ศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลก โดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ

นายณวัฒน์ นิ่มนวล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2553

A STUDY OF MARGINAL PETROLEUM FIELDS DEVELOPMENT IN PHITSANULOK BASIN BY USING RESERVOIR COMPUTER SIMULATION

Nawat Nimnual

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 2010

ศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลก
โดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

_____

(ผศ. ธารา เล็กอุทัย)
ประธานกรรมการ

_____

(รศ. เกรียงไกร ไตรสาร)
กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

_____

(ผศ. ดร.เอมอร ทัศนศร)
กรรมการ

_____

(อ. ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล)
กรรมการ

_____

(อ. ดร.ทวีศักดิ์ ศิลกุล)
กรรมการ

_____

(อ. ดร.วุฒิ ด่านกิตติกุล)
รักษาการแทนรองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

_____

(รศ. น.อ. ดร.วรพจน์ ขำพิศ)
คณบดีสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ณวัฒน์ นิ่มนวล : ศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลก โดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ (A STUDY OF MARGINAL PETROLEUM FIELDS DEVELOPMENT IN PHITSANULOK BASIN BY USING RESERVOIR COMPUTER SIMULATION) อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร, 203 หน้า.

ราคาปิโตรเลียมที่สูงขึ้น ทำให้ประเทศไทยซึ่งต้องนำเข้าปิโตรเลียมเป็นส่วนใหญ่ต้องประสบกับปัญหานี้ การจัดหาปิโตรเลียมที่ผลิตขึ้นเองได้ในประเทศจึงช่วยลดปัญหาดังกล่าวได้ ประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมบนบกอยู่หลายแหล่ง แหล่งปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเป็นพื้นที่น่าศึกษาเพราะนอกจากมีแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่อย่างแหล่งสิริกิติ์แล้ว ในอดีตได้มีการเจาะพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กอีกหลายแหล่ง ซึ่งยังไม่ถูกพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์อันเนื่องมาจากราคาน้ำมันและปัจจัยต่าง ๆ วัตถุประสงค์ของการวิจัยเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาแหล่งกักเก็บขนาดเล็กเหล่านี้โดยการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อหาปริมาณสำรองและการทดสอบการผลิตของแบบจำลอง และนำไปวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ โดยจากข้อมูลหลุมเจาะที่ได้รับอนุเคราะห์ ทั้ง 4 หลุม เป็นหลุมเจาะในแหล่งปิโตรเลียมประเภทน้ำมันทั้งหมด การจัดทำแบบจำลองได้กำหนดปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บเป็น 3 ขนาด โดยกรณีพื้นฐานมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บน้อยที่สุดที่ทำให้เกิดผลกำไรควรมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 451,626 บาร์เรล มีปริมาณสำรอง 83,387 บาร์เรล หรือผลิตได้ร้อยละ 18.46 ของปริมาณน้ำมันในแหล่ง ทำให้เกิดอัตราการคืนทุนร้อยละ 0.55 (หลังจากหักลดร้อยละ 10) และผลกำไร 0.79 ล้านบาท สำหรับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 และ 3 มีปริมาณน้ำมันในแหล่งเพิ่มขึ้นร้อยละ 50 และ 100 ของกรณีพื้นฐาน แหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 มีปริมาณสำรอง 128,157 บาร์เรลหรือผลิตได้ร้อยละ 18.91 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บให้อัตราการคืนทุนร้อยละ 14.32 และผลกำไร 29.76 ล้านบาท และขนาดที่ 3 มีปริมาณสำรอง 172,375 บาร์เรลหรือผลิตได้ร้อยละ 19.08 ให้อัตราการคืนทุนร้อยละ 20.71 และผลกำไร 52.17 ล้านบาท จากการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ได้มีการศึกษาความแปรผันของปัจจัยด้านปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ ราคาน้ำมัน เงินลงทุน และความสามารถในการผลิต โดยได้ทำการแปรผันปัจจัยต่าง ๆ เพื่อให้เกิดแนวโน้มที่เกิดจากปัจจัยดังกล่าว

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ปีการศึกษา 2553 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม _____

NAWAT NIMNUAL : A STUDY OF MARGINAL PETROLEUM FIELDS DEVELOPMENT IN PHITSANULOK BASIN BY USING RESERVOIR COMPUTER SIMULAION. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. KRIANGKRAI TRISARN, 203 PP.

MARGINAL PETROLEUM FIELD/PHITSANULOK BASIN /RESERVOIR SIMULATION/RESERVE/OIL IN PLACE/SENSITIVITY STUDY

The increasing of petroleum price is the problem for Thailand that has mostly imported petroleum. To solve this problem, Thailand needs to provide petroleum which is produced in the country. Thailand has many onshore petroleum fields. Phitsanulok basin is the interesting area because it has not only a large petroleum reservoir such as Sirikit oil field but has discovered many marginal petroleum reservoirs. The marginal fields can not be developed commercially. Petroleum price is the factor that leads to the development of petroleum fields as commercial fields. The objective of this research is to determine the possibility of the marginal petroleum field development by using reservoir computer simulation. The reservoir models are constructed to determine reserve and production pattern and used them to evaluate commerciality from the final well reports. All four final well reports are oil wells. There are three size of oil in place were constructed. Base case has the minimum oil in place that will make profit should be 451,626 bbl, and reserves of 83,387 bbl or recovery percent of 18.46 that giving internal rate of return (after 10% discounted) of 0.55% net profit of 0.79 million baht. For reservoir size number 2 and 3 are an increasing of oil in place 50 and 100% of the base case. Reservoir model number 2 has reserve of 128,157 bbl or recovery percent of 18.91 that giving internal rate of

return 14.32% and net profit of 29.76 million baht. Reservoir model number 3 has reserve of 172,375 bbl or recovery percent of 19.08 that giving internal rate of return of 20.71% and net profit of 52.17 million baht. From petroleum commercial analysis, the oil in place, oil price, cost, and oil productivity are factors of sensitivity study which are varied to generate the trend as mentioned.

School of Geotechnology

Academic Year 2010

Student Signature _____

Advisor Signature _____

Co-advisor's Signature_____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดีผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบุคคลและกลุ่มบุคคลต่าง ๆ ที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ ช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งในด้านวิชาการและในด้านดำเนินงานวิจัย ได้แก่ รองศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ อาจารย์ ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม คณาจารย์ประจำสาขาวิขาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี คุณนรินทร์ แย้มพิพัฒน์ นักศึกษาบัณฑิตศึกษาผู้ให้คำแนะนำในการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์

บริษัทสำรวจและผลิตปิโตรเลียม (ผู้วิจัยไม่สามารถเปิดเผยชื่อบริษัทได้) ที่ให้คำแนะนำและเอื้อเฟื้อข้อมูลต่าง ๆ

บริษัท Schlumberger ที่เอื้อเฟื้อโปรแกรมอีคลิปส์ และให้แนะนำในการใช้โปรแกรม

ท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้การอบรมเลี้ยงดูและส่งเสริมการศึกษาเป็นอย่างดีมาโดยตลอด

ณวัฒน์ นิ่มนวล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ก
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ข
กิตติกรรมประกาศ ..... ง
สารบัญ ..... ฉ
สารบัญตาราง ..... ฌ
สารบัญรูป ..... ซ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ..... ผ

บทที่

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

2 ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 4
2.1 คำจำกัดความของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 4
2.2 ธรณีวิทยาปิโตรเลียมของแอ่งพิษณุโลก 4
2.2.1 ลำดับชั้นหินของแอ่งพิษณุโลก 7
2.2.2 ระบบปิโตรเลียมของแอ่งพิษณุโลก 9

3 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ 11
3.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 11
3.2 วัตถุประสงค์ของการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 11
3.3 ประโยชน์ในการจำทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ ปิโตรเลียม 12

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.4 ขั้นตอนในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 13
3.4.1 การกำหนดปัญหา 13
3.4.2 การเลือกวิธีในการศึกษา 13
3.4.3 การรายงานผล 13
3.5 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 14
3.6 การเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 32
3.6.1 ข้อมูลของของไหล 33
3.6.2 ข้อมูลของหินกักเก็บปิโตรเลียม 33
3.6.3 ข้อมูลการผลิต 34
3.6.4 ข้อมูลอัตราการไหล 34
3.6.5 ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ 34
3.6.6 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ 34
3.6.7 ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง 34
4 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลก 35
4.1 ข้อมูลสำหรับจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลก 35
4.2 แบบจำลองการผลิต 41
4.2.1 แบบจำลองการผลิตของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 41
4.2.2 แบบจำลองการผลิตของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 48
4.2.3 แบบจำลองการผลิตของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 52
4.3 สรุปผลของแบบจำลอง 59
5 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ 61
5.1 วัตถุประสงค์ 61
5.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ 62

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

5.2.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 62
5.2.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 63
5.2.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 64
5.3 การศึกษาความไวของปัจจัย 66
5.3.1 ความไวของปัจจัยด้านปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 66
5.3.2 ความไวของปัจจัยด้านราคาน้ำมัน 67
5.3.3 ความไวของปัจจัยด้านเงินลงทุน 72
5.3.4 ความไวของปัจจัยด้านความสามารถในการผลิต 79
6 บทสรุป 84
6.1 สรุปผลการวิจัย 84
6.1.1 ผลการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 84
6.1.2 ผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ 85
6.2 ข้อจำกัดของการวิจัย 89
6.3 การประยุกต์ใช้ผลการวิจัย 90
6.4 ข้อเสนอแนะในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ 90
รายการอ้างอิง 91
ภาคผนวก 93
ภาคผนวก ก. ข้อมูลการทดสอบการผลิตจากแบบจำลอง 93
ภาคผนวก ข. ภาพแสดงความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันและก๊าซ เมื่อทำการผลิตน้ำมัน 114
ภาคผนวก ค. ตารางการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม 145
ภาคผนวก ง. ข้อมูลของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจากรายงานหลุมเจาะ 190
ภาคผนวก ช. บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์ 193
ประวัติผู้เขียน 203

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

4.1 ความสามารถในการซึมผ่านของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม 38
4.2 ความพรุนของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม 38
4.3 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 41
4.4 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ที่อัตราการผลิตต่าง ๆ ในระยะเวลาการผลิต 3 4 และ 5 ปี 42
4.5 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 48
4.6 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 52
4.7 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 แบบ 2 หลุมผลิต 56
5.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ระยะเวลาการผลิต 3 ปี 62
5.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ระยะเวลาการผลิต 4 ปี 63
5.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ระยะเวลาการผลิต 5 ปี 63
5.4 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 ระยะเวลาการผลิต 8 ปี 64
5.5 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ระยะเวลาการผลิต 10 ปี 65
5.6 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ระยะเวลาการผลิต 6 ปีหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม 65
5.7 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บทั้ง 3 ขนาด 67
5.8 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามราคาน้ำมัน 68
5.9 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามราคาน้ำมัน 69
5.10 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามราคาน้ำมัน 70

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

5.11 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามราคาน้ำมัน 71
5.12 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีพื้นฐาน 72
5.13 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามจำนวนเงินลงทุน 73
5.14 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามจำนวนเงินลงทุน 74
5.15 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามจำนวนเงินลงทุน 75
5.16 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามจำนวนเงินลงทุน 76
5.17 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต 76
5.18 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามค่าดำเนินการ ในการผลิต 77
5.19 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามค่าดำเนินการในการผลิต 78
5.20 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต 79
5.21 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามความสามารถในการผลิต 80
5.22 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามความสามารถ ในการผลิต 81
5.23 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามความสามารถในการผลิต 82
5.24 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามความสามารถในการผลิต 83
6.1 รูปแบบการผลิตที่เหมาะสมสำหรับแหล่งปิโตรเลียมขนาดต่าง ๆ 85
6.2 ผลการคำนวณเศรษฐกิจปิโตรเลียมสำหรับรูปแบบการผลิต ที่ให้ผลตอบแทนสูงที่สุด 85
ก.1 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 80 บาร์เรลต่อวัน 94
ก.2 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 100 บาร์เรลต่อวัน 95
ก.3 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 120 บาร์เรลต่อวัน 96
ก.4 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 140 บาร์เรลต่อวัน 97

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ก.5 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 160 บาร์เรลต่อวัน 98
ก.6 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 180 บาร์เรลต่อวัน 99
ก.7 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 100
ก.8 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 101
ก.9 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 102
ก.10 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 โดยมีหลุมผลิต 2 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 103
ก.11 ปริมาณการผลิตสะสมเมื่อความสามารถในการผลิตเปลี่ยนแปลง 104
ค.1 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 146
ค.2 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 147
ค.3 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 148
ค.4 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 149
ค.5 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 150
ค.6 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50 151
ค.7 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50 152

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ค.8 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 153
ค.9 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 154
ค.10 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10 155
ค.11 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน5
ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20 156
ค.12 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 157
ค.13 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 158
ค.14 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 159
ค.15 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 160
ค.16 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 161
ค.17 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50 162
ค.18 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50 163
ค.19 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 164
ค.20 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 165

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ค.21 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10 166
ค.22 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20 167
ค.23 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 168
ค.24 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 169
ค.25 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 170
ค.26 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 171
ค.27 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 172
ค.28 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50 173
ค.29 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50 174
ค.30 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 175
ค.31 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 176
ค.32 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10 177
ค.33 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน
ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20 178

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ค.34 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 179
ค.35 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 180
ค.36 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 181
ค.37 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 182
ค.38 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล 183
ค.39 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่าย ในการผลิตร้อยละ 50 184
ค.40 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่าย ในการผลิตร้อยละ 50 185
ค.41 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 186
ค.42 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 187
ค.43 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10 188

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

ค.44 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3
จำนวนหลุมผลิต 2 หลุมแบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20 189

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญรูป

รูปที่ **หน้า**

2.1 แอ่งสะสมตะกอนในยุคเทอร์เชียรี่ 5
2.2 สภาพแวดล้อมการสะสมตัวของตะกอนในแอ่งพิษณุโลก 6
2.3 ภาพตัดขวางแนวตะวันออก-ตะวันตก ของแอ่งพิษณุโลก 6
2.4 ลำดับชั้นหินในแอ่งพิษณุโลก 8
2.5 ชั้นหินกักเก็บและหินปิดกั้นจากการเทียบเคียงการหยั่งธรณีหลุมเจาะ 10
3.1 สมดุลมวลของน้ำมันในหน่วย 14
3.2 สมดุลมวลของของไหลในหน่วย 19
3.3 การส่งผ่านค่าตัวแปรในลำดับเวลา 31
3.4 ขั้นตอนในการแก้ปัญหาสมการการไหลในลำดับเวลา 32
4.1 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติทางกายภาพระหว่างก๊าซที่ละลายในน้ำมัน ตัวประกอบ ปริมาตรของน้ำมัน และค่าความหนืดของน้ำมัน กับค่าความดันในการแยกตัวของก๊าซ 36
4.2 ความสัมพันธ์ทางกายภาพของก๊าซระหว่างตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ และความหนืดของก๊าซ กับความดันในแหล่งกักเก็บ 37
4.3 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านของก๊าซ และความดันในรูเล็กกับความอิ่มตัวด้วย 39
4.4 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ กับความอิ่มตัวด้วยน้ำมัน 39
4.5 ความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการซึมผ่านของน้ำสัมพัทธ์ และความดันในรูเล็กกับความอิ่มตัวด้วยน้ำ 40
4.6 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ในระยะเวลา 3 ปี 43
4.7 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ในระยะเวลา 4 ปี 44
4.8 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ในระยะเวลา 5 ปี 44
4.9 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ที่ระยะเวลาการผลิต 3 4 และ 5 ปี 45

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.10 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 46

4.11 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 46

4.12 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 47

4.13 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 57

4.14 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 48

4.15 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 49

4.16 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 50

4.17 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 50

4.18 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 51

4.19 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 51

4.20 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 53

4.21 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 53

4.22 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 54

4.23 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 54

4.24 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน 55

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

4.25 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 มีหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม 56
4.26 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม 57
4.27 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม 57
4.28 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม 58
4.29 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม 58
4.30 อัตราส่วนระหว่างก๊าซและน้ำมันเมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม 59
5.1 กราฟผลของอัตราการผลิตต่ออัตราการคืนทุนและอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน 66
5.2 กราฟผลของปริมาณน้ำมันในแหล่งต่ออัตราการคืนทุนและอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน 67
5.3 กราฟผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน 69
5.4 กราฟผลของการเปลี่ยนราคาแปลงราคาน้ำมันต่อผลกำไร 70
5.5 กราฟผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน 71
5.6 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามจำนวนเงินลงทุน 73
5.7 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามจำนวนเงินลงทุน 74
5.8 กราฟการเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามจำนวนเงินลงทุน 75
5.9 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต 77
5.10 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต 78
5.11 กราฟการเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามค่าดำเนินการในการผลิต 79

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

5.12 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามความสามารถในการผลิต 80
5.13 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน ตามความสามารถในการผลิต 81
5.14 กราฟการเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามความสามารถในการผลิต 82
6.1 แสดงผลการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันทั้ง 3 ขนาด 86
6.2 ผลของราคาน้ำมันต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม 87
6.3 ผลของเงินลงทุนต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม 88
6.4 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิตต่อผลกำไร 88
6.5 การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิตต่อผลกำไร 89
ก.1 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิต ลดลงร้อยละ 10 105
ก.2 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิต ลดลงร้อยละ 10 106
ก.3 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิต เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 106
ก.4 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิต เพิ่มขึ้นร้อยละ 20 107
ก.5 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิต ลดลงร้อยละ 10 107
ก.6 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิต ลดลงร้อยละ 20 108
ก.7 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิต เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 108
ก.8 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิต เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 109
ก.9 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิต ลดลงร้อยละ 10 109

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

ก.10 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 20 110
ก.11 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 110
ก.12 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 111
ก.13 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 10 111
ก.14 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 20 112
ก.15 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 112
ก.16 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20 113
ข.1 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 1 115
ข.2 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 2 115
ข.3 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 3 116
ข.4 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 4 116
ข.5 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 5 117
ข.6 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 1 117

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

ข.7 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 2 118
ข.8 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 3 118
ข.9 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 4 119
ข.10 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 5 119
ข.11 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 1 120
ข.12 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 2 120
ข.13 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 3 121
ข.14 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 4 121
ข.15 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 5 122
ข.16 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 6 122
ข.17 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 7 123
ข.18 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 8 123
ข.19 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 1 124

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

ข.20 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 2 124
ข.21 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 3 125
ข.22 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 4 125
ข.23 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 5 126
ข.24 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 6 126
ข.25 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 7 127
ข.26 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 8 127
ข.27 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 1 128
ข.28 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 2 128
ข.29 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 3 129
ข.30 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 4 129
ข.31 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 5 130
ข.32 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 6 130

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

ข.33 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 7 131
ข.34 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 8 131
ข.35 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 9 132
ข.36 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 10 132
ข.37 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 1 133
ข.38 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 2 133
ข.39 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 3 134
ข.40 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 4 134
ข.41 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 5 135
ข.42 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 6 135
ข.43 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 7 136
ข.44 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 8 136
ข.45 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 9 137

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

ข.46 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 10 137
ข.47 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 1 138
ข.48 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 138
ข.49 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 3 139
ข.50 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 4 139
ข.51 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 5 140
ข.52 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 6 140
ข.53 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 1 141
ข.54 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 2 141
ข.55 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 3 142
ข.56 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 4 142
ข.57 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 5 143
ข.58 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 6 143

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่ **หน้า**

ข.59 การกระจายตัวของความดันก่อนทำการผลิต 144
ข.60 การกระจายตัวของความพรุน 144

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
IRR	=	Internal rate of return
k	=	Pemeability
L	=	Length
N	=	Cumulative oil in place
NP	=	Cumulative oil production
P	=	Pressure
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

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ (ต่อ)

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
γ_g	=	Gas specific gravity
%	=	Percent
ρ	=	Density
μ	=	Viscosity
Φ_g	=	Phase potential of gas
Φ_o	=	Phase potential of oil
Φ_w	=	Phase potential of water

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 1
บทนำ

ในปัจจุบันเชื้อเพลิงประเภทปิโตรเลียมมีความสำคัญอย่างมากในการพัฒนาประเทศทั้งทางภาคอุตสาหกรรมและเกษตรกรรม รวมทั้งธุรกิจและบริการต่าง ๆ แต่ราคาของปิโตรเลียมกลับสูงขึ้นอย่างมาก ส่งผลกระทบต่อประเทศไทยซึ่งต้องนำเข้าปิโตรเลียมโดยเฉพาะน้ำมันดิบในปริมาณที่สูงทำให้ประสบปัญหาการขาดดุลการค้าเพิ่มขึ้น อีกทั้งความต้องการในการใช้พลังงานจากปิโตรเลียมในประเทศได้สูงขึ้น แต่ปริมาณปิโตรเลียมที่สามารถผลิตได้เองภายในประเทศยังคงมีน้อย ดังนั้นการจัดหาปิโตรเลียมที่ผลิตได้เองในประเทศนั้นจึงเป็นหนทางหนึ่งในการลดปัญหาดังกล่าวที่เกิดขึ้น ทั้งจากการเพิ่มปริมาณการผลิตจากแหล่งปิโตรเลียมที่อยู่ในขั้นการผลิตแล้วและจากการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่ได้ทำการสำรวจพบแต่ยังไม่มีการผลิตให้เป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ ในประเทศไทยมีแหล่งปิโตรเลียมหลายแหล่ง ตัวอย่างแหล่งปิโตรเลียมที่พบบนบกได้แก่ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันฝาง แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี แหล่งก๊าซธรรมชาติน้ำพอง เป็นต้น สำหรับแอ่งพิษณุโลกนอกจากจะมีแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ซึ่งเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่แล้ว ในอดีตบริเวณแอ่งพิษณุโลกได้มีการสำรวจและเจาะพบแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กอีกหลายแหล่ง ซึ่งยังไม่ถูกพัฒนาให้เป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์เนื่องจากไม่คุ้มค่าในการลงทุน แต่ราคาของปิโตรเลียมในปัจจุบันที่เพิ่มสูงขึ้นอีกทั้งมีการพัฒนาและนำเทคโนโลยีใหม่ ๆ ที่ใช้ในการผลิตปิโตรเลียมเข้ามาใช้ทำให้สามารถลดต้นทุนต่าง ๆ ในการดำเนินการได้ ปัจจัยเหล่านี้อาจก่อให้เกิดความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กเหล่านี้ให้เป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ การจัดทำแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์นั้นช่วยให้สามารถหาปริมาณสำรองและรูปแบบในการผลิตที่เหมาะสมได้อย่างสะดวกรวดเร็ว อีกทั้งยังแสดงให้เห็นถึงพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บได้ชัดเจน ซึ่งทำให้สามารถประเมินความเป็นไปได้ในการที่จะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมให้เป็นแหล่งผลิตได้สะดวกรวดเร็ว ซึ่งในการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บนั้นต้องอาศัยข้อมูลจากทั้งทางด้านธรณีปิโตรเลียมและข้อมูลทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ โดยอาศัยข้อมูลจากธรณีฟิสิกส์ การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การเก็บตัวอย่างของไหลในหลุมเจาะและจากการทดสอบหลุม ซึ่งได้ใช้ข้อมูลจากหลุมเจาะที่มีข้อมูลเพียงพอ ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ได้ทำการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกขึ้นโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ชื่ออีคลิปส์ออฟฟิช 100 โดยได้ทำการทดสอบการผลิตที่อัตราต่าง ๆ ทั้งการผลิตในขั้นปฐมภูมิและ

ทุติยภูมิโดยทดสอบการอัดน้ำ และได้นำแบบจำลองที่ได้มาใช้ในการประเมินความเป็นไปได้ในการที่จะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กเหล่านี้ให้เป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์จากการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม โดยคำนึงถึงปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจส่งผลกระทบต่อความเป็นไปได้ดังกล่าว

1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

1) รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเพื่อใช้สำหรับการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในอนาคต

2) จัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลก

3) หาปริมาณสำรองของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่ได้ทำการศึกษาและทำการทดสอบการผลิตจากแบบจำลองคอมพิวเตอร์

4) ประเมินความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กเหล่านี้จากการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ

1.2 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

ในการศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ ได้ทำการศึกษาในบริเวณแอ่งพิษณุโลกซึ่งเป็นแอ่งที่ตั้งอยู่ทางตอนเหนือของประเทศไทย โดยได้จัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กซึ่งอยู่ในแอ่งนี้โดยใช้โปรแกรมอีคลิปส์ ออฟฟิช 100 (Eclipse Office 100) และทำการประเมินความเป็นไปได้จากปริมาณสำรองและรูปแบบในการผลิตปิโตรเลียมในการที่จะพิจารณาแหล่งปิโตรเลียมให้เป็นแหล่งผลิตเชิงพาณิชย์ โดยใช้การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งพิจารณาจากอัตราการคืนทุน (Internal rate of return) และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน (Profit per investment ratio) และพิจารณาถึงผลกระทบและปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่มีผลต่อการลงทุน

1.3 สมมติฐานของการศึกษาวิจัย

สมมติฐานของการศึกษาวิจัยมีดังต่อไปนี้

1) ลักษณะของแหล่งกักเก็บที่จัดทำเป็นแบบจำลองคอมพิวเตอร์นี้ เป็นแหล่งกักเก็บที่ชั้นหินมีความต่อเนื่องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งหมดในแนวระนาบ สำหรับในแนวดิ่งจะมีการเปลี่ยนแปลงตามข้อมูลที่ได้จากข้อมูลหลุมเจาะ ค่าความพรุน (Porosity) และค่าความสามารถในการซึมผ่าน (Permeability) ของหินที่อยู่ในระนาบเดียวกันจะไม่มีการเปลี่ยนแปลงในแนวระนาบ

2) เนื่องจากความสมบูรณ์ของข้อมูลมีจำกัด ความหนาของแหล่งกักเก็บจึงสมมติให้เท่ากันตลอดทั้งแหล่ง

3) ราคาของปิโตรเลียม ได้ทำการอ้างอิงจากราคาน้ำมันเฉลี่ยในเดือนที่ได้ทำการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม

4) ปัจจัยเสี่ยงที่ทำการวิเคราะห์ได้แก่ ราคาปิโตรเลียม ปริมาณปิโตรเลียม เงินลงทุน และความสามารถในการการผลิต (Productivity)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

1) ผลจาการศึกษาวิจัยในครั้งนี้จะช่วยให้สามารถหาปริมาณสำรองของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกได้

2) ช่วยให้เกิดความเป็นไปได้ในการที่จะพัฒนาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกให้เป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ได้

3) หากมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กเหล่านี้จะช่วยให้ลดการนำเข้าปิโตรเลียมและลดการขาดดุลการค้าได้

4) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมจะช่วยส่งผลให้เกิดประโยชน์ทางด้านสาธารณูปโภค สร้างงานและสร้างรายได้แก่ประชาชนในพื้นที่

5) ทำให้ผู้ศึกษาวิจัยได้รับความรู้และประสบการณ์ในการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ การวางแผนในการพัฒนาและการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ

1.5 ขั้นตอนการศึกษาวิจัย

1) ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2) รวบรวมข้อมูลต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่อยู่ภายในบริเวณแอ่งพิษณุโลกจากแหล่งอ้างอิงหรืองานวิจัยต่าง ๆ ทั้งทางด้านธรณีวิทยาปิโตรเลียมและข้อมูลทางด้านวิศวกรรม

3) จัดเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

4) จัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยแบ่งปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บเป็น 3 ขนาดและทดสอบการผลิตในรูปแบบต่าง ๆ โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์

5) วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมและปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ในการพัฒนาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็ก

6) สรุปข้อมูลที่ได้จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่ได้จัดทำขึ้นและทำการเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 คำจำกัดความของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก (Petroleum Marginal Field)

แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก หมายถึง แหล่งปิโตรเลียมที่จะให้ผลตอบแทนคุ้มค่าในทางเศรษฐศาสตร์ก็ต่อเมื่อได้มีการกำหนดเงื่อนไขต่าง ๆ ในปัจจุบันได้แก่ ราคาของปิโตรเลียม ระยะเวลาในการดำเนินการ และต้นทุนในการดำเนินการซึ่งรวมถึงภาษีด้วย ซึ่งแหล่งปิโตรเลียมประเภทนี้อาจเป็นแหล่งที่ยังไม่ถูกพัฒนาให้เป็นแหล่งผลิตในเชิงพาณิชย์หรือหรือได้ทำการพัฒนาให้เป็นแหล่งผลิตแล้วแต่ไม่ก่อให้เกิดความคุ้มค่าในระยะยาว หรือเป็นแหล่งที่ยุติโครงการพัฒนาไปแล้ว (Balavue And Lota, 2004)

