49,363,872	3,047,339,895
15					0	364,355,447	4,989,428	40,975,674	454,135,849	211,085,075	211,085,075	5,673,047,296	0.239	50,532,089	3,097,871,983
16					0	201,421,915	5,238,899	43,024,458	272,753,697	94,307,401	94,307,401	5,767,354,697	0.218	20,524,038	3,118,396,022
17					0	274,140,747	5,500,844	45,175,681	354,718,947	121,657,276	121,657,276	5,889,011,974	0.198	24,069,244	3,142,465,265
18					0	269,936,762	5,775,886	47,434,465	351,188,188	104,816,656	104,816,656	5,993,828,630	0.180	18,852,197	3,161,317,462
19					0	267,826,903	6,064,680	49,806,188	350,194,822	89,873,089	89,873,089	6,083,701,719	0.164	14,694,968	3,176,012,430
20					0	265,227,619	6,367,914	52,296,498	348,882,406	75,462,547	75,462,547	6,159,164,266	0.149	11,217,027	3,187,229,457
รวม					870,000,000	6,980,302,688	75,381,904	619,073,889	10,262,672,968	6,159,164,266	6,159,164,266			3,187,229,457	
													IRR	145.60%	123.28%
													PIR	4.7378	2.4517

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.9 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	670,622	2,011,866,180	100,593,309	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	581,355	1,744,064,400	87,203,220	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	492,320	1,476,959,100	73,847,955	1.2155	0	9	657,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	312,788	938,364,000	46,918,200	1.2763	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
6	242,933	728,799,000	36,439,950	1.3401	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
7	210,931	632,793,000	31,639,650	1.4071	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
8	186,419	559,255,500	27,962,775	1.4775	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
9	167,708	503,124,900	25,156,245	1.5513	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
10	152,344	457,030,500	22,851,525	1.6289	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
11	140,176	420,527,100	21,026,355	1.7103	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
12	129,698	389,094,000	19,454,700	1.7959	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
13	121,641	364,923,000	18,246,150	1.8856	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
14	115,030	345,088,500	17,254,425	1.9799	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
15	109,826	329,476,500	16,473,825	2.0789	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
16	104,143	312,427,500	15,621,375	2.1829	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
17	95,865	287,595,000	14,379,750	2.2920	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
18	89,206	267,618,000	13,380,900	2.4066	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
19	90,038	270,114,000	13,505,700	2.5270	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
20	100,700	302,098,500	15,104,925	2.6533	0	0	657,000	0	0	0	0	0					
รวม	4,942,447	14,827,339,500	772,443,485				11,169,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.9 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	522,085,372	0	0	833,467,923	488,326,448	1,164,326,448	488,326,448	0.909	1,058,478,589	382,478,589
2					156,000,000	443,616,493	0	0	700,209,802	655,828,189	655,828,189	1,144,154,637	0.826	542,006,768	924,485,357
3					156,000,000	403,794,510	0	0	646,997,730	548,533,335	548,533,335	1,692,687,972	0.751	412,121,213	1,336,606,571
4					174,000,000	359,050,603	2,917,215	7,985,876	619,601,649	428,678,725	428,678,725	2,121,366,698	0.683	292,793,337	1,629,399,908
5	18,000,000				18,000,000	239,523,334	3,063,076	8,385,170	315,889,780	311,237,110	311,237,110	2,432,603,808	0.621	193,253,758	1,822,653,666
6		18,000,000			18,000,000	195,332,073	3,216,230	8,804,428	261,792,680	233,503,160	233,503,160	2,666,106,967	0.564	131,806,446	1,954,460,112
7			18,000,000		18,000,000	178,080,660	3,377,041	9,244,650	240,342,000	196,225,500	196,225,500	2,862,332,467	0.513	100,694,708	2,055,154,821
8				18,000,000	18,000,000	165,255,017	3,545,893	9,706,882	224,470,567	167,392,467	167,392,467	3,029,724,934	0.467	78,089,821	2,133,244,642
9					0	156,102,371	3,723,188	10,192,226	195,174,030	153,975,435	153,975,435	3,183,700,369	0.424	65,300,615	2,198,545,257
10					0	148,890,905	3,909,347	10,701,838	186,353,615	135,338,443	135,338,443	3,319,038,811	0.386	52,178,828	2,250,724,085
11					0	143,848,810	4,104,814	11,236,930	180,216,909	120,155,095	120,155,095	3,439,193,907	0.350	42,113,628	2,292,837,713
12					0	139,751,384	4,310,055	11,798,776	175,314,916	106,889,542	106,889,542	3,546,083,449	0.319	34,058,302	2,326,896,015
13					0	137,623,348	4,525,558	12,388,715	172,783,771	96,069,614	96,069,614	3,642,153,063	0.290	27,827,945	2,354,723,961
14					0	136,650,325	4,751,836	13,008,151	171,664,737	86,711,882	86,711,882	3,728,864,945	0.263	22,833,949	2,377,557,909
15					0	136,991,596	4,989,428	13,658,558	172,113,407	78,681,547	78,681,547	3,807,546,492	0.239	18,835,737	2,396,393,646
16					0	136,398,010	5,238,899	14,341,486	171,599,770	70,413,865	70,413,865	3,877,960,357	0.218	15,324,109	2,411,717,755
17					0	131,834,602	5,500,844	15,058,560	166,773,756	60,410,622	60,410,622	3,938,370,979	0.198	11,951,920	2,423,669,674
18					0	128,810,925	5,775,886	15,811,488	163,779,200	51,919,400	51,919,400	3,990,290,379	0.180	9,338,160	2,433,007,834
19					0	136,512,925	6,064,680	16,602,063	172,685,368	48,714,316	48,714,316	4,039,004,695	0.164	7,965,180	2,440,973,014
20					0	160,311,451	6,367,914	17,432,166	199,216,457	51,441,022	51,441,022	4,090,445,716	0.149	7,646,380	2,448,619,394
รวม					870,000,000	4,200,464,715	75,381,904	206,357,963	6,646,448,067	4,090,445,716	4,090,445,716			2,448,619,394	
													IRR	135.26%	113.87%
													PIR	3.1465	1.8836

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.10 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	670,622	2,011,866,180	100,593,309	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	581,355	1,744,064,400	87,203,220	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	492,320	1,476,959,100	73,847,955	1.2155	0	9	1,314,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	267,657	802,969,500	40,148,475	1.2763	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
6	200,094	600,282,000	30,014,100	1.3401	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
7	172,054	516,162,000	25,808,100	1.4071	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
8	167,674	503,022,000	25,151,100	1.4775	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
9	222,029	666,087,900	33,304,395	1.5513	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
10	289,925	869,774,100	43,488,705	1.6289	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
11	356,273	1,068,819,000	53,440,950	1.7103	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
12	365,000	1,095,000,000	54,750,000	1.7959	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
13	365,000	1,095,000,000	54,750,000	1.8856	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
14	365,000	1,095,000,000	54,750,000	1.9799	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
15	366,000	1,098,000,000	54,900,000	2.0789	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
16	365,000	1,095,000,000	54,750,000	2.1829	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
17	365,000	1,095,000,000	54,750,000	2.2920	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
18	365,000	1,095,000,000	54,750,000	2.4066	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
19	354,970	1,064,908,500	53,245,425	2.5270	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
20	338,323	1,014,969,000	50,748,450	2.6533	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
รวม	7,498,002	22,494,004,500	1,155,776,735				22,338,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.10 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	522,085,372	0	0	833,467,923	488,326,448	1,164,326,448	488,326,448	0.909	1,058,478,589	382,478,589
2					156,000,000	443,616,493	0	0	700,209,802	655,828,189	655,828,189	1,144,154,637	0.826	542,006,768	924,485,357
3					156,000,000	403,794,510	0	0	646,997,730	548,533,335	548,533,335	1,692,687,972	0.751	412,121,213	1,336,606,571
4					174,000,000	359,050,603	2,917,215	15,971,752	627,587,526	424,685,787	424,685,787	2,117,373,760	0.683	290,066,107	1,626,672,678
5	18,000,000				18,000,000	204,963,034	3,063,076	16,770,340	282,944,924	260,012,288	260,012,288	2,377,386,048	0.621	161,447,174	1,788,119,851
6		18,000,000			18,000,000	160,887,058	3,216,230	17,608,857	229,726,245	185,277,878	185,277,878	2,562,663,925	0.564	104,584,532	1,892,704,383
7			18,000,000		18,000,000	145,258,354	3,377,041	18,489,300	210,932,794	152,614,603	152,614,603	2,715,278,528	0.513	78,315,422	1,971,019,806
8				18,000,000	18,000,000	148,638,518	3,545,893	19,413,765	214,749,276	144,136,362	144,136,362	2,859,414,890	0.467	67,240,677	2,038,260,482
9					0	206,664,191	3,723,188	20,384,453	264,076,226	201,005,837	201,005,837	3,060,420,727	0.424	85,246,097	2,123,506,579
10					0	283,354,072	3,909,347	21,403,675	352,155,799	258,809,150	258,809,150	3,319,229,877	0.386	99,782,131	2,223,288,710
11					0	365,608,640	4,104,814	22,473,859	445,628,264	311,595,368	311,595,368	3,630,825,245	0.350	109,212,276	2,332,500,986
12					0	393,292,535	4,310,055	23,597,552	475,950,143	309,524,929	309,524,929	3,940,350,174	0.319	98,624,181	2,431,125,167
13					0	412,957,162	4,525,558	24,777,430	497,010,150	298,994,925	298,994,925	4,239,345,099	0.290	86,608,180	2,517,733,346
14					0	433,605,020	4,751,836	26,016,301	519,123,157	287,938,421	287,938,421	4,527,283,520	0.263	75,823,186	2,593,556,532
15					0	456,532,628	4,989,428	27,317,116	543,739,172	277,130,414	277,130,414	4,804,413,934	0.239	66,342,818	2,659,899,350
16					0	478,049,535	5,238,899	28,682,972	566,721,406	264,139,297	264,139,297	5,068,553,231	0.218	57,484,407	2,717,383,757
17					0	501,952,012	5,500,844	30,117,121	592,319,976	251,340,012	251,340,012	5,319,893,243	0.198	49,726,281	2,767,110,038
18					0	527,049,612	5,775,886	31,622,977	619,198,475	237,900,762	237,900,762	5,557,794,006	0.180	42,788,543	2,809,898,581
19					0	538,194,148	6,064,680	33,204,126	630,708,379	217,100,060	217,100,060	5,774,894,066	0.164	35,497,595	2,845,396,176
20					0	538,602,984	6,367,914	34,864,332	630,583,680	192,192,660	192,192,660	5,967,086,726	0.149	28,568,214	2,873,964,390
รวม					870,000,000	7,524,156,482	75,381,904	412,715,926	10,559,831,048	5,967,086,726	5,967,086,726			2,873,964,390	
													IRR	134.97%	113.60%
													PIR	4.5901	2.2107

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.11 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	658,491	1,975,474,410	98,773,721	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	570,807	1,712,422,200	85,621,110	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	482,634	1,447,902,900	72,395,145	1.2155	0	9	1,314,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	262,562	787,684,500	39,384,225	1.2763	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
6	193,902	581,706,600	29,085,330	1.3401	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
7	166,836	500,508,900	25,025,445	1.4071	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
8	180,453	541,358,100	27,067,905	1.4775	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
9	263,093	789,278,400	39,463,920	1.5513	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
10	408,861	1,226,583,600	61,329,180	1.6289	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
11	654,247	1,962,741,000	98,137,050	1.7103	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
12	713,786	2,141,356,500	107,067,825	1.7959	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
13	628,497	1,885,489,500	94,274,475	1.8856	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
14	521,656	1,564,968,000	78,248,400	1.9799	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
15	453,490	1,360,468,500	68,023,425	2.0789	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
16	397,812	1,193,434,500	59,671,725	2.1829	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
17	354,552	1,063,656,000	53,182,800	2.2920	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
18	319,096	957,286,500	47,864,325	2.4066	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
19	290,480	871,438,500	43,571,925	2.5270	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
20	264,729	794,187,000	39,709,350	2.6533	0	0	1,314,000	0	0	0	0	0					
รวม	8,703,102	26,109,306,000	1,339,857,305				22,338,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.11 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	577,785,682	0	0	905,745,706	584,807,342	1,260,807,342	584,807,342	0.909	1,146,188,493	470,188,493
2					156,000,000	435,592,107	0	0	690,365,828	642,554,291	642,554,291	1,227,361,633	0.826	531,036,604	1,001,225,097
3					156,000,000	396,468,550	0	0	638,089,660	537,166,270	537,166,270	1,764,527,903	0.751	403,580,969	1,404,806,066
4					174,000,000	351,987,005	2,917,215	15,971,752	619,071,117	414,415,892	414,415,892	2,178,943,794	0.683	283,051,630	1,687,857,696
5	18,000,000				18,000,000	201,061,441	3,063,076	16,770,340	278,279,081	254,702,709	254,702,709	2,433,646,504	0.621	158,150,343	1,846,008,039
6		18,000,000			18,000,000	155,908,496	3,216,230	17,608,857	223,818,912	178,943,844	178,943,844	2,612,590,348	0.564	101,009,135	1,947,017,174
7			18,000,000		18,000,000	140,853,257	3,377,041	18,489,300	205,745,043	147,381,929	147,381,929	2,759,972,277	0.513	75,630,233	2,022,647,407
8				18,000,000	18,000,000	159,966,494	3,545,893	19,413,765	227,994,057	156,682,022	156,682,022	2,916,654,298	0.467	73,093,319	2,095,740,727
9					0	244,885,970	3,723,188	20,384,453	308,457,531	240,410,435	240,410,435	3,157,064,733	0.424	101,957,493	2,197,698,219
10					0	399,595,087	3,909,347	21,403,675	486,237,290	370,173,155	370,173,155	3,527,237,888	0.386	142,717,776	2,340,415,995
11					0	671,390,636	4,104,814	22,473,859	796,106,360	583,317,320	583,317,320	4,110,555,208	0.350	204,449,162	2,544,865,158
12					0	769,113,723	4,310,055	23,597,552	904,089,156	618,633,672	618,633,672	4,729,188,880	0.319	197,115,753	2,741,980,910
13					0	711,074,332	4,525,558	24,777,430	834,651,794	525,418,853	525,418,853	5,254,607,733	0.290	152,195,126	2,894,176,036
14					0	619,705,919	4,751,836	26,016,301	728,722,456	418,122,772	418,122,772	5,672,730,505	0.263	110,104,794	3,004,280,830
15					0	565,663,260	4,989,428	27,317,116	665,993,229	347,237,635	347,237,635	6,019,968,140	0.239	83,125,929	3,087,406,760
16					0	521,023,569	5,238,899	28,682,972	614,617,165	289,408,668	289,408,668	6,309,376,808	0.218	62,983,758	3,150,390,518
17					0	487,583,807	5,500,844	30,117,121	576,384,572	243,635,714	243,635,714	6,553,012,522	0.198	48,202,027	3,198,592,545
18					0	460,764,821	5,775,886	31,622,977	546,028,009	205,629,246	205,629,246	6,758,641,768	0.180	36,984,227	3,235,576,772
19					0	440,416,338	6,064,680	33,204,126	523,257,069	174,090,716	174,090,716	6,932,732,483	0.164	28,465,223	3,264,041,995
20					0	421,442,909	6,367,914	34,864,332	502,384,505	145,901,247	145,901,247	7,078,633,731	0.149	21,687,291	3,285,729,286
รวม					870,000,000	8,732,283,403	75,381,904	412,715,926	11,952,038,539	7,078,633,731	7,078,633,731			3,285,729,286	
													IRR	144.46%	122.23%
													PIR	5.4451	2.5275

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.12 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	658,491	1,975,474,410	98,773,721	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	570,807	1,712,422,200	85,621,110	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	482,634	1,447,902,900	72,395,145	1.2155	0	9	1,971,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	241,338	724,013,100	36,200,655	1.2763	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
6	235,328	705,982,500	35,299,125	1.3401	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
7	528,465	1,585,395,000	79,269,750	1.4071	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
8	730,000	2,190,000,000	136,875,000	1.4775	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
9	730,000	2,190,000,000	136,875,000	1.5513	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
10	697,310	2,091,930,000	104,596,500	1.6289	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
11	653,066	1,959,196,500	97,959,825	1.7103	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
12	573,168	1,719,502,500	85,975,125	1.7959	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
13	494,794	1,484,380,500	74,219,025	1.8856	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
14	433,838	1,301,512,500	65,075,625	1.9799	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
15	385,130	1,155,390,000	57,769,500	2.0789	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
16	342,931	1,028,791,500	51,439,575	2.1829	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
17	308,539	925,617,000	46,280,850	2.2920	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
18	279,115	837,345,000	41,867,250	2.4066	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
19	254,520	763,560,000	38,178,000	2.5270	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
20	232,046	696,138,000	34,806,900	2.6533	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,748,638	29,245,914,000	1,551,437,705				33,507,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.12 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	577,785,682	0	0	905,745,706	584,807,342	1,260,807,342	584,807,342	0.909	1,146,188,493	470,188,493
2					156,000,000	435,592,107	0	0	690,365,828	642,554,291	642,554,291	1,227,361,633	0.826	531,036,604	1,001,225,097
3					156,000,000	396,468,550	0	0	638,089,660	537,166,270	537,166,270	1,764,527,903	0.751	403,580,969	1,404,806,066
4					174,000,000	351,987,005	2,917,215	23,957,628	627,056,993	410,422,953	410,422,953	2,174,950,856	0.683	280,324,400	1,685,130,466
5	18,000,000				18,000,000	184,808,914	3,063,076	25,155,510	267,228,154	228,392,473	228,392,473	2,403,343,329	0.621	141,813,756	1,826,944,222
6		18,000,000			18,000,000	189,216,814	3,216,230	26,413,285	272,145,454	216,918,523	216,918,523	2,620,261,852	0.564	122,444,851	1,949,389,073
7			18,000,000		18,000,000	446,161,995	3,377,041	27,733,949	574,542,735	505,426,132	505,426,132	3,125,687,985	0.513	259,363,523	2,208,752,596
8				18,000,000	18,000,000	647,125,484	3,545,893	29,120,647	834,667,024	677,666,488	677,666,488	3,803,354,473	0.467	316,136,418	2,524,889,014
9					0	679,481,759	3,723,188	30,576,679	850,656,625	669,671,687	669,671,687	4,473,026,160	0.424	284,006,168	2,808,895,182
10					0	681,506,707	3,909,347	32,105,513	822,118,068	634,905,966	634,905,966	5,107,932,126	0.386	244,783,735	3,053,678,917
11					0	670,178,177	4,104,814	33,710,789	805,953,605	576,621,447	576,621,447	5,684,553,574	0.350	202,102,300	3,255,781,216
12					0	617,595,888	4,310,055	35,396,328	743,277,397	488,112,552	488,112,552	6,172,666,125	0.319	155,527,701	3,411,308,918
13					0	559,804,163	4,525,558	37,166,145	675,714,891	404,332,805	404,332,805	6,576,998,930	0.290	117,120,811	3,528,429,729
14					0	515,381,145	4,751,836	39,024,452	624,233,058	338,639,721	338,639,721	6,915,638,651	0.263	89,174,423	3,617,604,151
15					0	480,394,566	4,989,428	40,975,674	584,129,168	285,630,416	285,630,416	7,201,269,067	0.239	68,377,651	3,685,981,802
16					**0**	**449,144,564**	**5,238,899**	**43,024,458**	**548,847,497**	**239,972,002**	**239,972,002**	**7,441,241,069**	**0.218**	**52,224,899**	**3,738,206,701**
17					0	424,306,224	5,500,844	45,175,681	521,263,599	202,176,701	202,176,701	7,643,417,769	0.198	39,999,582	3,778,206,284
18					0	403,034,116	5,775,886	47,434,465	498,111,718	169,616,641	169,616,641	7,813,034,410	0.180	30,507,044	3,808,713,327
19					0	385,895,618	6,064,680	49,806,188	479,944,487	141,807,756	141,807,756	7,954,842,167	0.164	23,186,701	3,831,900,029
20					0	369,412,272	6,367,914	52,296,498	462,883,584	116,627,208	116,627,208	8,071,469,375	0.149	17,335,891	3,849,235,920
รวม					870,000,000	9,465,281,752	75,381,904	619,073,889	13,102,975,250	8,071,469,375	8,071,469,375			3,849,235,920	
													IRR	144.73%	122.48%
													PIR	6.2088	2.9610