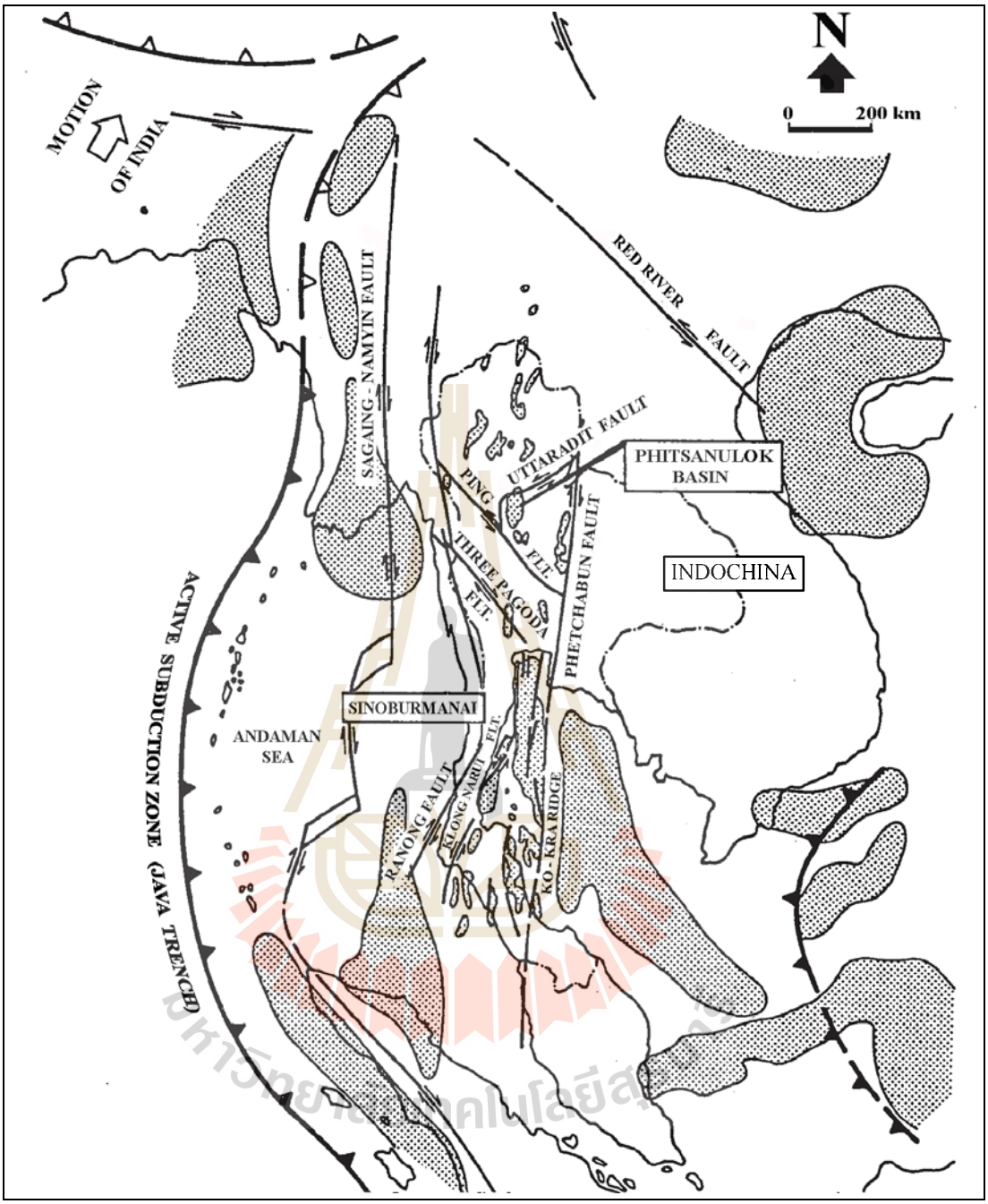
แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก หมายถึง แหล่งปิโตรเลียมที่ไม่สามารถทำการผลิตได้คุ้มค่าสำหรับการลงทุนในระยะเวลาที่กำหนดได้ และความหมายของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กนั้นยังต้องการการผสมผสานระหว่างปัจจัยหลาย ๆ ด้าน ได้แก่ ปัจจัยทางด้านเทคนิค ด้านการค้าการลงทุน และกฎเกณฑ์และข้อบังคับเกี่ยวกับผลประโยชน์ต่าง ๆ ซึ่งสัมพันธ์กับความสามารถของบริษัท (Svalheim, 2004)

แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก หมายถึงแหล่งปิโตรเลียมที่ให้ผลตอบแทนไม่คุ้มค่ากับการลงทุนในการพัฒนาให้เป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์ (Yuvanasiri, 2005)

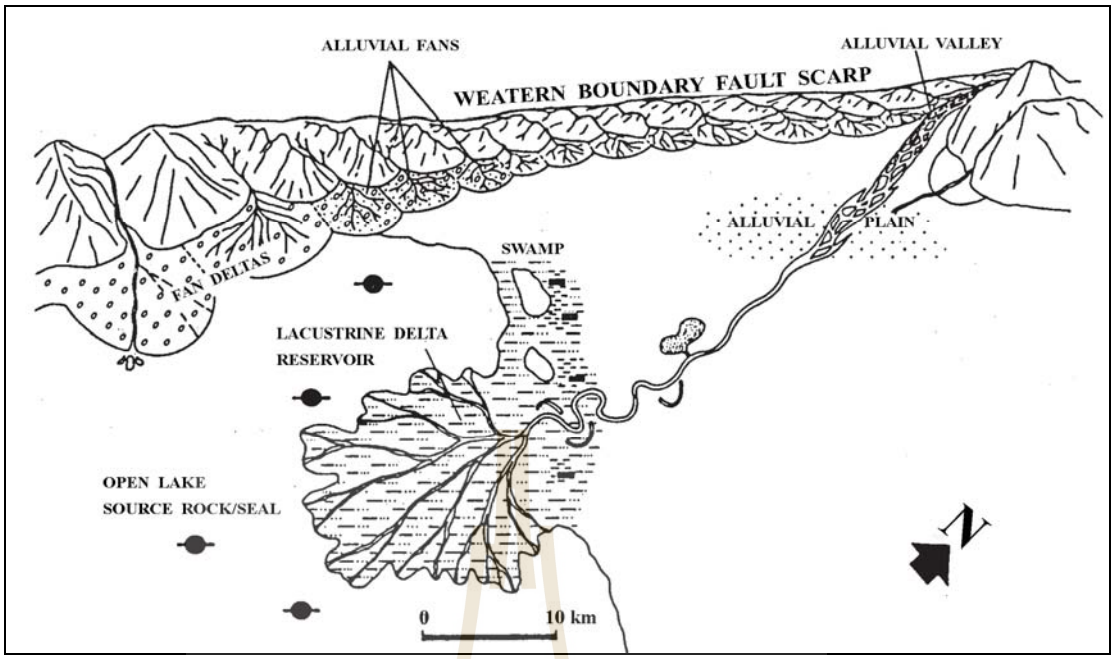
โดยสรุปแล้วแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กแบบ marginal หมายถึงแหล่งปิโตรเลียมที่ให้ผลตอบแทนของโครงการไม่คุ้มค่าในการลงทุนและจะสามารถเริ่มดำเนินการโครงการได้ก็ต่อเมื่อเงื่อนไขสำหรับปัจจัยต่าง ๆ มีการเปลี่ยนแปลงจนสามารถก่อให้เกิดผลกำไรได้

2.2 ธรณีวิทยาปิโตรเลียมของแอ่งพิษณุโลก

แอ่งพิษณุโลกจัดว่าเป็นแอ่งสะสมตะกอนบนบกที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทยครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 6,000 ตารางกิโลเมตร เกิดจากการชนกันระหว่างแผ่นเปลือกโลก ได้แก่ แผ่นอินเดียและแผ่นเอเชียทำให้เกิดแอ่งสะสมตะกอนขึ้นโดยวางตัวอยู่ในแนวเหนือใต้ของประเทศไทย ซึ่งเกิดในลักษณะกึ่งกราเบน (Half garben) ดังแสดงในรูปที่ 2.1 มีการทรุดตัวอย่างรวดเร็วทำให้เกิดอัตราการสะสมตะกอนสูงถึง 1 เมตรในระยะเวลา 1,000 ปี

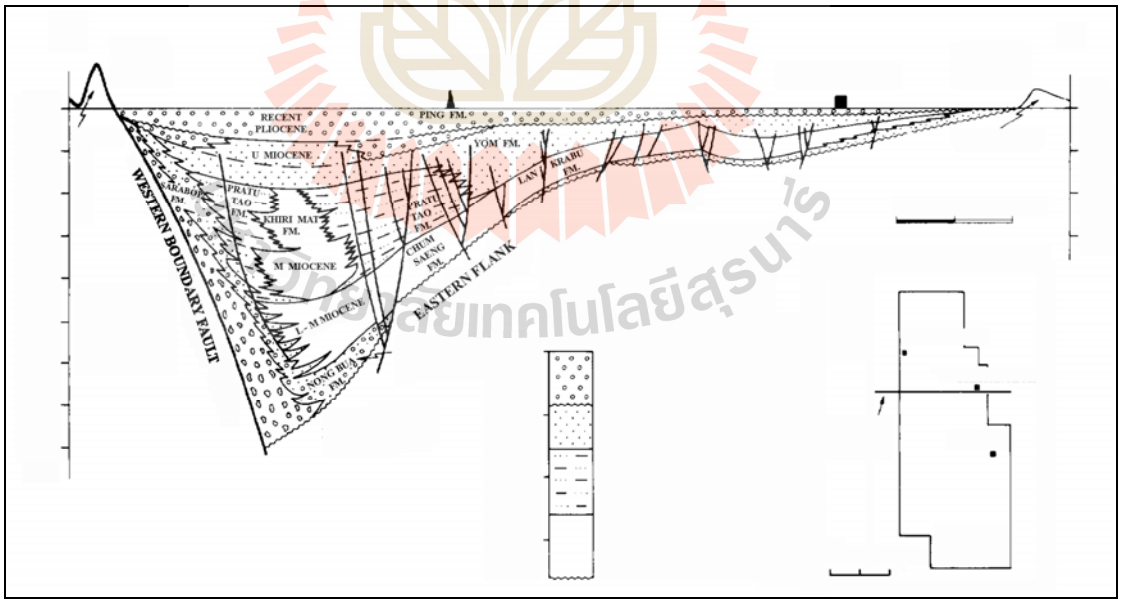


รูปที่ 2.1 แอ่งสะสมตะกอนในยุคเทอร์เชียรี่ (After Ball et al., 1992)



รูปที่ 2.2 สภาพแวดล้อมการสะสมตัวของตะกอนในแอ่งพิษณุโลก

(Knox and Wakefield, 1983)



รูปที่ 2.3 ภาพตัดขวางแนวตะวันออก-ตะวันตก ของแอ่งพิษณุโลก

(Knox and Wakefield, 1983)

บริษัทไทยเชลล์ สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด ได้รับสัมปทานสำรวจปิโตรเลียมในแปลง S1 บริเวณพื้นที่ที่ราบภาคกลางตอนบน ในปี พ.ศ. 2522 คลุมพื้นที่ 9,993 ตารางกิโลเมตร ของแอ่งพิษณุโลกเกือบทั้งหมด บริษัทฯได้ทำการบินสำรวจโดยวิธีวัดความเข้มสนามแม่เหล็กโลก จากนั้นได้ทำการสำรวจโดยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือน และศึกษาธรณีวิทยาภาคสนาม ได้ทำการเจาะหลุมสำรวจแรกชื่อหลุมประดู่เฒ่าเอ – 01 ในปี พ.ศ.2524 พบน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ และจากผลการทดสอบหลุมเจาะได้น้ำมันดิบไหลรวม 400 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติไหลรวม 2 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน หลังจากนั้นบริษัทฯได้ทำการเจาะหลุมที่สองชื่อ ลานกระบือเอ – 01 พบน้ำมันดิบไหลได้ระหว่าง 700 – 4,000 บาร์เรลต่อวัน จากนั้นมีการเจาะอีกหลายหลุมและพัฒนาเป็นแหล่งน้ำมันดิบบนบกขนาดใหญ่ที่สุดของประเทศ และได้ขอบรมราชานุญาติพระราชทานพระนาม “สิริกิติ์” เป็นชื่อแหล่งน้ำมันดิบนี้ ได้มีการเจาะหลุมสำรวจประมาณ 50 หลุมในแอ่งพิษณุโลก และได้ประเมินปริมาณน้ำมันสำรอง ณ ขณะนั้นได้ที่ประมาณ 30 ล้านบาร์เรล และปรับเป็น 100 ล้านบาร์เรล (หรือปริมาณน้ำมันในแหล่ง STOIIP 700 ล้านบาร์เรล) ณ สิ้นปี พ.ศ. 2550

2.2.1 ลำดับชั้นหินของแอ่งพิษณุโลก

ตะกอนเทอร์เชียรีที่สะสมตัวในแอ่งพิษณุโลกเริ่มมีการสะสมตัวในสมัยโอลิโกซีน (Oligocene) จนถึงปัจจุบันจนกลายเป็นกลุ่มหินพิษณุโลก (Phitsanulok Group) มีความหนาประมาณ 8,000 เมตร หมวดหินต่าง ๆ ที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งพิษณุโลกส่วนใหญ่เกิดโดยภายใต้กระบวนการของแม่น้ำและทะเลสาบ (Fluvio-lacustrine deposit) ทำให้เกิดสภาพแวดล้อมในการสะสมตัวของตะกอน จากการสำรวจโดยบริษัทไทยเชลล์ เอ็กซ์พลอเรชันแอนโปรดักชันจำกัด ได้จำแนกตะกอนออกเป็น 8 หมวดหิน (Bal et al., 1992) ดังแสดงในรูปที่ 2.4

1) หมวดหินสาระบบ (Sarabop Formation) มีความหนาประมาณ 1,200 เมตร ประกอบไปด้วย หินกรวดมน หินทรายสีแดง บางช่วงมีสีเทา เกิดการสะสมตัวในสภาแวดล้อมแบบเนินตะกอนน้ำพา

2) หมวดหินหนองบัว (Nongbua Formation) มีความหนาประมาณ 1,000 เมตร ประกอบไปด้วยหินโคลนและหินทรายสีน้ำตาลแดงโดยตะกอนเกิดจากการสะสมตัวในพื้นที่ลุ่มแม่น้ำ (Flood plain) บางช่วงถูกแทรกด้วยหินโคลนสีเทาดำ

3) หมวดหินขอม (Khom Formation) มีความหนาประมาณ 200 เมตร ประกอบด้วยหินกรวดมน หินโคลน หินทรายสีแดง เหมือนกับหมวดหินสาระบบ แต่พบเฉพาะในบริเวณด้านตะวันออกของแอ่ง เกิดจากการสะสมตัวแบบตะกอนปากแม่น้ำรูปพัด (Fan delta)

4) หมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) มีความหนาถึง 2,100 เมตร ประกอบไปด้วยหินโคลน หินทรายแป้ง หินทรายสีเทาและสีน้ำตาลแดงเป็นส่วนใหญ่ ถูกแทรก

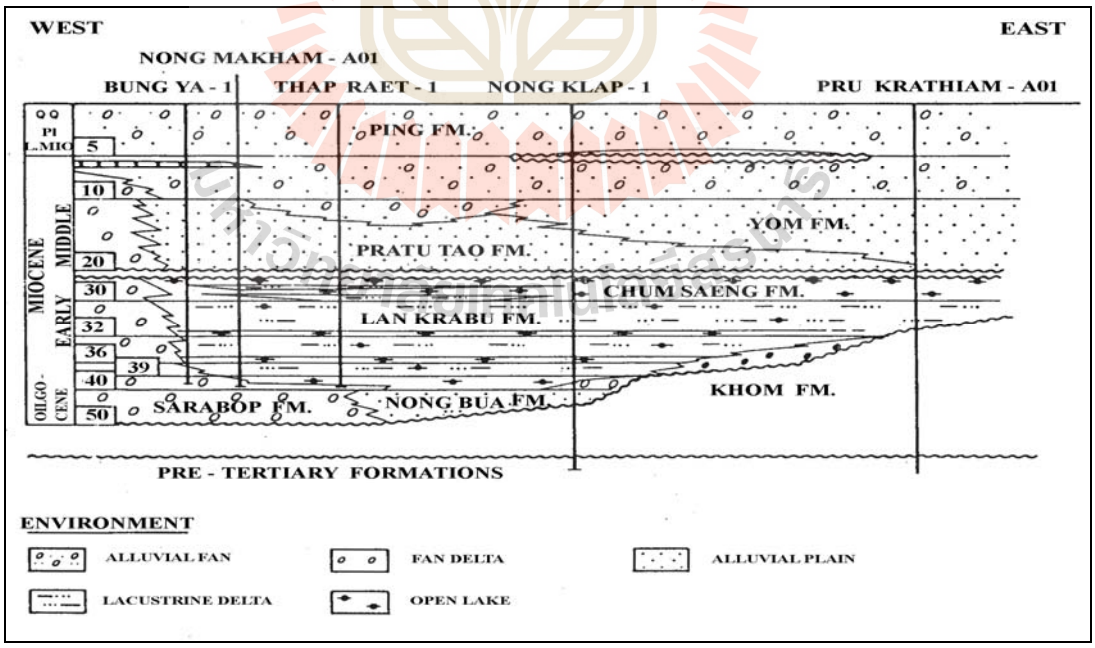
สลับด้วยชั้นของถ่านหิน เกิดในสภาพแวดล้อมในบริเวณแม่น้ำไหลลงสู่ทะเลสาบ หนองน้ำ บางช่วงถูกแทรกด้วยชั้นทรายแม่น้ำซึ่งเป็นชั้นกักเก็บปิโตรเลียม

5) หมวดหินชุมแสง (Chum Saeng Formation) มีความหนาประมาณ 1,000 เมตร ประกอบด้วยหินโคลนสีเทา หินโคลนสีเทาดำ สะสมตัวในทะเลสาบน้ำจืด ถูกแทรกสลับด้วยชั้นของถ่านหิน หมวดหินนี้เป็นชั้นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม

6) หมวดหินประดู่เฒ่า (Pratu Tao Formation) มีความหนาประมาณ 1,400 เมตร ประกอบด้วยหินโคลนแทรกสลับกับชั้นหินทราย เกิดการสะสมตัวโดยกระบวนการของแม่น้ำ

7) หมวดหินยม (Yom Formation) มีความหนาประมาณ 1,000 เมตร มีอายุอยู่ในช่วง Middle Miocene จนถึงปัจจุบันส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินทรายเนื้อหยาบไปจนถึงหินทรายเนื้อหยาบมาก หินโคลนสีน้ำตาล และหินโคลนสีน้ำตาลแกมแดง พบชั้นของถ่านหินเล็กน้อย หมวดหินนี้เกิดการสะสมตัวตามที่ราบลุ่ม (Alluvial plain)

8) หมวดหินปิง (Ping Formation) มีความหนาประมาณ 1,200 เมตร มีอายุตั้งแต่ Late Miocene จนถึงปัจจุบัน ประกอบไปด้วยชั้นทรายและกรวดเป็นส่วนใหญ่ สลับด้วยดินเหนียวสีน้ำตาลแกมแดงและสีเหลือง พบถ่านหินเพียงเล็กน้อย สะสมตัวตามที่ราบเชิงเขาในสภาพแวดล้อมแบบเนินตะกอนน้ำพารูปพัด (Alluvial Fan)



รูปที่ 2.4 ลำดับชั้นหินในแอ่งพิษณุโลก (After Ball, A.A., 1992)

2.2.2 ระบบปิโตรเลียม

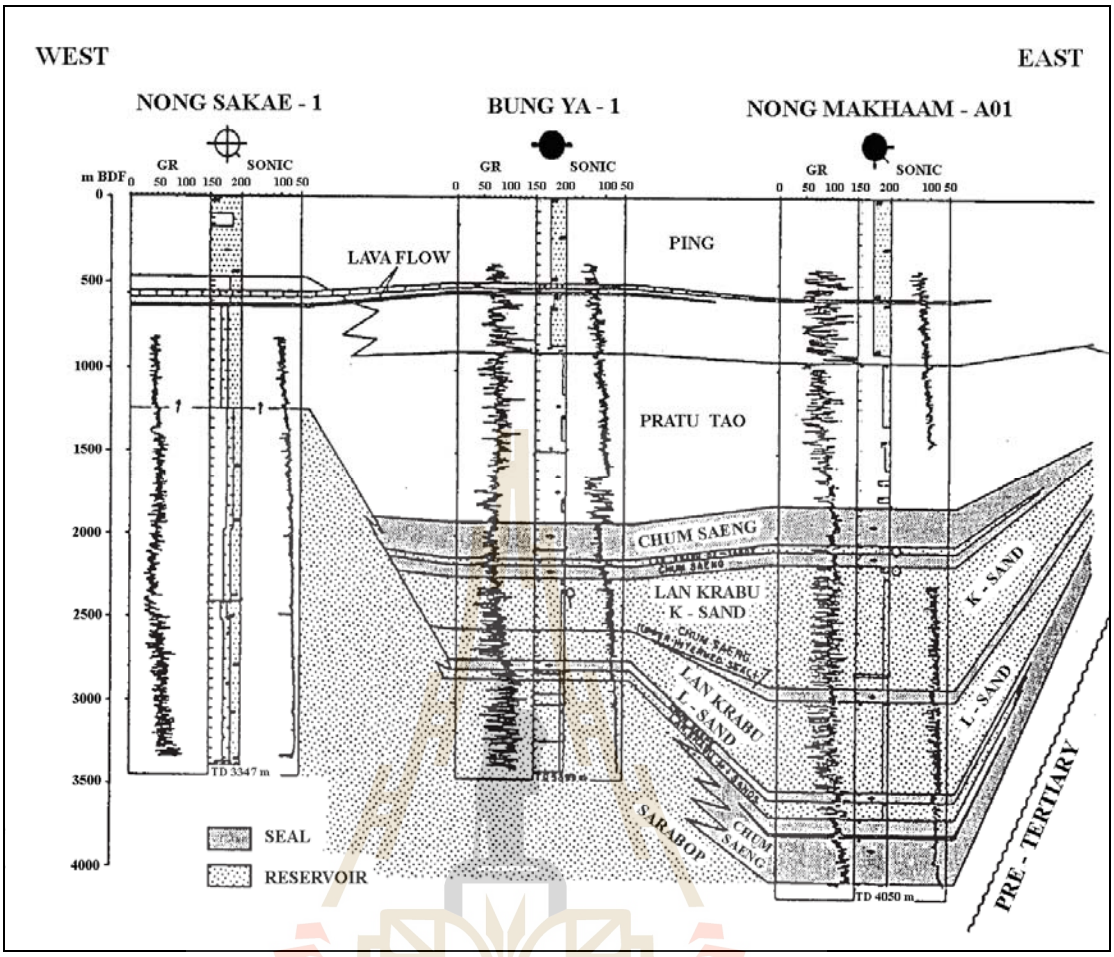
1) หินต้นกำเนิด (Source Rock) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมในแอ่งพิษณุโลกจะเกิดการสะสมตัวในสิ่งแวดล้อม 3 แบบด้วยกันได้แก่ ทะเลสาบแบบเปิด (Open Lacustrine) แม่น้ำและทะเลสาบ (Fluvio Lacustrine) และ พื้นที่ลุ่มแม่น้ำ (Flood Plain) หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีความสำคัญที่เป็นต้นกำเนิดปิโตรเลียมส่วนใหญ่ในแอ่งพิษณุโลกเกิดจากหมวดหินชุมแสง ซึ่งเป็นหินโคลนมีความหนาประมาณ 400 เมตร สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทะเลสาบน้ำจืด ซึ่งให้ Kerogen ชนิดที่ 1 และ 2 (Type I/II Source Rock) ส่วนใหญ่เกิดจากสาหร่ายน้ำจืด โดยมีค่าดัชนีไฮโดรเจน (Hydrogen indices : HI) สูงถึง 700 หรือมากกว่านั้น ทำให้มีแนวโน้มที่จะให้น้ำมันดิบ โดยมีปริมาณไฮโดรคาร์บอนเฉลี่ยที่ 20 ถึง 40 กิโลกรัมต่อลูกบาศก์เมตรของหินต้นกำเนิด บริเวณที่เป็นแหล่งกำเนิดของปิโตรเลียมนี้อยู่ทางตอนเหนือของแอ่ง (Bal, Burgisser, Harris, Harris, Rigby, Thumprasertwong, and Winkler, 1992)

2) หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir Rock) หินกักเก็บปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิษณุโลกนั้นส่วนใหญ่เป็นเป็นชั้นหินทรายในหมวดหินลานกระบือซึ่งมีการสะสมตัวแบบดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ (Deltaic) จากกระบวนการของแม่น้ำและทะเลสาบ (Fluvio Lacustrine) และอยู่สลับกันระหว่างสองหมวดหินคือ หมวดหินชุมแสงและหมวดหินลานกระบือ จากลักษณะดังกล่าว ทำให้เกิดชั้นกักเก็บปิโตรเลียมในบริเวณแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ได้ถึง 4 ชั้น คือ ชั้น D K L และ M และทำให้เกิด Kerogen ชนิดที่ 2 และ 3 (Type II/III Source Rock) จากหินดินดานของหมวดหินชุมแสงที่แทรกสลับชั้นหินทรายของหมวดหินลานกระบือ

3) หินปิดกั้นปิโตรเลียม (Seal Rock) ในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเป็นหินโคลนที่มีค่าความพรุนต่ำอยู่ในหมวดหินชุมแสงเกิดการสะสมตัวในทะเลสาบน้ำจืดโดยแทรกสลับกับหมวดหินลานกระบือซึ่งเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียม

4) โครงสร้างกักเก็บ (Trap) ปิโตรเลียมถูกกักเก็บโดยโครงสร้าง (Structural Trap) โดยมีรอยเลื่อนเป็นตัวควบคุม แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ถูกล้อมรอบด้วย Sirikit Western Boundary Fault และ Ket Kason Boundary Fault ทำให้ชั้นหินถูกตัดด้วยรอยเลื่อน เกิดการเปลี่ยนแปลงลักษณะปรากฏจากการเคลื่อนตัวของชั้นหินดังแสดงในรูปที่ 2.5 ซึ่งเป็นผลมาจากรอยเลื่อนที่ตัดผ่านทำให้เกิดโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (Bal et.al., 1992)

5) การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม (Migration) ในบริเวณแอ่งพิษณุโลกพื้นที่ให้กำเนิดปิโตรเลียมมีขนาดประมาณ 800 ถึง 1,000 ตารางกิโลเมตร มีความเชื่อว่าน้ำมันดิบที่เกิดขึ้นนั้นมาจากพื้นที่ให้ปิโตรเลียมในบริเวณที่ลุ่มสุโขทัย (Sukhothai Depression) ซึ่งบริเวณพื้นที่ที่ให้ปิโตรเลียมนี้อยู่ทางตอนเหนือของแอ่ง



รูปที่ 2.5 ชั้นหินกักเก็บและหินปิดกั้นจากการเทียบเคียงการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (After Ball, 1992)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 3
แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

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

3.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์คือระบบของสมการคณิตศาสตร์ที่สามารถแสดงถึงพฤติกรรมทางกายภาพของกระบวนการ ในงานด้านแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้นโดยทั่วไปแล้วสมการเหล่านี้มักเป็นที่ยุ่งยากและซับซ้อนเนื่องจากเป็นสมการอนุพันธ์แยกส่วน (Partial Differential Equation) แต่ก็สามารถที่จะทำให้เป็นระบบการทำงานที่ง่ายขึ้นโดยใช้คอมพิวเตอร์เข้ามาช่วยในการคำนวณ

3.2 วัตถุประสงค์ของการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ในการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์ จะผลิตข้อมูลที่ผ่านกระบวนการออกมาอย่างมาก วิศวกรจึงต้องมีความสามารถในการวิเคราะห์ข้อมูลเหล่านี้เพื่อให้ได้ผลลัพธ์ตามที่ต้องการ แบบจำลองคอมพิวเตอร์ถูกใช้ศึกษาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมทั้งแบบมีหลุมเจาะเพียงหลุมเดียวหรือมีหลุมเจาะหลายหลุมซึ่งมีผลข้างเคียงต่อกันจะมีความซับซ้อนมาก แบบจำลองจึงเป็นที่นิยมใช้ในการศึกษากลไกการไหลของของไหลในตัวกลางที่มีความพรุน

ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (Original Oil in Place) เป็นวัตถุประสงค์ที่มีความจำเป็นและสำคัญเป็นอันดับแรกของการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ โดยมีผลต่อการวางแผนการใช้ประโยชน์จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ในกรณีที่มีชั้นผลิตหลายชั้นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บสามารถช่วยให้วิศวกรกำหนดชั้นผลิต หาความสามารถในการผลิต (Productivity) และหาปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บและปริมาณสำรองได้

ในการพัฒนารายการกระแสเงินสด (Cash Flow) สำหรับโครงการพัฒนาแหล่งกักเก็บข้อมูลที่ทำให้เกิดกระแสรายรับ กระแสรายจ่ายรวมทั้งเงินลงทุนเกิดจากข้อมูลที่ผลิตออกมาจากแบบจำลองซึ่งมีตัวแปรที่สำคัญคือข้อมูลการผลิตน้ำมันและก๊าซ หรือในการผลิตขั้นทุติยภูมิในกรณีของการอัดน้ำหรือการอัดก๊าซวิศวกรมีความจำเป็นต้องทราบปริมาณและความดันของน้ำหรือก๊าซที่ทำการอัดเพื่อที่จะออกแบบอุปกรณ์อัดน้ำ ปริมาณน้ำที่ต้องจัดหา อุปกรณ์บำบัดน้ำ ปัจจัยเหล่านี้มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงกระแสเงินสด

ในทางวิศวกรรม แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่หรือมีหลายแหล่งอยู่ในพื้นที่เดียวกันซึ่งมีความยากในการปฏิบัติการต่าง ๆ ในช่วงอายุของโครงการผลิตปิโตรเลียมของไหลในแหล่งกักเก็บประเภทนี้มักเคลื่อนตัวเป็นระยะทางไกล ๆ ไปยังหลุมหรือบริเวณของผู้ได้รับสัมปทานอื่นการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อศึกษาการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมเป็นเครื่องมือในการกำหนดข้อตกลงสัมปทานในการผลิตปิโตรเลียม

การวางแผนการขนส่งและจัดเก็บก๊าซธรรมสำหรับช่วงเวลาต่าง ๆ เนื่องจากการจัดเก็บก๊าซธรรมชาติมีกระบวนการซับซ้อนและมีต้นทุนสูง ปริมาณความต้องการใช้ก๊าซในแต่ละช่วงของปีมีไม่เท่ากัน การจำลองรูปแบบการผลิตและพฤติกรรมของหลุมผลิตจึงมีความสำคัญอย่างยิ่งในการวางแผนการผลิตและจัดเก็บก๊าซธรรมชาติให้เหมาะสม

การศึกษาหลุมเดี่ยว (Single-well Study) ความสามารถในการออกแบบการเตรียมหลุมผลิตให้เหมาะสมกับแผนผลิตมีความจำเป็นอย่างมากในการใช้ประโยชน์จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมให้คุ้มค่ามากที่สุดโดยในบางกรณีไม่สามารถที่จะทำการศึกษาพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บได้ทั้งหมด การศึกษาหลุมเดี่ยวจึงช่วยให้สามรถเข้าใจพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บได้ โดยทำให้วิศวกรเข้าใจถึงปัจจัยต่าง ๆ ที่จะทำให้สามารถหาอัตราการไหลวิกฤตในการเกิดกรวยน้ำและก๊าซ (Water and Gas Conning) อัตราการไหลสูงสุดที่ให้การตอบสนองอย่างเหมาะสมของหลุมผลิต และผลกระทบของระยะห่างในการเจาะท่อกรุ (Perforation Interval)

3.3 ประโยชน์ในการจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

1) การศึกษาแบบจำลองสามารถทำได้หลายครั้งและให้ทางเลือกได้หลายรูปแบบ

2) ช่วยวางแผนสำหรับเป็นข้อตกลงในการลงทุนระหว่างบริษัทในกรณีที่ไม่สามารถออกแบบกระบวนการการดำเนินการในขณะเริ่มต้นโครงการได้

3) เก็บรวบรวมข้อมูลและคุณสมบัติต่าง ๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมให้อยู่ในฐานข้อมูลเดียวกันและอยู่ในรูปแบบที่สามารถนำไปใช้ได้สะดวก

4) แสดงให้เห็นถึงพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมอย่างชัดเจน

5) แสดงข้อมูลร่วมกันระหว่างบริษัทที่ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากร

6) ใช้เป็นเครื่องมือบริหารจัดการเพื่อวางแผนในการพัฒนาการผลิตและคาดการณ์กระแสเงินสด

3.4 ขั้นตอนในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

3.4.1 การกำหนดปัญหา (Problem Definition)

ในการศึกษาพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขั้นตอนแรกคือการกำหนดปัญหาที่ต้องการหาคำตอบ ปัญหาดังกล่าวควรมีตัวแปรและปัจจัยที่สามารถให้ข้อมูลสนับสนุนได้ โดยจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์และเวลาที่จะเกิดขึ้นในอนาคต และสามารถสนับสนุนต่อแผนการในการจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมได้

3.4.2 การเลือกวิธีการในการศึกษา (Selecting the Simulation Approach)

หลังจากได้กำหนดปัญหาเกี่ยวกับพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขั้นตอนต่อไปคือวิธีการในการศึกษา โดยจะเป็นตัวกำหนดรูปแบบของแบบจำลองให้สามารถแก้ปัญหาที่กำหนดไว้และเป็นตัวแทนของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ชัดเจนที่สุดโดยปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและแบบจำลองได้แก่

1) ความสามารถของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อแก้ปัญหาต่าง ๆ

2) ความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนแปลงที่ได้กำหนดไว้สำหรับการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ

3) รูปแบบและจำนวนในการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บเพื่อดำเนินการให้ครบตามวัตถุประสงค์ในการศึกษาวิจัย

4) ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบ รวมทั้งปัจจัยด้านเวลาที่จะช่วยให้การแก้ปัญหาในงานวิจัยสมบูรณ์

5) ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้น

3.4.3 การรายงานผล (Reporting)

การรายงานผลการศึกษาแบบจำลองปิโตรเลียมเป็นขั้นตอนสุดท้ายสำหรับการศึกษาวิจัยการแก้ปัญหาเกี่ยวกับพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยผลจากการศึกษาจะต้องทำการรวบรวมและสรุปเป็นรายงาน โดยจะต้องมีการกำหนดเป้าหมาย ขอบเขตและสมมติฐานในการศึกษา คำอธิบายการใช้แบบจำลอง การแสดงผลและสรุปผลจะต้องเหมาะสมกับเป้าหมายในการศึกษาวิจัยนั้น ๆ

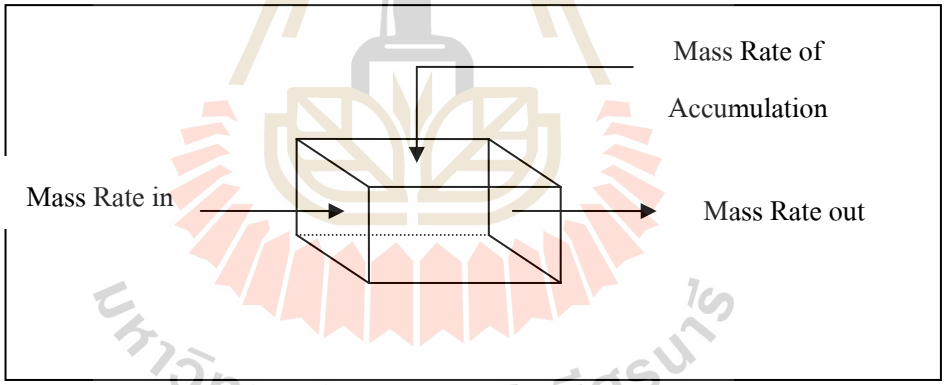
3.5 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

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)

สมการอนุรักษ์มวลจะพิจารณาจากหน่วยย่อยของแหล่งกักเก็บ (Element of Reservoir) ซึ่งของไหลได้ไหลผ่านในทิศทางของแกนนอน (x-direction)



รูปที่ 3.1 สมดุลมวลของน้ำมันในหน่วย

การไหลในระบบเชิงเส้น (Linear System)

อัตราของมวลที่เข้า – อัตราของมวลที่ออก = อัตราการสะสมของมวลในหน่วย

$$(\nu_x\ \rho_x\ \Delta y \Delta z) - (\nu_{x+\Delta x}\ \rho_{x+\Delta x}\ \Delta y \Delta z) = (\Delta x \Delta y \Delta z)\,\phi\,(\frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t}) \qquad (3.1)$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

หารสมการ 3.1 ด้วย $\Delta x\Delta y\Delta z$ จะได้

$$(\frac{v_{x+\Delta x}\rho_{x+\Delta x} - v_x\rho_x}{\Delta x}) = \phi(\frac{\rho_{t+\Delta t} - \rho_t}{\Delta t}) \tag{3.2}$$

กำหนดลิมิตของ Δx Δt เข้าใกล้ศูนย์ จะได้

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.3}$$

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

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial y} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.4}$$

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.5}$$

ในกรณีที่มีการไหลทั้งสามทิศทางจะได้สมการความต่อเนื่อง (Continuity Equation)

$$\frac{\partial(v\rho)}{\partial x} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial y} + \frac{\partial(v\rho)}{\partial z} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.6}$$

สำหรับสมการอัตรา (Rate Equation-Darcy's law) จะแสดงถึงความสัมพันธ์ระหว่างความเร็วในการไหลของของไหลอัตราการเปลี่ยนแปลงความดัน

โดยกฎของดาร์ซีสามารถแสดงสมการอัตราได้เป็น

$$v = -\frac{k}{\mu}\frac{\partial P}{\partial x} \tag{3.7}$$

แทนสมการ 3.7 ในสมการ 3.3 แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial\left(-\frac{k}{\mu}\frac{\partial P}{\partial x}\rho\right)}{\partial x} = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.8}$$

ในส่วนของสมการสถานะ (Equation of State) จะแสดงให้เห็นถึงความหนาแน่นที่สัมพันธ์กับความดันซึ่งในกรณีของน้ำมันจะถูกอัดตัวจากความดันได้น้อยมาก สมการสถานะจะสามารถแสดงได้เป็น

$$\rho = \rho_o e^{c(P-P_o)} \tag{3.9}$$

โดย ρ คือ ความหนาแน่นที่ความดัน P

ρ_o คือ ความหนาแน่นที่ความดัน P_o

c คือ ตัวประกอบความสามารถในการถูกอัดตัวที่อุณหภูมิคงที่

$$c = -\frac{1}{V}\left(\frac{\partial V}{\partial P}\right)_T \tag{3.10}$$

สมการ 3.8 สามารถขยายพจน์ด้านซ้ายของสมการได้เป็น

$$-\frac{k}{\mu}\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho + \frac{\partial P}{\partial x}\frac{\partial P}{\partial \rho}\right) = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial t} \tag{3.11}$$

จากกฎลูกโซ่ (Chain Rule) $\frac{\partial\rho}{\partial x} = \frac{\partial\rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial x}$ และ $\frac{\partial\rho}{\partial t} = \frac{\partial\rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}$ สามารถแสดงสมการ 3.11 ได้เป็น

$$-\frac{k}{\mu}\left(\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho + \frac{\partial P}{\partial x}\frac{\partial\rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial x}\right) = -\phi\frac{\partial\rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.12}$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$\frac{k}{\mu}\left[\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho+\frac{\partial \rho}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2\right]=\phi\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.13}$$

เนื่องจาก $\left(\frac{\partial P}{\partial x}\right)^2$ มีค่าน้อยมากจนเข้าใกล้ศูนย์ สมการ 3.13 แสดงได้เป็น

$$\frac{k}{\mu}\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}\rho=\phi\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.14}$$

หารสมการ 3.14 ด้วย ρ

$$\frac{k}{\mu}\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}=\phi\frac{1}{\rho}\frac{\partial \rho}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.15}$$

แทนความสามารถในการอัดตัวในสมการ 3.15 แสดงได้เป็น

$$\frac{k}{\mu}\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}=\phi c\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.16}$$

ในกรณีของการไหลตามแนวรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}=\frac{\phi\mu c}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.17}$$

การไหลในแบบสองมิติสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial y^2}=\frac{\phi\mu c}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.18}$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การไหลแบบสามมิติสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial^2 P}{\partial x^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial y^2}+\frac{\partial^2 P}{\partial z^2}=\frac{\phi\mu c}{k}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.19}$$

การได้มาของสมการการไหลของของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Fluid Flow Equations)

สมการการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนาให้เสมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ทีละชนิดโดยเริ่มจากน้ำมัน สมการพื้นฐานสำหรับการไหลเป็นการรวมสมการความต่อเนื่อง (Continuity Equation) สมการการไหลของดาร์ซี (Darcy Flow Equation) และสมการสถานะ (Equation of State) เข้าด้วยกันโดยใช้สมดุลมวลสาร

การไหลในระบบเชิงเส้น

อัตราของมวลที่เข้า – อัตราของมวลที่ออก = อัตราการสะสมของมวลในหน่วย

$$\left(-A\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial X}\right)_x-\left(-A\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial X}\right)_{x+\Delta X}=V\left[\frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n+1}-\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n}}{\Delta t}\right] \tag{3.20}$$

โดย $A = \Delta y\Delta z$

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

หารสมการ 3.20 ด้วย $\Delta x\Delta y\Delta z$ กำหนดลิมิตของ $\Delta x \quad \Delta t$ เข้าใกล้ศูนย์จะได้

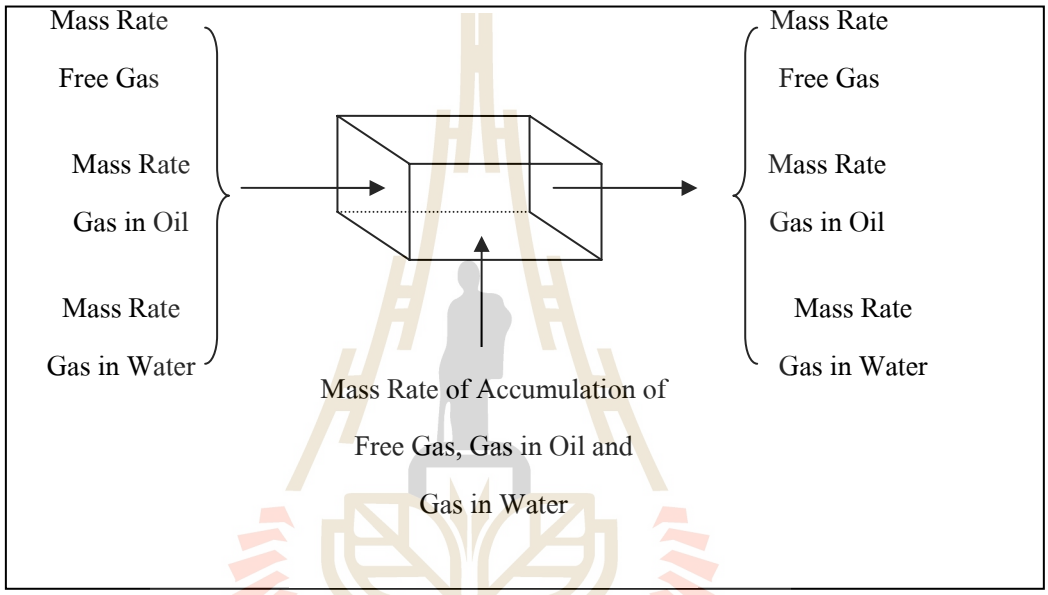
$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial x}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{3.21}$$

การไหลในระบบรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{3.22}$$

สมดุลมวลสารสำหรับก๊าซในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเป็นการรวมก๊าซที่เกิดขึ้นจากต้นกำเนิดต่าง ๆ ภายในแหล่งกักเก็บเข้าด้วยกัน ได้แก่ ก๊าซอิสระ (Free Gas) ก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (Solution Gas in Oil) และก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำ (Solution Gas in Water)



รูปที่ 3.2 สมดุลมวลของของไหลในหน่วย

สมดุลมวลสารของก๊าซที่อยู่ในแหล่งแสดงได้เป็น อัตราของมวลที่เข้า – อัตราของมวลที่ออก เท่ากับ อัตราการสะสมของมวล

$$\left[-A\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial x}\right]_x - \left[-A\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial x}\right]_{x+\Delta x}$$
$$= V\phi\left[\frac{\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)^{n+1}-\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)^{n}}{\Delta t}\right] \tag{3.23}$$

หารสมการ 3.23 ด้วย $\Delta x\Delta y\Delta z$ และกำหนดลิมิตของ Δx Δt เข้าใกล้ศูนย์ แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial}{\partial x}\left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial x}\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right] \tag{3.24}$$

การไหลในระบบรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\right)\frac{\partial P}{\partial r}\right]=\frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{Bo}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right] \tag{3.25}$$

สำหรับสมดุลมวลของน้ำจะมีลักษณะเดียวกันกับสมดุลมวลสารของน้ำมัน สมดุลมวลสารของน้ำจะแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial P}{\partial x}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{3.26}$$

การไหลในระบบรัศมีสามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial P}{\partial r}\right)=\frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{3.27}$$

การขยายสมการในรูปแบบการไหลแบบรัศมี

สมการทั่วไปของการไหลของของไหลหลายชนิดแบบไม่คงตัว สำหรับของการไหลของน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ ในตัวกลางที่มีความพรุนได้ถูกพัฒนาขึ้นโดยการนำสมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดให้รวมอยู่ในสมการพื้นฐานสมการเดียว โดยอยู่ในข้อสังเกตและหลักความจริงต่าง ๆ

$$S_o+S_g+S_w=1 \tag{3.28}$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$\frac{\partial}{\partial t}\left(S_o + S_g + S_w\right) = 0 \tag{3.29}$$

จากสมการ 3.22 ขยายสมการการไหลแบบรัศมีของน้ำมันในตัวกลางที่มีความพรุนคูณด้วย B_o แสดงได้เป็น

$$\frac{B_o}{r}\left[r\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r\frac{k_o}{\mu_o}\left(-\frac{1}{B_o^2}\right)\frac{\partial B_o}{\partial r}\frac{\partial P}{\partial r} + \frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial r}\right]$$
$$= \phi B_o\left[\frac{1}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t} + S_o\left(-\frac{1}{B_o^2}\right)\frac{\partial B_0}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right] \tag{3.30}$$

สมการ 3.30 สามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{k_o}{\mu_o}\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} - \frac{k_0}{\mu_o B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2 + \frac{1}{r}\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial P}{\partial r} = \phi\left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \tag{3.31}$$

เนื่องจาก $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ มีค่าน้อยมากจนเข้าใกล้ศูนย์ สมการ 3.29 สามารถแสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\frac{k_o}{\mu_o} = \tag{3.32}$$

จากสมการ 3.24 ขยายสมการการไหลแบบรัศมีของก๊าซในตัวกลางที่มีความพรุนคูณด้วย B_g แสดงได้เป็น

$$\frac{B_g}{r}\left\{r\left(\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g}\right)\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r\frac{\partial P}{\partial r}\left[\frac{k_o}{\mu_o}\left(\frac{1}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r} - \frac{R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\right.\right.$$
$$+ \left.\left.\frac{k_w}{\mu_w}\left(\frac{1}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r} - \frac{R_{sw}}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}\right) - \frac{k_g}{\mu_g}\left(\frac{1}{B_g^2}\frac{\partial B_g}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\right]\right.$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$+\frac{\partial P}{\partial r}\left(\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}+\frac{k_g}{\mu_g B_g}\right)\Bigg\} = \phi\, B_g\left(\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial R_s}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}\right.$$
$$-\frac{R_{so}S_o}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial t}-\frac{R_{sw}Sw}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$\left.+\frac{1}{B_g}\frac{\partial S_g}{\partial t}-\frac{S_g}{B_g^2}\frac{\partial B_g}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \qquad (3.33)$$

รวมภาคของสมการที่ 3.33 แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{K_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{k_o}{\mu_o}\frac{B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$$
$$+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{B_g}{B_w}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$$
$$-\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2-\frac{k_w}{\mu_w}\frac{B_g}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2-\frac{k_g}{\mu_g}\frac{1}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$$
$$+\left(\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}=\phi\left(\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}-\frac{R_{so}S_oB_g}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\right.$$
$$+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{R_{sw}S_wB_g}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}-\left.\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right)\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$+\phi\left(\frac{B_gR_{so}}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right) \qquad (3.34)$$

เนื่องจาก $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ มีค่าน้อยมากจนเข้าใกล้ศูนย์ สมการ3.34 สามารถแสดงได้เป็น

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

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$+\frac{S_w B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{R_{sw}S_w B_g}{B_w^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\Bigg)\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$+\left(\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right) \quad (3.35)$$

สำหรับการขยายสมการการไหลแบบรัศมีของน้ำในตัวกลางที่มีความพรุนมีลักษณะคล้ายกับสมการขยายในการไหลของน้ำมันโดยคูณสมการ 3.27 ด้วย B_w แสดงได้เป็น

$$\frac{k_w}{\mu_w}\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{\partial P}{\partial r}\frac{1}{r}=\phi\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right) \quad (3.36)$$

รวมสมการการไหลของน้ำมันและน้ำ แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\right)\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)$$
$$=\phi\left[\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{\partial S_w}{\partial t}-\left(\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right)\right] \quad (3.37)$$

รวมสมการ 3.35 และ สมการ 3.37 เข้าด้วยกันแสดงได้เป็น

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2}+\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g}+\frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o}+\frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)$$
$$=\phi\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right)+\Bigg[-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(1+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\right)+\frac{S_o B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}$$
$$-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(1+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)+\frac{S_w B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\Bigg]\frac{\partial P}{\partial t}$$
$$+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} \quad (3.38)$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

เนื่องจาก $S_g + S_o + S_w = 1 \quad \frac{\partial}{\partial t}\left(S_g + S_o + S_w\right) = o$ ดังนั้นสมการที่ 3.38 แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o}\frac{R_{so}B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)$$
$$= \phi\left[-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(1 + \frac{R_{so}B_g}{B_o}\right) + \frac{S_o B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(1 + \frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)\text{w}\right.$$
$$\left. + \frac{S_w B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right]\frac{\partial P}{\partial t} + \left(\frac{R_{so}B_g}{B_o} + \frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right)\phi \tag{3.39}$$

แทนสมการ 3.32 และสมการ 3.36 ในสมการ 3.39 แสดงได้เป็น

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

กำหนดให้

$$c_t = -\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P} \tag{3.41}$$

แทนสมการ 3.41 ในสมการ 3.42 แสดงได้เป็น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial R}\right)\left(\frac{k}{\mu}\right)_t+\phi\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}-\phi\frac{S_oR_{so}B_g}{B_o^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}+\phi\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}$$
$$-\phi\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}=\phi\left(c_t\frac{\partial P}{\partial t}-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial P}{\partial t}\right.$$
$$\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right) \tag{3.42}$$

โดย ความสามารถในการเคลื่อนตัวทั้งหมด (Total Mobility) แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{k}{\mu}\right)_t=\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g} \tag{3.43}$$

สมการที่ 3.43 สามารถรวมสมการ แสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k}{\mu}\right)_t=\phi c_t\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.44}$$

สมการที่ 3.44 สามารถจัดรูปแบบ แสดงได้เป็น

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k}{\mu}\right)_t=\frac{\phi c_t}{(k/\mu)_t}\frac{\partial P}{\partial t} \tag{3.45}$$

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

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การขยายสมการในระบบหนึ่งมิติ

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดในระบบหนึ่งมิติแสดงได้เป็น สมการการไหลของน้ำมัน

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial \Phi_o}{\partial x}\right) + q_o = V_R \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right) \tag{3.46}$$

สมการการไหลของน้ำ

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial \Phi_w}{\partial x}\right) + q_w = V_R \frac{\partial}{\partial t}\left(\frac{\phi S_w}{B_w}\right) \tag{3.47}$$

สมการการไหลของก๊าซ

$$\begin{aligned} &A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}\frac{\partial \Phi_g}{\partial x} + \frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial \Phi_o}{\partial x} + \frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial \Phi_w}{\partial x}\right) + q_g \\ &= V_R \frac{\partial}{\partial t}\left[\phi\left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}S_o}{B_o} + \frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)\right] \end{aligned} \tag{3.48}$$

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดสามารถนำมารวมกันเพื่อแสดงพฤติกรรมการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยจำเป็นต้องมีเงื่อนไขบางอย่างได้แก่

เทอมของพลังงานศักย์ (Potential Terms)

น้ำมัน $\Phi_o = P_o + \rho_o gh$ (3.49)

น้ำ $\Phi_w = P_w + \rho_w gh$ (3.50)

ก๊าซ $\Phi_g = P_g + \rho_g gh$ (3.51)

เทอมของความดันในรูขนาดเล็ก (Capillary Pressure Terms)

$$P_{cw} = P_o - P_w \tag{3.52}$$

$$P_{cg} = P_g - P_o \tag{3.53}$$

สมการ 3.46 ถึงสมการ 3.53 สามารถรวมกันได้โดยรวมสมการ 3.29 ซึ่งเป็นสมการความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล (Saturation Equation) แสดงได้เป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial t}\right) + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x}\right) + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left[\lambda_g \frac{\partial(\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o \frac{\partial(\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial(\rho_w gh)}{\partial x}\right] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \tag{3.54}$$

โดย λ เป็น เทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัว

β_1 เป็น ฟังก์ชันของ PVT (Pressure-Volume-Temperature)

β_2 เป็น เทอมของการผลิต

สำหรับการไหลในระบบสองมิติสามการที่ 3.54 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 และความดันในรูขนาดเล็กจะถูกประมาณค่าในลำดับเวลาที่ n ในส่วนของเทอมด้านขวาของสมการและค่าของความดันจะถูกกำหนดในลำดับเวลาที่ n+1 โดยสามารถหาคำตอบได้ในการแก้สมการหนึ่งครั้ง

จากสมการที่ 3.54 สามารถเขียนให้อยู่ในลำดับขั้นเวลา แสดงได้เป็น

$$\left(\text{Mobility Capillary Data}\right)^{n}\left(\text{Pressure}\right)^{n+1} = \left(\text{RHS}\right)^{n+1} \tag{3.55}$$

ส่วนวิธีที่สองเป็นการใช้วิธีการทำซ้ำ (Iterative) เพื่อเป็นการปรับปรุงค่าความดันทีละลำดับเวลา จากสมการที่ 3.54 สามารถเขียนให้อยู่ในลำดับเวลา แสดงได้เป็น

$$\left(\text{Mobility Capillary Data}\right)^{n+1,k}\left(\text{Pressure}\right)^{n+1,k+1} = \left(\text{RHS}\right)^{n+1,k+1} \tag{3.56}$$

Finite Difference-Analog

สมการที่ 3.54 สามารถแก้ปัญหาสมการอนุพันธ์โดยสมมติให้ไม่มีการทำซ้ำ (Noniterative) เพื่อหาค่าในเทอมของ ความดัน ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล และความดันในรูขนาดเล็ก โดยแสดงได้เป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T^n \frac{\partial P^{n+1}}{\partial x}\right) + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x}\right)^n + A_x \frac{\partial}{\partial x}\left[\lambda_g^n \frac{\partial\left(\rho_g gh\right)}{\partial x}\right.$$
$$\left. + \lambda_o^n \frac{\partial(\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w^n \frac{\partial(\rho_w gh)}{\partial x}\right] = B_1^n \frac{\partial P^{n+1}}{\partial t} + B_2^{n+1} \quad (3.57)$$

ในแต่ละเทอมของสมการที่ 3.57 สามารถแยกสมการอนุพันธ์ได้โดยเทอมแรกซึ่งเป็นความดันของน้ำมันมีความสำคัญมากที่สุดโดยจะอยู่ที่ลำดับเวลา n+1 และเทอมอื่น ๆ ซึ่งอยู่ในลำดับเวลา nจะถูกสมมติให้ทราบค่าแล้วทำให้สามารถจัดกลุ่มได้

Finite Difference ของเทอมแรกด้านซ้ายในสมการ 3.57 แสดงได้เป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x}\right)$$
$$= A_x \left[\frac{\lambda_{Ti+1/2}\left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i+1}}{2}\right)}\right) - \lambda_{Ti-1/2}\left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i-1}}{2}}\right)}{\Delta x_i}\right] \quad (3.58)$$

พื้นที่ (A_x) ถูกกำหนดให้มีขนาดคงที่ ในกรณีที่ขนาดของพื้นที่มีการเปลี่ยนแปลง สมการ 3.57 แสดงได้เป็น

$$\frac{\partial}{\partial x}\left(A_x \lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x}\right)$$
$$= \frac{1}{\Delta x_i}\left[A_{xi+1/2}\lambda_{Ti+1/2}\left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i+1}}{2}\right)}\right) - A_{xi-1/2}\lambda_{Ti-1/2}\left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\frac{\Delta x_i + \Delta x_{i-1}}{2}}\right)\right] \quad (3.59)$$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