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.13 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท) หลุม	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	931,199	2,793,596,070	174,599,754	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		156,000,000			
2	656,493	1,969,478,730	98,473,937	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			156,000,000		
3	569,019	1,707,056,100	85,352,805	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				156,000,000	
4	481,034	1,443,102,000	72,155,100	1.2155	0	9	1,971,000	0	0	0	1,800,000	90,000,000					174,000,000
5	240,650	721,948,500	36,097,425	1.2763	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
6	234,510	703,528,500	35,176,425	1.3401	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
7	623,171	1,869,512,100	93,475,605	1.4071	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
8	1,034,240	3,102,720,000	193,920,000	1.4775	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
9	918,854	2,756,560,500	172,285,031	1.5513	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
10	725,452	2,176,356,000	108,817,800	1.6289	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
11	603,019	1,809,057,000	90,452,850	1.7103	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
12	510,320	1,530,958,500	76,547,925	1.7959	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
13	441,307	1,323,919,500	66,195,975	1.8856	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
14	387,545	1,162,635,000	58,131,750	1.9799	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
15	345,101	1,035,301,500	51,765,075	2.0789	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
16	308,410	925,230,000	46,261,500	2.1829	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
17	278,285	834,855,000	41,742,750	2.2920	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
18	252,546	757,638,000	37,881,900	2.4066	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
19	231,195	693,585,000	34,679,250	2.5270	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
20	211,638	634,914,000	31,745,700	2.6533	0	0	1,971,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,983,984	29,951,952,000	1,605,758,557				33,507,000	520,000,000	130,000,000	650,000,000	1,800,000	90,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.13 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 3 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					156,000,000	586,655,175	0	0	917,254,929	600,170,570	1,276,170,570	600,170,570	0.909	1,160,155,064	484,155,064
2					156,000,000	434,270,060	0	0	688,743,996	640,367,367	640,367,367	1,240,537,937	0.826	529,229,229	1,013,384,293
3					156,000,000	395,226,164	0	0	636,578,969	535,238,566	535,238,566	1,775,776,503	0.751	402,132,656	1,415,516,949
4					174,000,000	350,819,900	2,917,215	23,957,628	625,649,843	408,726,078	408,726,078	2,184,502,581	0.683	279,165,411	1,694,682,360
5	18,000,000				18,000,000	184,281,912	3,063,076	25,155,510	266,597,922	227,675,289	227,675,289	2,412,177,870	0.621	141,368,442	1,836,050,802
6		18,000,000			18,000,000	188,559,095	3,216,230	26,413,285	271,365,035	216,081,733	216,081,733	2,628,259,603	0.564	121,972,505	1,958,023,307
7			18,000,000		18,000,000	526,118,253	3,377,041	27,733,949	668,704,849	600,403,626	600,403,626	3,228,663,229	0.513	308,101,995	2,266,125,301
8				18,000,000	18,000,000	916,826,111	3,545,893	29,120,647	1,161,412,651	970,653,675	970,653,675	4,199,316,903	0.467	452,817,103	2,718,942,404
9					0	855,266,017	3,723,188	30,576,679	1,061,850,915	847,354,793	847,354,793	5,046,671,696	0.424	359,361,149	3,078,303,554
10					0	709,010,919	3,909,347	32,105,513	853,843,579	661,256,210	661,256,210	5,707,927,906	0.386	254,942,895	3,333,246,448
11					0	618,820,278	4,104,814	33,710,789	747,088,731	530,984,135	530,984,135	6,238,912,041	0.350	186,106,700	3,519,353,148
12					0	549,876,301	4,310,055	35,396,328	666,130,610	432,413,945	432,413,945	6,671,325,986	0.319	137,780,409	3,657,133,557
13					0	499,289,534	4,525,558	37,166,145	607,177,211	358,371,144	358,371,144	7,029,697,130	0.290	103,807,355	3,760,940,912
14					0	460,387,555	4,751,836	39,024,452	562,295,593	300,169,704	300,169,704	7,329,866,834	0.263	79,044,065	3,839,984,977
15					0	430,463,493	4,989,428	40,975,674	528,193,670	253,553,915	253,553,915	7,583,420,749	0.239	60,698,791	3,900,683,768
16					0	403,932,211	5,238,899	43,024,458	498,457,068	213,386,466	213,386,466	7,796,807,215	0.218	46,439,112	3,947,122,880
17					0	382,700,591	5,500,844	45,175,681	475,119,866	179,867,567	179,867,567	7,976,674,782	0.198	35,585,839	3,982,708,720
18					0	364,669,237	5,775,886	47,434,465	455,761,488	150,938,256	150,938,256	8,127,613,038	0.180	27,147,572	4,009,856,292
19					0	350,530,950	6,064,680	49,806,188	441,081,069	126,251,965	126,251,965	8,253,865,004	0.164	20,643,205	4,030,499,497
20					0	336,923,172	6,367,914	52,296,498	427,333,284	103,790,358	103,790,358	8,357,655,362	0.149	15,427,775	4,045,927,272
รวม					870,000,000	9,544,626,926	75,381,904	619,073,889	13,236,641,277	8,357,655,362	8,357,655,362			4,045,927,272	
													IRR	146.38%	123.98%
													PIR	6.4290	3.1123

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.14 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,208,967	3,626,901,480	226,681,343	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	819,292	2,457,877,200	153,617,325	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	550,072	1,650,216,900	82,510,845	1.2155	0	13	949,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					326,000,000
5	342,307	1,026,921,000	51,346,050	1.2763	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
6	250,328	750,983,100	37,549,155	1.3401	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
7	222,819	668,455,500	33,422,775	1.4071	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
8	206,519	619,557,000	30,977,850	1.4775	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
9	206,443	619,329,000	30,966,450	1.5513	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
10	212,021	636,063,000	31,803,150	1.6289	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
11	214,135	642,403,500	32,120,175	1.7103	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
รวม	5,061,610	15,184,828,500	866,377,669				7,592,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.14 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล) 10฿/	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
									0	0	0	0		0	0
									0	0	0	0		0	0
									0	0	0	0		0	0
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	522,085,372	0	0	1,457,467,923	176,326,448	852,326,448	176,326,448	0.909	774,842,226	98,842,226
2					300,000,000	799,731,776	0	0	1,326,413,119	1,150,244,181	1,150,244,181	1,326,570,629	0.826	950,615,025	1,049,457,251
3					300,000,000	569,060,019	0	0	1,022,677,344	717,599,928	717,599,928	2,044,170,557	0.751	539,143,447	1,588,600,698
4					326,000,000	401,169,791	2,917,215	11,535,154	826,733,005	411,741,947	411,741,947	2,455,912,504	0.683	281,225,290	1,869,825,988
5	170,000,000				170,000,000	262,128,068	3,063,076	12,111,912	498,649,105	264,135,947	264,135,947	2,720,048,452	0.621	164,007,642	2,033,833,630
6		26,000,000			26,000,000	201,277,836	3,216,230	12,717,508	280,760,728	235,111,186	235,111,186	2,955,159,638	0.564	132,714,135	2,166,547,765
7			26,000,000		26,000,000	188,116,803	3,377,041	13,353,383	264,270,002	202,092,749	202,092,749	3,157,252,386	0.513	103,705,535	2,270,253,300
8				26,000,000	26,000,000	183,073,572	3,545,893	14,021,052	257,618,368	180,969,316	180,969,316	3,338,221,703	0.467	84,423,522	2,354,676,822
9					0	192,156,511	3,723,188	14,722,105	241,568,253	188,880,373	188,880,373	3,527,102,076	0.424	80,103,717	2,434,780,538
10					0	207,215,921	3,909,347	15,458,210	258,386,628	188,838,186	188,838,186	3,715,940,262	0.386	72,805,295	2,507,585,834
11					0	219,745,598	4,104,814	16,231,121	272,201,708	185,100,896	185,100,896	3,901,041,158	0.350	64,876,735	2,572,462,568
รวม					1,630,000,000	3,745,761,267	27,856,804	110,150,444	7,382,746,184	3,901,041,158	3,901,041,158			2,572,462,568	
													IRR	128.40%	107.63%
													PIR	3.0008	1.9788

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.15 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,208,967	3,626,901,480	226,681,343	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	819,292	2,457,877,200	153,617,325	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	550,072	1,650,216,900	82,510,845	1.2155	0	13	1,898,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					326,000,000
5	323,957	971,870,100	48,593,505	1.2763	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
6	258,446	775,338,000	38,766,900	1.3401	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
7	372,067	1,116,199,500	55,809,975	1.4071	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
8	533,204	1,599,610,500	79,980,525	1.4775	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
9	803,112	2,409,336,000	150,583,500	1.5513	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
10	660,203	1,980,607,500	99,030,375	1.6289	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
11	560,313	1,680,939,000	84,046,950	1.7103	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
12	481,249	1,443,747,000	72,187,350	1.7959	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
13	420,739	1,262,217,000	63,110,850	1.8856	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
14	374,467	1,123,399,500	56,169,975	1.9799	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
15	344,187	1,032,559,500	51,627,975	2.0789	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
16	310,397	931,191,000	46,559,550	2.1829	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
17	288,485	865,455,000	43,272,750	2.2920	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
18	261,742	785,226,000	39,261,300	2.4066	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
19	239,171	717,513,000	35,875,650	2.5270	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
20	218,735	656,205,000	32,810,250	2.6533	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,857,510	29,572,530,000	1,615,879,444				32,266,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.15 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	522,085,372	0	0	1,457,467,923	176,326,448	852,326,448	176,326,448	0.909	774,842,226	98,842,226
2					300,000,000	799,731,776	0	0	1,326,413,119	1,150,244,181	1,150,244,181	1,326,570,629	0.826	950,615,025	1,049,457,251
3					300,000,000	569,060,019	0	0	1,022,677,344	717,599,928	717,599,928	2,044,170,557	0.751	539,143,447	1,588,600,698
4					326,000,000	401,169,791	2,917,215	23,070,309	838,268,160	405,974,370	405,974,370	2,450,144,927	0.683	277,285,957	1,865,886,655
5	170,000,000				170,000,000	248,075,978	3,063,076	24,223,824	493,956,383	238,956,859	238,956,859	2,689,101,786	0.621	148,373,409	2,014,260,064
6		26,000,000			26,000,000	207,805,415	3,216,230	25,435,015	301,223,560	237,057,220	237,057,220	2,926,159,006	0.564	133,812,621	2,148,072,685
7			26,000,000		26,000,000	314,120,958	3,377,041	26,706,766	426,014,740	345,092,380	345,092,380	3,271,251,386	0.513	177,086,956	2,325,159,641
8				26,000,000	26,000,000	472,670,648	3,545,893	28,042,104	610,239,171	494,685,665	494,685,665	3,765,937,051	0.467	230,774,513	2,555,934,155
9					0	747,534,184	3,723,188	29,444,210	931,285,081	739,025,460	739,025,460	4,504,962,510	0.424	313,418,937	2,869,353,092
10					0	645,240,183	3,909,347	30,916,420	779,096,325	600,755,587	600,755,587	5,105,718,098	0.386	231,617,285	3,100,970,378
11					0	574,995,226	4,104,814	32,462,241	695,609,232	492,664,884	492,664,884	5,598,382,982	0.350	172,676,036	3,273,646,414
12					0	518,552,437	4,310,055	34,085,353	629,135,195	407,305,903	407,305,903	6,005,688,885	0.319	129,780,213	3,403,426,627
13					0	476,019,681	4,525,558	35,789,621	579,445,709	341,385,645	341,385,645	6,347,074,530	0.290	98,887,261	3,502,313,888
14					0	444,850,834	4,751,836	37,579,102	543,351,746	290,023,877	290,023,877	6,637,098,407	0.263	76,372,351	3,578,686,239
15					0	429,323,408	4,989,428	39,458,057	525,398,868	253,580,316	253,580,316	6,890,678,723	0.239	60,705,112	3,639,391,351
16					0	406,534,634	5,238,899	41,430,960	499,764,043	215,713,479	215,713,479	7,106,392,201	0.218	46,945,538	3,686,336,889
17					0	396,727,743	5,500,844	43,502,508	489,003,844	188,225,578	188,225,578	7,294,617,779	0.198	37,239,427	3,723,576,316
18					0	377,947,999	5,775,886	45,677,633	468,662,818	158,281,591	158,281,591	7,452,899,370	0.180	28,468,335	3,752,044,651
19					0	362,623,923	6,064,680	47,961,515	452,525,768	132,493,616	132,493,616	7,585,392,986	0.164	21,663,765	3,773,708,416
20					0	348,221,444	6,367,914	50,359,590	437,759,199	109,222,900	109,222,900	7,694,615,887	0.149	16,235,288	3,789,943,704
รวม					1,630,000,000	9,263,291,652	75,381,904	596,145,227	14,183,298,227	7,694,615,887	7,694,615,887			3,789,943,704	
													IRR	128.55%	107.78%
													PIR	5.9189	2.9153

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.16 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,185,399	3,556,198,110	222,262,382	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	799,200	2,397,600,900	149,850,056	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	537,868	1,613,604,000	80,680,200	1.2155	0	13	1,898,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					326,000,000
5	318,744	956,232,000	47,811,600	1.2763	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
6	256,123	768,369,000	38,418,450	1.3401	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
7	370,290	1,110,870,600	55,543,530	1.4071	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
8	529,282	1,587,844,500	79,392,225	1.4775	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
9	798,658	2,395,972,500	149,748,281	1.5513	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
10	656,584	1,969,750,500	98,487,525	1.6289	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
11	557,725	1,673,173,500	83,658,675	1.7103	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
12	479,285	1,437,855,000	71,892,750	1.7959	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
13	419,196	1,257,588,000	62,879,400	1.8856	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
14	375,452	1,126,354,500	56,317,725	1.9799	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
15	343,162	1,029,484,500	51,474,225	2.0789	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
16	311,306	933,918,000	46,695,900	2.1829	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
17	287,471	862,413,000	43,120,650	2.2920	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
18	260,596	781,788,000	39,089,400	2.4066	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
19	238,272	714,816,000	35,740,800	2.5270	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
20	217,990	653,970,000	32,698,500	2.6533	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,859,721	29,579,163,000	1,617,722,299				32,266,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.16 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	577,785,682	0	0	1,529,745,706	272,807,342	948,807,342	272,807,342	0.909	862,552,129	186,552,129
2					300,000,000	784,141,683	0	0	1,306,404,065	1,124,897,022	1,124,897,022	1,397,704,364	0.826	929,666,961	1,116,219,090
3					300,000,000	555,104,548	0	0	1,004,954,605	696,323,148	696,323,148	2,094,027,512	0.751	523,157,887	1,639,376,977
4					326,000,000	392,269,149	2,917,215	23,070,309	827,536,873	393,033,563	393,033,563	2,487,061,075	0.683	268,447,212	1,907,824,189
5	170,000,000				170,000,000	244,084,254	3,063,076	24,223,824	489,182,754	233,524,623	233,524,623	2,720,585,698	0.621	145,000,418	2,052,824,607
6		26,000,000			26,000,000	205,937,589	3,216,230	25,435,015	299,007,284	234,680,858	234,680,858	2,955,266,556	0.564	132,471,226	2,185,295,833
7			26,000,000		26,000,000	312,621,298	3,377,041	26,706,766	424,248,635	343,310,982	343,310,982	3,298,577,539	0.513	176,172,818	2,361,468,651
8				26,000,000	26,000,000	469,193,900	3,545,893	28,042,104	606,174,122	490,835,189	490,835,189	3,789,412,728	0.467	228,978,238	2,590,446,889
9					0	743,387,949	3,723,188	29,444,210	926,303,627	734,834,436	734,834,436	4,524,247,164	0.424	311,641,534	2,902,088,423
10					0	641,703,201	3,909,347	30,916,420	775,016,493	597,367,003	597,367,003	5,121,614,167	0.386	230,310,839	3,132,399,263
11					0	572,338,898	4,104,814	32,462,241	692,564,628	490,304,436	490,304,436	5,611,918,603	0.350	171,848,714	3,304,247,976
12					0	516,436,200	4,310,055	34,085,353	626,724,358	405,565,321	405,565,321	6,017,483,924	0.319	129,225,610	3,433,473,586
13					0	474,273,947	4,525,558	35,789,621	577,468,525	340,059,737	340,059,737	6,357,543,661	0.290	98,503,193	3,531,976,779
14					0	446,020,973	4,751,836	37,579,102	544,669,636	290,842,432	290,842,432	6,648,386,093	0.263	76,587,902	3,608,564,681
15					0	428,044,867	4,989,428	39,458,057	523,966,577	252,758,962	252,758,962	6,901,145,055	0.239	60,508,486	3,669,073,167
16					0	407,725,174	5,238,899	41,430,960	501,090,933	216,413,534	216,413,534	7,117,558,589	0.218	47,097,890	3,716,171,058
17					0	395,333,279	5,500,844	43,502,508	487,457,280	187,477,860	187,477,860	7,305,036,448	0.198	37,091,495	3,753,262,553
18					0	376,293,207	5,775,886	45,677,633	466,836,127	157,475,937	157,475,937	7,462,512,385	0.180	28,323,431	3,781,585,984
19					0	361,260,886	6,064,680	47,961,515	451,027,881	131,894,059	131,894,059	7,594,406,444	0.164	21,565,733	3,803,151,717
20					0	347,035,420	6,367,914	50,359,590	436,461,425	108,754,288	108,754,288	7,703,160,732	0.149	16,165,632	3,819,317,349
รวม					1,630,000,000	9,250,992,106	75,381,904	596,145,227	14,172,841,536	7,703,160,732	7,703,160,732			3,819,317,349	
													IRR	136.01%	114.56%
													PIR	5.9255	2.9379

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.17 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวน หลุม ผลิต	จำนวน หลุมอัด น้ำ	อัตราการอัด น้ำ(บาร์เรล ต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน การปรับปรุง หลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่าย อุปกรณ์การทำ หลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,185,399	3,556,198,110	222,262,382	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	799,200	2,397,600,900	149,850,056	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	537,868	1,613,604,000	80,680,200	1.2155	0	13	2,847,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					326,000,000
5	314,757	944,270,700	47,213,535	1.2763	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
6	448,017	1,344,051,900	67,202,595	1.3401	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
7	1,142,164	3,426,490,500	214,155,656	1.4071	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
8	946,875	2,840,625,000	177,539,063	1.4775	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
9	741,858	2,225,572,500	139,098,281	1.5513	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
10	604,399	1,813,197,000	90,659,850	1.6289	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
11	522,499	1,567,497,000	78,374,850	1.7103	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
12	450,635	1,351,905,000	67,595,250	1.7959	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
13	397,263	1,191,789,000	59,589,450	1.8856	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
14	346,576	1,039,728,000	51,986,400	1.9799	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
15	306,745	920,235,000	46,011,750	2.0789	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
16	274,040	822,120,000	41,106,000	2.1829	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
17	246,814	740,442,000	37,022,100	2.2920	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
18	223,464	670,392,000	33,519,600	2.4066	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
19	203,985	611,955,000	30,597,750	2.5270	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
20	188,080	564,240,000	28,212,000	2.6533	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,797,758	32,393,274,000	1,834,636,793				48,399,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	2,600,000	130,000,000					

สำนักวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.17 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	577,785,682	0	0	1,529,745,706	272,807,342	948,807,342	272,807,342	0.909	862,552,129	186,552,129
2					300,000,000	784,141,683	0	0	1,306,404,065	1,124,897,022	1,124,897,022	1,397,704,364	0.826	929,666,961	1,116,219,090
3					300,000,000	555,104,548	0	0	1,004,954,605	696,323,148	696,323,148	2,094,027,512	0.751	523,157,887	1,639,376,977
4					326,000,000	392,269,149	2,917,215	34,605,463	839,072,027	387,265,986	387,265,986	2,481,293,498	0.683	264,507,879	1,903,884,856
5	170,000,000				170,000,000	241,031,057	3,063,076	36,335,736	497,643,404	223,313,648	223,313,648	2,704,607,146	0.621	138,660,206	2,042,545,062
6		26,000,000			26,000,000	360,231,618	3,216,230	38,152,523	494,802,966	424,624,467	424,624,467	3,129,231,614	0.564	239,689,442	2,282,234,504
7			26,000,000		26,000,000	964,283,246	3,377,041	40,060,149	1,247,876,092	1,089,307,204	1,089,307,204	4,218,538,817	0.513	558,986,835	2,841,221,339
8				26,000,000	26,000,000	839,379,374	3,545,893	42,063,156	1,088,527,486	876,048,757	876,048,757	5,094,587,574	0.467	408,683,211	3,249,904,549
9					0	690,518,683	3,723,188	44,166,314	877,506,466	674,033,017	674,033,017	5,768,620,591	0.424	285,855,797	3,535,760,346
10					0	590,701,370	3,909,347	46,374,630	731,645,197	540,775,901	540,775,901	6,309,396,492	0.386	208,492,520	3,744,252,866
11					0	536,190,363	4,104,814	48,693,362	667,363,389	450,066,806	450,066,806	6,759,463,298	0.350	157,745,670	3,901,998,536
12					0	485,565,429	4,310,055	51,128,030	608,598,764	371,653,118	371,653,118	7,131,116,416	0.319	118,420,137	4,020,418,673
13					0	449,459,181	4,525,558	53,684,431	567,258,620	312,265,190	312,265,190	7,443,381,606	0.290	90,452,103	4,110,870,775
14					0	411,718,064	4,751,836	56,368,653	524,824,953	257,451,524	257,451,524	7,700,833,130	0.263	67,795,033	4,178,665,808
15					0	382,620,495	4,989,428	59,187,085	492,808,758	213,713,121	213,713,121	7,914,546,251	0.239	51,161,222	4,229,827,030
16					0	358,916,971	5,238,899	62,146,440	467,408,310	177,355,845	177,355,845	8,091,902,096	0.218	38,597,799	4,268,424,829
17					0	339,421,325	5,500,844	65,253,762	447,198,031	146,621,985	146,621,985	8,238,524,080	0.198	29,008,378	4,297,433,207
18					0	322,675,656	5,775,886	68,516,450	430,487,592	119,952,204	119,952,204	8,358,476,284	0.180	21,574,458	4,319,007,666
19					0	309,275,961	6,064,680	71,942,272	417,880,664	97,037,168	97,037,168	8,455,513,452	0.164	15,866,352	4,334,874,018
20					0	299,419,339	6,367,914	75,539,386	409,538,640	77,350,680	77,350,680	8,532,864,133	0.149	11,497,686	4,346,371,704
รวม					1,630,000,000	9,890,709,198	75,381,904	894,217,840	15,327,545,735	8,532,864,133	8,532,864,133			4,346,371,704	
													IRR	136.66%	115.15%
													PIR	6.5637	3.3434

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.18 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	931,199	2,793,596,070	174,599,754	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,181,496	3,544,487,430	221,530,464	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	796,194	2,388,580,500	149,286,281	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	536,037	1,608,109,500	80,405,475	1.2155	0	13	2,847,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					326,000,000
5	314,045	942,135,000	47,106,750	1.2763	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
6	447,318	1,341,952,500	67,097,625	1.3401	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
7	1,140,223	3,420,667,500	213,791,719	1.4071	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
8	946,202	2,838,606,000	177,412,875	1.4775	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
9	741,438	2,224,312,500	139,019,531	1.5513	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
10	604,114	1,812,340,500	90,617,025	1.6289	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
11	522,290	1,566,868,500	78,343,425	1.7103	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
12	450,476	1,351,428,000	67,571,400	1.7959	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
13	397,142	1,191,426,000	59,571,300	1.8856	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
14	346,485	1,039,455,000	51,972,750	1.9799	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
15	306,675	920,025,000	46,001,250	2.0789	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
16	273,984	821,952,000	41,097,600	2.1829	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
17	246,768	740,304,000	37,015,200	2.2920	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
18	223,429	670,287,000	33,514,350	2.4066	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
19	203,957	611,871,000	30,593,550	2.5270	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
20	188,060	564,180,000	28,209,000	2.6533	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,797,528	32,392,584,000	1,834,757,325				48,399,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.18 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	586,655,175	0	0	1,541,254,929	288,170,570	964,170,570	288,170,570	0.909	876,518,700	200,518,700
2					300,000,000	781,559,478	0	0	1,303,089,943	1,120,698,744	1,120,698,744	1,408,869,314	0.826	926,197,309	1,126,716,009
3					300,000,000	553,016,100	0	0	1,002,302,382	693,139,059	693,139,059	2,102,008,373	0.751	520,765,634	1,647,481,644
4					326,000,000	390,933,430	2,917,215	34,605,463	837,461,583	385,323,959	385,323,959	2,487,332,332	0.683	263,181,448	1,910,663,092
5	170,000,000				170,000,000	240,485,906	3,063,076	36,335,736	496,991,468	222,571,766	222,571,766	2,709,904,098	0.621	138,199,555	2,048,862,647
6		26,000,000			26,000,000	359,668,939	3,216,230	38,152,523	494,135,316	423,908,592	423,908,592	3,133,812,690	0.564	239,285,349	2,288,147,996
7			26,000,000		26,000,000	962,644,537	3,377,041	40,060,149	1,245,873,446	1,087,397,027	1,087,397,027	4,221,209,717	0.513	558,006,612	2,846,154,608
8				26,000,000	26,000,000	838,782,777	3,545,893	42,063,156	1,087,804,702	875,400,649	875,400,649	5,096,610,366	0.467	408,380,863	3,254,535,472
9					0	690,127,748	3,723,188	44,166,314	877,036,782	673,637,859	673,637,859	5,770,248,225	0.424	285,688,212	3,540,223,684
10					0	590,422,340	3,909,347	46,374,630	731,323,343	540,508,579	540,508,579	6,310,756,804	0.386	208,389,455	3,748,613,139
11					0	535,975,373	4,104,814	48,693,362	667,116,974	449,875,763	449,875,763	6,760,632,567	0.350	157,678,710	3,906,291,849
12					0	485,394,105	4,310,055	51,128,030	608,403,589	371,512,205	371,512,205	7,132,144,772	0.319	118,375,238	4,024,667,087
13					0	449,322,283	4,525,558	53,684,431	567,103,572	312,161,214	312,161,214	7,444,305,986	0.290	90,421,984	4,115,089,072
14					0	411,609,960	4,751,836	56,368,653	524,703,199	257,375,901	257,375,901	7,701,681,887	0.263	67,775,119	4,182,864,190
15					0	382,533,180	4,989,428	59,187,085	492,710,943	213,657,029	213,657,029	7,915,338,916	0.239	51,147,794	4,234,011,984
16					0	358,843,627	5,238,899	62,146,440	467,326,565	177,312,717	177,312,717	8,092,651,633	0.218	38,588,413	4,272,600,398
17					0	339,358,066	5,500,844	65,253,762	447,127,871	146,588,064	146,588,064	8,239,239,697	0.198	29,001,667	4,301,602,065
18					0	322,625,117	5,775,886	68,516,450	430,431,803	119,927,598	119,927,598	8,359,167,296	0.180	21,570,033	4,323,172,098
19					0	309,233,509	6,064,680	71,942,272	417,834,011	97,018,494	97,018,494	8,456,185,790	0.164	15,863,299	4,339,035,397
20					0	299,387,500	6,367,914	75,539,386	409,503,800	77,338,100	77,338,100	8,533,523,890	0.149	11,495,816	4,350,531,212
รวม					1,630,000,000	9,888,579,150	75,381,904	894,217,840	15,325,536,219	8,533,523,890	8,533,523,890			4,350,531,212	
													IRR	137.87%	116.24%
													PIR	6.5642	3.3466

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.19 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	872,244	2,616,731,250	163,545,703	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	1,001,936	3,005,808,150	187,863,009	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	723,039	2,169,116,100	108,455,805	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	522,247	1,566,740,400	78,337,020	1.2155	0	13	949,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					134,000,000
5	317,163	951,487,500	47,574,375	1.2763	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
6	230,925	692,773,500	34,638,675	1.3401	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
7	221,871	665,613,000	33,280,650	1.4071	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
8	215,121	645,363,000	32,268,150	1.4775	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
9	208,216	624,647,100	31,232,355	1.5513	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
10	198,297	594,889,500	29,744,475	1.6289	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
11	186,770	560,310,000	28,015,500	1.7103	0	0	949,000	0	0	0	0	0					
รวม	4,697,827	14,093,479,500	774,955,718				7,592,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.19 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	549,513,563	0	0	821,059,266	663,835,992	1,131,835,992	663,835,992	0.909	1,028,941,811	560,941,811
2					108,000,000	662,780,697	0	0	958,643,706	1,023,582,222	1,023,582,222	1,687,418,214	0.826	845,935,720	1,406,877,532
3					108,000,000	502,204,605	0	0	718,660,410	725,227,845	725,227,845	2,412,646,059	0.751	544,874,414	1,951,751,946
4					134,000,000	380,876,550	2,917,215	11,535,154	610,265,939	478,237,231	478,237,231	2,890,883,289	0.683	326,642,463	2,278,394,409
5	26,000,000				26,000,000	242,873,191	3,063,076	12,111,912	331,622,553	309,932,473	309,932,473	3,200,815,763	0.621	192,443,681	2,470,838,090
6		26,000,000			26,000,000	185,676,549	3,216,230	12,717,508	262,248,962	215,262,269	215,262,269	3,416,078,032	0.564	121,509,939	2,592,348,029
7			26,000,000		26,000,000	187,316,867	3,377,041	13,353,383	263,327,941	201,142,530	201,142,530	3,617,220,562	0.513	103,217,922	2,695,565,951
8				26,000,000	26,000,000	190,699,016	3,545,893	14,021,052	266,534,111	189,414,445	189,414,445	3,806,635,006	0.467	88,363,236	2,783,929,188
9					0	193,806,534	3,723,188	14,722,105	243,484,182	190,581,459	190,581,459	3,997,216,465	0.424	80,825,143	2,864,754,331
10					0	193,802,462	3,909,347	15,458,210	242,914,494	175,987,503	175,987,503	4,173,203,968	0.386	67,850,801	2,932,605,131
11					0	191,664,049	4,104,814	16,231,121	240,015,484	160,147,258	160,147,258	4,333,351,226	0.350	56,130,637	2,988,735,768
รวม					670,000,000	3,481,214,082	27,856,804	110,150,444	5,426,777,048	4,333,351,226	4,333,351,226			2,988,735,768	
													IRR	226.92%	197.20%
													PIR	4.8148	3.3208

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.20 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวน หลุม ผลิต	จำนวน หลุมอัด น้ำ	อัตราการอัด น้ำ(บาร์เรลต่อ ปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน การปรับปรุง หลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	872,035	2,616,104,250	163,506,516	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	990,113	2,970,337,950	185,646,122	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	709,611	2,128,831,800	106,441,590	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	518,403	1,555,209,000	77,760,450	1.2155	0	13	1,898,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					134,000,000
5	305,457	916,370,100	45,818,505	1.2763	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
6	265,541	796,623,900	39,831,195	1.3401	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
7	310,352	931,056,000	46,552,800	1.4071	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
8	622,758	1,868,272,500	93,413,625	1.4775	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
9	685,442	2,056,324,500	102,816,225	1.5513	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
10	590,386	1,771,158,000	88,557,900	1.6289	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
11	516,761	1,550,281,500	77,514,075	1.7103	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
12	452,974	1,358,920,500	67,946,025	1.7959	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
13	401,448	1,204,342,500	60,217,125	1.8856	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
14	366,661	1,099,981,500	54,999,075	1.9799	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
15	342,028	1,026,082,500	51,304,125	2.0789	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
16	313,861	941,583,000	47,079,150	2.1829	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
17	286,596	859,786,500	42,989,325	2.2920	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
18	263,039	789,117,000	39,455,850	2.4066	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
19	243,160	729,480,000	36,474,000	2.5270	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
20	230,992	692,976,000	34,648,800	2.6533	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,287,613	27,862,839,000	1,462,972,478				32,266,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	2,600,000	130,000,000					

สำนักวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.20 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	549,381,893	0	0	820,888,408	663,607,921	1,131,607,921	663,607,921	0.909	1,028,734,474	560,734,474
2					108,000,000	654,959,518	0	0	948,605,640	1,010,866,155	1,010,866,155	1,674,474,076	0.826	835,426,574	1,396,161,048
3					108,000,000	492,877,782	0	0	707,319,372	710,756,214	710,756,214	2,385,230,290	0.751	534,001,663	1,930,162,711
4					134,000,000	378,073,252	2,917,215	23,070,309	618,421,226	468,393,887	468,393,887	2,853,624,177	0.683	319,919,327	2,250,082,039
5	26,000,000				26,000,000	233,909,253	3,063,076	24,223,824	333,014,657	291,677,721	291,677,721	3,145,301,898	0.621	181,108,917	2,431,190,955
6		26,000,000			26,000,000	213,510,443	3,216,230	25,435,015	307,992,883	244,315,509	244,315,509	3,389,617,407	0.564	137,909,735	2,569,100,691
7			26,000,000		26,000,000	262,017,858	3,377,041	26,706,766	364,654,465	283,200,767	283,200,767	3,672,818,174	0.513	145,326,773	2,714,427,463
8				26,000,000	26,000,000	552,057,875	3,545,893	28,042,104	703,059,498	582,606,501	582,606,501	4,255,424,675	0.467	271,790,233	2,986,217,696
9					0	638,006,844	3,723,188	29,444,210	773,990,466	641,167,017	641,167,017	4,896,591,693	0.424	271,917,405	3,258,135,101
10					0	577,005,950	3,909,347	30,916,420	700,389,617	535,384,192	535,384,192	5,431,975,884	0.386	206,413,782	3,464,548,883
11					0	530,301,493	4,104,814	32,462,241	644,382,624	452,949,438	452,949,438	5,884,925,322	0.350	158,756,015	3,623,304,898
12					0	488,085,195	4,310,055	34,085,353	594,426,629	382,246,936	382,246,936	6,267,172,258	0.319	121,795,654	3,745,100,552
13					0	454,193,480	4,525,558	35,789,621	554,725,784	324,808,358	324,808,358	6,591,980,616	0.290	94,085,412	3,839,185,963
14					0	435,577,626	4,751,836	37,579,102	532,907,639	283,536,931	283,536,931	6,875,517,547	0.263	74,664,136	3,913,850,099
15					0	426,630,365	4,989,428	39,458,057	522,381,974	251,850,263	251,850,263	7,127,367,809	0.239	60,290,951	3,974,141,049
16					0	411,071,521	5,238,899	41,430,960	504,820,529	218,381,235	218,381,235	7,345,749,045	0.218	47,526,120	4,021,667,169
17					0	394,129,281	5,500,844	43,502,508	486,121,958	186,832,271	186,832,271	7,532,581,316	0.198	36,963,769	4,058,630,938
18					0	379,820,830	5,775,886	45,677,633	470,730,199	159,193,400	159,193,400	7,691,774,716	0.180	28,632,332	4,087,263,270
19					0	368,671,926	6,064,680	47,961,515	459,172,121	135,153,940	135,153,940	7,826,928,656	0.164	22,098,749	4,109,362,019
20					0	367,734,326	6,367,914	50,359,590	459,110,631	116,932,684	116,932,684	7,943,861,340	0.149	17,381,298	4,126,743,318
รวม					670,000,000	8,808,016,711	75,381,904	596,145,227	11,975,116,320	7,943,861,340	7,943,861,340			4,126,743,318	
													IRR	226.02%	196.38%
													PIR	8.8265	4.5853

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.21 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	942,161	2,826,484,320	176,655,270	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	972,947	2,918,841,180	182,427,574	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	695,011	2,085,031,500	104,251,575	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	508,883	1,526,647,500	76,332,375	1.2155	0	13	1,898,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					134,000,000
5	300,761	902,281,500	45,114,075	1.2763	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
6	263,071	789,213,900	39,460,695	1.3401	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
7	307,937	923,811,000	46,190,550	1.4071	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
8	636,128	1,908,383,100	95,419,155	1.4775	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
9	685,028	2,055,082,500	102,754,125	1.5513	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
10	586,495	1,759,485,000	87,974,250	1.6289	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
11	509,766	1,529,296,500	76,464,825	1.7103	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
12	446,623	1,339,867,500	66,993,375	1.7959	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
13	397,191	1,191,571,500	59,578,575	1.8856	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
14	363,475	1,090,425,000	54,521,250	1.9799	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
15	339,584	1,018,752,000	50,937,600	2.0789	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
16	311,949	935,845,500	46,792,275	2.1829	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
17	285,139	855,415,500	42,770,775	2.2920	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
18	261,924	785,772,000	39,288,600	2.4066	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
19	242,292	726,876,000	36,343,800	2.5270	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
20	230,311	690,933,000	34,546,650	2.6533	0	0	1,898,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,286,672	27,860,016,000	1,464,817,369				32,266,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.21 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	593,561,707	0	0	878,216,977	740,133,671	1,208,133,671	740,133,671	0.909	1,098,303,338	630,303,338
2					108,000,000	643,604,480	0	0	934,032,054	992,404,563	992,404,563	1,732,538,234	0.826	820,169,060	1,450,472,398
3					108,000,000	482,736,918	0	0	694,988,493	695,021,503	695,021,503	2,427,559,738	0.751	522,179,943	1,972,652,341
4					134,000,000	371,129,916	2,917,215	23,070,309	610,049,814	458,298,843	458,298,843	2,885,858,581	0.683	313,024,276	2,285,676,617
5	26,000,000				26,000,000	230,313,049	3,063,076	24,223,824	328,714,023	286,783,738	286,783,738	3,172,642,319	0.621	178,070,138	2,463,746,755
6		26,000,000			26,000,000	211,524,421	3,216,230	25,435,015	305,636,361	241,788,769	241,788,769	3,414,431,089	0.564	136,483,457	2,600,230,212
7			26,000,000		26,000,000	259,978,970	3,377,041	26,706,766	362,253,327	280,778,837	280,778,837	3,695,209,925	0.513	144,083,939	2,744,314,151
8				26,000,000	26,000,000	563,910,200	3,545,893	28,042,104	716,917,352	595,732,874	595,732,874	4,290,942,799	0.467	277,913,782	3,022,227,934
9					0	637,621,494	3,723,188	29,444,210	773,543,016	640,769,742	640,769,742	4,931,712,541	0.424	271,748,922	3,293,976,855
10					0	573,203,132	3,909,347	30,916,420	696,003,150	531,740,925	531,740,925	5,463,453,466	0.386	205,009,145	3,498,986,001
11					0	523,123,199	4,104,814	32,462,241	636,155,079	446,570,710	446,570,710	5,910,024,177	0.350	156,520,310	3,655,506,310
12					0	481,241,905	4,310,055	34,085,353	586,630,688	376,618,406	376,618,406	6,286,642,582	0.319	120,002,231	3,775,508,541
13					0	449,377,155	4,525,558	35,789,621	549,270,909	321,150,295	321,150,295	6,607,792,878	0.290	93,025,801	3,868,534,342
14					0	431,793,383	4,751,836	37,579,102	528,645,570	280,889,715	280,889,715	6,888,682,593	0.263	73,967,041	3,942,501,383
15					0	423,582,448	4,989,428	39,458,057	518,967,533	249,892,234	249,892,234	7,138,574,826	0.239	59,822,214	4,002,323,597
16					0	408,566,672	5,238,899	41,430,960	502,028,806	216,908,347	216,908,347	7,355,483,173	0.218	47,205,576	4,049,529,173
17					0	392,125,599	5,500,844	43,502,508	483,899,726	185,757,887	185,757,887	7,541,241,061	0.198	36,751,208	4,086,280,381
18					0	378,210,802	5,775,886	45,677,633	468,952,921	158,409,540	158,409,540	7,699,650,600	0.180	28,491,348	4,114,771,729
19					0	367,355,890	6,064,680	47,961,515	457,725,885	134,575,057	134,575,057	7,834,225,657	0.164	22,004,097	4,136,775,826
20					0	366,650,189	6,367,914	50,359,590	457,924,344	116,504,328	116,504,328	7,950,729,986	0.149	17,317,626	4,154,093,452
รวม					670,000,000	8,789,611,529	75,381,904	596,145,227	11,958,556,029	7,950,729,986	7,950,729,986			4,154,093,452	
													IRR	237.29%	206.63%
													PIR	8.8341	4.6157