เมื่อเกิดการไหล เทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัว $\lambda_{Ti+1/2}$ จะถูกประเมินค่าระหว่างหน่วยที่อยู่ต่อเนื่องกันซึ่งจะถูกกำหนดเพื่อหาเทอมของความสามารถในการเคลื่อนตัวของหน่วยในลำดับเวลาก่อนหน้า โดยที่สมการ 3.58 สามารถทำให้ง่ายขึ้นโดยการรวมเอาความสามารถในการเคลื่อนตัวและเรขาคณิตของพื้นที่ให้เป็นเทอมเดียวกัน แสดงได้เป็น

$$X_{i+1/2}\left(P_{oi+1}-P_{oi}\right)^{n+1}-X_{i-1/2}\left(P_{oi}-P_{oi-1}\right)^{n+1}=\frac{\partial P_{oi}^{n+1}}{\partial t}+C^{n} \tag{3.60}$$

เทอมของ X ทางด้านซ้ายของสมการประกอบไปด้วยค่าความสามารถในการเคลื่อนตัวและเรขาคณิตของหินกักเก็บปิโตรเลียม และเทอมของ C^n ประกอบด้วยตัวแปรทางด้านปริมาณทั้งหมดที่ทราบค่าโดยการประมาณจากลำดับเวลาที่ n โดยอนุพันธ์ของความดันเมื่อเทียบกับเวลาแสดงได้เป็น

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial t}=\frac{P_{oi}^{n+1}-P_{oi}^{n}}{\Delta t^{n}} \tag{3.61}$$

ที่ลำดับเวลาที่ n+1 ค่าของความดันจะแสดงได้เป็น

$$X_{i+1/2}\left(P_{oi+1}\right)^{n+1}-X_{i-1/2}\left(P_{oi}-P_{oi-1}\right)^{n+1}=\frac{P_{oi}^{n+1}-P_{oi}^{n}}{\Delta t_{n}}+C^{n} \tag{3.62}$$

รวมเทอมลำดับเวลาที่ n+1 แสดงได้เป็น

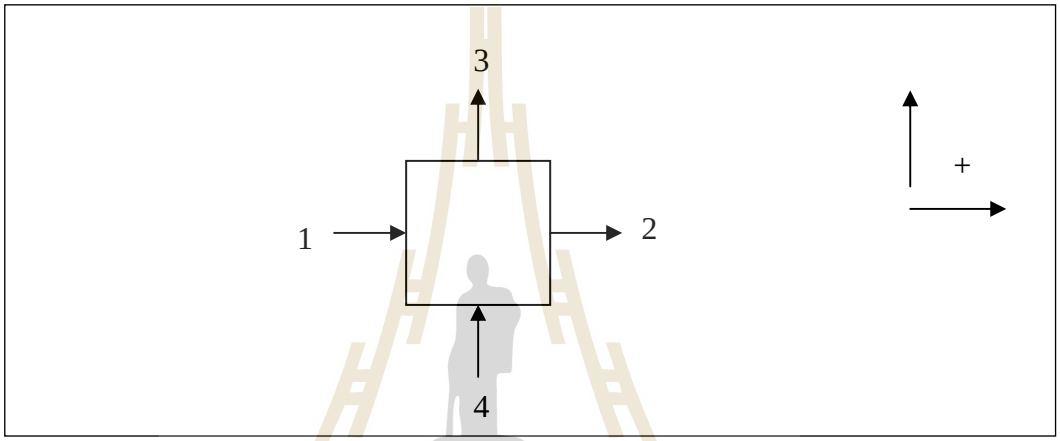
$$X_{i+1/2}P_{i+1}^{n+1}-\left(X_{i+1/2}+X_{i-1/2}+\frac{1}{\Delta t^{n}}\right)P_{oi}^{n+1}+X_{i-1/2}P_{oi-1}^{n+1}=\frac{P_{oi}^{n}}{\Delta t^{n}}+C^{n} \tag{3.63}$$

สมการ 3.63 เป็นสมการของความดันในรูปแบบ Finite Difference โดยเทียบกับสมการอนุพันธ์แยกส่วนเพื่ออธิบายการไหลของหนึ่งหน่วย (i) ภายในแบบจำลอง ทำให้สามารถใช้สมการได้กับทุกหน่วยในแบบจำลอง และหาค่าความดันที่ลำดับเวลาถัดไป (n+1) ได้ โดยการไหลแบบมิติ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

เดียวจะมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่า 3 ตัวแปร การไหลแบบสองมิติจะมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่า 5 ตัวแปร และการไหลแบบสามมิติมีตัวแปรที่ไม่ทราบค่า 7 ตัวแปร

สำหรับการหาคำตอบของตัวแปรที่ไม่ทราบค่าของสมการรูปแบบ Finite Difference สามารถแก้ไขได้โดยวิธีต่าง ๆ เช่น ADIP LSOR SIP จะได้คำตอบการกระจายตัวของความดัน (Pressure Distribution) ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลในลำดับเวลาถัดไปสามารถคำนวณได้โดย



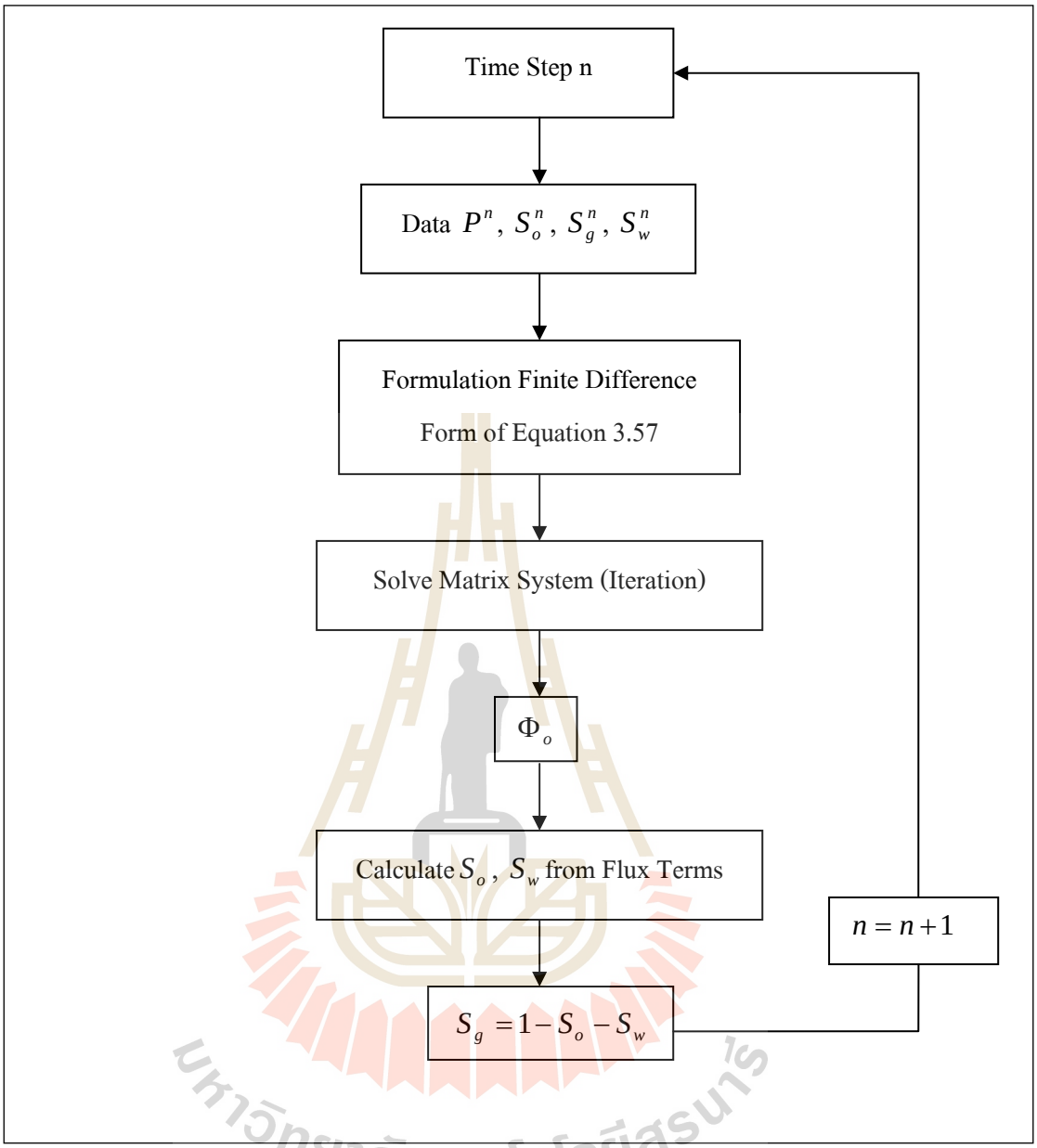
รูปที่ 3.3 การส่งผ่านค่าตัวแปรในลำดับเวลา

$$\frac{\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right)^{n+1}-\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right)^{n}}{\Delta t}=\frac{\partial}{\partial t}\left(\phi\frac{S_o}{B_o}\right)=\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial\Phi_o}{\partial x}\right) \tag{3.64}$$

สมการ 3.64 สามารถจัดเทอมของความสามารถในการอิ่มตัว แสดงได้เป็น

$$\left(\frac{S_o}{B_o}\right)^{n+1}=\left(\frac{S_o}{B_o}\right)^{n}+\frac{\Delta t}{\phi}\left[\frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial\Phi_o}{\partial x}\right)\right]=S_n^o+\Sigma\ \ Flux\ \ Terms \tag{3.65}$$

ขั้นตอนในการแก้ปัญหาสมการการไหลในลำดับเวลาแสดงได้เป็น



รูปที่ 3.4 ขั้นตอนในการแก้ปัญหาสมการการไหลในลำดับเวลา

3.6 การเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแบ่งออกเป็น

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

3.6.1 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)

3.6.2 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)

3.6.3 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

3.6.4 ข้อมูลอัตราการไหล (Flow Rate Data)

1. ดัชนีการผลิต (Productivity Index)
2. ดัชนีการฉีดอัด (Injectivity Index)
3. อัตราการไหลที่เหมาะสม (Optimum Flow Rates)
4. การลดลงของอัตราการผลิตที่ยอมรับได้ (Maximum Allowable Drawdown)

3.6.5 ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ (Mechanical and Operation Data)

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นข้อกำหนดในเรื่องรูปแบบของการผลิตอันเนื่องมาจากการดำเนินการต่าง ๆ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการผลิต

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

3.3.6 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ (Economics Data)

ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์เป็นข้อกำหนดในเรื่องของระยะเวลา รูปแบบ และอัตราในการผลิตที่เหมาะสมเพื่อให้ได้ผลตอบแทนดีที่สุด

3.6.7 ข้อมูลอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง (Miscellaneous Data)

ข้อมูลอื่นที่จำเป็นอื่น ๆ สำหรับการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เช่น ข้อมูลกฎหมายปิโตรเลียม ข้อตกลงระหว่างผู้รับสัมปทาน ข้อมูลการดำเนินการด้านอื่น ๆ เป็นต้น

บทที่ 4
แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลก

4.1 ข้อมูลสำหรับจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลก

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลกได้ใช้ข้อมูลหลุมเจาะที่ความสมบูรณ์พอที่จะนำมาใช้ได้ทั้งหมด 4 ได้แก่หลุม A หลุม Bหลุม C และ หลุม D โดยได้จากรายงานสุดท้ายของหลุมเจาะ (Final Well Report) ซึ่งประกอบไปด้วย ข้อมูลหลุมเจาะ (Well Data) ข้อมูลการหยั่งธรณี (Well Logging Data) และข้อมูลการทดสอบหลุม (Well Testing Data) โดยทั้ง 4 หลุมเป็นแหล่งน้ำมันทั้งหมด การจัดทำแบบจำลองในครั้งนี้ได้กำหนดปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บออกเป็น 3 ขนาดโดยขนาดที่ 1 2 และ3 มีปริมาณปิโตรเลียมเป็น 451,626 677,596 และ 903,133 บาร์เรลตามลำดับ และแบบจำลองทั้ง 3 ขนาดจะถูกแบ่งออกเป็น 8 ชั้นแต่ละชั้นจะมีจำนวนหน่วยทั้งหมด 625 หน่วย (25×25) ข้อมูลสำหรับโปรแกรมอีคลิปส์ 100 เวอร์ชัน 2009.2 ที่นำมาใช้ในการจัดทำแบบจำลองของแหล่งเพื่อใช้ในการศึกษาถูกแบ่งออกเป็น 4 กลุ่มดั้งต่อไปนี้

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ง. ข้อมูลการผลิต

ก. คุณสมบัติของของไหล

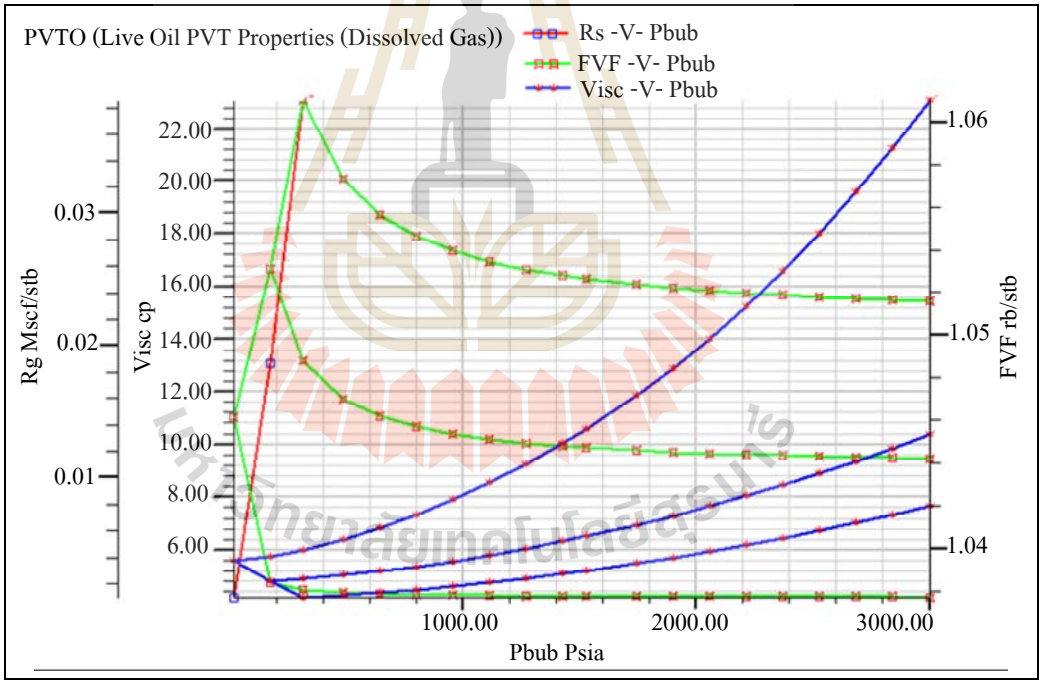
ตัวอย่างคุณสมบัติของของไหลที่เก็บได้มีคุณสมบัติดังต่อไปนี้

- ความหนืดของน้ำมันดิบ = 27.5 cp
- ความหนืดของน้ำ = 0.2964 cp
- ความหนาแน่นของน้ำมันดิบ = 29.4 – 32.0 $^{\circ}$API
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.4279 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ = 0.712
- ความสามารถในการอัดตัวได้ของน้ำ = $3.80179 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$
- ความสามารถในการอัดตัวได้ของน้ำมัน = $5.77014 \times 10^{-6}\ psi^{-1}$

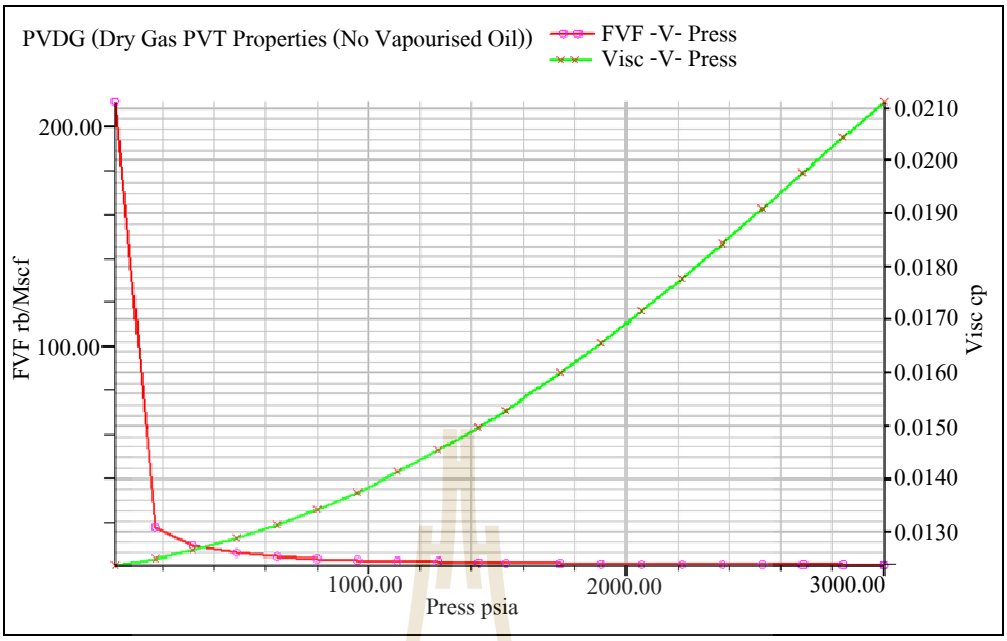
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

- ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมันมีค่าระหว่าง 1.0461-1.0516 RB/STB
- ตัวประกอบปริมาตรของน้ำที่สภาวะเริ่มต้น 1.02203 RB/STB
- อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน = 0.0009658 – 0.0386144 MSCF/STB
- ค่าคอร์เรของน้ำมัน (Oil Correy exponent) = 2.0
- ค่าคอร์เรของน้ำ (Water Correy exponent) = 2.8
- ค่าคอร์เรของก๊าซ (Gas Correy exponent) = 2.8

คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ในรูปที่ 4-1 และ 4-2 โดยค่าดังกล่าวได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมอีคลิปส์โดยใส่ค่าของข้อมูลข้างต้นและกำหนดให้สภาวะมาตรฐานที่ปากหลุมมีอุณหภูมิเท่ากับ 25 องศาเซลเซียส และความดันบรรยากาศเท่ากับ 14.7 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว



รูปที่ 4.1 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติทางกายภาพระหว่างก๊าซที่ละลายในน้ำมัน (Solution gas-oil ratio : Rs) ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (Oil formation volume factor : Bo) และค่าความหนืดของน้ำมัน (Oil viscosity) กับค่าความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure : Pbub)



รูปที่ 4.2 ความสัมพันธ์ทางกายภาพของก๊าซระหว่างตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (Gas formation volume factor) และความหนืดของก๊าซ (Viscosity) กับความดัน (Pressure) ในแหล่งกักเก็บ

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ใช้สำหรับการจัดทำแบบจำองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีดังนี้

ความสามารถในการซึมผ่าน (Permeability) เนื่องจากข้อมูลของค่าความสามารถในการซึมผ่านของหินกักเก็บในบริเวณที่ได้ทำการศึกษานั้นมีข้อมูลไม่เพียงพอสำหรับการเปลี่ยนแปลงค่าความสามารถในการซึมผ่านในแนวราบจึงได้ทำการสมมติให้ไม่มีการเปลี่ยนแปลงค่าในระนาบเดียวกัน ส่วนในแนวดิ่งได้กำหนดให้แต่ละชั้นของแบบจำลองมีค่าความสามารถในการซึมผ่านจากชั้นที่ 1 (ชั้นบนสุด) ไปจนถึงชั้นที่ 8 (ชั้นล่างสุด) เท่ากับ 28 - 135.51 md ดังแสดงในตารางที่ 4-1 และความสามารถในการซึมผ่านในแนวราบมีค่าเป็น 0.1 เท่าของแนวดิ่ง

ความพรุน (Porosity) ของชั้นทรายมีค่า 16.5 -18.5% ดังแสดงในตารางที่ 4-2

ความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability) ของก๊าซและความดันในรูเล็ก (Capillary pressure) แสดงได้ในรูปแบบความสัมพันธ์กับความอิ่มตัวด้วยก๊าซ (Gas saturation) ในรูปที่ 6-3 และรูปที่ 6-3

ความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการซึมผ่านสำหรับของเหลวหลายระบบกับความอิ่มตัวด้วยน้ำมัน (Oil saturation) แสดงได้ในรูปที่ 4-4

ความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการซึมผ่านของน้ำ และความดันในรูเล็กกับ ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำ (Water saturation) แสดงได้ในรูป 4-5

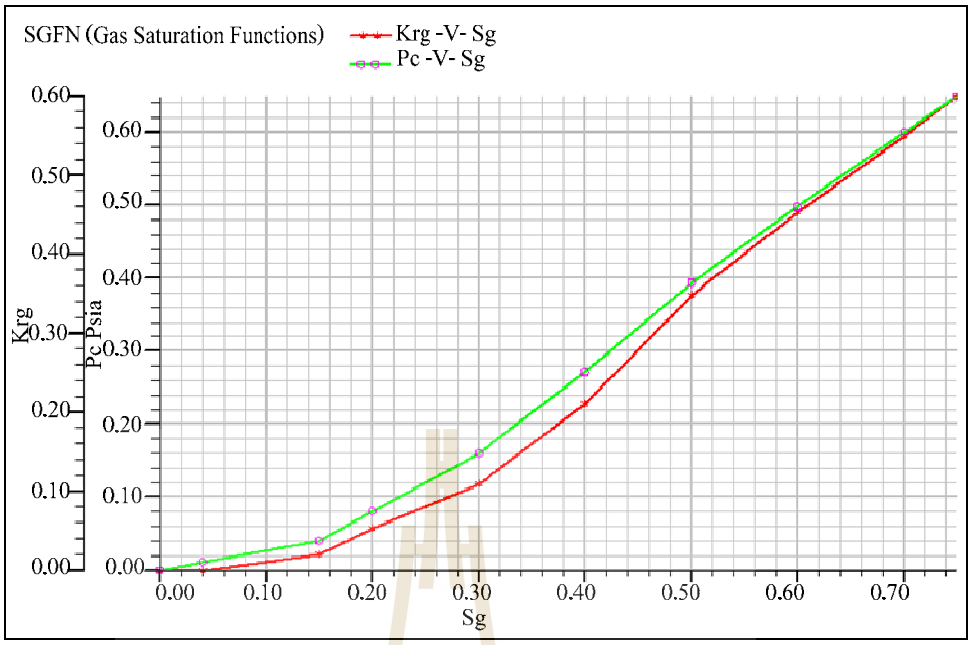
ตารางที่ 4.1 ความสามารถในการซึมผ่านของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม

ชั้นที่	ความสามารถในการซึมผ่าน (md)
	131.51
2	106.80
3	85.45
4	68.36
5	52.15
6	43.75
7	35.00
8	28.00

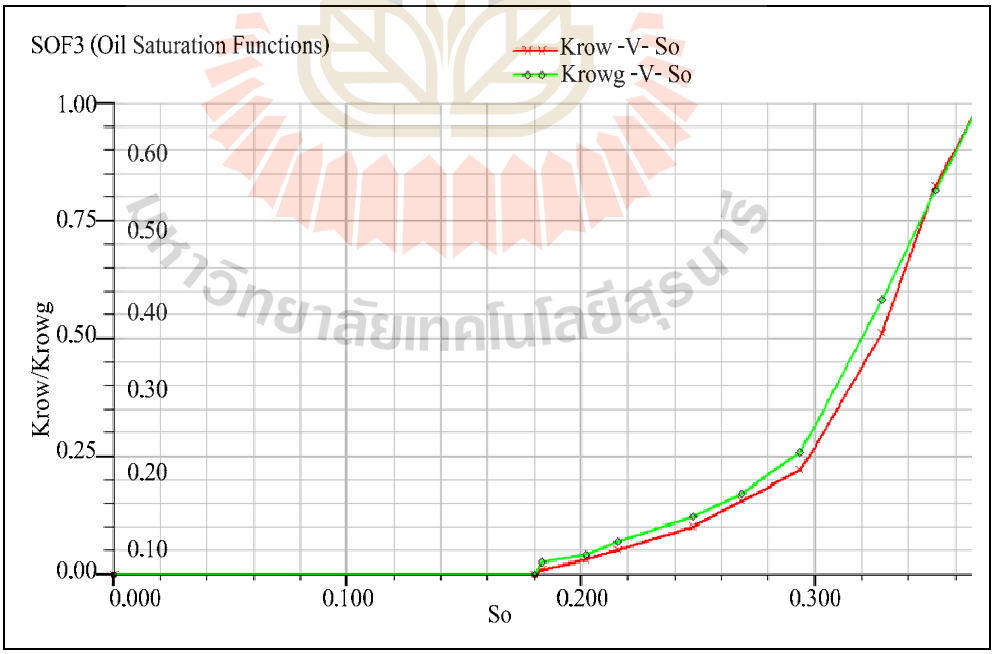
ตารางที่ 4.2 ความพรุนของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม

ชั้นที่	ความพรุน (%)
1	18.50
2	18.20
3	18.00
4	17.80
5	17.50
6	17.10
7	16.80
8	16.50

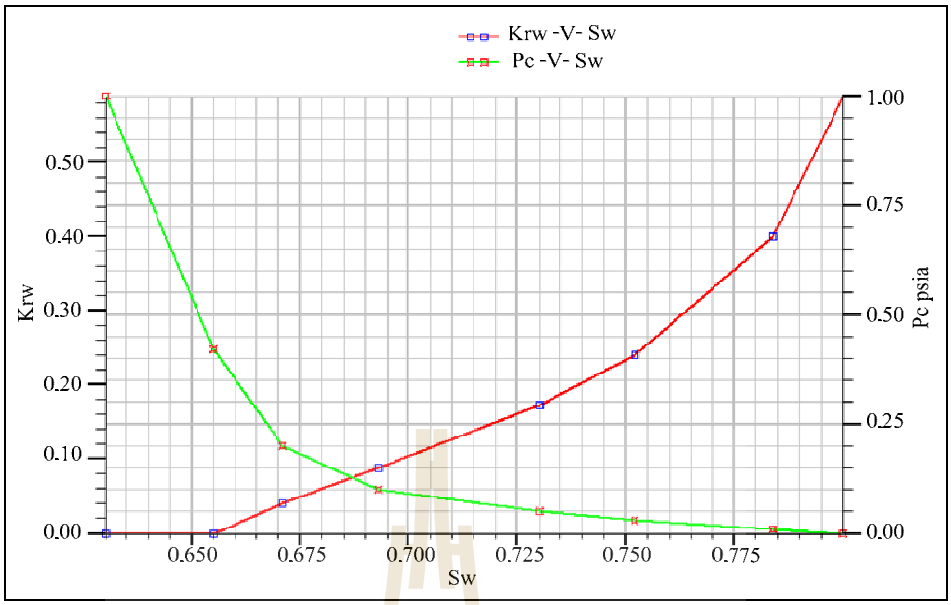
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.3 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านของก๊าซ(Gas relative permeability : Krg) และความดันในรูเล็ก (Capillary pressure) กับความอิ่มตัวด้วยก๊าซ (Gas saturation)



รูปที่ 4.4 ความสัมพันธ์ของความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability) กับความ อิ่มตัวด้วยน้ำมัน (Oil saturation)



รูป 4.5 ความสัมพันธ์ระหว่างความสามารถในการซึมผ่านของน้ำสัมพัทธ์ (Water relativepermeability) และความดันในรูเล็ก กับความอิ่มตัวด้วยน้ำ (Water saturation)

ค. คุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ได้นำมาใช้ในการจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีดังนี้

ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure) ที่ความลึกอ้างอิง 3,715 ฟุตจะอยู่ที่ประมาณ 1,645 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว โดยมีการเปลี่ยนแปลงต่อฟุตเท่ากับ 0.4428 ปอนด์ต่อตารางนิ้วโดยความดันที่ความลึกอื่น ๆ โปรแกรมจะทำการคำนวณ และปรับค่าโดยอัตโนมัติ

รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water contact) จะอยู่ที่ความลึกประมาณ 3,715 ฟุต

ความดันในการแยกตัวของก๊าซมีค่าเท่ากับ 314 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

อุณหภูมิของแหล่งกักเก็บ (Formation temperature) ที่ความลึกอ้างอิงเท่ากับ 60.56 องศาเซลเซียส

ความหนาของชั้นหินกักเก็บประมาณ 21.5 ฟุตโดยมีความหนาเฉลี่ยจากความหนาของชั้นหินทรายที่ปรากฏและมีความลาดเอียงไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ประมาณ 22 องศา

ง. ข้อมูลการผลิต

รัศมีของหลุมเจาะ = 0.354 ฟุต

ลักษณะของผิวหลุม (Skin)

ความจุปริมาตรของเหลวในหลุมต่อความดัน (Wellbore storage) = 0.0035 บาร์เรลต่อปอนด์ต่อตารางนิ้ว

ชั้นที่ผลิตได้ทำการผลิตตลอดความลึกของชั้นกักเก็บ โดยกำหนดการเจาะทะลุท่อกรุตลอดความหนาของชั้นกักเก็บ

ค่าที่วัดได้อื่น ๆ ได้แก่ ปริมาณเริ่มต้นของน้ำมัน ได้กำหนดขนาดของแหล่งกักเก็บเป็น 3 ขนาดดังที่ได้กล่าวมาแล้ว น้ำ และก๊าซในแหล่งกักเก็บที่ผลิตได้จะแสดงในผลของแบบจำลองที่ได้ประมวลแล้วต่อไป เริ่มทำการผลิตวันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2008

4.2 แบบจำลองการผลิต

4.2.1 แบบจำลองการผลิตของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1

มีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 451,626 บาร์เรล โดยมีพื้นที่ประมาณ 33 เอเคอร์

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1

ข้อมูล	ปริมาณ	หน่วย
ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ	451626	บาร์เรล
ปริมาณที่ผลิตได้	83387	บาร์เรล
ร้อยละที่ผลิตได้สูงสุด	18.46	-
อัตราการผลิต	100	บาร์เรลต่อวัน
ระยะเวลาการผลิต	5	ปี
จำนวนหลุมผลิต	1	หลุม
จำนวนหน่วย	5000	หน่วย
i x j x z	25 x 25 x 8	หน่วย
พื้นที่ทั้งหมด	33	เอเคอร์

การทดสอบการผลิตจากแบบจำลองโดยได้กำหนดระยะเวลาในการผลิตขั้นต้นเป็น 3 ปี และทดสอบอัตราการไหลโดยกำหนดแปรผันอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 80 100 120 140 160 180 และ 200 บาร์เรลต่อวันพบว่าหลังจากสิ้นสุดปีที่ 3 ที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันจะให้ปริมาณสำรองมากที่สุดคือ 63,150 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 13.98 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ และมีอัตราการผลิตเมื่อสิ้นสุดปีที่ 3 คือ 37.4 บาร์เรลต่อวัน ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นต่าง ๆ พบว่าในช่วงอัตราการผลิตที่ 80 ถึง 140 บาร์เรลต่อวันอัตราการเปลี่ยนแปลงของปริมาณน้ำมันสำรองจะมากกว่าอัตราผลิตอัตราการเปลี่ยนแปลงของปริมาณสำรองในช่วงอัตราการผลิต 160 ถึง 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากนั้นได้ทำการทดสอบการผลิตโดยกำหนดระยะเวลาการผลิตเพิ่มเป็น 4 ปี และ 5 ปี ที่อัตราการผลิตเดียวกันกับการผลิตด้วยระยะเวลา 3 ปี โดยการผลิตที่อัตราเริ่มต้น 200บาร์เรลต่อวันยังคงให้ปริมาณสำรองสูงที่สุดคือ 74,752 บาร์เรล หรือร้อยละ16.55 และ 83387 บาร์เรล หรือร้อยละ18.46 โดยมีอัตราการผลิตเมื่อสิ้นสุดปีที่ 4 และ 5 เท่ากับ 28.5 และ 21.33 บาร์เรลต่อวันตามลำดับ

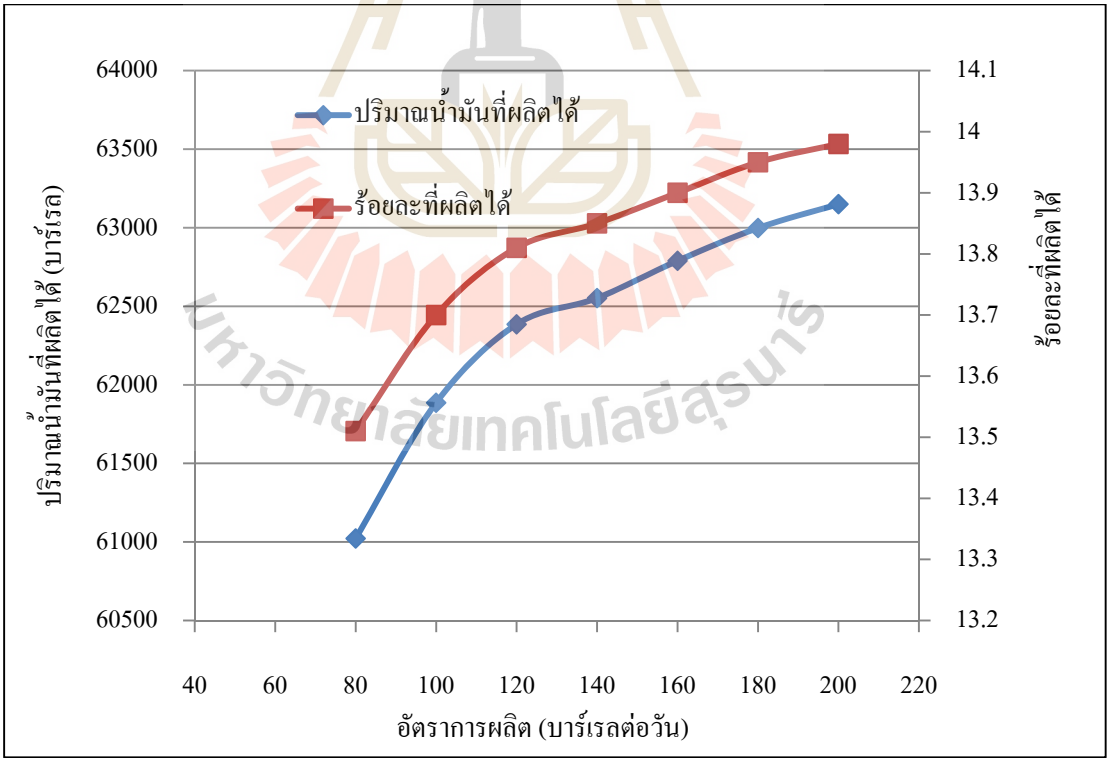
ตารางที่ 4.4 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ที่อัตราการผลิตต่าง ๆ ในระยะเวลาการผลิต 3 4 และ 5 ปี

ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (บาร์เรล)	ระยะเวลาในการผลิต (ปี)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ปริมาณที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ร้อยละที่ผลิตได้ (%)	จำนวนหลุมผลิต
451626	3	80	61022	13.51	1
		100	61886	13.70	1
		120	62385	13.81	1
		140	62552	13.85	1
		160	62789	13.90	1
		180	62998	13.95	1
		200	63150	13.98	1
	4	80	73127	16.19	1
		100	73795	16.34	1
		120	74140	16.42	1
		140	74294	16.45	1
		160	74476	16.49	1
		180	74629	16.52	1

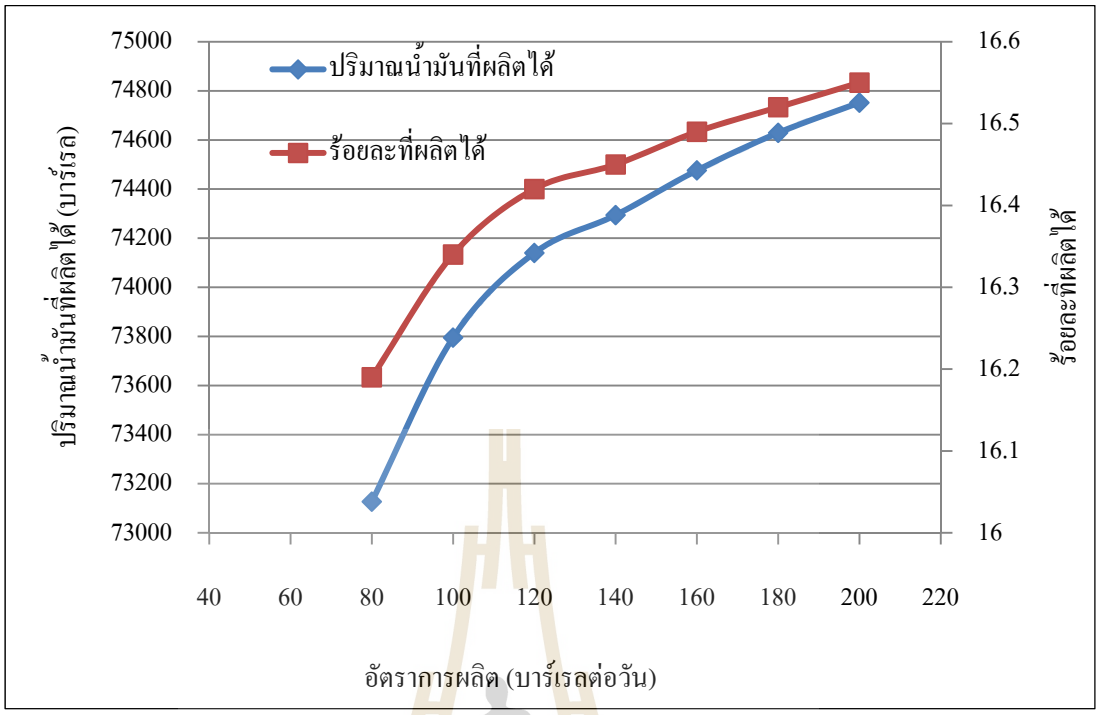
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.4 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ที่อัตราการผลิตต่าง ๆ ในระยะเวลาการผลิต 3 4 และ 5 ปี (ต่อ)

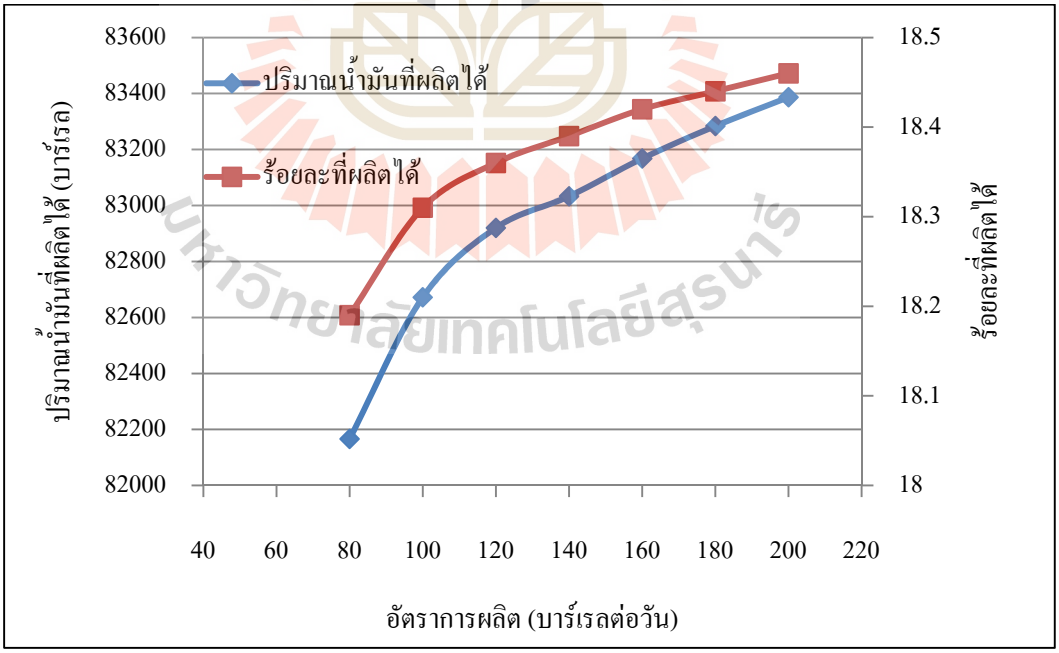
ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (บาร์เรล)	ระยะเวลาในการผลิต (ปี)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ปริมาณที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ร้อยละที่ผลิตได้ (%)	จำนวนหลุมผลิต
		200	74752	16.55	1
	5	80	82166	18.19	1
		100	82672	18.31	1
		120	82920	18.36	1
		140	83033	18.39	1
		160	83168	18.42	1
		180	83284	18.44	1
		200	83387	18.46	1



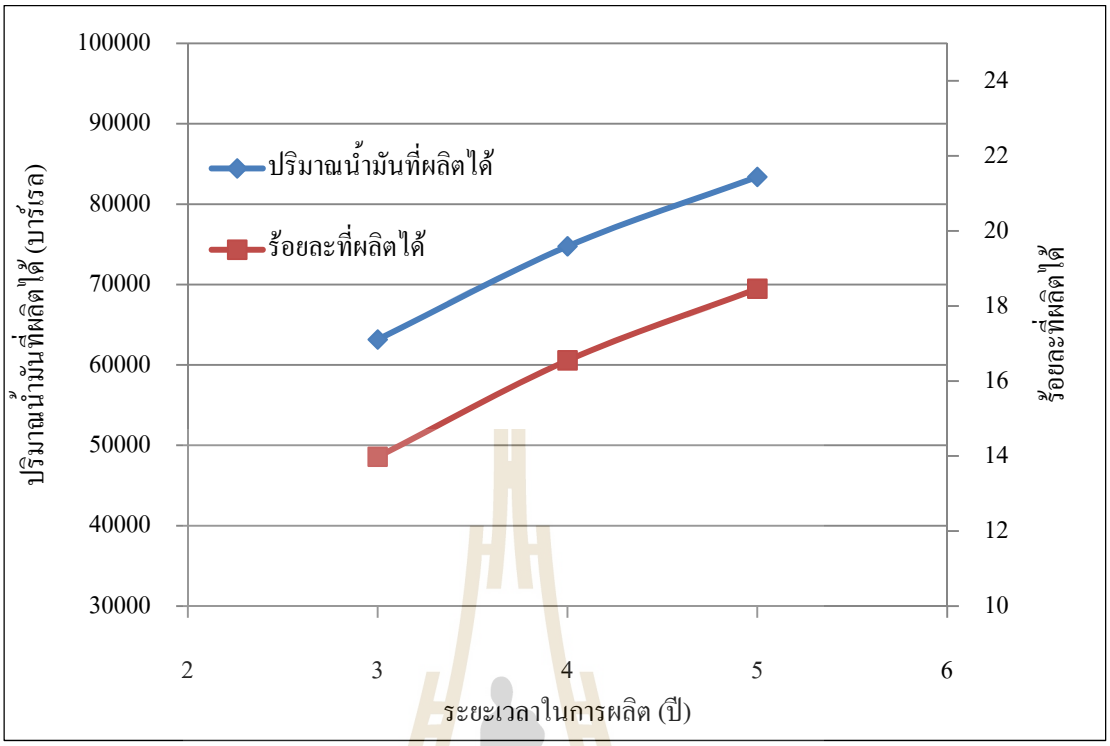
รูปที่ 4.6 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ในระยะเวลา 3 ปี



รูปที่ 4.7 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ในระยะเวลา 4 ปี

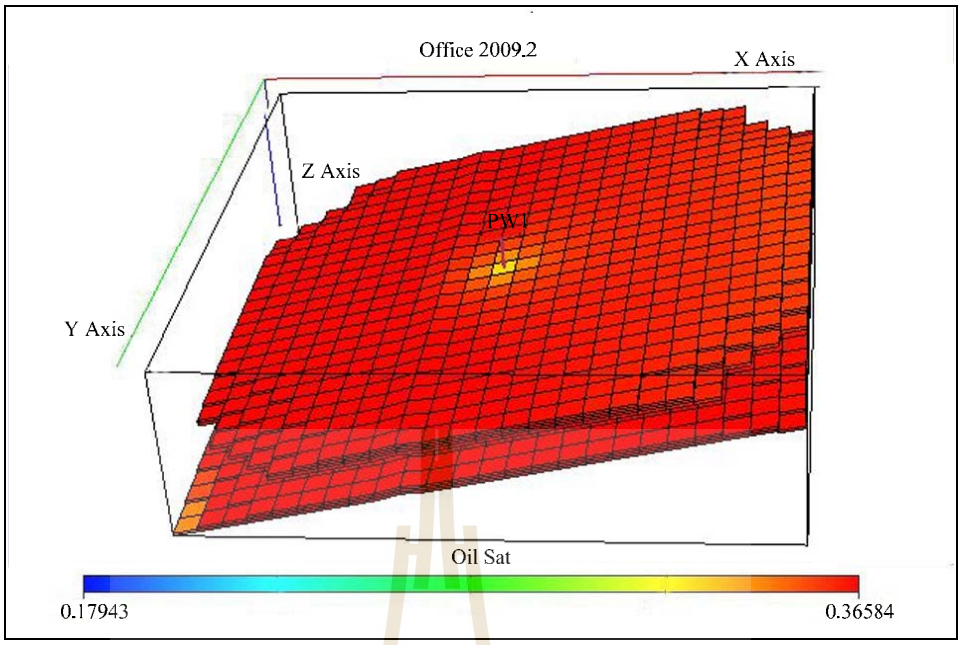


รูปที่ 4.8 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ในระยะเวลา 5 ปี

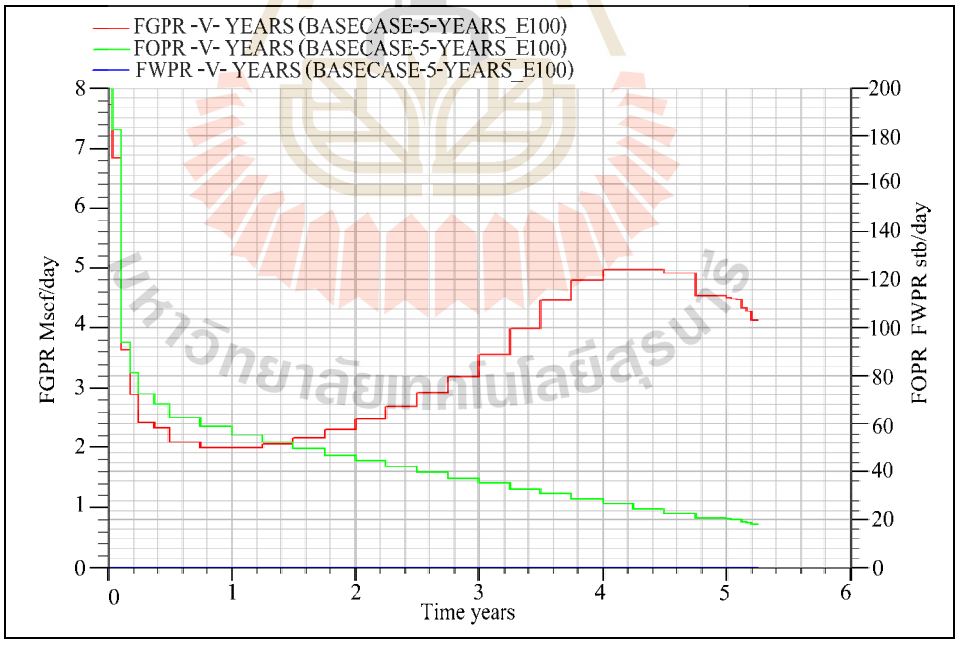


รูปที่ 4.9 ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ที่ระยะเวลาการผลิต 3 4 และ 5 ปี ที่อัตราการผลิตสูงสุด 200 บาร์เรลต่อวัน

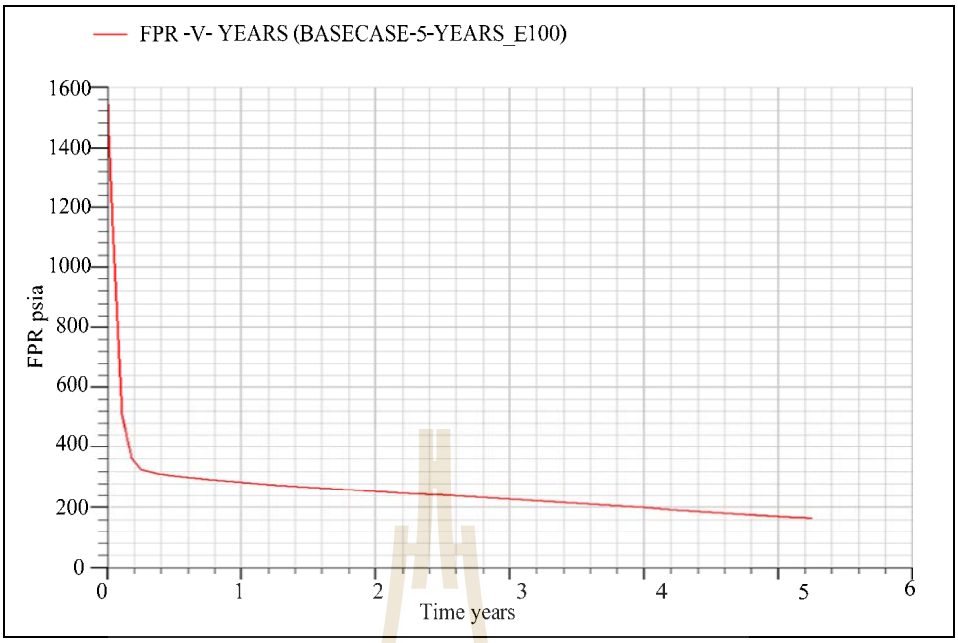
สำหรับการผลิตที่อัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันเป็นระยะเวลา 5 ปีสามารถรักษาอัตราการผลิตได้เป็นระยะเวลาประมาณ 26 วันหลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็วจนเข้าสู่วันที่ 65 ของระยะเวลาการผลิตหลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างช้า ๆ จนถึง 21.33 บาร์เรลต่อวันจึงหยุดผลิตในวันที่ 1,854 หรือประมาณ 5 ปี เช่นเดียวกันกับที่อัตราการผลิตเริ่มต้นอื่น ๆ ดังแสดงในรูปที่ 4-11 โดยสามารถรักษาอัตราการผลิตได้ระยะหนึ่งอัตราการผลิตจะตกลงอย่างรวดเร็วเนื่องจากความสามารถในการซึมผ่านได้ (Permeability) ของชั้นหินกักเก็บค่อนข้างน้อยทำให้ของเหลวไหลได้ไม่ดีนัก หลังจากนั้นจะค่อย ๆ ลดลงจนกระทั่งหยุดผลิต



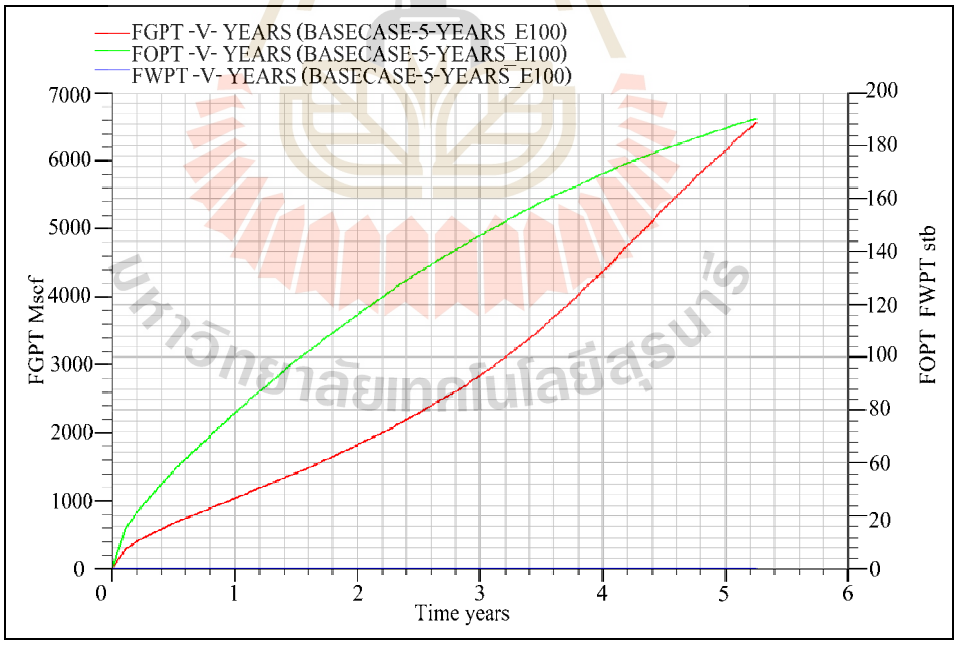
รูปที่ 4.10 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1



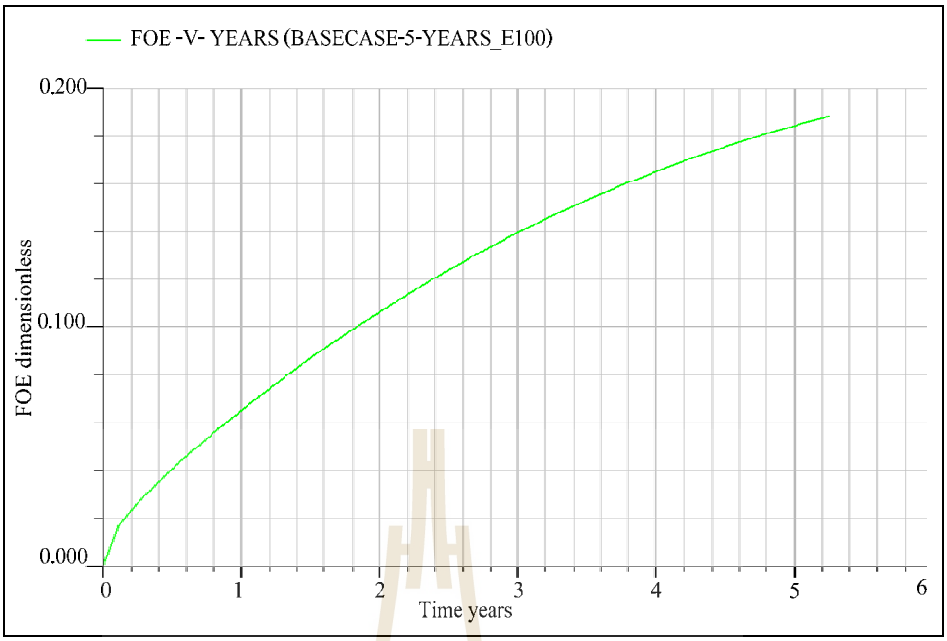
รูปที่ 4.11 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1



รูปที่ 4.12 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน



รูปที่ 4.13 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน



รูปที่ 4.14 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

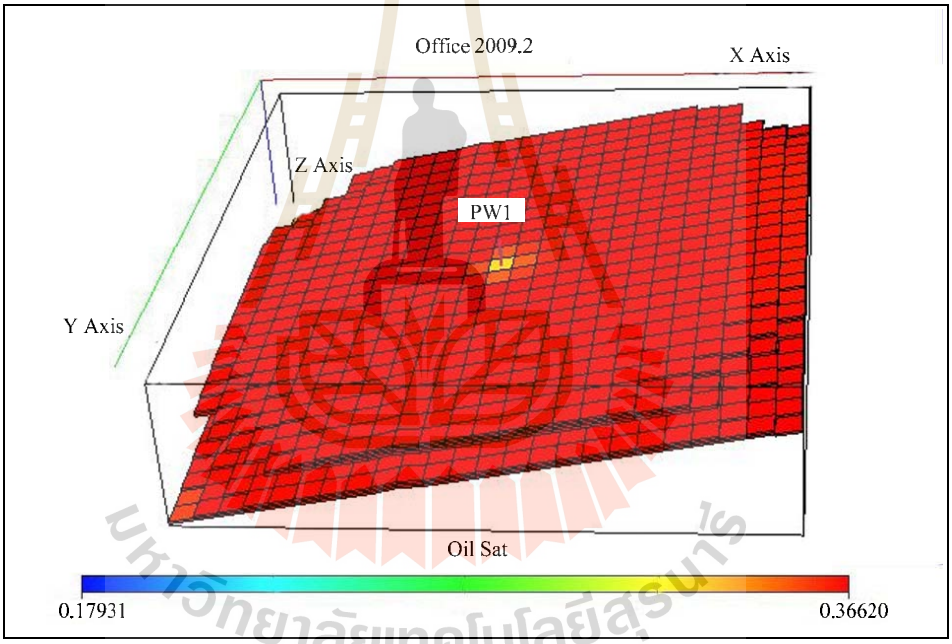
4.2.2 แบบจำลองการผลิตของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2

มีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 677,596 บาร์เรล โดยมีพื้นที่ประมาณ 41 เอเคอร์