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.22 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	942,161	2,826,484,320	176,655,270	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	972,947	2,918,841,180	182,427,574	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	695,011	2,085,031,500	104,251,575	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	508,883	1,526,647,500	76,332,375	1.2155	0	13	2,847,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					134,000,000
5	313,078	939,234,000	46,961,700	1.2763	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
6	501,610	1,504,830,000	75,241,500	1.3401	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
7	1,084,571	3,253,711,500	203,356,969	1.4071	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
8	842,406	2,527,216,500	157,951,031	1.4775	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
9	680,941	2,042,823,000	102,141,150	1.5513	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
10	567,851	1,703,551,500	85,177,575	1.6289	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
11	485,950	1,457,848,500	72,892,425	1.7103	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
12	431,150	1,293,448,500	64,672,425	1.7959	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
13	394,309	1,182,927,000	59,146,350	1.8856	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
14	364,201	1,092,603,000	54,630,150	1.9799	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
15	339,050	1,017,150,000	50,857,500	2.0789	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
16	307,151	921,453,000	46,072,650	2.1829	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
17	278,964	836,892,000	41,844,600	2.2920	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
18	255,819	767,457,000	38,372,850	2.4066	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
19	243,856	731,568,000	36,578,400	2.5270	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
20	230,839	692,517,000	34,625,850	2.6533	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,440,745	31,322,235,000	1,710,189,919				48,399,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.22 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	593,561,707	0	0	878,216,977	740,133,671	1,208,133,671	740,133,671	0.909	1,098,303,338	630,303,338
2					108,000,000	643,604,480	0	0	934,032,054	992,404,563	992,404,563	1,732,538,234	0.826	820,169,060	1,450,472,398
3					108,000,000	482,736,918	0	0	694,988,493	695,021,503	695,021,503	2,427,559,738	0.751	522,179,943	1,972,652,341
4					134,000,000	371,129,916	2,917,215	34,605,463	621,584,968	452,531,266	452,531,266	2,880,091,004	0.683	309,084,943	2,281,737,284
5	26,000,000				26,000,000	239,745,407	3,063,076	36,335,736	352,105,919	293,564,040	293,564,040	3,173,655,044	0.621	182,280,172	2,464,017,456
6		26,000,000			26,000,000	403,323,225	3,216,230	38,152,523	545,933,477	479,448,261	479,448,261	3,653,103,306	0.564	270,636,044	2,734,653,501
7			26,000,000		26,000,000	915,659,765	3,377,041	40,060,149	1,188,453,924	1,032,628,788	1,032,628,788	4,685,732,093	0.513	529,901,846	3,264,555,346
8				26,000,000	26,000,000	746,769,955	3,545,893	42,063,156	976,330,036	775,443,232	775,443,232	5,461,175,325	0.467	361,749,991	3,626,305,337
9					0	633,817,792	3,723,188	44,166,314	783,848,444	629,487,278	629,487,278	6,090,662,603	0.424	266,964,055	3,893,269,392
10					0	554,981,177	3,909,347	46,374,630	690,442,729	506,554,385	506,554,385	6,597,216,989	0.386	195,298,644	4,088,568,037
11					0	498,683,134	4,104,814	48,693,362	624,373,735	416,737,383	416,737,383	7,013,954,372	0.350	146,063,910	4,234,631,947
12					0	464,569,534	4,310,055	51,128,030	584,680,044	354,384,228	354,384,228	7,368,338,600	0.319	112,917,736	4,347,549,683
13					0	446,117,057	4,525,558	53,684,431	563,473,396	309,726,802	309,726,802	7,678,065,402	0.290	89,716,822	4,437,266,505
14					0	432,655,841	4,751,836	56,368,653	548,406,480	272,098,260	272,098,260	7,950,163,662	0.263	71,651,976	4,508,918,481
15					0	422,916,360	4,989,428	59,187,085	537,950,372	239,599,814	239,599,814	8,189,763,476	0.239	57,358,290	4,566,276,772
16					0	402,283,268	5,238,899	62,146,440	515,741,256	202,855,872	202,855,872	8,392,619,348	0.218	44,147,348	4,610,424,120
17					0	383,634,359	5,500,844	65,253,762	496,233,564	170,329,218	170,329,218	8,562,948,566	0.198	33,698,728	4,644,122,848
18					0	369,395,355	5,775,886	68,516,450	482,060,541	142,698,229	142,698,229	8,705,646,795	0.180	25,665,531	4,669,788,379
19					0	369,727,180	6,064,680	71,942,272	484,312,533	123,627,734	123,627,734	8,829,274,529	0.164	20,214,122	4,690,002,501
20					0	367,490,753	6,367,914	75,539,386	484,023,904	104,246,548	104,246,548	8,933,521,077	0.149	15,495,585	4,705,498,086
รวม					670,000,000	9,742,803,183	75,381,904	894,217,840	13,455,192,846	8,933,521,077	8,933,521,077			4,705,498,086	
													IRR	237.46%	206.78%
													PIR	9.9261	5.2283

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.23 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	950,981	2,852,941,890	178,308,868	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	970,608	2,911,823,310	181,988,957	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	693,305	2,079,916,200	103,995,810	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	507,773	1,523,319,600	76,165,980	1.2155	0	13	2,847,000	0	0	0	2,600,000	130,000,000					134,000,000
5	312,354	937,060,500	46,853,025	1.2763	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
6	493,587	1,480,761,900	74,038,095	1.3401	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
7	1,082,349	3,247,047,600	202,940,475	1.4071	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
8	843,465	2,530,393,500	158,149,594	1.4775	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
9	681,838	2,045,512,500	102,275,625	1.5513	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
10	568,575	1,705,725,000	85,286,250	1.6289	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
11	486,517	1,459,549,500	72,977,475	1.7103	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
12	431,606	1,294,818,000	64,740,900	1.7959	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
13	394,685	1,184,053,500	59,202,675	1.8856	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
14	364,512	1,093,536,000	54,676,800	1.9799	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
15	339,302	1,017,906,000	50,895,300	2.0789	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
16	307,360	922,080,000	46,104,000	2.1829	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
17	279,146	837,438,000	41,871,900	2.2920	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
18	255,975	767,925,000	38,396,250	2.4066	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
19	243,997	731,991,000	36,599,550	2.5270	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
20	230,963	692,889,000	34,644,450	2.6533	0	0	2,847,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,438,896	31,316,688,000	1,710,111,979				48,399,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	2,600,000	130,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.23 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	599,117,797	0	0	885,426,665	749,757,612	1,217,757,612	749,757,612	0.909	1,107,052,375	639,052,375
2					108,000,000	642,057,040	0	0	932,045,997	989,888,657	989,888,657	1,739,646,269	0.826	818,089,799	1,457,142,174
3					108,000,000	481,552,598	0	0	693,548,408	693,183,896	693,183,896	2,432,830,165	0.751	520,799,321	1,977,941,495
4					134,000,000	370,320,899	2,917,215	34,605,463	620,609,557	451,355,022	451,355,022	2,884,185,187	0.683	308,281,553	2,286,223,047
5	26,000,000				26,000,000	239,190,608	3,063,076	36,335,736	351,442,445	292,809,028	292,809,028	3,176,994,214	0.621	181,811,369	2,468,034,416
6		26,000,000			26,000,000	396,872,513	3,216,230	38,152,523	538,279,361	471,241,270	471,241,270	3,648,235,484	0.564	266,003,411	2,734,037,828
7			26,000,000		26,000,000	913,784,410	3,377,041	40,060,149	1,186,162,075	1,030,442,762	1,030,442,762	4,678,678,246	0.513	528,780,069	3,262,817,897
8				26,000,000	26,000,000	747,708,730	3,545,893	42,063,156	977,467,374	776,463,063	776,463,063	5,455,141,309	0.467	362,225,749	3,625,043,646
9					0	634,652,251	3,723,188	44,166,314	784,817,379	630,347,561	630,347,561	6,085,488,870	0.424	267,328,899	3,892,372,545
10					0	555,689,257	3,909,347	46,374,630	691,259,485	507,232,758	507,232,758	6,592,721,628	0.386	195,560,186	4,087,932,731
11					0	499,264,991	4,104,814	48,693,362	625,040,642	417,254,429	417,254,429	7,009,976,057	0.350	146,245,132	4,234,177,863
12					0	465,061,419	4,310,055	51,128,030	585,240,404	354,788,798	354,788,798	7,364,764,855	0.319	113,046,645	4,347,224,508
13					0	446,541,893	4,525,558	53,684,431	563,954,557	310,049,471	310,049,471	7,674,814,326	0.290	89,810,288	4,437,034,796
14					0	433,025,296	4,751,836	56,368,653	548,822,585	272,356,708	272,356,708	7,947,171,034	0.263	71,720,033	4,508,754,829
15					0	423,230,693	4,989,428	59,187,085	538,302,506	239,801,747	239,801,747	8,186,972,781	0.239	57,406,632	4,566,161,461
16					0	402,557,000	5,238,899	62,146,440	516,046,339	203,016,831	203,016,831	8,389,989,611	0.218	44,182,377	4,610,343,838
17					0	383,884,647	5,500,844	65,253,762	496,511,153	170,463,424	170,463,424	8,560,453,035	0.198	33,725,280	4,644,069,118
18					0	369,620,615	5,775,886	68,516,450	482,309,201	142,807,900	142,807,900	8,703,260,935	0.180	25,685,256	4,669,754,374
19					0	369,940,960	6,064,680	71,942,272	484,547,463	123,721,769	123,721,769	8,826,982,703	0.164	20,229,498	4,689,983,872
20					0	367,688,159	6,367,914	75,539,386	484,239,909	104,324,546	104,324,546	8,931,307,249	0.149	15,507,179	4,705,491,051
รวม					670,000,000	9,741,761,779	75,381,904	894,217,840	13,454,073,502	8,931,307,249	8,931,307,249			4,705,491,051	
													IRR	238.88%	208.08%
													PIR	9.9237	5.2283

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.24 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,208,967	3,626,901,480	226,681,343	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	819,292	2,457,877,200	153,617,325	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	550,072	1,650,216,900	82,510,845	1.2155	0	21	1,533,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					342,000,000
5	293,954	881,862,000	44,093,100	1.2763	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
6	181,256	543,766,500	27,188,325	1.3401	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
7	157,358	472,073,100	23,603,655	1.4071	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
8	150,568	451,702,500	22,585,125	1.4775	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
9	150,135	450,403,500	22,520,175	1.5513	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
10	155,383	466,147,500	23,307,375	1.6289	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
11	180,596	541,788,000	27,089,400	1.7103	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
12	202,241	606,723,000	30,336,150	1.7959	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
13	215,174	645,522,000	32,276,100	1.8856	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
14	219,344	658,032,000	32,901,600	1.9799	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
15	218,989	656,967,000	32,848,350	2.0789	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
16	211,398	634,192,500	31,709,625	2.1829	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
รวม	5,743,432	17,230,296,000	968,651,044				19,929,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.24 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	522,085,372	0	0	1,457,467,923	176,326,448	852,326,448	176,326,448	0.909	774,842,226	98,842,226
2					300,000,000	799,731,776	0	0	1,326,413,119	1,150,244,181	1,150,244,181	1,326,570,629	0.826	950,615,025	1,049,457,251
3					300,000,000	569,060,019	0	0	1,022,677,344	717,599,928	717,599,928	2,044,170,557	0.751	539,143,447	1,588,600,698
4					342,000,000	401,169,791	2,917,215	18,633,711	851,431,562	399,392,669	399,392,669	2,443,563,226	0.683	272,790,567	1,861,391,265
5	186,000,000				186,000,000	225,100,842	3,063,076	19,565,396	477,822,414	202,019,793	202,019,793	2,645,583,019	0.621	125,438,397	1,986,829,662
6		42,000,000			42,000,000	145,739,823	3,216,230	20,543,666	238,688,044	152,539,228	152,539,228	2,798,122,247	0.564	86,104,418	2,072,934,080
7			42,000,000		42,000,000	132,850,852	3,377,041	21,570,849	223,402,397	124,335,351	124,335,351	2,922,457,598	0.513	63,803,695	2,136,737,775
8				42,000,000	42,000,000	133,474,064	3,545,893	22,649,392	224,254,474	113,724,013	113,724,013	3,036,181,611	0.467	53,053,091	2,189,790,866
9					0	139,744,732	3,723,188	23,781,862	189,769,956	130,316,772	130,316,772	3,166,498,384	0.424	55,267,033	2,245,057,899
10					0	151,861,032	3,909,347	24,970,955	204,048,708	131,049,396	131,049,396	3,297,547,779	0.386	50,525,215	2,295,583,114
11					0	185,328,268	4,104,814	26,219,502	242,741,985	149,523,008	149,523,008	3,447,070,787	0.350	52,406,902	2,347,990,016
12					0	217,917,468	4,310,055	27,530,477	280,094,150	163,314,425	163,314,425	3,610,385,212	0.319	52,037,009	2,400,027,025
13					0	243,445,601	4,525,558	28,907,001	309,154,260	168,183,870	168,183,870	3,778,569,082	0.290	48,716,876	2,448,743,901
14					0	260,571,670	4,751,836	30,352,351	328,577,457	164,727,271	164,727,271	3,943,296,353	0.263	43,377,839	2,492,121,740
15					0	273,157,442	4,989,428	31,869,969	342,865,188	157,050,906	157,050,906	4,100,347,259	0.239	37,596,738	2,529,718,478
16					0	276,872,538	5,238,899	33,463,467	347,284,530	143,453,985	143,453,985	4,243,801,244	0.218	31,219,767	2,560,938,245
รวม					1,710,000,000	4,678,111,289	51,672,579	330,058,600	8,742,693,512	4,243,801,244	4,243,801,244			2,560,938,245	
													IRR	127.89%	107.17%
													PIR	3.2645	1.9700

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.25 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,208,967	3,626,901,480	226,681,343	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	819,292	2,457,877,200	153,617,325	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	550,072	1,650,216,900	82,510,845	1.2155	0	21	3,066,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					342,000,000
5	256,252	768,756,600	38,437,830	1.2763	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
6	185,230	555,690,900	27,784,545	1.3401	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
7	382,446	1,147,337,100	57,366,855	1.4071	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
8	427,477	1,282,429,500	64,121,475	1.4775	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
9	429,789	1,289,365,500	64,468,275	1.5513	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
10	426,797	1,280,389,500	64,019,475	1.6289	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
11	422,155	1,266,463,500	63,323,175	1.7103	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
12	414,153	1,242,459,000	62,122,950	1.7959	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
13	407,241	1,221,723,000	61,086,150	1.8856	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
14	400,009	1,200,027,000	60,001,350	1.9799	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
15	387,802	1,163,406,000	58,170,300	2.0789	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
16	370,161	1,110,483,000	55,524,150	2.1829	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
17	354,500	1,063,500,000	53,175,000	2.2920	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
18	335,179	1,005,537,000	50,276,850	2.4066	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
19	398,334	1,195,002,000	59,750,100	2.5270	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
20	203,342	610,026,000	30,501,300	2.6533	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,207,904	27,623,712,000	1,488,321,844				52,122,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.25 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	522,085,372	0	0	1,457,467,923	176,326,448	852,326,448	176,326,448	0.909	774,842,226	98,842,226
2					300,000,000	799,731,776	0	0	1,326,413,119	1,150,244,181	1,150,244,181	1,326,570,629	0.826	950,615,025	1,049,457,251
3					300,000,000	569,060,019	0	0	1,022,677,344	717,599,928	717,599,928	2,044,170,557	0.751	539,143,447	1,588,600,698
4					342,000,000	401,169,791	2,917,215	37,267,422	870,065,273	390,075,814	390,075,814	2,434,246,371	0.683	266,427,029	1,855,027,727
5	186,000,000				186,000,000	196,229,975	3,063,076	39,130,793	462,861,673	152,947,463	152,947,463	2,587,193,834	0.621	94,968,341	1,949,996,069
6		42,000,000			42,000,000	148,935,791	3,216,230	41,087,332	263,023,897	146,333,501	146,333,501	2,733,527,335	0.564	82,601,447	2,032,597,515
7			42,000,000		42,000,000	322,883,704	3,377,041	43,141,699	468,769,299	339,283,901	339,283,901	3,072,811,236	0.513	174,106,288	2,206,703,803
8				42,000,000	42,000,000	378,946,489	3,545,893	45,298,784	533,912,641	374,258,429	374,258,429	3,447,069,665	0.467	174,594,319	2,381,298,123
9					0	400,045,816	3,723,188	47,563,723	515,801,002	386,782,249	386,782,249	3,833,851,914	0.424	164,033,431	2,545,331,553
10					0	417,123,915	3,909,347	49,941,909	534,994,647	372,697,427	372,697,427	4,206,549,341	0.386	143,690,992	2,689,022,545
11					0	433,216,474	4,104,814	52,439,005	553,083,468	356,690,016	356,690,016	4,563,239,357	0.350	125,017,675	2,814,040,220
12					0	446,255,571	4,310,055	55,060,955	567,749,531	337,354,734	337,354,734	4,900,594,091	0.319	107,491,615	2,921,531,835
13					0	460,748,185	4,525,558	57,814,003	584,173,896	318,774,552	318,774,552	5,219,368,643	0.290	92,337,633	3,013,869,468
14					0	475,194,275	4,751,836	60,704,703	600,652,164	299,687,418	299,687,418	5,519,056,061	0.263	78,917,064	3,092,786,531
15					0	483,727,503	4,989,428	63,739,938	610,627,169	276,389,415	276,389,415	5,795,445,477	0.239	66,165,429	3,158,951,960
16					0	484,809,024	5,238,899	66,926,935	612,499,008	248,991,996	248,991,996	6,044,437,473	0.218	54,187,913	3,213,139,873
17					0	487,512,296	5,500,844	70,273,282	616,461,422	223,519,289	223,519,289	6,267,956,762	0.198	44,222,100	3,257,361,972
18					0	483,988,937	5,775,886	73,786,946	613,828,619	195,854,191	195,854,191	6,463,810,952	0.180	35,226,098	3,292,588,070
19					0	603,942,107	6,064,680	77,476,293	747,233,181	223,884,410	223,884,410	6,687,695,362	0.164	36,606,890	3,329,194,960
20					0	323,716,117	6,367,914	81,350,108	441,935,439	84,045,280	84,045,280	6,771,740,642	0.149	12,492,795	3,341,687,756
รวม					1,710,000,000	8,839,323,140	75,381,904	963,003,828	14,080,230,716	6,771,740,642	6,771,740,642			3,341,687,756	
													IRR	127.91%	107.19%
													PIR	5.2090	2.5705

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.26 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,185,399	3,556,198,110	222,262,382	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	799,200	2,397,600,900	149,850,056	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	537,868	1,613,604,000	80,680,200	1.2155	0	21	3,066,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					342,000,000
5	252,174	756,522,000	37,826,100	1.2763	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
6	185,727	557,180,100	27,859,005	1.3401	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
7	660,009	1,980,025,500	99,001,275	1.4071	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
8	783,588	2,350,764,000	146,922,750	1.4775	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
9	717,376	2,152,128,000	107,606,400	1.5513	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
10	635,469	1,906,407,000	95,320,350	1.6289	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
11	540,933	1,622,797,500	81,139,875	1.7103	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
12	468,774	1,406,322,000	70,316,100	1.7959	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
13	405,671	1,217,013,000	60,850,650	1.8856	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
14	367,311	1,101,931,500	55,096,575	1.9799	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
15	327,015	981,045,000	49,052,250	2.0789	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
16	291,014	873,042,000	43,652,100	2.1829	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
17	262,712	788,136,000	39,406,800	2.2920	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
18	241,967	725,901,000	36,295,050	2.4066	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
19	225,915	677,745,000	33,887,250	2.5270	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
20	209,770	629,310,000	31,465,500	2.6533	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,015,011	30,045,033,000	1,640,450,693				52,122,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.26 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	577,785,682	0	0	1,529,745,706	272,807,342	948,807,342	272,807,342	0.909	862,552,129	186,552,129
2					300,000,000	784,141,683	0	0	1,306,404,065	1,124,897,022	1,124,897,022	1,397,704,364	0.826	929,666,961	1,116,219,090
3					300,000,000	555,104,548	0	0	1,004,954,605	696,323,148	696,323,148	2,094,027,512	0.751	523,157,887	1,639,376,977
4					342,000,000	392,269,149	2,917,215	37,267,422	859,333,986	377,135,007	377,135,007	2,471,162,519	0.683	257,588,284	1,896,965,261
5	186,000,000				186,000,000	193,107,016	3,063,076	39,130,793	459,126,985	148,697,508	148,697,508	2,619,860,027	0.621	92,329,453	1,989,294,714
6		42,000,000			42,000,000	149,334,925	3,216,230	41,087,332	263,497,491	146,841,304	146,841,304	2,766,701,331	0.564	82,888,088	2,072,182,802
7			42,000,000		42,000,000	557,218,944	3,377,041	43,141,699	744,738,959	617,643,271	617,643,271	3,384,344,602	0.513	316,948,659	2,389,131,461
8				42,000,000	42,000,000	694,629,814	3,545,893	45,298,784	932,397,241	709,183,380	709,183,380	4,093,527,981	0.467	330,839,281	2,719,970,741
9					0	667,731,378	3,723,188	47,563,723	826,624,689	662,751,656	662,751,656	4,756,279,637	0.424	281,071,399	3,001,042,140
10					0	621,067,224	3,909,347	49,941,909	770,238,830	568,084,085	568,084,085	5,324,363,722	0.386	219,021,007	3,220,063,147
11					0	555,106,887	4,104,814	52,439,005	692,790,581	465,003,459	465,003,459	5,789,367,181	0.350	162,980,876	3,383,044,023
12					0	505,110,452	4,310,055	55,060,955	634,797,562	385,762,219	385,762,219	6,175,129,400	0.319	122,915,731	3,505,959,754
13					0	458,971,904	4,525,558	57,814,003	582,162,115	317,425,443	317,425,443	6,492,554,843	0.290	91,946,844	3,597,906,598
14					0	436,349,799	4,751,836	60,704,703	556,902,913	272,514,293	272,514,293	6,765,069,136	0.263	71,761,531	3,669,668,129
15					0	407,904,419	4,989,428	63,739,938	525,686,035	227,679,483	227,679,483	6,992,748,619	0.239	54,504,658	3,724,172,787
16					0	381,148,239	5,238,899	66,926,935	496,966,173	188,037,913	188,037,913	7,180,786,532	0.218	40,922,529	3,765,095,315
17					0	361,284,430	5,500,844	70,273,282	476,465,355	155,835,322	155,835,322	7,336,621,855	0.198	30,831,188	3,795,926,503
18					0	349,393,462	5,775,886	73,786,946	465,251,344	130,324,828	130,324,828	7,466,946,683	0.180	23,440,066	3,819,366,569
19					0	342,525,572	6,064,680	77,476,293	459,953,795	108,895,602	108,895,602	7,575,842,285	0.164	17,805,301	3,837,171,870
20					0	333,949,356	6,367,914	81,350,108	453,132,878	88,088,561	88,088,561	7,663,930,846	0.149	13,093,803	3,850,265,673
รวม					1,710,000,000	9,324,134,883	75,381,904	963,003,828	14,717,171,308	7,663,930,846	7,663,930,846			3,850,265,673	
													IRR	135.71%	114.29%
													PIR	5.8953	2.9617

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.27 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,185,399	3,556,198,110	222,262,382	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	799,200	2,397,600,900	149,850,056	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	537,868	1,613,604,000	80,680,200	1.2155	0	21	4,599,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					342,000,000
5	245,546	736,636,500	36,831,825	1.2763	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
6	596,040	1,788,119,100	89,405,955	1.3401	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
7	716,982	2,150,946,000	107,547,300	1.4071	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
8	689,545	2,068,635,000	103,431,750	1.4775	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
9	672,513	2,017,537,500	100,876,875	1.5513	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
10	640,778	1,922,334,000	96,116,700	1.6289	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
11	557,235	1,671,705,000	83,585,250	1.7103	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
12	474,672	1,424,014,500	71,200,725	1.7959	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
13	412,533	1,237,599,000	61,879,950	1.8856	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
14	364,266	1,092,798,000	54,639,900	1.9799	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
15	325,802	977,406,000	48,870,300	2.0789	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
16	290,577	871,731,000	43,586,550	2.1829	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
17	260,207	780,621,000	39,031,050	2.2920	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
18	235,173	705,519,000	35,275,950	2.4066	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
19	150,861	452,583,000	22,629,150	2.5270	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,072,316	30,216,948,000	1,619,661,893				73,584,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.27 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	577,785,682	0	0	1,529,745,706	272,807,342	948,807,342	272,807,342	0.909	862,552,129	186,552,129
2					300,000,000	784,141,683	0	0	1,306,404,065	1,124,897,022	1,124,897,022	1,397,704,364	0.826	929,666,961	1,116,219,090
3					300,000,000	555,104,548	0	0	1,004,954,605	696,323,148	696,323,148	2,094,027,512	0.751	523,157,887	1,639,376,977
4					342,000,000	392,269,149	2,917,215	55,901,132	877,967,697	367,818,152	367,818,152	2,461,845,664	0.683	251,224,747	1,890,601,723
5	186,000,000				186,000,000	188,031,117	3,063,076	58,696,189	472,622,206	132,007,147	132,007,147	2,593,852,810	0.621	81,966,052	1,972,567,776
6		42,000,000			42,000,000	479,250,122	3,216,230	61,630,999	675,503,305	556,307,897	556,307,897	3,150,160,708	0.564	314,021,305	2,286,589,081
7			42,000,000		42,000,000	605,319,405	3,377,041	64,712,548	822,956,295	663,994,853	663,994,853	3,814,155,560	0.513	340,734,349	2,627,323,430
8				42,000,000	42,000,000	611,263,208	3,545,893	67,948,176	828,189,027	620,222,986	620,222,986	4,434,378,547	0.467	289,338,601	2,916,662,030
9					0	625,972,570	3,723,188	71,345,585	801,918,217	607,809,641	607,809,641	5,042,188,188	0.424	257,770,621	3,174,432,652
10					0	626,255,905	3,909,347	74,912,864	801,194,816	560,569,592	560,569,592	5,602,757,780	0.386	216,123,845	3,390,556,496
11					0	571,836,571	4,104,814	78,658,507	738,185,143	466,759,929	466,759,929	6,069,517,709	0.350	163,596,507	3,554,153,004
12					0	511,465,090	4,310,055	82,591,432	669,567,302	377,223,599	377,223,599	6,446,741,308	0.319	120,195,064	3,674,348,067
13					0	466,735,499	4,525,558	86,721,004	619,862,011	308,868,495	308,868,495	6,755,609,802	0.290	89,468,201	3,763,816,268
14					0	432,733,058	4,751,836	91,057,054	583,181,848	254,808,076	254,808,076	7,010,417,878	0.263	67,098,930	3,830,915,199
15					0	406,391,375	4,989,428	95,609,907	555,861,010	210,772,495	210,772,495	7,221,190,373	0.239	50,457,260	3,881,372,458
16					0	380,575,890	5,238,899	100,390,402	529,791,741	170,969,630	170,969,630	7,392,160,003	0.218	37,207,973	3,918,580,431
17					0	357,839,526	5,500,844	105,409,922	507,781,343	136,419,829	136,419,829	7,528,579,831	0.198	26,989,936	3,945,570,367
18					0	339,583,119	5,775,886	110,680,419	491,315,374	107,101,813	107,101,813	7,635,681,645	0.180	19,263,203	3,964,833,569
19					0	228,730,940	6,064,680	116,214,439	373,639,210	39,471,895	39,471,895	7,675,153,540	0.164	6,453,970	3,971,287,539
รวม					1,710,000,000	9,141,284,458	69,013,990	1,322,480,580	14,866,640,921	7,675,153,540	7,675,153,540			3,971,287,539	
													IRR	136.13%	114.66%
													PIR	5.9040	3.0548

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.28 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	931,199	2,793,596,070	174,599,754	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,181,496	3,544,487,430	221,530,464	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	796,194	2,388,580,500	149,286,281	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	536,037	1,608,109,500	80,405,475	1.2155	0	21	4,599,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					342,000,000
5	245,128	735,384,000	36,769,200	1.2763	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
6	796,671	2,390,011,500	149,375,719	1.3401	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
7	977,302	2,931,906,000	183,244,125	1.4071	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
8	819,088	2,457,264,000	153,579,000	1.4775	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
9	670,585	2,011,755,000	100,587,750	1.5513	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
10	562,501	1,687,501,500	84,375,075	1.6289	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
11	480,089	1,440,265,500	72,013,275	1.7103	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
12	415,461	1,246,383,000	62,319,150	1.7959	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
13	366,365	1,099,095,000	54,954,750	1.8856	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
14	326,924	980,772,000	49,038,600	1.9799	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
15	294,312	882,936,000	44,146,800	2.0789	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
16	262,327	786,981,000	39,349,050	2.1829	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
17	237,382	712,146,000	35,607,300	2.2920	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
18	176,725	530,175,000	26,508,750	2.4066	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,075,783	30,227,349,000	1,717,690,519				68,985,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.28 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 6 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	กำไรต่อปี (บาท)	ผลกำไรสะสม (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	-676,000,000	-676,000,000	0	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	586,655,175	0	0	1,541,254,929	1,252,341,141	576,341,141	288,170,570	0.909	876,518,700	200,518,700
2					300,000,000	781,559,478	0	0	1,303,089,943	2,241,397,487	2,817,738,628	1,120,698,744	0.826	926,197,309	1,126,716,009
3					300,000,000	553,016,100	0	0	1,002,302,382	1,386,278,118	4,204,016,747	693,139,059	0.751	520,765,634	1,647,481,644
4					342,000,000	390,933,430	2,917,215	55,901,132	876,357,252	731,752,248	4,935,768,995	365,876,124	0.683	249,898,316	1,897,379,959
5	186,000,000				186,000,000	187,711,408	3,063,076	58,696,189	472,239,873	263,144,127	5,198,913,122	131,572,064	0.621	81,695,900	1,979,075,859
6		42,000,000			42,000,000	640,568,798	3,216,230	61,630,999	896,791,745	1,493,219,755	6,692,132,877	746,609,877	0.564	421,441,812	2,400,517,671
7			42,000,000		42,000,000	825,097,234	3,377,041	64,712,548	1,118,430,949	1,813,475,051	8,505,607,928	906,737,526	0.513	465,299,722	2,865,817,393
8				42,000,000	42,000,000	726,099,615	3,545,893	67,948,176	993,172,684	1,464,091,316	9,969,699,244	732,045,658	0.467	341,504,702	3,207,322,095
9					0	624,178,459	3,723,188	71,345,585	799,834,981	1,211,920,019	11,181,619,263	605,960,009	0.424	256,986,197	3,464,308,292
10					0	549,752,425	3,909,347	74,912,864	712,949,711	974,551,789	12,156,171,051	487,275,894	0.386	187,865,951	3,652,174,243
11					0	492,668,554	4,104,814	78,658,507	647,445,151	792,820,349	12,948,991,401	396,410,175	0.350	138,939,348	3,791,113,591
12					0	447,664,959	4,310,055	82,591,432	596,885,597	649,497,403	13,598,488,804	324,748,702	0.319	103,474,944	3,894,588,535
13					0	414,501,509	4,525,558	86,721,004	560,702,821	538,392,179	14,136,880,983	269,196,090	0.290	77,976,518	3,972,565,054
14					0	388,372,295	4,751,836	91,057,054	533,219,785	447,552,215	14,584,433,198	223,776,107	0.263	58,927,243	4,031,492,297
15					0	367,112,106	4,989,428	95,609,907	511,858,241	371,077,759	14,955,510,957	185,538,880	0.239	44,416,533	4,075,908,829
16					0	343,576,165	5,238,899	100,390,402	488,554,517	298,426,483	15,253,937,441	149,213,242	0.218	32,473,149	4,108,381,978
17					0	326,450,335	5,500,844	105,409,922	472,968,402	239,177,598	15,493,115,039	119,588,799	0.198	23,660,006	4,132,041,985
18					0	255,185,870	5,775,886	110,680,419	398,150,925	132,024,075	15,625,139,114	66,012,037	0.180	11,872,845	4,143,914,830
รวม					1,710,000,000	8,901,103,917	62,949,309	1,206,266,141	14,602,209,886	15,625,139,114		7,812,569,557		4,143,914,830	
													IRR	137.73%	116.12%
													PIR	6.0097	3.1876

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.29 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,208,967	3,626,901,480	226,681,343	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	819,292	2,457,877,200	153,617,325	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	550,072	1,650,216,900	82,510,845	1.2155	0	19	1,387,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					338,000,000
5	302,959	908,877,600	45,443,880	1.2763	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
6	193,297	579,889,500	28,994,475	1.3401	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
7	169,871	509,613,900	25,480,695	1.4071	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
8	163,288	489,864,600	24,493,230	1.4775	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
9	167,103	501,309,000	25,065,450	1.5513	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
10	179,008	537,022,500	26,851,125	1.6289	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
11	193,286	579,858,000	28,992,900	1.7103	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
12	198,651	595,953,000	29,797,650	1.7959	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
	4,974,502	14,923,504,500	853,311,469				12,483,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.29 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	522,085,372	0	0	1,457,467,923	176,326,448	852,326,448	176,326,448	0.909	774,842,226	98,842,226
2					300,000,000	799,731,776	0	0	1,326,413,119	1,150,244,181	1,150,244,181	1,326,570,629	0.826	950,615,025	1,049,457,251
3					300,000,000	569,060,019	0	0	1,022,677,344	717,599,928	717,599,928	2,044,170,557	0.751	539,143,447	1,588,600,698
4					338,000,000	401,169,791	2,917,215	16,859,072	845,256,923	402,479,989	402,479,989	2,446,650,546	0.683	274,899,248	1,863,499,946
5	182,000,000				182,000,000	231,996,745	3,063,076	17,702,025	480,205,726	214,335,937	214,335,937	2,660,986,483	0.621	133,085,754	1,996,585,699
6		38,000,000			38,000,000	155,421,478	3,216,230	18,587,127	244,219,309	167,835,095	167,835,095	2,828,821,578	0.564	94,738,536	2,091,324,235
7			38,000,000		38,000,000	143,415,587	3,377,041	19,516,483	229,789,806	139,912,047	139,912,047	2,968,733,625	0.513	71,797,003	2,163,121,238
8				38,000,000	38,000,000	144,750,624	3,545,893	20,492,307	231,282,054	129,291,273	129,291,273	3,098,024,898	0.467	60,315,333	2,223,436,571
9					0	155,538,959	3,723,188	21,516,922	205,844,519	147,732,240	147,732,240	3,245,757,138	0.424	62,652,891	2,286,089,463
10					0	174,950,613	3,909,347	22,592,768	228,303,854	154,359,323	154,359,323	3,400,116,462	0.386	59,512,201	2,345,601,664
11					0	198,350,792	4,104,814	23,722,407	255,170,913	162,343,543	162,343,543	3,562,460,005	0.350	56,900,422	2,402,502,085
12					0	214,049,193	4,310,055	24,908,527	273,065,425	161,443,787	161,443,787	3,723,903,792	0.319	51,440,966	2,453,943,051
					1,690,000,000	3,710,520,949	32,166,859	185,897,638	7,475,696,915	3,723,903,792	3,723,903,792			2,453,943,051	
													IRR	128.00%	107.27%
													PIR	2.8645	1.8876

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.30 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	828,707	2,486,120,820	155,382,551	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,208,967	3,626,901,480	226,681,343	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	819,292	2,457,877,200	153,617,325	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	550,072	1,650,216,900	82,510,845	1.2155	0	19	2,774,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					338,000,000
5	268,999	806,995,500	40,349,775	1.2763	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
6	191,884	575,652,000	28,782,600	1.3401	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
7	451,565	1,354,695,600	67,734,780	1.4071	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
8	585,247	1,755,739,500	87,786,975	1.4775	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
9	579,693	1,739,079,000	86,953,950	1.5513	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
10	563,368	1,690,102,500	84,505,125	1.6289	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
11	537,774	1,613,320,500	80,666,025	1.7103	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
12	501,411	1,504,233,000	75,211,650	1.7959	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
13	474,952	1,424,856,000	71,242,800	1.8856	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
14	442,279	1,326,835,500	66,341,775	1.9799	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
15	397,556	1,192,666,500	59,633,325	2.0789	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
16	353,039	1,059,117,000	52,955,850	2.1829	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
17	314,954	944,862,000	47,243,100	2.2920	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
18	281,904	845,712,000	42,285,600	2.4066	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
19	255,218	765,654,000	38,282,700	2.5270	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
20	233,767	701,301,000	35,065,050	2.6533	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
รวม	9,840,646	29,521,938,000	1,583,233,144				47,158,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.30 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	522,085,372	0	0	1,457,467,923	176,326,448	852,326,448	176,326,448	0.909	774,842,226	98,842,226
2					300,000,000	799,731,776	0	0	1,326,413,119	1,150,244,181	1,150,244,181	1,326,570,629	0.826	950,615,025	1,049,457,251
3					300,000,000	569,060,019	0	0	1,022,677,344	717,599,928	717,599,928	2,044,170,557	0.751	539,143,447	1,588,600,698
4					338,000,000	401,169,791	2,917,215	33,718,143	862,115,995	394,050,453	394,050,453	2,438,221,010	0.683	269,141,761	1,857,742,459
5	182,000,000				182,000,000	205,990,696	3,063,076	35,404,051	466,807,597	170,093,952	170,093,952	2,608,314,961	0.621	105,614,961	1,963,357,421
6		38,000,000			38,000,000	154,285,747	3,216,230	37,174,253	261,458,830	157,096,585	157,096,585	2,765,411,546	0.564	88,676,927	2,052,034,348
7			38,000,000		38,000,000	381,238,550	3,377,041	39,032,966	529,383,337	412,656,131	412,656,131	3,178,067,678	0.513	211,757,844	2,263,792,192
8				38,000,000	38,000,000	518,805,376	3,545,893	40,984,614	689,122,859	533,308,321	533,308,321	3,711,375,999	0.467	248,792,268	2,512,584,459
9					0	539,576,465	3,723,188	43,033,845	673,287,447	532,895,777	532,895,777	4,244,271,775	0.424	225,999,830	2,738,584,289
10					0	550,599,776	3,909,347	45,185,537	684,199,785	502,951,357	502,951,357	4,747,223,133	0.386	193,909,521	2,932,493,810
11					0	551,865,110	4,104,814	47,444,814	684,080,763	464,619,869	464,619,869	5,211,843,001	0.350	162,846,429	3,095,340,239
12					0	540,277,270	4,310,055	49,817,054	669,616,029	417,308,485	417,308,485	5,629,151,486	0.319	132,967,344	3,228,307,583
13					0	537,355,699	4,525,558	52,307,907	665,431,964	379,712,018	379,712,018	6,008,863,504	0.290	109,989,046	3,338,296,629
14					0	525,408,707	4,751,836	54,923,303	651,425,620	337,704,940	337,704,940	6,346,568,444	0.263	88,928,265	3,427,224,895
15					0	495,893,599	4,989,428	57,669,468	618,185,819	287,240,340	287,240,340	6,633,808,785	0.239	68,763,054	3,495,987,948
16					0	462,383,917	5,238,899	60,552,941	581,131,607	238,992,696	238,992,696	6,872,801,481	0.218	52,011,774	3,547,999,722
17					0	433,128,202	5,500,844	63,580,588	549,452,734	197,704,633	197,704,633	7,070,506,114	0.198	39,114,808	3,587,114,530
18					0	407,061,353	5,775,886	66,759,618	521,882,457	161,914,772	161,914,772	7,232,420,885	0.180	29,121,795	3,616,236,325
19					0	386,953,905	6,064,680	70,097,598	501,398,884	132,127,558	132,127,558	7,364,548,443	0.164	21,603,912	3,637,840,236
20					0	372,152,067	6,367,914	73,602,478	487,187,510	107,056,745	107,056,745	7,471,605,189	0.149	15,913,303	3,653,753,539
รวม					1,690,000,000	9,355,023,397	75,381,904	871,289,178	14,578,727,623	7,471,605,189	7,471,605,189			3,653,753,539	
													IRR	128.14%	107.40%
													PIR	5.7474	2.8106