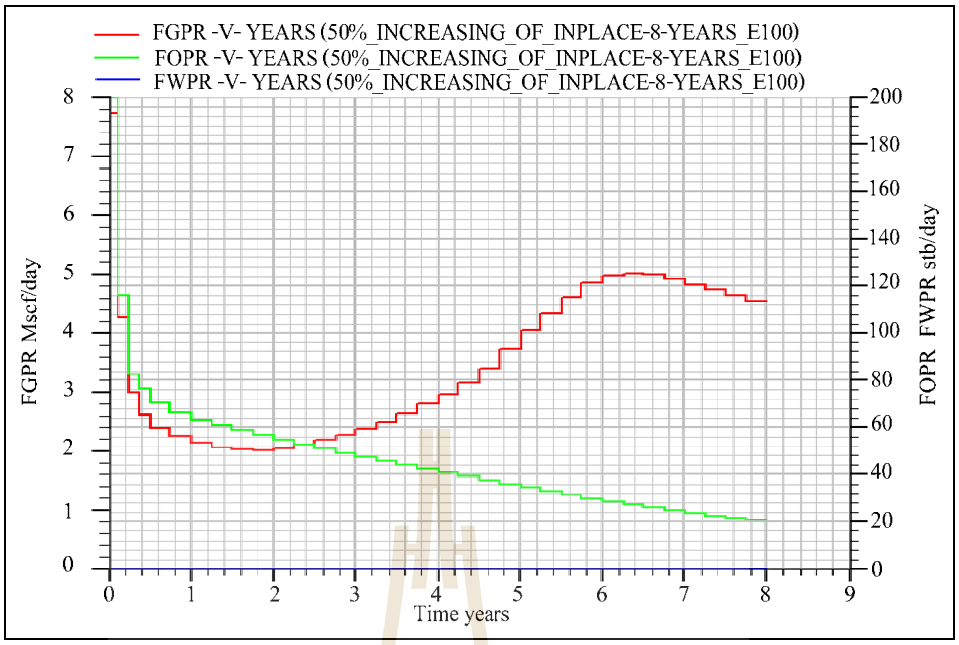
ตารางที่ 4.5 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2

ข้อมูล	ปริมาณ	หน่วย
ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ	677596	บาร์เรล
ปริมาณที่ผลิตได้	128157	บาร์เรล
ร้อยละที่ผลิตได้	18.91	%
อัตราการผลิต	200	บาร์เรลต่อวัน
ระยะเวลาการผลิต	8	ปี
จำนวนหลุมผลิต	1	หลุม
จำนวนหน่วย	5000	หน่วย
i x j x z	25 x 25 x 8	หน่วย
พื้นที่ทั้งหมด	41	เอเคอร์

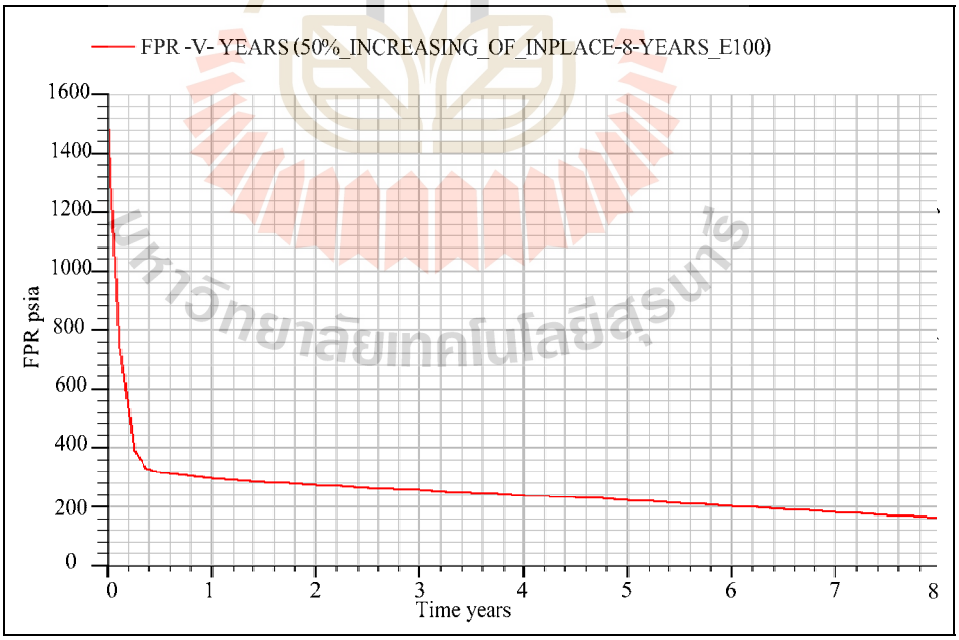
การทดสอบอัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 ได้ทดสอบการผลิตที่อัตรา 120 140 160 180 และ 200 บาร์เรลต่อวัน พบว่าที่อัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันจะมีปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้มากที่สุดสามารถรักษาอัตราการผลิตได้เป็นระยะเวลาประมาณ 40 วันหลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็วจนเข้าสู่วันที่ 112 ของระยะเวลาการผลิต หลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างช้า ๆ จนถึง 20.48 บาร์เรลต่อวัน จึงหยุดผลิตในวันที่ 2,926 หรือประมาณ 8 ปีหลังจากเริ่มทำการผลิต ดังแสดงในรูปที่ 4-16 สามารถผลิตน้ำมันได้ทั้งหมด 128,157 บาร์เรลหรือคิดเป็นร้อยละ 18.91 ของปริมาณน้ำมันในแหล่ง เช่นเดียวกันกับอัตราการผลิตอื่น ๆ สามารถรักษาอัตราการผลิตเริ่มต้นได้ในระยะเวลาหนึ่งก่อนที่อัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็ว หลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างช้า ๆ จนหยุดผลิต



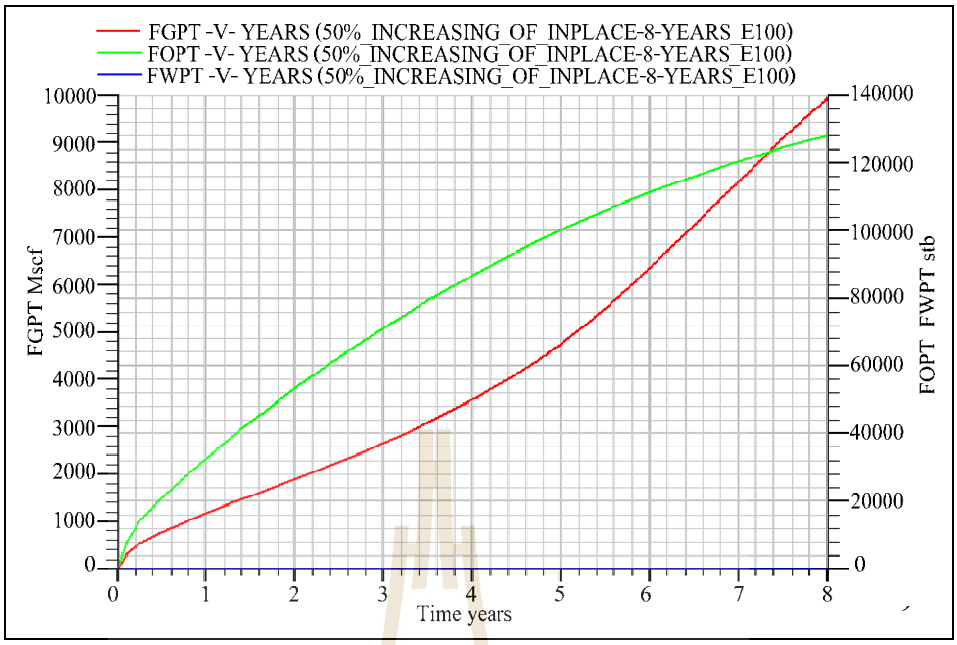
รูปที่ 4.15 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2



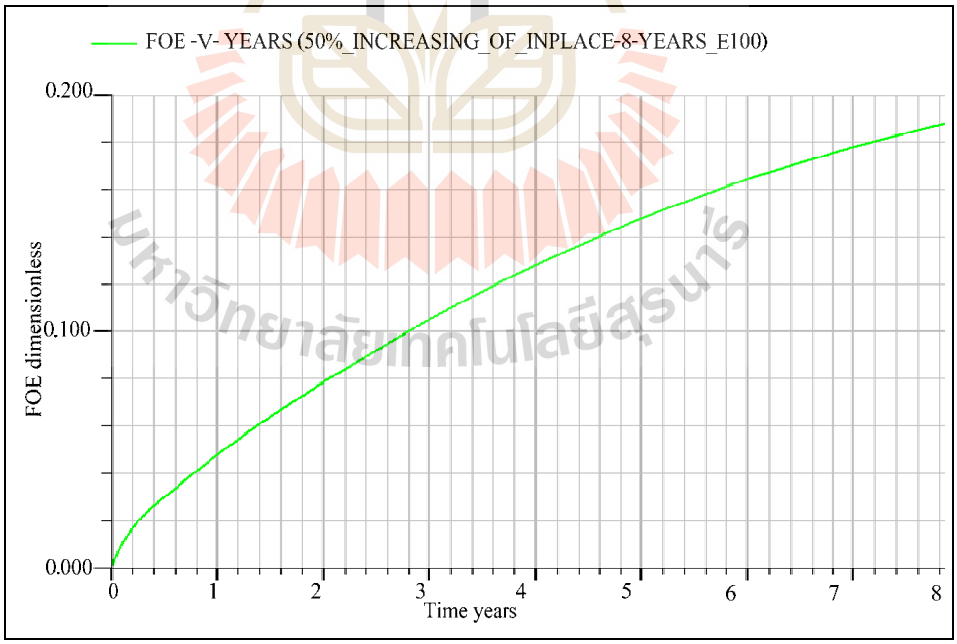
รูปที่ 4.16 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2



รูปที่ 4.17 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน



รูปที่ 4.18 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน



รูปที่ 4.19 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 2 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

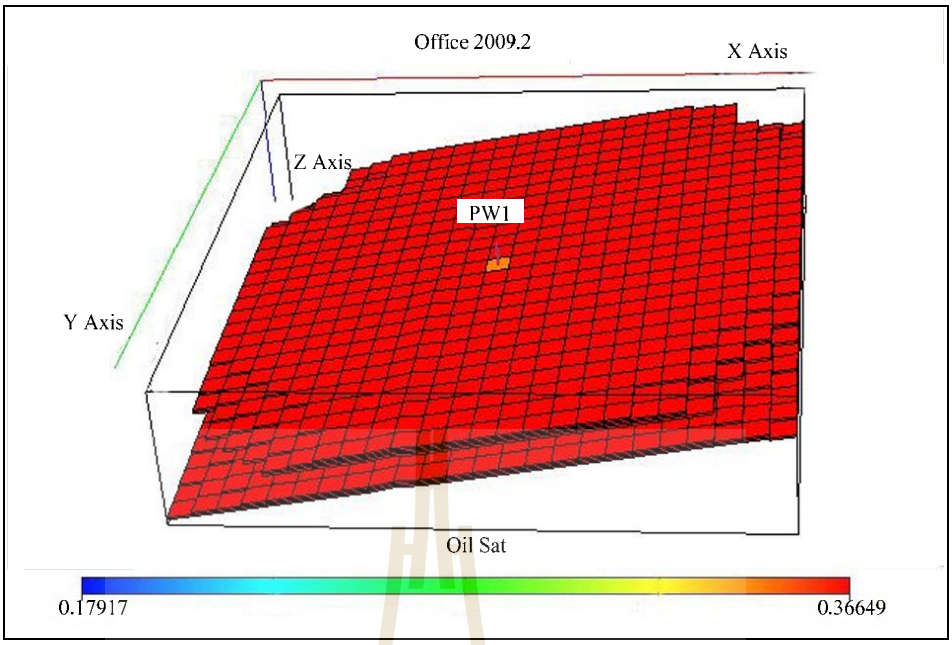
4.2.3 แบบจำลองการผลิตของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3

มีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 903,133 บาร์เรล โดยมีพื้นที่ประมาณ 48 เอเคอร์

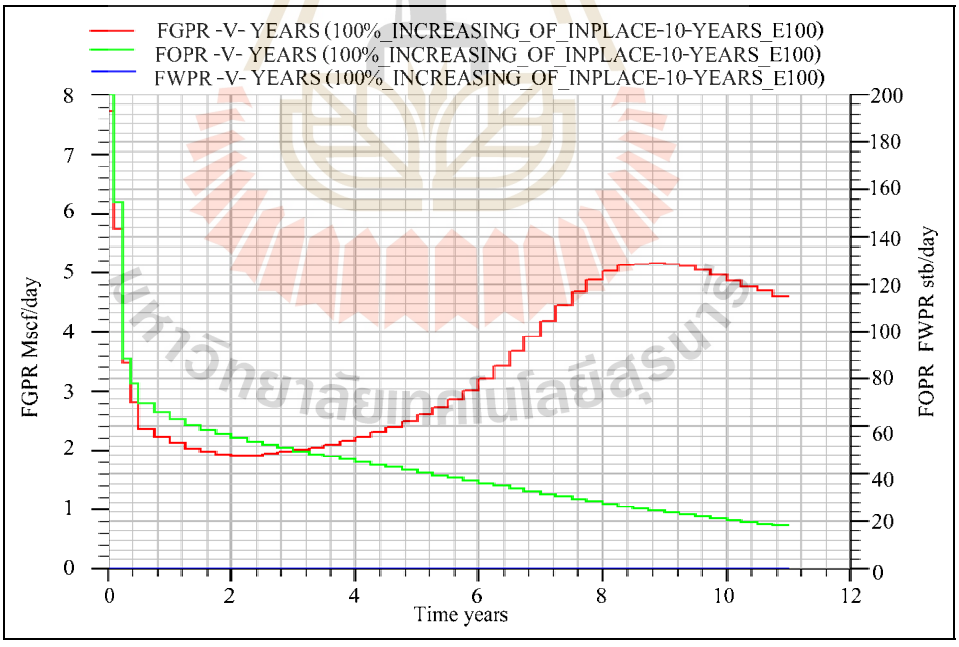
ตารางที่ 4.6 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3

ข้อมูล	ปริมาณ	หน่วย
ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ	903133	บาร์เรล
ปริมาณที่ผลิตได้	172375	บาร์เรล
ร้อยละที่ผลิตได้	19.08	%
อัตราการผลิต	200	บาร์เรลต่อวัน
ระยะเวลาการผลิต	10	ปี
จำนวนหลุมผลิต	1	หลุม
จำนวนหน่วย	5000	หน่วย
i x j x z	25 x 25 x 8	หน่วย
พื้นที่ทั้งหมด	48	เอเคอร์

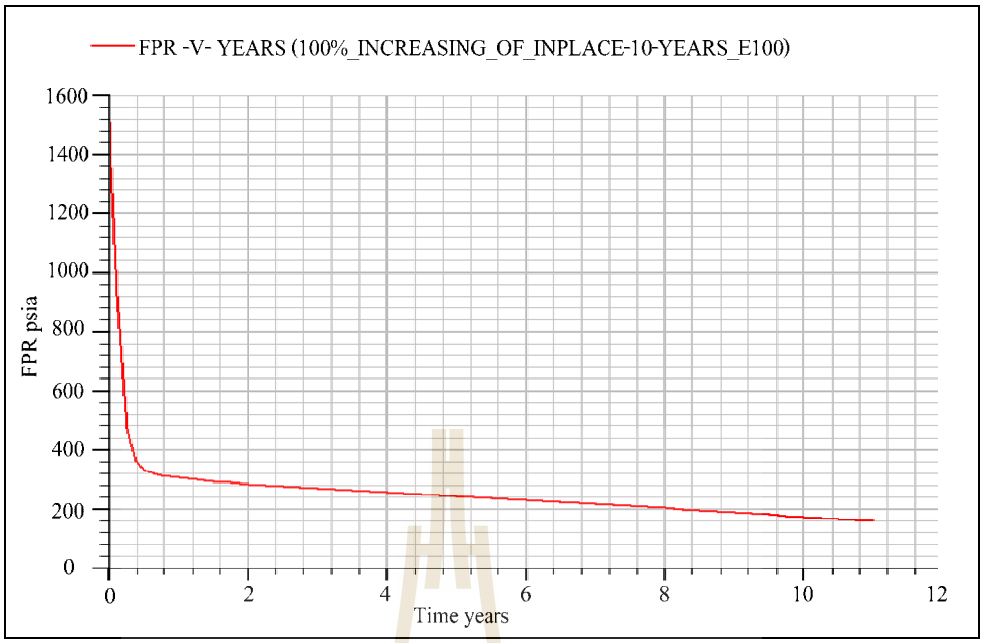
สำหรับการทดสอบอัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ได้ทดสอบการผลิตที่อัตราเริ่มต้น 140 160 180 และ 200 บาร์เรลต่อวัน พบว่าที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันจะมีปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้มากที่สุดสามารถรักษาอัตราการผลิตได้เป็นระยะเวลาประมาณ 66 วัน หลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็วจนเข้าสู่วันที่ 273 ของระยะเวลาการผลิต หลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างช้า ๆ จนถึง 21.11 บาร์เรลต่อวัน จึงหยุดผลิตในวันที่ 3,653 หรือประมาณ 10 ปีหลังจากเริ่มทำการผลิต ดังแสดงในรูปที่ 4-21 สามารถผลิตน้ำมันได้ทั้งหมด 172,375 บาร์เรลหรือคิดเป็นร้อยละ 19.08 ของปริมาณน้ำมันในแหล่ง เช่นเดียวกันกับอัตราการผลิตอื่น ๆ สามารถรักษาอัตราการผลิตเริ่มต้นได้ในระยะเวลาหนึ่งก่อนที่อัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็ว หลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างช้า ๆ จนหยุดผลิต



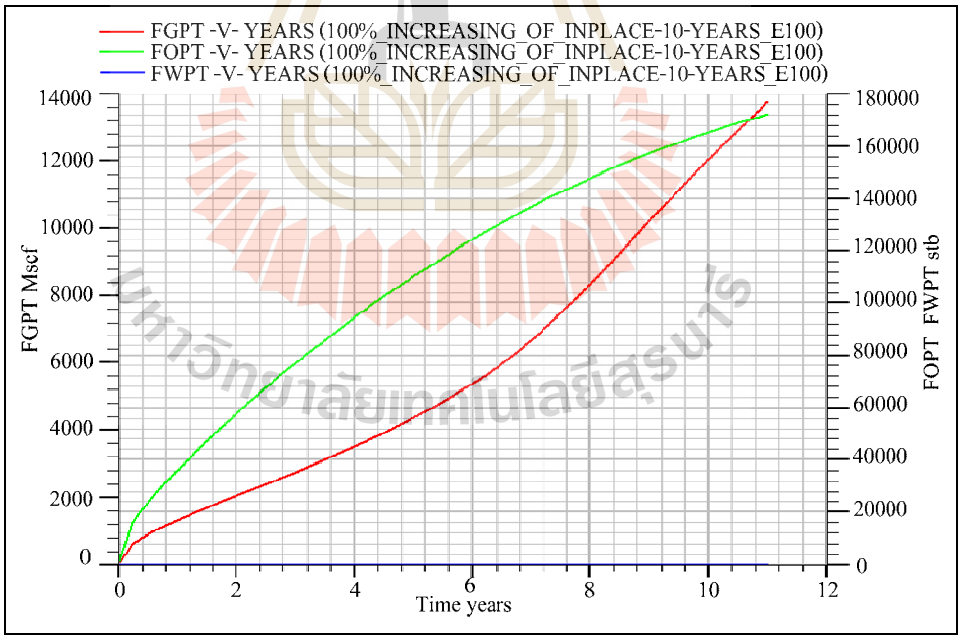
รูปที่ 4.20 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3



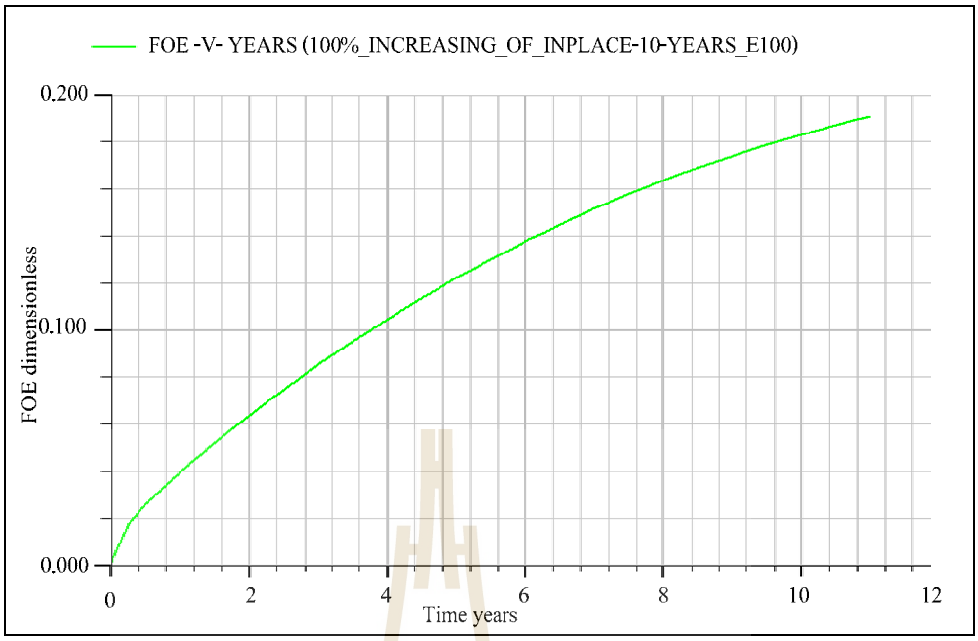
รูปที่ 4.21 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3



รูปที่ 4.22 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน



รูปที่ 4.23 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

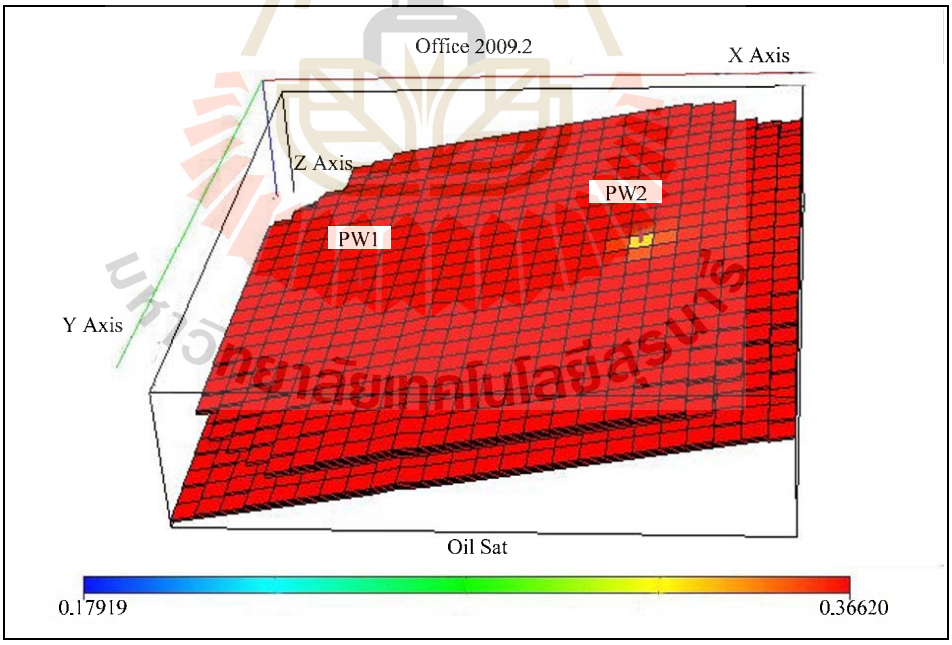


รูปที่ 4.24 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

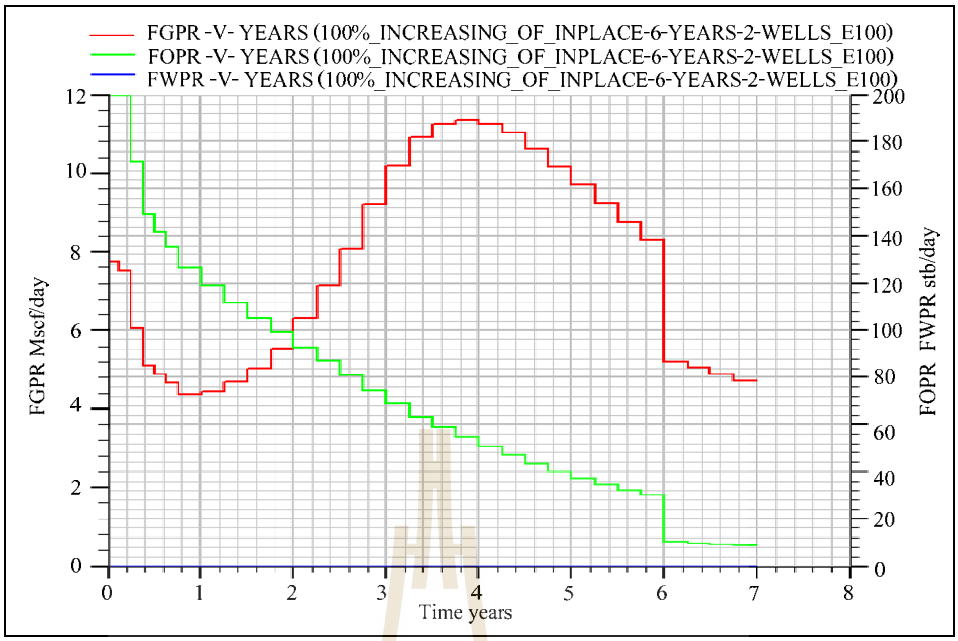
สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ซึ่งมีปริมาณน้ำมันมากที่สุดแต่มีข้อจำกัดในการผลิตอันเนื่องมาจากคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บทำให้อัตราการผลิตลดลงอย่างรวดเร็ว จึงต้องใช้ระยะเวลาในการผลิตถึง 10 ปี ดั้งนั้นจึงได้ทดสอบการผลิตโดยเพิ่มหลุมผลิตเป็น 2 หลุม โดยผลิตที่อัตราเริ่มต้น 120 140 160 180 และ 200 บาร์เรลต่อวัน พบว่าที่อัตราการผลิตต่าง ๆ อัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันให้ปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้สูงที่สุด โดยผลิตน้ำมันได้ทั้งหมด 178,614 บาร์เรล หรือคิดเป็นร้อยละ 20.16 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ สามารถรักษาอัตราการผลิตเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันเป็นเวลา 91 วัน อัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็วจนถึงวันที่ 548 หลังจากนั้นอัตราการผลิตจะลดลงอย่างช้า ๆ จนถึงวันที่ 2190 หรือปีที่ 6 มีอัตราการผลิต 30.28 บาร์เรลต่อวัน จึงหยุดการผลิตหลุมที่ 1 อันเนื่องมาจากมีปริมาณแก๊สไหลเข้าหลุมมากเกินไป เหลืออัตราการผลิตในหลุมที่ 2 เพียง 10.41 บาร์เรลต่อวันจึงยุติการผลิตเมื่อสิ้นสุดปีที่ 6

ตารางที่ 4.7 ข้อมูลจำเพาะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 แบบ 2 หลุมผลิต

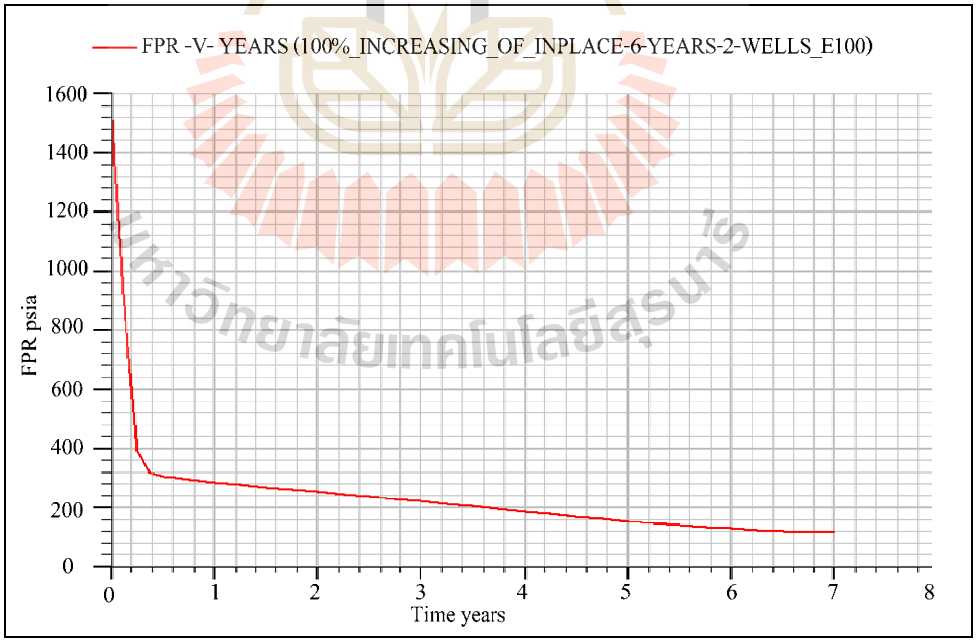
ข้อมูล	ปริมาณ	หน่วย
ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ	903133	บาร์เรล
ปริมาณที่ผลิตได้	178614	บาร์เรล
ร้อยละที่ผลิตได้	19.78	%
อัตราการผลิต	200	บาร์เรลต่อวัน
ระยะเวลาการผลิต	10	ปี
จำนวนหลุมผลิต	2	หลุม
จำนวนหน่วย	5000	หน่วย
i x j x z	25 x 25 x 8	หน่วย
พื้นที่ทั้งหมด	48	เอเคอร์