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.31 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,185,399	3,556,198,110	222,262,382	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	799,200	2,397,600,900	149,850,056	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	537,868	1,613,604,000	80,680,200	1.2155	0	19	2,774,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					338,000,000
5	264,418	793,254,600	39,662,730	1.2763	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
6	195,592	586,775,400	29,338,770	1.3401	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
7	702,549	2,107,646,100	105,382,305	1.4071	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
8	954,963	2,864,887,500	179,055,469	1.4775	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
9	765,850	2,297,550,000	143,596,875	1.5513	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
10	635,433	1,906,297,500	95,314,875	1.6289	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
11	551,537	1,654,611,000	82,730,550	1.7103	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
12	462,940	1,388,818,500	69,440,925	1.7959	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
13	398,605	1,195,815,000	59,790,750	1.8856	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
14	349,845	1,049,535,000	52,476,750	1.9799	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
15	312,202	936,606,000	46,830,300	2.0789	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
16	279,925	839,775,000	41,988,750	2.1829	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
17	253,546	760,638,000	38,031,900	2.2920	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
18	231,183	693,549,000	34,677,450	2.4066	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
19	215,830	647,490,000	32,374,500	2.5270	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
20	202,363	607,089,000	30,354,450	2.6533	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,216,367	30,649,101,000	1,705,800,011				47,158,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.31 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	577,785,682	0	0	1,529,745,706	272,807,342	948,807,342	272,807,342	0.909	862,552,129	186,552,129
2					300,000,000	784,141,683	0	0	1,306,404,065	1,124,897,022	1,124,897,022	1,397,704,364	0.826	929,666,961	1,116,219,090
3					300,000,000	555,104,548	0	0	1,004,954,605	696,323,148	696,323,148	2,094,027,512	0.751	523,157,887	1,639,376,977
4					338,000,000	392,269,149	2,917,215	33,718,143	851,384,708	381,109,646	381,109,646	2,475,137,158	0.683	260,303,016	1,899,679,993
5	182,000,000				182,000,000	202,483,244	3,063,076	35,404,051	462,613,100	165,320,750	165,320,750	2,640,457,908	0.621	102,651,179	2,002,331,172
6		38,000,000			38,000,000	157,267,031	3,216,230	37,174,253	264,996,284	160,889,558	160,889,558	2,801,347,466	0.564	90,817,961	2,093,149,133
7			38,000,000		38,000,000	593,133,944	3,377,041	39,032,966	778,926,255	664,359,922	664,359,922	3,465,707,388	0.513	340,921,688	2,434,070,820
8				38,000,000	38,000,000	846,548,727	3,545,893	40,984,614	1,108,134,702	878,376,399	878,376,399	4,344,083,787	0.467	409,769,073	2,843,839,893
9					0	712,850,829	3,723,188	43,033,845	903,204,736	697,172,632	697,172,632	5,041,256,419	0.424	295,669,253	3,139,509,146
10					0	621,031,551	3,909,347	45,185,537	765,441,310	570,428,095	570,428,095	5,611,684,514	0.386	219,924,724	3,359,433,870
11					0	565,989,263	4,104,814	47,444,814	700,269,441	477,170,779	477,170,779	6,088,855,294	0.350	167,245,447	3,526,679,317
12					0	498,823,698	4,310,055	49,817,054	622,391,732	383,213,384	383,213,384	6,472,068,677	0.319	122,103,594	3,648,782,911
13					0	450,977,506	4,525,558	52,307,907	567,601,721	314,106,640	314,106,640	6,786,175,317	0.290	90,985,505	3,739,768,416
14					0	415,601,502	4,751,836	54,923,303	527,753,391	260,890,805	260,890,805	7,047,066,121	0.263	68,700,703	3,808,469,119
15					0	389,427,321	4,989,428	57,669,468	498,916,517	218,844,742	218,844,742	7,265,910,863	0.239	52,389,691	3,860,858,810
16					0	366,624,701	5,238,899	60,552,941	474,405,292	182,684,854	182,684,854	7,448,595,717	0.218	39,757,547	3,900,616,357
17					0	348,679,246	5,500,844	63,580,588	455,792,578	152,422,711	152,422,711	7,601,018,428	0.198	30,156,021	3,930,772,378
18					0	333,821,673	5,775,886	66,759,618	441,034,626	126,257,187	126,257,187	7,727,275,615	0.180	22,708,465	3,953,480,843
19					0	327,234,996	6,064,680	70,097,598	435,771,775	105,859,112	105,859,112	7,833,134,728	0.164	17,308,811	3,970,789,653
20					0	322,157,570	6,367,914	73,602,478	432,482,413	87,303,294	87,303,294	7,920,438,021	0.149	12,977,078	3,983,766,732
รวม					1,690,000,000	9,461,953,864	75,381,904	871,289,178	14,808,224,958	7,920,438,021	7,920,438,021			3,983,766,732	
													IRR	135.88%	114.44%
													PIR	6.0926	3.0644

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.32 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	917,120	2,751,360,390	171,960,024	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,185,399	3,556,198,110	222,262,382	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	799,200	2,397,600,900	149,850,056	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	537,868	1,613,604,000	80,680,200	1.2155	0	19	4,161,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					338,000,000
5	256,146	768,437,100	38,421,855	1.2763	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
6	720,719	2,162,155,500	108,107,775	1.3401	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
7	1,002,201	3,006,603,000	187,912,688	1.4071	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
8	908,016	2,724,048,000	170,253,000	1.4775	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
9	757,916	2,273,748,000	142,109,250	1.5513	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
10	617,396	1,852,188,000	92,609,400	1.6289	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
11	516,714	1,550,140,500	77,507,025	1.7103	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
12	440,146	1,320,436,500	66,021,825	1.7959	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
13	382,517	1,147,551,000	57,377,550	1.8856	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
14	337,590	1,012,770,000	50,638,500	1.9799	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
15	305,457	916,371,000	45,818,550	2.0789	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
16	280,138	840,414,000	42,020,700	2.1829	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
17	252,001	756,003,000	37,800,150	2.2920	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
18	229,912	689,736,000	34,486,800	2.4066	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
19	168,796	506,388,000	25,319,400	2.5270	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,615,251	31,845,753,000	1,801,157,130				66,576,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.32 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	577,785,682	0	0	1,529,745,706	272,807,342	948,807,342	272,807,342	0.909	862,552,129	186,552,129
2					300,000,000	784,141,683	0	0	1,306,404,065	1,124,897,022	1,124,897,022	1,397,704,364	0.826	929,666,961	1,116,219,090
3					300,000,000	555,104,548	0	0	1,004,954,605	696,323,148	696,323,148	2,094,027,512	0.751	523,157,887	1,639,376,977
4					338,000,000	392,269,149	2,917,215	50,577,215	868,243,779	372,680,110	372,680,110	2,466,707,622	0.683	254,545,530	1,893,922,507
5	182,000,000				182,000,000	196,148,421	3,063,076	53,106,076	472,739,427	147,848,836	147,848,836	2,614,556,459	0.621	91,802,495	1,985,725,002
6		38,000,000			38,000,000	579,499,032	3,216,230	55,761,380	784,584,416	688,785,542	688,785,542	3,303,342,001	0.564	388,801,482	2,374,526,484
7			38,000,000		38,000,000	846,118,470	3,377,041	58,549,449	1,133,957,648	936,322,676	936,322,676	4,239,664,677	0.513	480,481,583	2,855,008,066
8				38,000,000	38,000,000	804,931,909	3,545,893	61,476,921	1,078,207,723	822,920,138	822,920,138	5,062,584,815	0.467	383,898,318	3,238,906,384
9					0	705,465,886	3,723,188	64,550,767	915,849,090	678,949,455	678,949,455	5,741,534,270	0.424	287,940,847	3,526,847,231
10					0	603,403,816	3,909,347	67,778,305	767,700,869	542,243,566	542,243,566	6,283,777,836	0.386	209,058,368	3,735,905,599
11					0	530,253,262	4,104,814	71,167,221	683,032,322	433,554,089	433,554,089	6,717,331,925	0.350	151,958,063	3,887,863,662
12					0	474,262,848	4,310,055	74,725,582	619,320,310	350,558,095	350,558,095	7,067,890,020	0.319	111,698,612	3,999,562,274
13					0	432,775,712	4,525,558	78,461,861	573,140,681	287,205,160	287,205,160	7,355,095,179	0.290	83,193,104	4,082,755,379
14					0	401,043,065	4,751,836	82,384,954	538,818,355	236,975,823	236,975,823	7,592,071,002	0.263	62,403,141	4,145,158,520
15					0	381,013,899	4,989,428	86,504,202	518,326,078	199,022,461	199,022,461	7,791,093,463	0.239	47,644,395	4,192,802,914
16					0	366,903,673	5,238,899	90,829,412	504,992,683	167,710,658	167,710,658	7,958,804,121	0.218	36,498,726	4,229,301,640
17					0	346,554,545	5,500,844	95,370,882	485,226,421	135,388,289	135,388,289	8,094,192,411	0.198	26,785,851	4,256,087,491
18					0	331,986,385	5,775,886	100,139,426	472,388,497	108,673,751	108,673,751	8,202,866,162	0.180	19,545,929	4,275,633,421
19					0	255,923,451	6,064,680	105,146,398	392,453,929	56,967,035	56,967,035	8,259,833,197	0.164	9,314,566	4,284,947,986
รวม					1,690,000,000	9,565,585,436	69,013,990	1,196,530,049	15,326,086,605	8,259,833,197	8,259,833,197			4,284,947,986	
													IRR	136.58%	115.07%
													PIR	6.3537	3.2961

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.33 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	13	0	0	520,000,000	130,000,000	650,000,000	0	0	156,000,000				
1	931,199	2,793,596,070	174,599,754	1.0500	12	0	0	480,000,000	120,000,000	600,000,000	0	0		300,000,000			
2	1,181,496	3,544,487,430	221,530,464	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			300,000,000		
3	796,194	2,388,580,500	149,286,281	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				300,000,000	
4	536,037	1,608,109,500	80,405,475	1.2155	0	19	4,161,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					338,000,000
5	255,514	766,540,500	38,327,025	1.2763	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
6	940,196	2,820,588,000	176,286,750	1.3401	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
7	1,198,117	3,594,351,000	224,646,938	1.4071	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
8	887,156	2,661,466,500	166,341,656	1.4775	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
9	701,119	2,103,357,000	105,167,850	1.5513	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
10	567,514	1,702,542,000	85,127,100	1.6289	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
11	476,335	1,429,003,500	71,450,175	1.7103	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
12	407,594	1,222,782,000	61,139,100	1.7959	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
13	356,218	1,068,654,000	53,432,700	1.8856	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
14	316,386	949,158,000	47,457,900	1.9799	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
15	289,530	868,590,000	43,429,500	2.0789	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
16	264,429	793,287,000	39,664,350	2.1829	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
17	239,886	719,658,000	35,982,900	2.2920	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
18	207,917	623,751,000	31,187,550	2.4066	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
19	71,272	213,816,000	10,690,800	2.5270	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,624,106	31,872,318,000	1,816,154,269				66,576,000	1,000,000,000	250,000,000	1,250,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.33 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 7 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					156,000,000	0	0	0	676,000,000	0	-676,000,000	-676,000,000	1.000	-676,000,000	-676,000,000
1					300,000,000	586,655,175	0	0	1,541,254,929	288,170,570	964,170,570	288,170,570	0.909	876,518,700	200,518,700
2					300,000,000	781,559,478	0	0	1,303,089,943	1,120,698,744	1,120,698,744	1,408,869,314	0.826	926,197,309	1,126,716,009
3					300,000,000	553,016,100	0	0	1,002,302,382	693,139,059	693,139,059	2,102,008,373	0.751	520,765,634	1,647,481,644
4					338,000,000	390,933,430	2,917,215	50,577,215	866,633,335	370,738,083	370,738,083	2,472,746,456	0.683	253,219,099	1,900,700,742
5	182,000,000				182,000,000	195,664,301	3,063,076	53,106,076	472,160,478	147,190,011	147,190,011	2,619,936,467	0.621	91,393,416	1,992,094,159
6		38,000,000			38,000,000	755,971,537	3,216,230	55,761,380	1,029,235,896	895,676,052	895,676,052	3,515,612,519	0.564	505,585,781	2,497,679,940
7			38,000,000		38,000,000	1,011,522,562	3,377,041	58,549,449	1,336,095,989	1,129,127,505	1,129,127,505	4,644,740,025	0.513	579,420,946	3,077,100,886
8				38,000,000	38,000,000	786,439,634	3,545,893	61,476,921	1,055,804,104	802,831,198	802,831,198	5,447,571,222	0.467	374,526,679	3,451,627,565
9					0	652,599,412	3,723,188	64,550,767	826,041,217	638,657,891	638,657,891	6,086,229,114	0.424	270,853,291	3,722,480,855
10					0	554,652,303	3,909,347	67,778,305	711,467,056	495,537,472	495,537,472	6,581,766,586	0.386	191,051,147	3,913,532,003
11					0	488,816,186	4,104,814	71,167,221	635,538,396	396,732,552	396,732,552	6,978,499,138	0.350	139,052,339	4,052,584,342
12					0	439,188,158	4,310,055	74,725,582	579,362,895	321,709,553	321,709,553	7,300,208,691	0.319	102,506,578	4,155,090,920
13					0	403,021,300	4,525,558	78,461,861	539,441,418	264,606,291	264,606,291	7,564,814,981	0.290	76,647,017	4,231,737,937
14					0	375,853,583	4,751,836	82,384,954	510,448,273	219,354,863	219,354,863	7,784,169,845	0.263	57,762,991	4,289,500,928
15					0	361,147,245	4,989,428	86,504,202	496,070,375	186,259,813	186,259,813	7,970,429,657	0.239	44,589,118	4,334,090,046
16					0	346,329,207	5,238,899	90,829,412	482,061,867	155,612,566	155,612,566	8,126,042,224	0.218	33,865,828	4,367,955,875
17					0	329,893,864	5,500,844	95,370,882	466,748,490	126,454,755	126,454,755	8,252,496,979	0.198	25,018,399	4,392,974,274
18					0	300,226,231	5,775,886	100,139,426	437,329,093	93,210,953	93,210,953	8,345,707,932	0.180	16,764,809	4,409,739,083
19					0	108,060,477	6,064,680	105,146,398	229,962,355	0	-16,146,355	8,329,561,578	0.164	-2,640,058	4,407,099,025
รวม					1,690,000,000	9,421,550,183	69,013,990	1,196,530,049	15,197,048,490	8,345,707,932	8,329,561,578			4,407,099,025	
													IRR	138.13%	116.48%
													PIR	6.4074	3.3901

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.34 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	916,621	2,749,863,750	171,866,484	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	1,067,856	3,203,569,050	200,223,066	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	766,050	2,298,149,700	143,634,356	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	546,311	1,638,931,500	81,946,575	1.2155	0	21	1,533,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					150,000,000
5	280,521	841,563,900	42,078,195	1.2763	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
6	168,795	506,385,000	25,319,250	1.3401	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
7	177,596	532,786,500	26,639,325	1.4071	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
8	211,534	634,602,600	31,730,130	1.4775	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
9	228,179	684,535,500	34,226,775	1.5513	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
10	257,416	772,248,000	38,612,400	1.6289	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
11	307,615	922,845,000	46,142,250	1.7103	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
12	331,984	995,950,500	49,797,525	1.7959	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
13	333,914	1,001,740,500	50,087,025	1.8856	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
14	320,688	962,064,000	48,103,200	1.9799	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
15	301,874	905,620,500	45,281,025	2.0789	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
16	281,278	843,834,000	42,191,700	2.1829	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
17	262,703	788,107,500	39,405,375	2.2920	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
18	245,863	737,587,500	36,879,375	2.4066	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
19	231,451	694,351,500	34,717,575	2.5270	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
20	217,243	651,729,000	32,586,450	2.6533	0	0	1,533,000	0	0	0	0	0					
รวม	7,455,489	22,366,465,500	1,221,468,056				26,061,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.34 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	577,471,388	0	0	857,337,872	712,262,939	1,180,262,939	712,262,939	0.909	1,072,966,308	604,966,308
2					108,000,000	706,386,976	0	0	1,014,610,041	1,094,479,504	1,094,479,504	1,806,742,443	0.826	904,528,516	1,509,494,824
3					108,000,000	532,079,109	0	0	783,713,466	757,218,117	757,218,117	2,563,960,561	0.751	568,909,179	2,078,404,003
4					150,000,000	398,426,296	2,917,215	18,633,711	656,123,797	491,403,851	491,403,851	3,055,364,412	0.683	335,635,443	2,414,039,446
5	42,000,000				42,000,000	214,814,498	3,063,076	19,565,396	321,521,165	260,021,368	260,021,368	3,315,385,780	0.621	161,452,812	2,575,492,257
6		42,000,000			42,000,000	135,720,866	3,216,230	20,543,666	226,800,012	139,792,494	139,792,494	3,455,178,274	0.564	78,909,219	2,654,401,476
7			42,000,000		42,000,000	149,936,822	3,377,041	21,570,849	243,524,037	144,631,231	144,631,231	3,599,809,505	0.513	74,218,691	2,728,620,166
8				42,000,000	42,000,000	187,519,413	3,545,893	22,649,392	287,444,828	173,578,886	173,578,886	3,773,388,391	0.467	80,975,831	2,809,595,998
9					0	212,387,847	3,723,188	23,781,862	274,119,671	205,207,914	205,207,914	3,978,596,305	0.424	87,028,188	2,896,624,185
10					0	251,582,124	3,909,347	24,970,955	319,074,825	226,586,587	226,586,587	4,205,182,893	0.386	87,358,938	2,983,983,124
11					0	315,675,625	4,104,814	26,219,502	392,142,192	265,351,404	265,351,404	4,470,534,297	0.350	93,004,048	3,076,987,172
12					0	357,716,801	4,310,055	27,530,477	439,354,859	278,297,821	278,297,821	4,748,832,117	0.319	88,674,262	3,165,661,434
13					0	377,786,223	4,525,558	28,907,001	461,305,807	270,217,346	270,217,346	5,019,049,464	0.290	78,272,340	3,243,933,774
14					0	380,964,183	4,751,836	30,352,351	464,171,570	248,946,215	248,946,215	5,267,995,679	0.263	65,555,319	3,309,489,093
15					0	376,543,995	4,989,428	31,869,969	458,684,417	223,468,041	223,468,041	5,491,463,720	0.239	53,496,472	3,362,985,566
16					0	368,396,759	5,238,899	33,463,467	449,290,826	197,271,587	197,271,587	5,688,735,307	0.218	42,932,045	3,405,917,611
17					0	361,271,365	5,500,844	35,136,641	441,314,225	173,396,637	173,396,637	5,862,131,945	0.198	34,305,600	3,440,223,211
18					0	355,018,453	5,775,886	36,893,473	434,567,187	151,510,157	151,510,157	6,013,642,101	0.180	27,250,433	3,467,473,644
19					0	350,918,332	6,064,680	38,738,146	430,438,734	131,956,383	131,956,383	6,145,598,484	0.164	21,575,923	3,489,049,568
20					0	345,846,212	6,367,914	40,675,054	425,475,630	113,126,685	113,126,685	6,258,725,169	0.149	16,815,561	3,505,865,128
รวม					750,000,000	6,956,463,287	75,381,904	481,501,914	9,849,015,161	6,258,725,169	6,258,725,169			3,505,865,128	
													IRR	238.60%	207.82%
													PIR	6.9541	3.8954

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.35 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	872,035	2,616,104,250	163,506,516	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	990,113	2,970,337,950	185,646,122	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	709,611	2,128,831,800	106,441,590	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	518,403	1,555,209,000	77,760,450	1.2155	0	21	3,066,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					150,000,000
5	244,672	734,016,000	36,700,800	1.2763	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
6	339,032	1,017,094,500	50,854,725	1.3401	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
7	723,724	2,171,170,500	108,558,525	1.4071	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
8	752,386	2,257,158,000	141,072,375	1.4775	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
9	713,807	2,141,419,500	107,070,975	1.5513	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
10	632,725	1,898,173,500	94,908,675	1.6289	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
11	546,519	1,639,555,500	81,977,775	1.7103	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
12	472,686	1,418,056,500	70,902,825	1.7959	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
13	411,767	1,235,299,500	61,764,975	1.8856	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
14	370,084	1,110,252,000	55,512,600	1.9799	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
15	343,325	1,029,973,500	51,498,675	2.0789	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
16	308,456	925,368,000	46,268,400	2.1829	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
17	285,461	856,383,000	42,819,150	2.2920	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
18	275,310	825,930,000	41,296,500	2.4066	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
19	262,191	786,573,000	39,328,650	2.5270	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
20	239,745	719,235,000	35,961,750	2.6533	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,012,047	30,036,141,000	1,599,852,053				52,122,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.35 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	549,381,893	0	0	820,888,408	663,607,921	1,131,607,921	663,607,921	0.909	1,028,734,474	560,734,474
2					108,000,000	654,959,518	0	0	948,605,640	1,010,866,155	1,010,866,155	1,674,474,076	0.826	835,426,574	1,396,161,048
3					108,000,000	492,877,782	0	0	707,319,372	710,756,214	710,756,214	2,385,230,290	0.751	534,001,663	1,930,162,711
4					150,000,000	378,073,252	2,917,215	37,267,422	650,218,339	452,495,331	452,495,331	2,837,725,620	0.683	309,060,399	2,239,223,111
5	42,000,000				42,000,000	187,362,217	3,063,076	39,130,793	308,256,886	212,879,557	212,879,557	3,050,605,178	0.621	132,181,456	2,371,404,567
6		42,000,000			42,000,000	272,600,781	3,216,230	41,087,332	409,759,068	303,667,716	303,667,716	3,354,272,894	0.564	171,412,509	2,542,817,076
7			42,000,000		42,000,000	611,010,986	3,377,041	43,141,699	808,088,251	681,541,125	681,541,125	4,035,814,018	0.513	349,738,361	2,892,555,437
8				42,000,000	42,000,000	666,970,075	3,545,893	45,298,784	898,887,127	679,135,437	679,135,437	4,714,949,455	0.467	316,821,693	3,209,377,130
9					0	664,408,899	3,723,188	47,563,723	822,766,784	659,326,358	659,326,358	5,374,275,813	0.424	279,618,738	3,488,995,868
10					0	618,384,923	3,909,347	49,941,909	767,144,854	565,514,323	565,514,323	5,939,790,135	0.386	218,030,252	3,707,026,121
11					0	560,839,260	4,104,814	52,439,005	699,360,854	470,097,323	470,097,323	6,409,887,458	0.350	164,766,244	3,871,792,364
12					0	509,325,147	4,310,055	55,060,955	639,598,982	389,228,759	389,228,759	6,799,116,217	0.319	124,020,278	3,995,812,642
13					0	465,868,289	4,525,558	57,814,003	589,972,824	322,663,338	322,663,338	7,121,779,555	0.290	93,464,076	4,089,276,718
14					0	439,644,604	4,751,836	60,704,703	560,613,742	274,819,129	274,819,129	7,396,598,684	0.263	72,368,466	4,161,645,184
15					0	428,248,187	4,989,428	63,739,938	548,476,227	240,748,636	240,748,636	7,637,347,320	0.239	57,633,309	4,219,278,493
16					0	403,992,458	5,238,899	66,926,935	522,426,692	201,470,654	201,470,654	7,838,817,974	0.218	43,845,884	4,263,124,377
17					0	392,569,105	5,500,844	70,273,282	511,162,380	172,610,310	172,610,310	8,011,428,284	0.198	34,150,030	4,297,274,407
18					0	397,539,805	5,775,886	73,786,946	518,399,137	153,765,432	153,765,432	8,165,193,716	0.180	27,656,064	4,324,930,471
19					0	397,526,159	6,064,680	77,476,293	520,395,783	133,088,609	133,088,609	8,298,282,324	0.164	21,761,051	4,346,691,522
20					0	381,668,915	6,367,914	81,350,108	505,348,687	106,943,156	106,943,156	8,405,225,481	0.149	15,896,419	4,362,587,941
รวม					750,000,000	9,473,252,254	75,381,904	963,003,828	13,225,690,039	8,405,225,481	8,405,225,481			4,362,587,941	
													IRR	225.91%	196.29%
													PIR	9.3391	4.8473