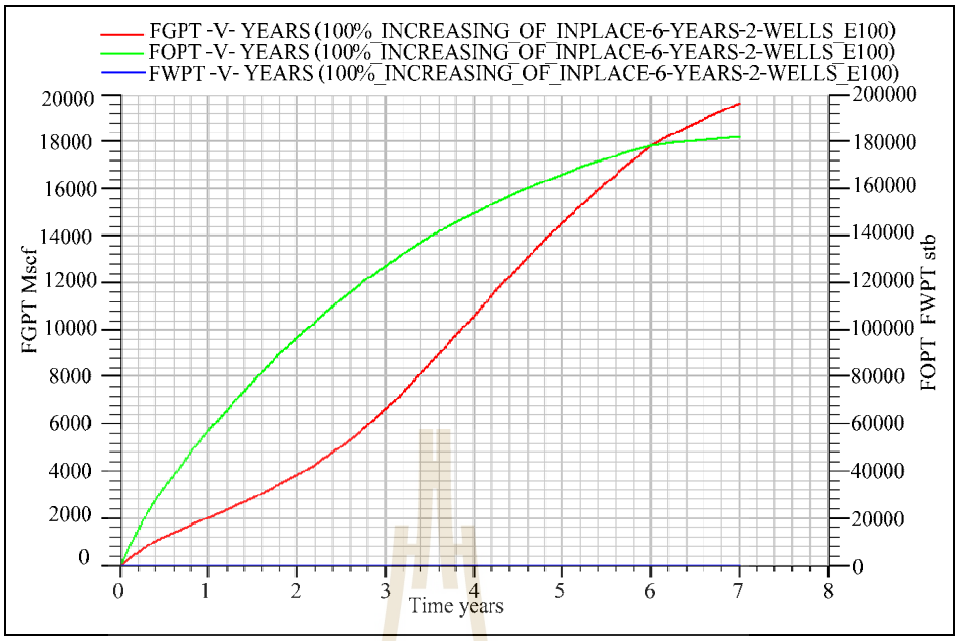
รูปที่ 4.25 ลักษณะของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 มีหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม



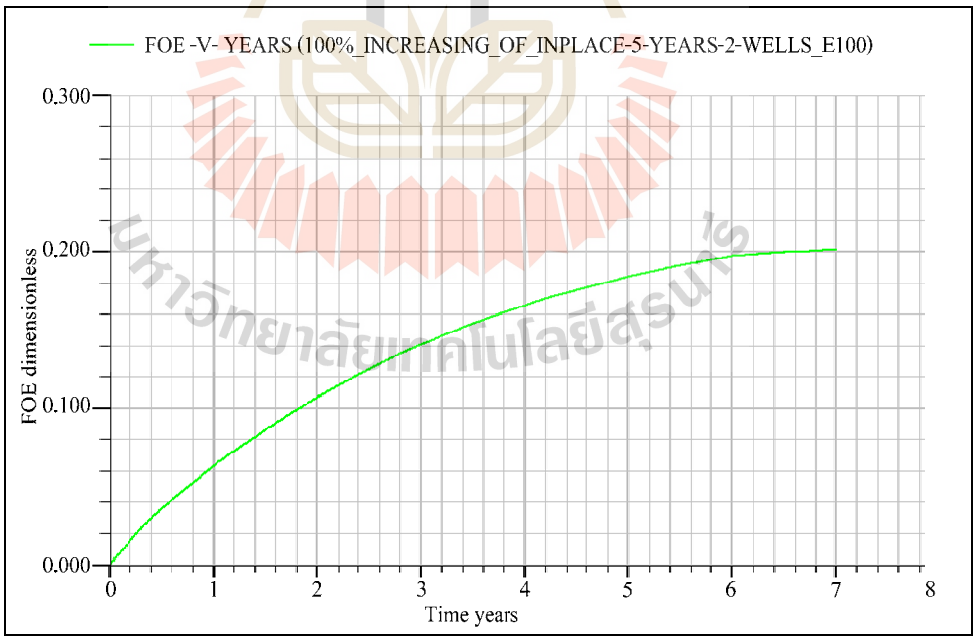
รูปที่ 4.26 อัตราการผลิตของของเหลวทั้ง 3 ชนิดโดยมีอัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้นที่ 200 บาร์เรลต่อวันของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม



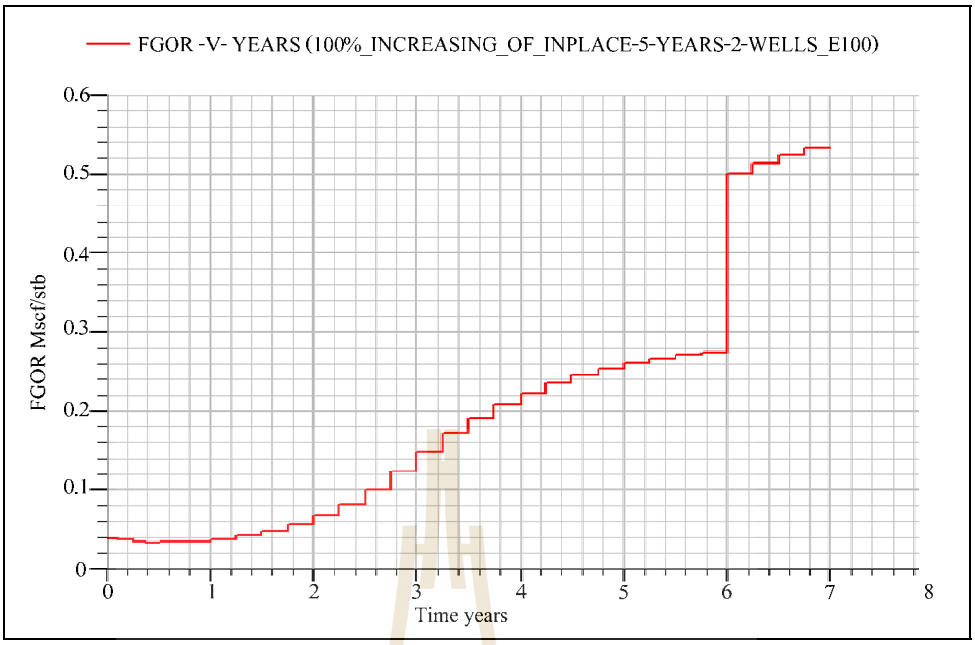
รูปที่ 4.27 ความดันของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม



รูปที่ 4.28 ปริมาณการผลิตของเหลวสะสมทั้ง 3 ชนิดจากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตน้ำมันด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม



รูปที่ 4.29 ร้อยละของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้จากแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 เมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม



รูปที่ 4.30 อัตราส่วนระหว่างก๊าซและน้ำมันเมื่อผลิตด้วยอัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม

4.3 สรุปผลของแบบจำลอง

จากการทดสอบการผลิตจากแบบจำลองพบว่าการไหลทำได้ไม่ดีนักเนื่องจากความสามารถในการซึมผ่านค่อนข้างต่ำ เมื่อทำการเพิ่มอัตราการผลิตเริ่มต้นทำให้อัตราการผลิตตกลงอย่างรวดเร็วเมื่อเพิ่มอัตราการผลิตไปเรื่อย ๆ จนถึง 200 บาร์เรลต่อวันผลต่างของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาการผลิตที่อัตราการผลิต ตั้งแต่ 140 บาร์เรลต่อวัน จะไม่เปลี่ยนแปลงมากนัก ส่วนการผลิตด้วยอัตราการผลิตตั้งแต่ 80 ไปจนถึง 120 บาร์เรลต่อวันจะเห็นความแตกต่างของปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ในแต่ละอัตราการผลิตอย่างชัดเจน สังเกตได้จากความชันของกราฟความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตกับปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ เมื่อผลิตไประยะหนึ่งอัตราการผลิตจะค่อย ๆ ลดลงโดยมีแนวโน้มใกล้เคียงกันของทุกอัตราการผลิตที่ระยะเวลาเดียวกัน โดยแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 1 มีปริมาณสำรองสูงสุด 83,387 บาร์เรลหรือ ร้อยละ 18.46 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ โดยการผลิตที่อัตราเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน เป็นระยะเวลา 5 ปี สำหรับแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 2 มีปริมาณสำรองสูงสุด 128,157 บาร์เรลหรือร้อยละ 18.91 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันเป็นระยะเวลา 8 ปี และแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 3 มีปริมาณสำรองสูงสุด 172,375 หรือร้อยละ 19.08ของปริมาณน้ำมันในแหล่งโดยทำการผลิตที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200

บาร์เรลต่อวัน เป็นระยะเวลา 10 ปี สำหรับแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดที่ 3 ได้ทำการทดสอบการเพิ่มหลุมผลิตเป็น 2 หลุม พบว่าอัตราการผลิตลดลงช้ากว่า แบบ 1 หลุมผลิต โดยมีปริมาณสำรอง 178,614 บาร์เรลหรือคิดเป็นร้อยละ 19.78 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งและหยุดผลิตในปีที่ 6 เนื่องจากมีก๊าซเข้ามาในหลุมมากเกินไป

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 5
การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

5.1 วัตถุประสงค์

เพื่อประเมินถึงผลตอบแทนจากการลงทุน และหารูปแบบการผลิตที่เหมาะสมเพื่อให้ได้อัตราการคืนทุนและอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนสูงสุด โดยอาศัยข้อมูลที่ได้จากการทดสอบการผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ (อีคลิปส์ 100) และทำให้ทราบถึงผลกระทบจากปัจจัยต่าง ๆ ที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงต่อผลตอบแทน

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บได้ถูกจัดทำขึ้น 3 ขนาด มีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 451,626 บาร์เรล 677,596 บาร์เรล และ 903,133 บาร์เรลตามลำดับ โดยขนาดแรกได้ถูกกำหนดให้เป็นแหล่งน้ำมันขนาดเล็กเป็นแบบจำลองพื้นฐานซึ่งมีปริมาณปิโตรเลียมขั้นต่ำที่ทำให้เริ่มเกิดผลกำไร และขนาดที่สองและสามจะมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักมากว่ากรณีพื้นฐานร้อยละ 50 และ 100 ตามลับ

สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม

ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	10,000,000	บาท
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	10,000,000	บาท
ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต	50,000,000	บาท
ค่าใช้จ่ายในการเตรียมหลุมผลิตและอุปกรณ์ผลิต	50,000,000	บาท
รวมต้นทุน	120,000,000	บาท
ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันต่อบาร์เรล	800	บาท
ราคาน้ำมันต่อบาร์เรล	80	เหรียญสหรัฐ
อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา	32	บาทต่อเหรียญสหรัฐ
อัตราการถดถอยของเงินลงทุน (Escalation) ต่อปี	5	%
ตัวประกอบการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน	10	%
ค่าภาคหลวง	5	%

การคิดภาษีเงินได้เป็นไปตาม Sliding scale ใน Thailand III

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

5.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

การคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ทำการคำนวณ ระยะเวลาและอัตราการคืนทุน อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน ค่าภาคหลวง ภาษีเงินได้ และผลกำไรหลังการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน โดยได้อาศัยข้อมูลอัตราการผลิต ระยะเวลาในการผลิต และปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ ที่ระยะเวลาและการผลิตต่าง ๆ

5.2.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1

สำหรับปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บขั้นต่ำที่ทำให้เกิดผลกำไรควรมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บน้อยที่สุด 451,626 บาร์เรล โดยมีจำนวนเงินลงทุน 120 ล้านบาท เมื่อทำการผลิตที่อัตราการผลิต 80 100 120 140 160 180 และ 200 บาร์เรลต่อวันเป็นระยะเวลา 5 ปี จะให้อัตราการคืนทุนอยู่ระหว่างร้อยละ -0.52 ถึง 0.55 และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน -0.0065 ถึง0.0066 โดยใช้ระยะเวลาการคืนทุนทั้งหมด 5 ปี โดยได้กำไรสูงสุด 790,000 บาทที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน ดังแสดงในตารางที่ 5.1 นอกจากนี้ยังได้ทำการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับการผลิตที่ระยะเวลา 3 ปี และ 4 ปี พบว่าระยะเวลาดังกล่าวมีการผลิตที่ไม่ก่อให้เกิดผลกำไร

ตารางที่ 5.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ระยะเวลาการผลิต 3 ปี

อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	กำไร (ล้านบาท)	ภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
80	8.54	-10.67	0.44	-8.78	-0.0889	-
100	8.65	-9.81	1.15	-8.25	-0.0818	-
120	8.71	-9.36	1.52	-7.97	-0.0780	-
140	8.74	-9.15	1.69	-7.84	-0.0762	-
160	8.77	-8.90	1.89	-7.68	-0.0742	-
180	8.79	-8.70	2.06	-7.54	-0.0725	-
200	8.81	-8.55	2.19	-7.44	-0.0712	-

ตารางที่ 5.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ระยะเวลาการผลิต 4 ปี

อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	กำไร (ล้านบาท)	ภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
80	10.42	-6.57	6.45	-4.95	-0.0547	-
100	10.50	-5.84	6.96	-4.51	-0.0487	-
120	10.54	-5.46	7.22	-4.27	-0.0455	-
140	10.56	-5.29	7.34	-4.16	-0.0441	-
160	10.58	-5.09	7.48	-4.03	-0.0424	-
180	10.60	-4.92	7.59	-3.92	-0.0410	-
200	10.62	-4.79	7.69	-3.83	-0.0399	-

ตารางที่ 5.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 ระยะเวลาการผลิต 5 ปี

อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	กำไร (ล้านบาท)	ภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
80	11.88	-0.78	15.76	-0.52	-0.0065	-
100	11.94	-0.14	16.14	-0.09	-0.0012	-
120	11.97	0.19	16.33	0.13	0.0016	5
140	11.99	0.34	16.41	0.23	0.0029	5
160	12.00	0.52	16.51	0.36	0.0043	5
180	12.02	0.67	16.60	0.47	0.0056	5
200	12.03	0.79	16.68	0.55	0.0066	5

5.2.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2

สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 ซึ่งมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บเป็น 1.5 เท่าของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 ได้ทำการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์โดยใช้ข้อมูลการทดสอบอัตราการผลิตที่ได้จากแบบจำลองที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 120 140 160 180 และ 200 บาร์เรล

ต่อวันเป็นระยะเวลา 8 ปี พบว่าอัตราการคืนทุนอยู่ระหว่างร้อยละ 13.64 ถึง 14.32 และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน 0.2420 ถึง 0.2480 ได้กำไรสูงสุด 29.76 ล้านบาท ที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันโดยมีระยะเวลาการคืนทุน 4 ปี ดังแสดงในตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.4 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 ระยะเวลาการผลิต 8 ปี

อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	กำไร (ล้านบาท)	ภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
120	19.54	29.04	64.54	13.64	0.2420	4
140	19.56	29.34	64.67	13.92	0.2445	4
160	19.56	29.48	64.71	14.04	0.2456	4
180	19.57	29.61	64.76	14.17	0.2467	4
200	19.58	29.76	64.81	14.32	0.2480	4

5.2.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ระยะเวลาการผลิต 10 ปี

สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ซึ่งมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บเป็น 2 เท่าของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 ได้ทำการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์โดยใช้ข้อมูลการทดสอบอัตราการผลิตที่ได้จากแบบจำลองที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 120 140 160 180 และ 200 บาร์เรลต่อวันเป็นระยะเวลา 10 ปี พบว่าอัตราการคืนทุนอยู่ระหว่างร้อยละ 19.76 ถึง 20.71 และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน 0.4253 ถึง 0.4348 ได้กำไรสูงสุด 52.17 ล้านบาท ที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันโดยมีระยะเวลาการคืนทุน 3 ปี ดังแสดงในตารางที่ 5.5 นอกจากนี้ได้มีการทดสอบการผลิตด้วยหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม เป็นระยะเวลา 6 ปี โดยใช้เงินลงทุน 220 ล้านบาท พบว่าอัตราการคืนทุนอยู่ระหว่างร้อยละ 5.02 ถึง 7.27 และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน 0.0705 ถึง 0.0969 ได้กำไรสูงสุด 21.33 ล้านบาท ที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวันโดยมีระยะเวลาการคืนทุน 5 ปี ดังแสดงในตารางที่ 5.6

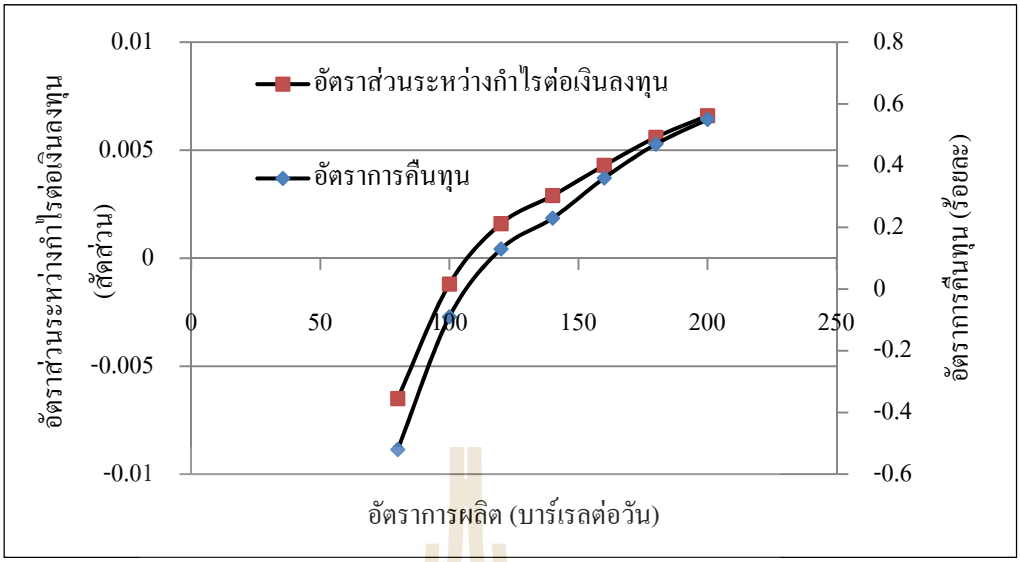
ตารางที่ 5.5 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ระยะเวลาการผลิต 10 ปี

อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	กำไร (ล้านบาท)	ภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
120	26.18	51.03	106.92	19.76	0.4253	3
140	26.32	51.44	107.82	19.98	0.4287	3
160	26.34	51.82	107.93	20.37	0.4319	3
180	26.36	52.10	108.05	20.63	0.4341	3
200	26.36	52.17	108.07	20.71	0.4348	3

ตารางที่ 5.6 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ระยะเวลาการผลิต 6 ปี หลุมผลิตจำนวน 2 หลุม

อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าภาคหลวง (ล้านบาท)	กำไร (ล้านบาท)	ภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)
120	25.77	15.51	54.28	5.02	0.0705	5
140	25.96	18.57	55.50	6.44	0.0844	5
160	26.04	20.12	55.99	7.27	0.0915	5
180	26.08	20.99	56.27	7.76	0.0954	5
200	26.10	21.33	56.40	7.95	0.0969	5

จากการแปรผันอัตราการผลิตพบว่าเมื่ออัตราการผลิตเพิ่มขึ้นทำให้มีการเปลี่ยนแปลง อัตราการคืนทุน และผลกำไร โดยจากความชันของกราฟในรูปที่ 5.1 พบว่าการเพิ่มอัตราการผลิตเริ่มต้นในช่วงแรก ๆ (ประมาณ 100 ถึง 140 บาร์เรลต่อวัน) จะมีผลต่ออัตราการคืนทุนและผลกำไรมากกว่า การเพิ่มอัตราการผลิตเริ่มต้นในช่วงหลัง ๆ (140 ถึง 200 บาร์เรลต่อวัน)



รูปที่ 5.1 กราฟผลของอัตราการผลิตต่ออัตราการคืนทุนและอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน

5.3 การศึกษาแปรผันของปัจจัย (Sensitivity study)

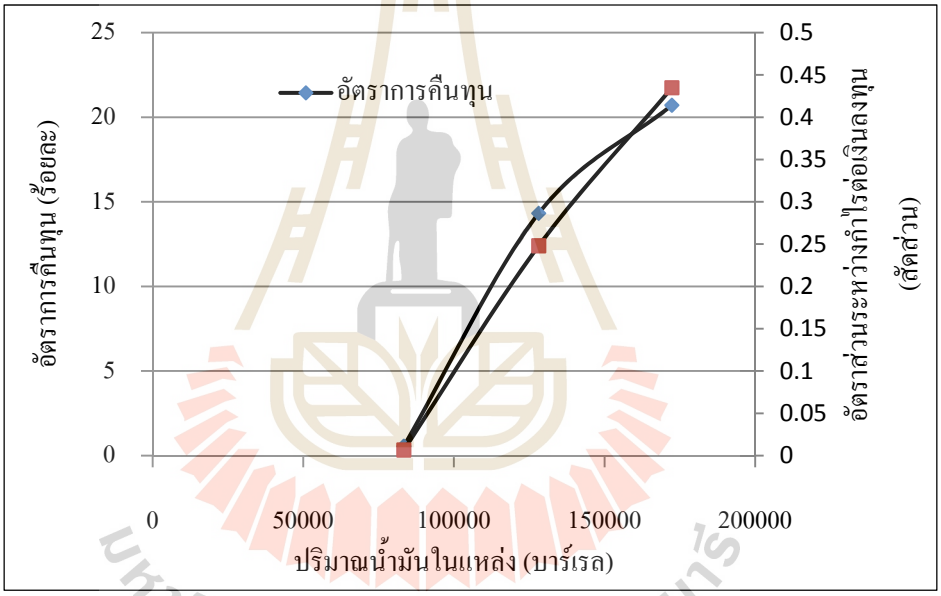
ทำการวิเคราะห์ความของปัจจัยต่าง ๆ ที่มีผลต่อปัจจัยหลัก ซึ่งได้แก่ ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ ราคาน้ำมัน เงินลงทุน และความสามารถในการผลิต

5.3.1 ความแปรผันของปัจจัยด้านปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ

การวิเคราะห์ความไวของเศรษฐศาสตร์ปิโตเลียมโดยใช้ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บเป็นปัจจัย ซึ่งได้กำหนดให้กรณีพื้นฐานมีปริมาณน้ำมันในแหล่งน้อยที่สุดที่จะทำให้เกิดผลกำไร จะมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 451,626 บาร์เรล และทำการแปรผันขนาดของแหล่งกักเก็บโดยมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บมากกว่าร้อยละ 50 และ 100 ของกรณีพื้นฐาน พบว่ามีการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 5.7

ตารางที่ **5.7** ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บทั้ง 3 ขนาด

ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (บาร์เรล)	จำนวนหลุมผลิต	ปริมาณสำรอง (บาร์เรล)	อัตราการคืนทุน (%)	ผลกำไร (ล้านบาท)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน
451626	1	83387	0.55	0.79	0.0066
677596	1	128157	14.32	29.76	0.2480
903133	1	172375	20.71	52.17	0.4348



รูปที่ 5.2 กราฟผลของปริมาณน้ำมันในแหล่งต่อการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนและอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน

5.3.2 ความแปรผันของปัจจัยด้านราคาน้ำมัน

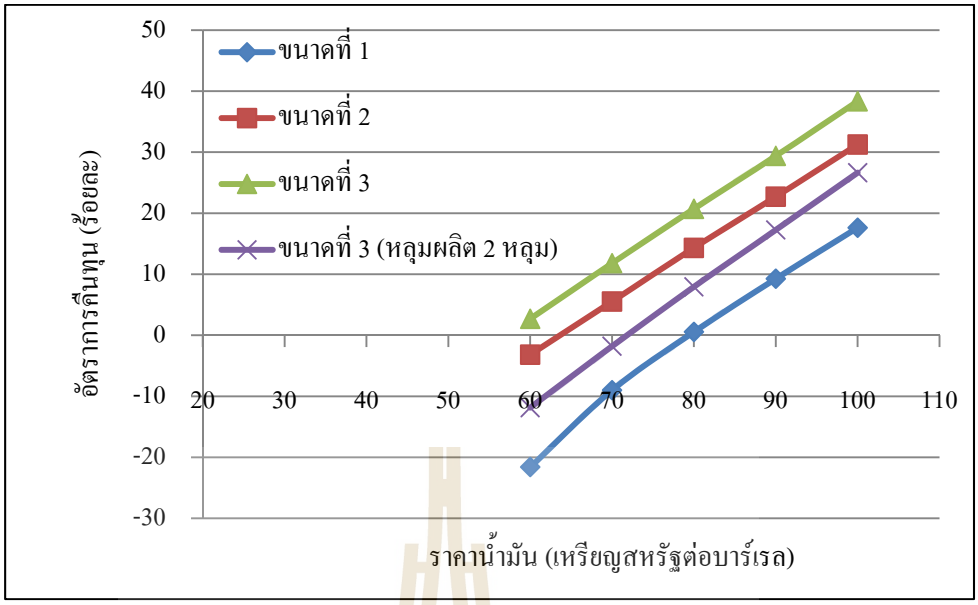
สำหรับการศึกษาความไวของราคาน้ำมันต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ได้กำหนดราคาพื้นฐานที่ 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลโดยทำการแปรผันที่ 60 70 90 และ 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลเพื่อทำการเปรียบเทียบผลของราคาน้ำมันต่อ อัตราการคืนทุน ผลกำไร อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน พบว่าเมื่อราคานั้นลดลงเหลือ 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล ทำให้อัตราการคืนทุนลดลงเหลือร้อยละ -21.60 -3.18 2.70 และ -11.85 สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 2 และแหล่ง

น้ำมันขนาดที 3 แบบ 1 และ 2 หลุมผลิตตามลำดับ ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล อัตราการคืนทุนลดลงเหลือร้อยละ -7.85 5.54 11.81 และ -1.79 สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 2 และแหล่งน้ำมันขนาดที 3 แบบ 1และ 2 หลุมผลิตตามลำดับ โดยแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 และ ขนาดที่ 3 แบบที่มีหลุมผลิตจำนวน 1 หลุม เริ่มก่อให้เกิดผลกำไร การเพิ่มราคาน้ำมันเป็น 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลทำให้อัตราการคืนทุนเพิ่มขึ้นเป็น 9.26 22.71 29.38 และ 17.27 สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 2 และแหล่งน้ำมันขนาดที 3 แบบ 1และ 2 หลุมผลิตตามลำดับ และเมื่อเพิ่มราคาน้ำมันเป็น 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลทำให้อัตราการคืนทุนเพิ่มขึ้นเป็น 17.62 31.26 38.33 และ 26.65 สำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 2 และแหล่งน้ำมันขนาดที 3 แบบ 1และ 2 หลุมผลิตตามลำดับ

ตารางที่ 5.8 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามราคาน้ำมัน

แหล่งน้ำมัน	เงินลงทุน (ล้านบาท)	อัตราการคืนทุน (%)				
		ราคาน้ำมัน 60 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 70 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 80 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 90 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล
ขนาดที่ 1	120	-21.60	-7.85	0.55	9.26	17.62
ขนาดที่ 2	120	-3.18	5.54	14.32	22.71	31.26
ขนาดที่ 3	120	2.70	11.81	20.71	29.38	38.33
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	220	-11.85	-1.79	7.95	17.27	26.65

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

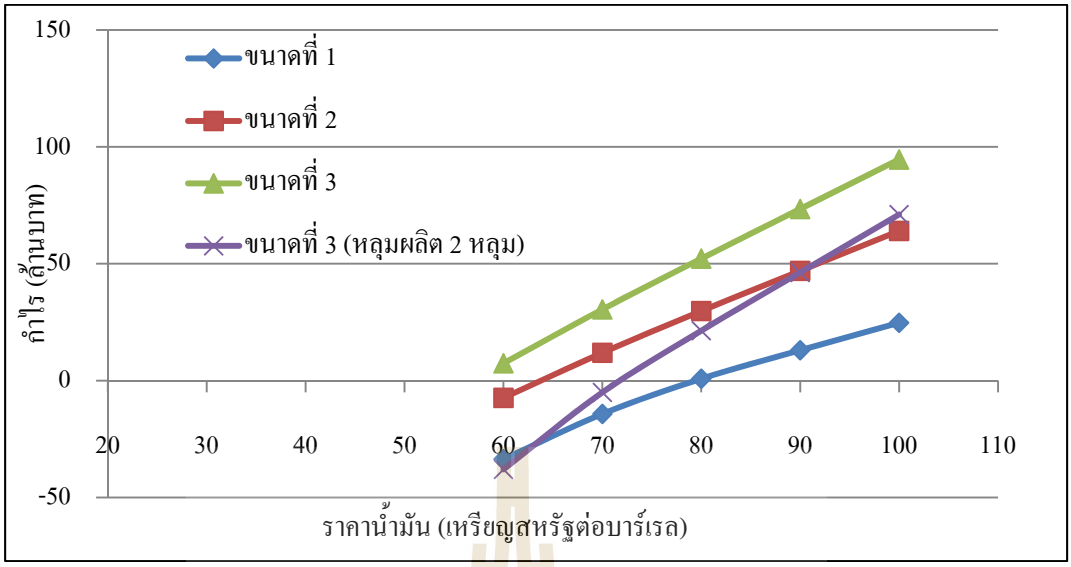


รูปที่ 5.3 กราฟผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราการคืนทุน

ตารางที่ 5.9 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามราคาน้ำมัน

แหล่งน้ำมัน	เงินลงทุน (ล้านบาท)	ผลกำไร (ล้านบาท)				
		ราคาน้ำมัน 60 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 70 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 80 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 90 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล
ขนาดที่ 1	120	-33.60	-12.40	0.79	12.97	24.71
ขนาดที่ 2	120	-7.40	11.88	29.76	46.93	64.00
ขนาดที่ 3	120	7.37	30.42	52.17	73.40	94.59
ขนาดที่ 3 (2 หลุม)	220	-37.99	-5.06	21.33	46.24	71.05

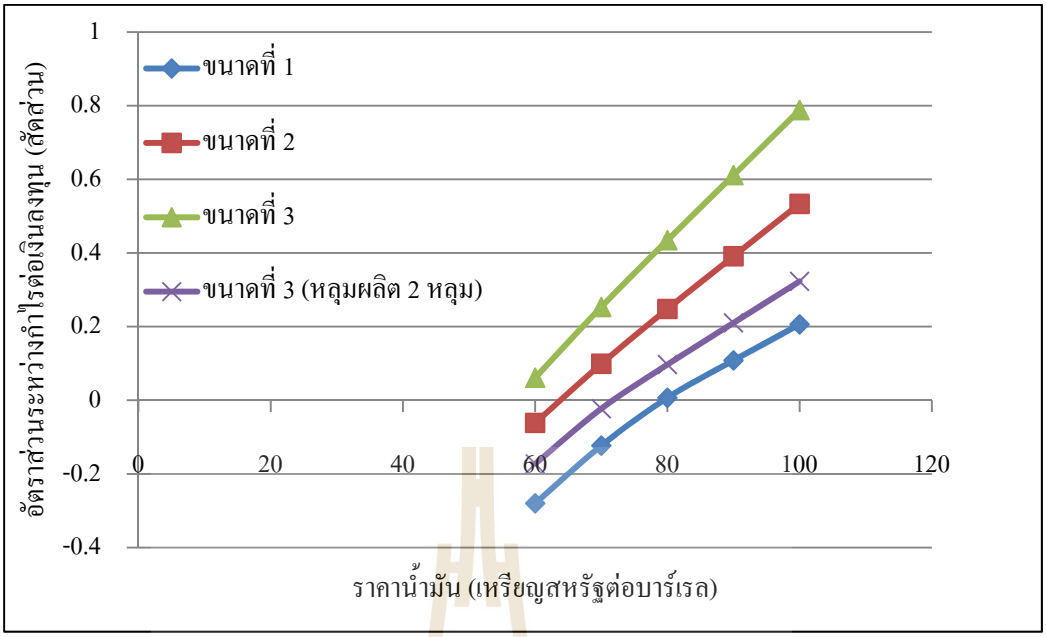
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 5.4 กราฟผลของการเปลี่ยนราคาแปลงราคาน้ำมันต่อผลกำไร

ตารางที่ 5.10 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามราคาน้ำมัน

แหล่งน้ำมัน	เงินลงทุน (ล้านบาท)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน				
		ราคาน้ำมัน 60 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 70 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 80 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 90 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล
ขนาดที่ 1	120	-0.2800	-0.1033	0.0066	0.1081	0.2059
ขนาดที่ 2	120	-0.0616	0.0990	0.2480	0.3911	0.5333
ขนาดที่ 3	120	0.0614	0.2535	0.4348	0.6116	0.7883
ขนาดที่ 3 (2 หลุม)	220	-0.1727	-0.0230	0.0969	0.2102	0.3230



รูปที่ 5.5 กราฟผลของการเปลี่ยนแปลงราคาน้ำมันต่ออัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน

ตารางที่ 5.11 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาคืนทุนตามราคาน้ำมัน

แหล่งน้ำมัน	เงินลงทุน (ล้านบาท)	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)				
		ราคาน้ำมัน 60 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 70 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 80 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 90 เหรียญต่อบาร์เรล	ราคาน้ำมัน 100 เหรียญต่อบาร์เรล
ขนาดที่ 1	120	-	-	5	3	2
ขนาดที่ 2	120	-	6	4	3	2
ขนาดที่ 3	120	8	5	3	2	2
ขนาดที่ 3 (2 หลุม)	220	-	-	4	3	2

5.3.3 ความแปรผันของปัจจัยด้านเงินลงทุน

การศึกษาความไวของเงินลงทุนต่อการเปลี่ยนแปลงตัวแปรต่าง ๆ ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ โดยสมมติฐานแสดงในตารางที่ 5.12

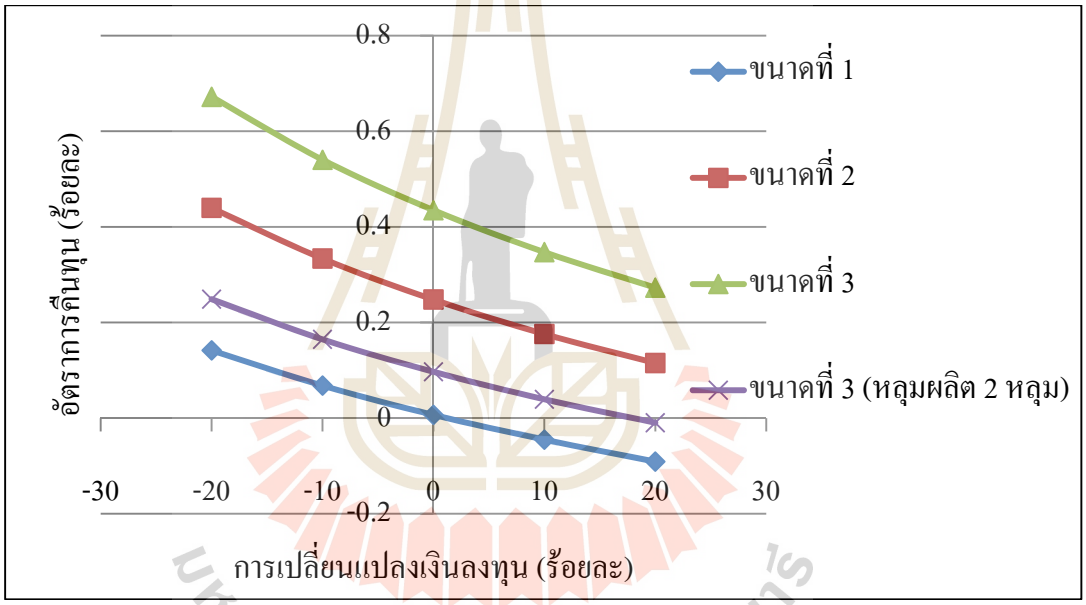
ตารางที่ 5.12 สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีพื้นฐาน

ค่าใช้จ่าย	จำนวน	หน่วย
ขอสัมปทาน	10,000,000	บาท
สำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	10,000,000	บาท
อุปกรณ์การผลิตต่อ 1 หลุม	50,000,000	บาท
รวม	120,000,000	บาท
ดำเนินการผลิตต่อบาร์เรล	800	บาท
ราคาน้ำมันต่อบาร์เรล	80	เหรียญสหรัฐ
การถดถอยของเงินลงทุน	5	% ต่อปี
ตัวประกอบการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน	10	% ต่อปี

สำหรับการศึกษาความไวของปัจจัยด้านต้นทุนต่อปัจจัยหลักได้ทำการแปรผันเงินลงทุน โดยลดเงินลงทุน ร้อยละ 10 และ 20 เท่ากับ 108 และ 96 ล้านบาทตามลำดับ และเพิ่มเงินลงทุน ร้อยละ 10 และ 20 เท่ากับ 132 และ 144 ล้านบาทตามลำดับ สำหรับแหล่งน้ำมันที่มีหลุมผลิต 1 หลุม ส่วนแหล่งน้ำมันที่มีหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม ใช้เงินลงทุนเป็นกรณีพื้นฐาน 220 ล้านบาทและทำการแปรผันเงินลงทุน โดยลดเงินลงทุน ร้อยละ 10 และ 20 เท่ากับ 198 และ 176 ล้านบาทตามลำดับ และเพิ่มเงินลงทุนร้อยละ 10 และ 20 เท่ากับ 242 และ 264 ล้านบาทตามลำดับ โดยผลการคำนวณเศรษฐกิจปิโตรเลียมแสดงในตารางที่ 5.13 ถึง 5.16

ตารางที่ 5.13 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามจำนวนเงินลงทุน

แหล่งน้ำมัน	อัตราการคืนทุน (%)				
	การเปลี่ยนแปลงเงินลงทุน (%)				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	12.11	5.78	0.55	-3.66	-7.03
ขนาดที่ 2	25.57	19.36	14.32	10.03	6.49
ขนาดที่ 3	32.42	25.84	20.71	16.40	12.74
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	20.46	13.53	7.95	3.16	-0.78

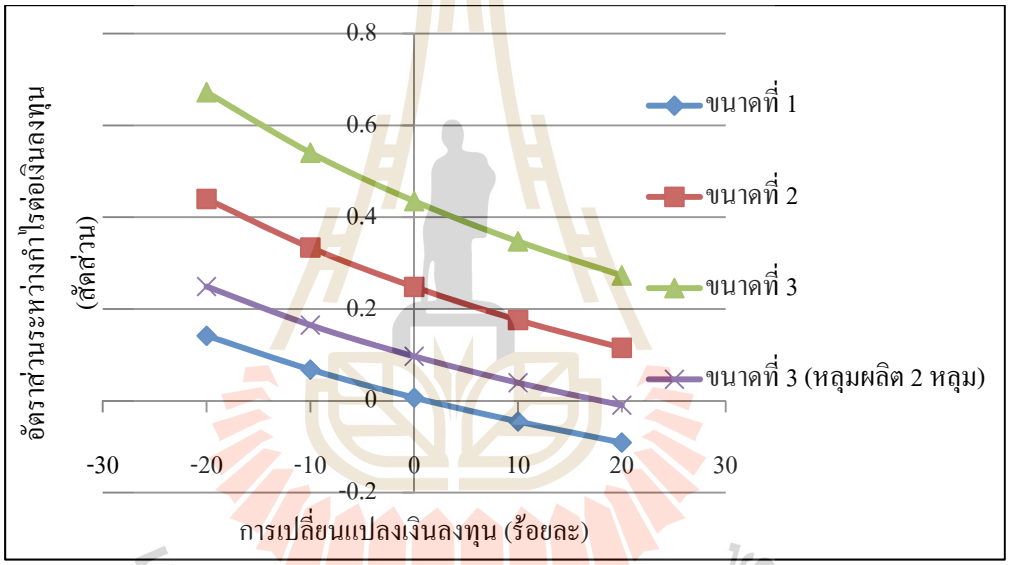


รูปที่ 5.6 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามจำนวนเงินลงทุน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 5.14 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามจำนวนเงินลงทุน

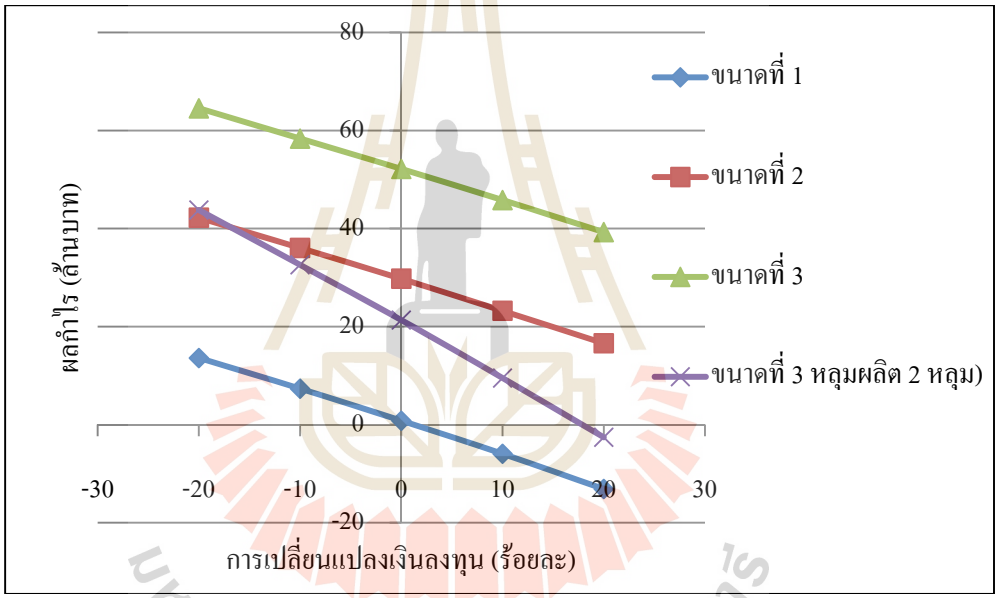
แหล่งน้ำมัน	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน				
	การเปลี่ยนแปลงเงินลงทุน (%)				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	0.1416	0.0679	0.0066	-0.0452	-0.0912
ขนาดที่ 2	0.4397	0.3337	0.2480	0.1759	0.1152
ขนาดที่ 3	0.6721	0.5403	0.4348	0.3471	0.2728
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	0.2488	0.1647	0.0969	0.0393	-0.0098



รูปที่ 5.7 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามจำนวนเงินลงทุน

ตารางที่ 5.15 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามจำนวนเงินลงทุน

แหล่งน้ำมัน	ผลกำไร (ล้านบาท)				
	การเปลี่ยนแปลงเงินลงทุน (%)				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	13.59	7.33	0.79	-5.96	-13.14
ขนาดที่ 2	42.21	36.04	29.76	23.22	16.59
ขนาดที่ 3	64.53	58.35	52.17	45.82	39.28
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	43.78	32.60	21.33	9.50	-2.60



รูปที่ 5.8 กราฟการเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามจำนวนเงินลงทุน

ตารางที่ 5.16 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามจำนวนเงินลงทุน

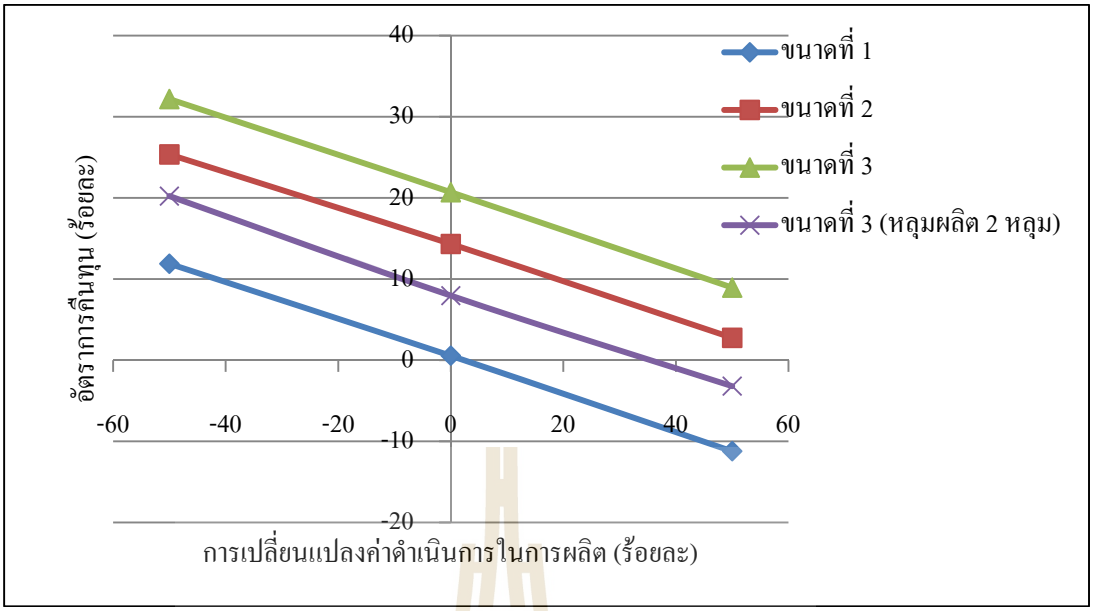
แหล่งน้ำมัน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)				
	การเปลี่ยนแปลงเงินลงทุน (%)				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	3	4	5	-	-
ขนาดที่ 2	2	3	4	5	5
ขนาดที่ 3	2	3	3	4	5
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	2	3	4	5	-

สำหรับการความแปรผันของปัจจัยทางด้านต้นทุนในส่วนของเต้นทุนดำเนินการในการผลิตได้ใช้กรณีพื้นฐานสำหรับค่าดำเนินการในการผลิตที่ 800 บาทต่อบาร์เรล โดยได้ทำการแปรผันต้นทุนโดยลดลงร้อยละ 50 เป็น 400 บาทต่อบาร์เรล และเพิ่มขึ้นร้อยละ 50 เป็น 1200 บาทต่อบาร์เรล ผลการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมแสดงได้ในตารางที่ 5.17 ถึง 5.20

ตารางที่ 5.17 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต

แหล่งน้ำมัน	อัตราการคืนทุน (%)		
	การเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิต		
	-50	0	50
ขนาดที่ 1	11.89	0.55	-11.23
ขนาดที่ 2	25.35	14.32	2.75
ขนาดที่ 3	32.18	20.71	8.95
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	20.22	7.95	-3.20

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

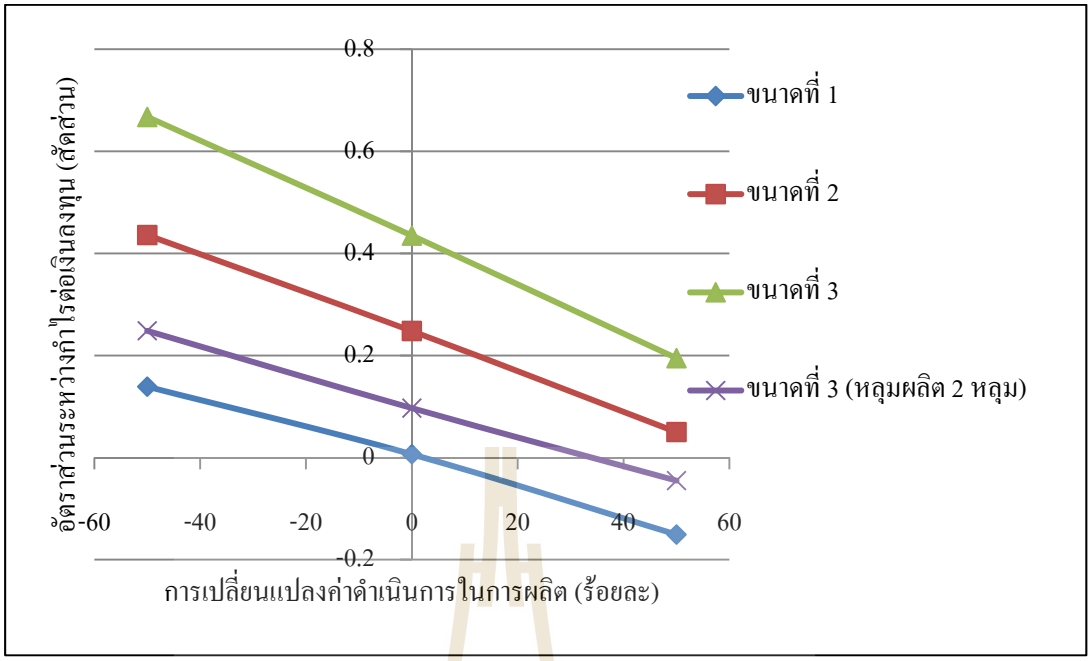


รูปที่ 5.9 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต

ตารางที่ 5.18 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต

แหล่งน้ำมัน	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน		
	การเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิต		
	-50	0	50
ขนาดที่ 1	0.1390	0.0066	-0.1507
ขนาดที่ 2	0.4360	0.2480	0.0500
ขนาดที่ 3	0.6675	0.4348	0.1946
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	0.2485	0.0969	-0.0452

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

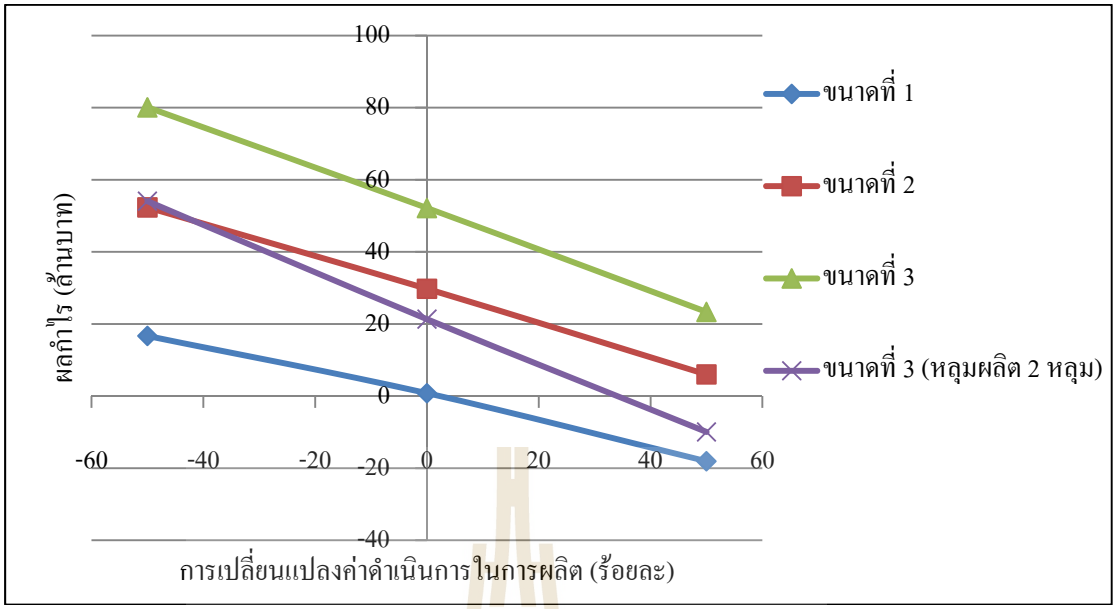


รูปที่ 5.10 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต

ตารางที่ 5.19 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามค่าดำเนินการในการผลิต

แหล่งน้ำมัน	ผลกำไร (ล้านบาท)		
	การเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิต		
	-50	0	50
ขนาดที่ 1	16.68	0.79	-18.08
ขนาดที่ 2	52.32	29.76	6.00
ขนาดที่ 3	80.10	52.17	23.35
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	54.07	21.33	-9.95

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 5.11 กราฟการเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามค่าดำเนินการในการผลิต

ตารางที่ 5.20 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามค่าดำเนินการในการผลิต

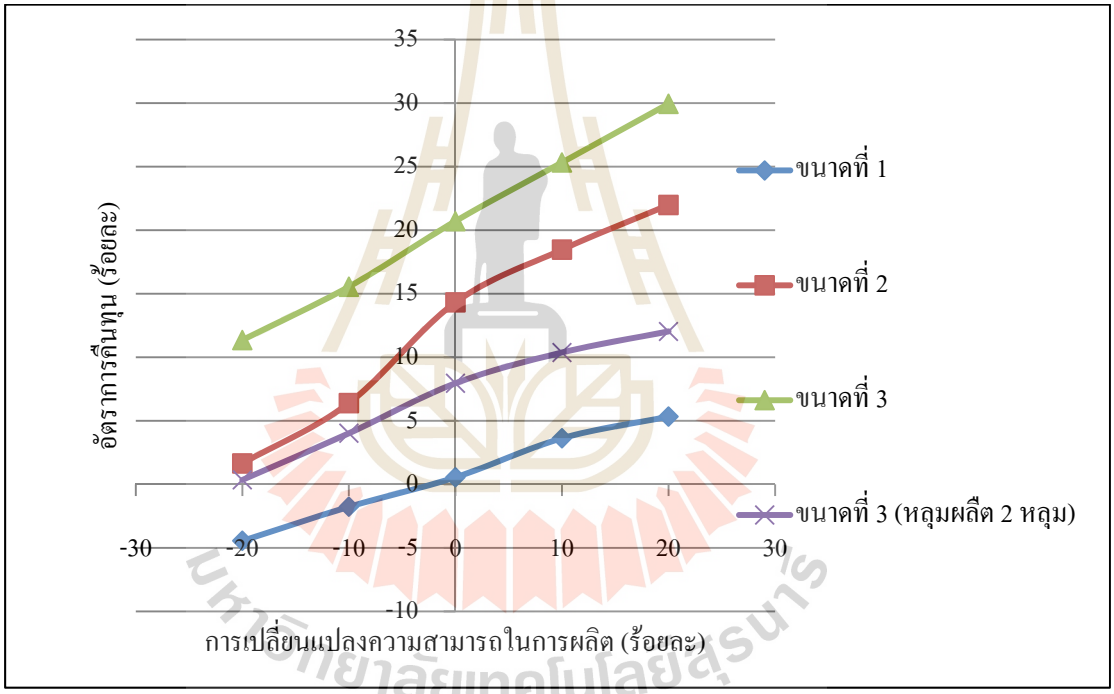
แหล่งน้ำมัน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)		
	การเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิต		
	-50	0	50
ขนาดที่ 1	3	5	-
ขนาดที่ 2	2	4	7
ขนาดที่ 3	2	3	6
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	2	4	-

5.3.4 ความแปรผันของปัจจัยด้านความสามารถในการผลิต

การศึกษาความไวของปัจจัยด้านความสามารถในการผลิต โดยแปรผันความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 10 และ 20 และเพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และ20 และทำการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม โดยใช้ตัวแปรอื่น ๆ ตามกรณีพื้นฐานดังแสดงได้ในตารางที่ 5.21 ถึง 5.24

ตารางที่ 5.21 การเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามความสามารถในการผลิต

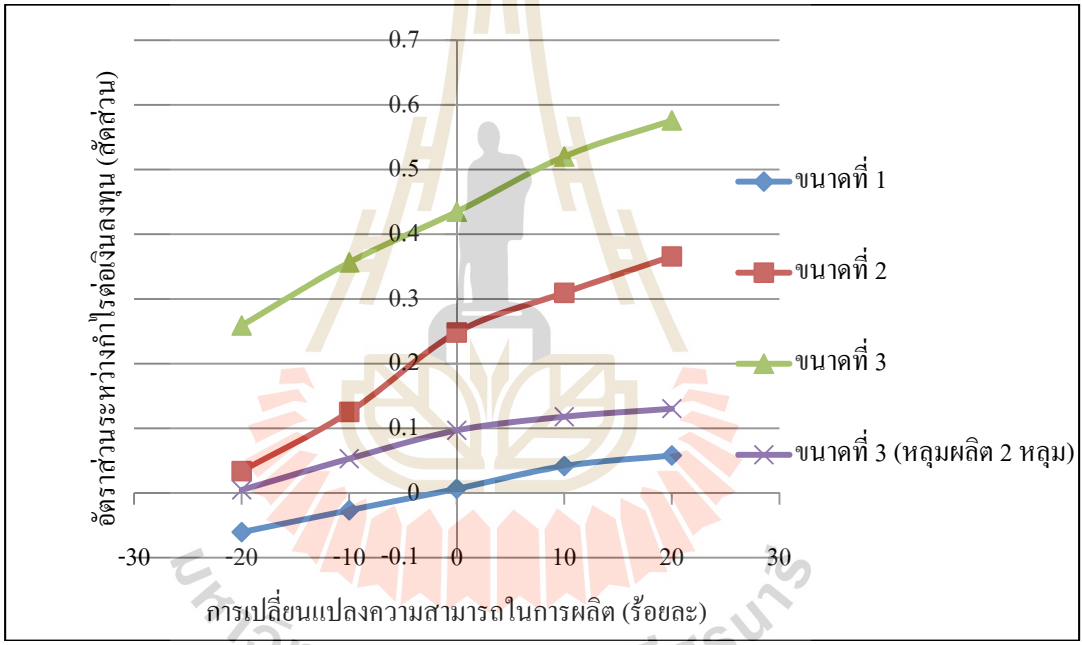
แหล่งน้ำมัน	อัตราการคืนทุน (%)				
	การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	-4.45	-1.77	0.55	3.62	5.