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.36 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	942,161	2,826,484,320	176,655,270	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	972,947	2,918,841,180	182,427,574	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	695,011	2,085,031,500	104,251,575	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	508,883	1,526,647,500	76,332,375	1.2155	0	21	3,066,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					150,000,000
5	241,239	723,717,900	36,185,895	1.2763	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
6	349,214	1,047,640,500	52,382,025	1.3401	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
7	953,719	2,861,156,100	178,822,256	1.4071	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
8	897,513	2,692,539,000	168,283,688	1.4775	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
9	733,594	2,200,782,000	137,548,875	1.5513	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
10	609,010	1,827,028,500	91,351,425	1.6289	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
11	516,573	1,549,717,500	77,485,875	1.7103	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
12	443,597	1,330,789,500	66,539,475	1.7959	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
13	387,985	1,163,955,000	58,197,750	1.8856	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
14	343,736	1,031,206,500	51,560,325	1.9799	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
15	308,735	926,205,000	46,310,250	2.0789	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
16	280,807	842,421,000	42,121,050	2.1829	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
17	271,782	815,346,000	40,767,300	2.2920	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
18	256,645	769,935,000	38,496,750	2.4066	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
19	243,362	730,086,000	36,504,300	2.5270	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
20	219,490	658,470,000	32,923,500	2.6533	0	0	3,066,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,176,000	30,528,000,000	1,695,147,533				52,122,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.36 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	593,561,707	0	0	878,216,977	740,133,671	1,208,133,671	740,133,671	0.909	1,098,303,338	630,303,338
2					108,000,000	643,604,480	0	0	934,032,054	992,404,563	992,404,563	1,732,538,234	0.826	820,169,060	1,450,472,398
3					108,000,000	482,736,918	0	0	694,988,493	695,021,503	695,021,503	2,427,559,738	0.751	522,179,943	1,972,652,341
4					150,000,000	371,129,916	2,917,215	37,267,422	641,846,927	442,400,286	442,400,286	2,869,960,024	0.683	302,165,348	2,274,817,689
5	42,000,000				42,000,000	184,733,562	3,063,076	39,130,793	305,113,326	209,302,287	209,302,287	3,079,262,311	0.621	129,960,253	2,404,777,942
6		42,000,000			42,000,000	280,787,693	3,216,230	41,087,332	419,473,280	314,083,610	314,083,610	3,393,345,921	0.564	177,292,010	2,582,069,951
7			42,000,000		42,000,000	805,186,792	3,377,041	43,141,699	1,072,527,788	894,314,156	894,314,156	4,287,660,077	0.513	458,924,569	3,040,994,521
8				42,000,000	42,000,000	795,621,281	3,545,893	45,298,784	1,054,749,645	818,894,677	818,894,677	5,106,554,755	0.467	382,020,411	3,423,014,932
9					0	682,827,043	3,723,188	47,563,723	871,662,829	664,559,586	664,559,586	5,771,114,341	0.424	281,838,138	3,704,853,069
10					0	595,207,381	3,909,347	49,941,909	740,410,063	543,309,219	543,309,219	6,314,423,559	0.386	209,469,223	3,914,322,292
11					0	530,108,567	4,104,814	52,439,005	664,138,261	442,789,619	442,789,619	6,757,213,179	0.350	155,195,060	4,069,517,353
12					0	477,981,348	4,310,055	55,060,955	603,891,834	363,448,833	363,448,833	7,120,662,012	0.319	115,805,999	4,185,323,352
13					0	438,962,149	4,525,558	57,814,003	559,499,460	302,227,770	302,227,770	7,422,889,782	0.290	87,544,620	4,272,867,971
14					0	408,343,667	4,751,836	60,704,703	525,360,531	252,922,985	252,922,985	7,675,812,766	0.263	66,602,527	4,339,470,498
15					0	385,102,735	4,989,428	63,739,938	500,142,350	213,031,325	213,031,325	7,888,844,091	0.239	50,998,005	4,390,468,503
16					0	367,779,879	5,238,899	66,926,935	482,066,763	180,177,119	180,177,119	8,069,021,210	0.218	39,211,791	4,429,680,294
17					0	373,757,593	5,500,844	70,273,282	490,299,019	162,523,490	162,523,490	8,231,544,700	0.198	32,154,406	4,461,834,700
18					0	370,588,076	5,775,886	73,786,946	488,647,658	140,643,671	140,643,671	8,372,188,371	0.180	25,296,000	4,487,130,701
19					0	368,978,192	6,064,680	77,476,293	489,023,466	120,531,267	120,531,267	8,492,719,639	0.164	19,707,825	4,506,838,526
20					0	349,423,388	6,367,914	81,350,108	470,064,910	94,202,545	94,202,545	8,586,922,184	0.149	14,002,608	4,520,841,134
รวม					750,000,000	9,506,422,368	75,381,904	963,003,828	13,354,155,633	8,586,922,184	8,586,922,184			4,520,841,134	
													IRR	237.23%	206.57%
													PIR	9.5410	5.0232

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.37 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	1,029,386	3,088,157,700	193,009,856	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	1,040,980	3,122,940,300	195,183,769	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	741,713	2,225,139,900	139,071,244	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	529,501	1,588,503,600	79,425,180	1.2155	0	21	4,599,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					150,000,000
5	297,869	893,607,900	44,680,395	1.2763	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
6	1,020,413	3,061,239,600	191,327,475	1.3401	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
7	1,171,790	3,515,368,500	219,710,531	1.4071	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
8	904,654	2,713,960,500	169,622,531	1.4775	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
9	707,948	2,123,842,500	106,192,125	1.5513	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
10	576,705	1,730,115,000	86,505,750	1.6289	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
11	485,689	1,457,065,500	72,853,275	1.7103	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
12	418,377	1,255,131,000	62,756,550	1.7959	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
13	376,486	1,129,458,000	56,472,900	1.8856	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
14	330,638	991,914,000	49,595,700	1.9799	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
15	298,473	895,419,000	44,770,950	2.0789	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
16	274,697	824,091,000	41,204,550	2.1829	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
17	250,546	751,638,000	37,581,900	2.2920	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
18	216,978	650,934,000	32,546,700	2.4066	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
19	71,285	213,855,000	10,692,750	2.5270	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,744,127	32,232,381,000	1,833,204,131				73,584,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.37 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	648,513,117	0	0	949,522,973	835,317,363	1,303,317,363	835,317,363	0.909	1,184,833,967	716,833,967
2					108,000,000	688,608,336	0	0	991,792,105	1,065,574,098	1,065,574,098	1,900,891,461	0.826	880,639,750	1,597,473,717
3					108,000,000	515,175,515	0	0	762,246,759	731,446,570	731,446,570	2,632,338,031	0.751	549,546,634	2,147,020,351
4					150,000,000	386,167,211	2,917,215	55,901,132	678,610,738	454,946,431	454,946,431	3,087,284,462	0.683	310,734,534	2,457,754,885
5	42,000,000				42,000,000	228,099,057	3,063,076	58,696,189	376,538,717	258,534,591	258,534,591	3,345,819,054	0.621	160,529,641	2,618,284,526
6		42,000,000			42,000,000	820,470,769	3,216,230	61,630,999	1,118,645,472	971,297,064	971,297,064	4,317,116,118	0.564	548,271,871	3,166,556,397
7			42,000,000		42,000,000	989,295,300	3,377,041	64,712,548	1,319,095,421	1,098,136,539	1,098,136,539	5,415,252,657	0.513	563,517,680	3,730,074,077
8				42,000,000	42,000,000	801,951,143	3,545,893	67,948,176	1,085,067,743	814,446,378	814,446,378	6,229,699,036	0.467	379,945,246	4,110,019,323
9					0	658,955,359	3,723,188	71,345,585	840,216,257	641,813,122	641,813,122	6,871,512,157	0.424	272,191,416	4,382,210,739
10					0	563,635,005	3,909,347	74,912,864	728,962,966	500,576,017	500,576,017	7,372,088,174	0.386	192,993,724	4,575,204,463
11					0	498,415,294	4,104,814	78,658,507	654,031,891	401,516,805	401,516,805	7,773,604,979	0.350	140,729,191	4,715,933,654
12					0	450,806,989	4,310,055	82,591,432	600,465,027	327,332,987	327,332,987	8,100,937,965	0.319	104,298,377	4,820,232,031
13					0	425,952,302	4,525,558	86,721,004	573,671,764	277,893,118	277,893,118	8,378,831,083	0.290	80,495,738	4,900,727,769
14					0	392,784,375	4,751,836	91,057,054	538,188,965	226,862,518	226,862,518	8,605,693,601	0.263	59,739,991	4,960,467,760
15					0	372,302,358	4,989,428	95,609,907	517,672,643	188,873,179	188,873,179	8,794,566,780	0.239	45,214,737	5,005,682,498
16					0	359,777,460	5,238,899	100,390,402	506,611,312	158,739,844	158,739,844	8,953,306,624	0.218	34,546,415	5,040,228,913
17					0	344,553,613	5,500,844	105,409,922	493,046,279	129,295,860	129,295,860	9,082,602,484	0.198	25,580,497	5,065,809,409
18					0	313,310,057	5,775,886	110,680,419	462,313,062	94,310,469	94,310,469	9,176,912,953	0.180	16,962,567	5,082,771,976
19					0	108,080,187	6,064,680	116,214,439	241,052,057	0	-27,197,057	9,149,715,897	0.164	-4,446,936	5,078,325,040
รวม					750,000,000	9,566,853,449	69,013,990	1,322,480,580	13,905,752,150	9,176,912,953	9,149,715,897			5,078,325,040	
													IRR	257.40%	224.91%
													PIR	10.1664	5.6426

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.38 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	1,048,552	3,145,656,600	196,603,538	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	1,036,069	3,108,208,200	194,263,013	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	737,694	2,213,081,700	138,317,606	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	526,809	1,580,425,500	79,021,275	1.2155	0	21	4,599,000	0	0	0	4,200,000	210,000,000					150,000,000
5	296,872	890,616,900	44,530,845	1.2763	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
6	1,157,717	3,473,151,600	217,071,975	1.3401	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
7	1,173,474	3,520,422,000	220,026,375	1.4071	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
8	877,101	2,631,303,000	164,456,438	1.4775	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
9	689,106	2,067,316,500	103,365,825	1.5513	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
10	562,293	1,686,879,000	84,343,950	1.6289	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
11	474,455	1,423,365,000	71,168,250	1.7103	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
12	411,418	1,234,254,000	61,712,700	1.7959	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
13	369,321	1,107,963,000	55,398,150	1.8856	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
14	322,937	968,811,000	48,440,550	1.9799	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
15	293,628	880,884,000	44,044,200	2.0789	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
16	269,977	809,931,000	40,496,550	2.1829	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
17	245,486	736,458,000	36,822,900	2.2920	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
18	200,372	601,116,000	30,055,800	2.4066	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
19	36,924	110,772,000	5,538,600	2.5270	0	0	4,599,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,730,205	32,190,615,000	1,835,678,539				73,584,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	4,200,000	210,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.38 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 8 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	660,587,886	0	0	965,191,424	856,232,588	1,324,232,588	856,232,588	0.909	1,203,847,808	735,847,808
2					108,000,000	685,359,908	0	0	987,622,921	1,060,292,640	1,060,292,640	1,916,525,228	0.826	876,274,909	1,612,122,716
3					108,000,000	512,383,741	0	0	758,701,347	727,190,177	727,190,177	2,643,715,405	0.751	546,348,743	2,158,471,459
4					150,000,000	384,203,415	2,917,215	55,901,132	676,243,037	452,091,231	452,091,231	3,095,806,636	0.683	308,784,394	2,467,255,853
5	42,000,000				42,000,000	227,335,586	3,063,076	58,696,189	375,625,696	257,495,602	257,495,602	3,353,302,238	0.621	159,884,510	2,627,140,363
6		42,000,000			42,000,000	930,871,064	3,216,230	61,630,999	1,254,790,267	1,109,180,667	1,109,180,667	4,462,482,905	0.564	626,103,570	3,253,243,933
7			42,000,000		42,000,000	990,717,457	3,377,041	64,712,548	1,320,833,421	1,099,794,289	1,099,794,289	5,562,277,194	0.513	564,368,368	3,817,612,301
8				42,000,000	42,000,000	777,526,588	3,545,893	67,948,176	1,055,477,095	787,912,953	787,912,953	6,350,190,147	0.467	367,567,207	4,185,179,509
9					0	641,417,284	3,723,188	71,345,585	819,851,881	623,732,310	623,732,310	6,973,922,456	0.424	264,523,387	4,449,702,896
10					0	549,549,628	3,909,347	74,912,864	712,715,789	487,081,606	487,081,606	7,461,004,062	0.386	187,791,044	4,637,493,940
11					0	486,887,436	4,104,814	78,658,507	640,819,008	391,272,996	391,272,996	7,852,277,058	0.350	137,138,798	4,774,632,738
12					0	443,308,571	4,310,055	82,591,432	591,922,758	321,165,621	321,165,621	8,173,442,679	0.319	102,333,264	4,876,966,003
13					0	417,845,896	4,525,558	86,721,004	564,490,608	271,736,196	271,736,196	8,445,178,875	0.290	78,712,297	4,955,678,299
14					0	383,635,903	4,751,836	91,057,054	527,885,343	220,462,829	220,462,829	8,665,641,704	0.263	58,054,753	5,013,733,052
15					0	366,258,914	4,989,428	95,609,907	510,902,449	184,990,776	184,990,776	8,850,632,479	0.239	44,285,321	5,058,018,373
16					0	353,595,560	5,238,899	100,390,402	499,721,411	155,104,795	155,104,795	9,005,737,274	0.218	33,755,322	5,091,773,696
17					0	337,595,045	5,500,844	105,409,922	485,328,712	125,564,644	125,564,644	9,131,301,918	0.198	24,842,295	5,116,615,991
18					0	289,331,465	5,775,886	110,680,419	435,843,570	82,636,215	82,636,215	9,213,938,133	0.180	14,862,850	5,131,478,841
19					0	55,983,065	6,064,680	116,214,439	183,800,785	0	-73,028,785	9,140,909,347	0.164	-11,940,790	5,119,538,051
รวม					750,000,000	9,494,394,411	69,013,990	1,322,480,580	13,835,767,520	9,213,938,133	9,140,909,347			5,119,538,051	
													IRR	260.63%	227.85%
													PIR	10.1566	5.6884

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.39 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 1

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	872,035	2,616,104,250	163,506,516	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	990,113	2,970,337,950	185,646,122	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	709,611	2,128,831,800	106,441,590	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	518,403	1,555,209,000	77,760,450	1.2155	0	19	1,387,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					146,000,000
5	278,650	835,950,900	41,797,545	1.2763	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
6	182,470	547,408,500	27,370,425	1.3401	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
7	201,425	604,274,100	30,213,705	1.4071	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
8	216,579	649,737,000	32,486,850	1.4775	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
9	231,637	694,911,000	34,745,550	1.5513	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
10	266,343	799,029,000	39,951,450	1.6289	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
11	318,646	955,936,500	47,796,825	1.7103	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
12	351,784	1,055,350,500	52,767,525	1.7959	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
13	363,211	1,089,633,000	54,481,650	1.8856	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
14	352,211	1,056,631,500	52,831,575	1.9799	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
15	330,972	992,914,500	49,645,725	2.0789	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
16	306,217	918,651,000	45,932,550	2.1829	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
17	284,122	852,364,500	42,618,225	2.2920	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
18	264,332	792,996,000	39,649,800	2.4066	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
19	247,053	741,159,000	37,057,950	2.5270	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
20	230,278	690,834,000	34,541,700	2.6533	0	0	1,387,000	0	0	0	0	0					
รวม	7,516,088	22,548,264,000	1,197,243,728				23,579,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.39 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 1 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	549,381,893	0	0	820,888,408	663,607,921	1,131,607,921	663,607,921	0.909	1,028,734,474	560,734,474
2					108,000,000	654,959,518	0	0	948,605,640	1,010,866,155	1,010,866,155	1,674,474,076	0.826	835,426,574	1,396,161,048
3					108,000,000	492,877,782	0	0	707,319,372	710,756,214	710,756,214	2,385,230,290	0.751	534,001,663	1,930,162,711
4					146,000,000	378,073,252	2,917,215	16,859,072	625,409,989	464,899,506	464,899,506	2,850,129,795	0.683	317,532,618	2,247,695,329
5	38,000,000				38,000,000	213,381,744	3,063,076	17,702,025	313,944,390	261,003,255	261,003,255	3,111,133,050	0.621	162,062,486	2,409,757,815
6		38,000,000			38,000,000	146,715,949	3,216,230	18,587,127	233,889,730	156,759,385	156,759,385	3,267,892,435	0.564	88,486,586	2,498,244,402
7			38,000,000		38,000,000	170,054,868	3,377,041	19,516,483	261,162,097	171,556,001	171,556,001	3,439,448,437	0.513	88,035,355	2,586,279,756
8				38,000,000	38,000,000	191,991,494	3,545,893	20,492,307	286,516,544	181,610,228	181,610,228	3,621,058,665	0.467	84,722,512	2,671,002,268
9					0	215,607,008	3,723,188	21,516,922	275,592,668	209,659,166	209,659,166	3,830,717,831	0.424	88,915,953	2,759,918,221
10					0	260,306,809	3,909,347	22,592,768	326,760,375	236,134,313	236,134,313	4,066,852,144	0.386	91,040,000	2,850,958,221
11					0	326,995,164	4,104,814	23,722,407	402,619,210	276,658,645	276,658,645	4,343,510,788	0.350	96,967,167	2,947,925,388
12					0	379,051,574	4,310,055	24,908,527	461,037,682	297,156,409	297,156,409	4,640,667,197	0.319	94,683,190	3,042,608,578
13					0	410,933,106	4,525,558	26,153,954	496,094,268	296,769,366	296,769,366	4,937,436,564	0.290	85,963,514	3,128,572,092
14					0	418,411,619	4,751,836	27,461,651	503,456,681	276,587,409	276,587,409	5,214,023,973	0.263	72,834,109	3,201,406,201
15					0	412,839,587	4,989,428	28,834,734	496,309,473	248,302,513	248,302,513	5,462,326,486	0.239	59,441,648	3,260,847,849
16					0	401,059,985	5,238,899	30,276,471	482,507,904	218,071,548	218,071,548	5,680,398,034	0.218	47,458,723	3,308,306,571
17					0	390,727,009	5,500,844	31,790,294	470,636,373	190,864,064	190,864,064	5,871,262,098	0.198	37,761,437	3,346,068,009
18					0	381,687,885	5,775,886	33,379,809	460,493,380	166,251,310	166,251,310	6,037,513,408	0.180	29,901,759	3,375,969,768
19					0	374,574,376	6,064,680	35,048,799	452,745,806	144,206,597	144,206,597	6,181,720,005	0.164	23,578,931	3,399,548,699
20					0	366,597,653	6,367,914	36,801,239	444,308,507	123,262,746	123,262,746	6,304,982,751	0.149	18,322,222	3,417,870,921
รวม					730,000,000	7,136,228,276	75,381,904	435,644,589	9,938,298,497	6,304,982,751	6,304,982,751			3,417,870,921	
													IRR	225.88%	196.25%
													PIR	7.0055	3.7976

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.40 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 2

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	872,035	2,616,104,250	163,506,516	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	990,113	2,970,337,950	185,646,122	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	709,611	2,128,831,800	106,441,590	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	518,403	1,555,209,000	77,760,450	1.2155	0	19	2,774,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					146,000,000
5	254,627	763,880,400	38,194,020	1.2763	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
6	330,022	990,066,600	49,503,330	1.3401	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
7	693,897	2,081,689,500	104,084,475	1.4071	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
8	731,712	2,195,134,500	137,195,906	1.4775	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
9	707,619	2,122,857,000	106,142,850	1.5513	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
10	659,744	1,979,230,500	98,961,525	1.6289	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
11	579,357	1,738,071,000	86,903,550	1.7103	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
12	497,986	1,493,958,000	74,697,900	1.7959	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
13	434,891	1,304,673,000	65,233,650	1.8856	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
14	384,624	1,153,872,000	57,693,600	1.9799	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
15	342,019	1,026,055,500	51,302,775	2.0789	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
16	303,553	910,659,000	45,532,950	2.1829	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
17	276,477	829,431,000	41,471,550	2.2920	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
18	262,469	787,407,000	39,370,350	2.4066	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
19	244,213	732,639,000	36,631,950	2.5270	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
20	219,735	659,205,000	32,960,250	2.6533	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,013,104	30,039,312,000	1,599,235,309				47,158,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.40 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 2 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	549,381,893	0	0	820,888,408	663,607,921	1,131,607,921	663,607,921	0.909	1,028,734,474	560,734,474
2					108,000,000	654,959,518	0	0	948,605,640	1,010,866,155	1,010,866,155	1,674,474,076	0.826	835,426,574	1,396,161,048
3					108,000,000	492,877,782	0	0	707,319,372	710,756,214	710,756,214	2,385,230,290	0.751	534,001,663	1,930,162,711
4					146,000,000	378,073,252	2,917,215	33,718,143	642,269,060	456,469,970	456,469,970	2,841,700,260	0.683	311,775,131	2,241,937,843
5	38,000,000				38,000,000	194,985,294	3,063,076	35,404,051	309,646,440	227,116,980	227,116,980	3,068,817,239	0.621	141,021,776	2,382,959,618
6		38,000,000			38,000,000	265,356,787	3,216,230	37,174,253	393,250,600	298,408,000	298,408,000	3,367,225,240	0.564	168,443,537	2,551,403,155
7			38,000,000		38,000,000	585,829,235	3,377,041	39,032,966	770,323,717	655,682,892	655,682,892	4,022,908,131	0.513	336,468,999	2,887,872,154
8				38,000,000	38,000,000	648,642,683	3,545,893	40,984,614	868,369,097	663,382,702	663,382,702	4,686,290,833	0.467	309,472,926	3,197,345,080
9					0	658,649,593	3,723,188	43,033,845	811,549,475	655,653,763	655,653,763	5,341,944,595	0.424	278,061,199	3,475,406,279
10					0	644,791,585	3,909,347	45,185,537	792,847,994	593,191,253	593,191,253	5,935,135,848	0.386	228,700,907	3,704,107,186
11					0	594,538,248	4,104,814	47,444,814	732,991,426	502,539,787	502,539,787	6,437,675,635	0.350	176,137,130	3,880,244,316
12					0	536,586,785	4,310,055	49,817,054	665,411,795	414,273,103	414,273,103	6,851,948,738	0.319	132,000,177	4,012,244,493
13					0	492,031,105	4,525,558	52,307,907	614,098,220	345,287,390	345,287,390	7,197,236,128	0.290	100,017,458	4,112,261,951
14					0	456,917,527	4,751,836	54,923,303	574,286,265	289,792,867	289,792,867	7,487,028,995	0.263	76,311,519	4,188,573,470
15					0	426,619,139	4,989,428	57,669,468	540,580,809	242,737,346	242,737,346	7,729,766,341	0.239	58,109,391	4,246,682,861
16					0	397,570,878	5,238,899	60,552,941	508,895,668	200,881,666	200,881,666	7,930,648,007	0.218	43,717,703	4,290,400,564
17					0	380,214,209	5,500,844	63,580,588	490,767,191	169,331,904	169,331,904	8,099,979,911	0.198	33,501,415	4,323,901,978
18					0	378,997,766	5,775,886	66,759,618	490,903,620	148,251,690	148,251,690	8,248,231,601	0.180	26,664,370	4,350,566,348
19					0	370,268,453	6,064,680	70,097,598	483,062,682	124,788,159	124,788,159	8,373,019,761	0.164	20,403,861	4,370,970,209
20					0	349,813,423	6,367,914	73,602,478	462,744,066	98,230,467	98,230,467	8,471,250,228	0.149	14,601,333	4,385,571,542
รวม					730,000,000	9,457,105,154	75,381,904	871,289,178	13,096,811,545	8,471,250,228	8,471,250,228			4,385,571,542	
													IRR	225.95%	196.32%
													PIR	9.4125	4.8729

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.41 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 3

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้@ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	942,161	2,826,484,320	176,655,270	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	972,947	2,918,841,180	182,427,574	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	695,011	2,085,031,500	104,251,575	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	508,883	1,526,647,500	76,332,375	1.2155	0	19	2,774,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					146,000,000
5	250,728	752,184,000	37,609,200	1.2763	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
6	327,615	982,845,000	49,142,250	1.3401	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
7	968,787	2,906,361,000	181,647,563	1.4071	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
8	923,802	2,771,404,500	173,212,781	1.4775	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
9	754,678	2,264,034,000	141,502,125	1.5513	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
10	619,246	1,857,738,000	92,886,900	1.6289	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
11	522,083	1,566,247,500	78,312,375	1.7103	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
12	446,264	1,338,792,000	66,939,600	1.7959	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
13	388,719	1,166,155,500	58,307,775	1.8856	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
14	343,440	1,030,320,000	51,516,000	1.9799	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
15	307,677	923,031,000	46,151,550	2.0789	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
16	277,437	832,311,000	41,615,550	2.1829	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
17	259,218	777,654,000	38,882,700	2.2920	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
18	246,618	739,854,000	36,992,700	2.4066	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
19	224,898	674,694,000	33,734,700	2.5270	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
20	203,309	609,927,000	30,496,350	2.6533	0	0	2,774,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,183,519	30,550,557,000	1,698,616,913				47,158,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.41 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 3 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	593,561,707	0	0	878,216,977	740,133,671	1,208,133,671	740,133,671	0.909	1,098,303,338	630,303,338
2					108,000,000	643,604,480	0	0	934,032,054	992,404,563	992,404,563	1,732,538,234	0.826	820,169,060	1,450,472,398
3					108,000,000	482,736,918	0	0	694,988,493	695,021,503	695,021,503	2,427,559,738	0.751	522,179,943	1,972,652,341
4					146,000,000	371,129,916	2,917,215	33,718,143	633,897,649	446,374,926	446,374,926	2,873,934,663	0.683	304,880,080	2,277,532,421
5	38,000,000				38,000,000	191,999,714	3,063,076	35,404,051	306,076,040	223,053,980	223,053,980	3,096,988,643	0.621	138,498,972	2,416,031,393
6		38,000,000			38,000,000	263,421,260	3,216,230	37,174,253	390,953,993	295,945,504	295,945,504	3,392,934,147	0.564	167,053,522	2,583,084,915
7			38,000,000		38,000,000	817,908,358	3,377,041	39,032,966	1,079,965,928	913,197,536	913,197,536	4,306,131,683	0.513	468,614,729	3,051,699,644
8				38,000,000	38,000,000	818,925,333	3,545,893	40,984,614	1,074,668,621	848,367,939	848,367,939	5,154,499,622	0.467	395,769,905	3,447,469,549
9					0	702,451,965	3,723,188	43,033,845	890,711,123	686,661,439	686,661,439	5,841,161,061	0.424	291,211,481	3,738,681,029
10					0	605,211,889	3,909,347	45,185,537	747,193,673	555,272,163	555,272,163	6,396,433,224	0.386	214,081,456	3,952,762,486
11					0	535,762,949	4,104,814	47,444,814	665,624,952	450,311,274	450,311,274	6,846,744,498	0.350	157,831,354	4,110,593,840
12					0	480,855,616	4,310,055	49,817,054	601,922,326	368,434,837	368,434,837	7,215,179,335	0.319	117,394,693	4,227,988,534
13					0	439,792,024	4,525,558	52,307,907	554,933,264	305,611,118	305,611,118	7,520,790,453	0.290	88,524,655	4,316,513,189
14					0	407,992,625	4,751,836	54,923,303	519,183,764	255,568,118	255,568,118	7,776,358,572	0.263	67,299,073	4,383,812,262
15					0	383,783,031	4,989,428	57,669,468	492,593,477	215,218,762	215,218,762	7,991,577,333	0.239	51,521,660	4,435,333,922
16					0	363,366,106	5,238,899	60,552,941	470,773,496	180,768,752	180,768,752	8,172,346,085	0.218	39,340,547	4,474,674,469
17					0	356,479,443	5,500,844	63,580,588	464,443,575	156,605,213	156,605,213	8,328,951,298	0.198	30,983,506	4,505,657,976
18					0	356,109,373	5,775,886	66,759,618	465,637,577	137,108,211	137,108,211	8,466,059,509	0.180	24,660,117	4,530,318,093
19					0	340,983,627	6,064,680	70,097,598	450,880,606	111,906,697	111,906,697	8,577,966,206	0.164	18,297,639	4,548,615,732
20					0	323,663,582	6,367,914	73,602,478	434,130,325	87,898,338	87,898,338	8,665,864,544	0.149	13,065,528	4,561,681,260
รวม					730,000,000	9,479,739,917	75,381,904	871,289,178	13,218,827,912	8,665,864,544	8,665,864,544			4,561,681,260	
													IRR	237.26%	206.60%
													PIR	9.6287	5.0685

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.42 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 4

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	942,161	2,826,484,320	176,655,270	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	972,947	2,918,841,180	182,427,574	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	695,011	2,085,031,500	104,251,575	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	508,883	1,526,647,500	76,332,375	1.2155	0	19	4,161,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					146,000,000
5	299,653	898,958,400	44,947,920	1.2763	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
6	1,026,019	3,078,057,600	192,378,600	1.3401	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
7	1,159,630	3,478,890,000	217,430,625	1.4071	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
8	961,889	2,885,667,000	180,354,188	1.4775	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
9	760,228	2,280,684,000	142,542,750	1.5513	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
10	618,636	1,855,908,000	92,795,400	1.6289	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
11	519,043	1,557,127,500	77,856,375	1.7103	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
12	441,856	1,325,568,000	66,278,400	1.7959	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
13	382,982	1,148,946,000	57,447,300	1.8856	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
14	337,483	1,012,449,000	50,622,450	1.9799	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
15	307,262	921,786,000	46,089,300	2.0789	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
16	277,256	831,768,000	41,588,400	2.1829	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
17	252,125	756,375,000	37,818,750	2.2920	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
18	238,566	715,698,000	35,784,900	2.4066	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
19	216,992	650,976,000	32,548,800	2.5270	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
20	146,542	439,626,000	21,981,300	2.6533	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
รวม	11,065,163	33,195,489,000	1,878,132,251				70,737,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.42 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 4 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	593,561,707	0	0	878,216,977	740,133,671	1,208,133,671	740,133,671	0.909	1,098,303,338	630,303,338
2					108,000,000	643,604,480	0	0	934,032,054	992,404,563	992,404,563	1,732,538,234	0.826	820,169,060	1,450,472,398
3					108,000,000	482,736,918	0	0	694,988,493	695,021,503	695,021,503	2,427,559,738	0.751	522,179,943	1,972,652,341
4					146,000,000	371,129,916	2,917,215	50,577,215	650,756,721	437,945,390	437,945,390	2,865,505,128	0.683	299,122,594	2,271,774,934
5	38,000,000				38,000,000	229,464,806	3,063,076	53,106,076	368,581,878	265,188,261	265,188,261	3,130,693,389	0.621	164,661,046	2,436,435,980
6		38,000,000			38,000,000	824,978,314	3,216,230	55,761,380	1,114,334,523	981,861,538	981,861,538	4,112,554,927	0.564	554,235,241	2,990,671,222
7			38,000,000		38,000,000	979,029,518	3,377,041	58,549,449	1,296,386,632	1,091,251,684	1,091,251,684	5,203,806,611	0.513	559,984,661	3,550,655,882
8				38,000,000	38,000,000	852,688,884	3,545,893	61,476,921	1,136,065,885	874,800,557	874,800,557	6,078,607,168	0.467	408,100,916	3,958,756,798
9					0	707,617,888	3,723,188	64,550,767	918,434,593	681,124,704	681,124,704	6,759,731,872	0.424	288,863,365	4,247,620,163
10					0	604,615,714	3,909,347	67,778,305	769,098,766	543,404,617	543,404,617	7,303,136,488	0.386	209,506,003	4,457,126,166
11					0	532,643,290	4,104,814	71,167,221	685,771,700	435,677,900	435,677,900	7,738,814,389	0.350	152,702,446	4,609,828,613
12					0	476,105,936	4,310,055	74,725,582	621,419,973	352,074,014	352,074,014	8,090,888,402	0.319	112,181,631	4,722,010,243
13					0	433,301,808	4,525,558	78,461,861	573,736,527	287,604,737	287,604,737	8,378,493,139	0.290	83,308,848	4,805,319,091
14					0	400,915,954	4,751,836	82,384,954	538,675,193	236,886,903	236,886,903	8,615,380,042	0.263	62,379,725	4,867,698,816
15					0	383,265,378	4,989,428	86,504,202	520,848,307	200,468,846	200,468,846	8,815,848,889	0.239	47,990,648	4,915,689,464
16					0	363,129,046	5,238,899	90,829,412	500,785,757	165,491,122	165,491,122	8,981,340,010	0.218	36,015,690	4,951,705,154
17					0	346,725,071	5,500,844	95,370,882	485,415,547	135,479,726	135,479,726	9,116,819,737	0.198	26,803,942	4,978,509,096
18					0	344,482,514	5,775,886	100,139,426	486,182,727	114,757,637	114,757,637	9,231,577,373	0.180	20,640,170	4,999,149,265
19					0	328,996,786	6,064,680	105,146,398	472,756,664	89,109,668	89,109,668	9,320,687,041	0.164	14,570,143	5,013,719,408
20					0	233,291,731	6,367,914	110,403,718	372,044,663	33,790,668	33,790,668	9,354,477,709	0.149	5,022,768	5,018,742,176
รวม					730,000,000	10,132,285,659	75,381,904	1,306,933,766	14,486,533,581	9,354,477,709	9,354,477,709			5,018,742,176	
													IRR	237.56%	206.87%
													PIR	10.3939	5.5764

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.43 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 5

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ @ (3000 บาท/ บาร์เรล)	ค่าภาคหลวง (บาท)	5% Escal Factor	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ(บาร์เรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต (บาท)		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต (บาท)	ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม (บาท)	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)				
								INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5
0	0	0	0	1.0000	9	0	0	360,000,000	90,000,000	450,000,000	0	0	108,000,000				
1	950,981	2,852,941,890	178,308,868	1.0500	0	0	0	0	0	0	0	0		108,000,000			
2	970,608	2,911,823,310	181,988,957	1.1025	0	0	0	0	0	0	0	0			108,000,000		
3	1,201,079	3,603,235,800	225,202,238	1.1576	0	0	0	0	0	0	0	0				108,000,000	
4	299,106	897,318,000	44,865,900	1.2155	0	19	4,161,000	0	0	0	3,800,000	190,000,000					146,000,000
5	1,338,460	4,015,378,500	250,961,156	1.2763	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
6	1,231,712	3,695,134,500	230,945,906	1.3401	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
7	897,074	2,691,220,500	168,201,281	1.4071	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
8	703,020	2,109,058,500	105,452,925	1.4775	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
9	575,899	1,727,695,500	86,384,775	1.5513	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
10	486,261	1,458,781,500	72,939,075	1.6289	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
11	416,254	1,248,762,000	62,438,100	1.7103	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
12	362,584	1,087,752,000	54,387,600	1.7959	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
13	323,615	970,845,000	48,542,250	1.8856	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
14	297,135	891,405,000	44,570,250	1.9799	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
15	264,399	793,197,000	39,659,850	2.0789	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
16	246,275	738,825,000	36,941,250	2.1829	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
17	231,732	695,196,000	34,759,800	2.2920	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
18	201,311	603,933,000	30,196,650	2.4066	0	0	4,161,000	0	0	0	0	0					
รวม	10,997,501	32,992,503,000	1,896,746,831				62,415,000	360,000,000	90,000,000	450,000,000	3,800,000	190,000,000					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.43 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันรูปแบบที่ 9 กรณีที่ 5 (ต่อ)

Year	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์ (บาท)					ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (600บาท/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายในกระบวนอัดน้ำ (10บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี (บาท)	ภาษีเงินได้ (บาท)	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (บาท)	ผลกำไรสะสมหลังหักภาษี (บาท)	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) (บาท)
	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม										
0					108,000,000	0	0	0	468,000,000	0	-468,000,000	-468,000,000	1.000	-468,000,000	-468,000,000
1					108,000,000	599,117,797	0	0	885,426,665	749,757,612	1,217,757,612	749,757,612	0.909	1,107,052,375	639,052,375
2					108,000,000	642,057,040	0	0	932,045,997	989,888,657	989,888,657	1,739,646,269	0.826	818,089,799	1,457,142,174
3					108,000,000	834,239,169	0	0	1,167,441,406	1,217,897,197	1,217,897,197	2,957,543,466	0.751	915,024,190	2,372,166,364
4					146,000,000	218,139,127	2,917,215	50,577,215	466,299,458	215,509,271	215,509,271	3,173,052,737	0.683	147,195,732	2,519,362,096
5	38,000,000				38,000,000	1,024,950,709	3,063,076	53,106,076	1,370,081,017	1,322,648,741	1,322,648,741	4,495,701,479	0.621	821,260,807	3,340,622,902
6		38,000,000			38,000,000	990,366,727	3,216,230	55,761,380	1,318,290,242	1,188,422,129	1,188,422,129	5,684,123,608	0.564	670,833,310	4,011,456,212
7			38,000,000		38,000,000	757,363,501	3,377,041	58,549,449	1,025,491,271	832,864,614	832,864,614	6,516,988,222	0.513	427,391,238	4,438,847,450
8				38,000,000	38,000,000	623,207,992	3,545,893	61,476,921	831,683,732	638,687,384	638,687,384	7,155,675,606	0.467	297,952,378	4,736,799,829
9					0	536,044,556	3,723,188	64,550,767	690,703,285	518,496,107	518,496,107	7,674,171,713	0.424	219,892,964	4,956,692,793
10					0	475,240,269	3,909,347	67,778,305	619,866,997	419,457,252	419,457,252	8,093,628,965	0.386	161,718,929	5,118,411,721
11					0	427,161,360	4,104,814	71,167,221	564,871,495	341,945,253	341,945,253	8,435,574,218	0.350	119,849,725	5,238,261,446
12					0	390,689,262	4,310,055	74,725,582	524,112,499	281,819,751	281,819,751	8,717,393,968	0.319	89,796,458	5,328,057,904
13					0	366,134,608	4,525,558	78,461,861	497,664,277	236,590,361	236,590,361	8,953,984,330	0.290	68,531,800	5,396,589,704
14					0	352,984,185	4,751,836	82,384,954	484,691,225	203,356,887	203,356,887	9,157,341,217	0.263	53,550,224	5,450,139,929
15					0	329,799,919	4,989,428	86,504,202	460,953,398	166,121,801	166,121,801	9,323,463,018	0.239	39,768,238	5,489,908,167
16					0	322,552,464	5,238,899	90,829,412	455,562,024	141,631,488	141,631,488	9,465,094,506	0.218	30,823,138	5,520,731,305
17					0	318,680,393	5,500,844	95,370,882	454,311,919	120,442,040	120,442,040	9,585,536,546	0.198	23,828,816	5,544,560,121
18					0	290,687,355	5,775,886	100,139,426	426,799,317	88,566,841	88,566,841	9,674,103,388	0.180	15,929,525	5,560,489,646
รวม					730,000,000	9,499,416,433	62,949,309	1,091,383,651	13,644,296,225	9,674,103,388	9,674,103,388			5,560,489,646	
													IRR	246.60%	215.09%
													PIR	10.7490	6.1783

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประวัติผู้เขียน

นางสาวชนัญชิดา สุภาพรหม เกิดเมื่อวันที่ 18 ตุลาคม 2528 เข้ารับการศึกษาในระดับปริญญาตรีที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา สำเร็จการศึกษาเมื่อปี พ.ศ. 2550 และในปี พ.ศ. 2552 ได้เข้าศึกษาต่อระดับปริญญาโทในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยี และเป็นผู้ช่วยสอนในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี ในระหว่างที่กำลังศึกษาอยู่ด้วย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี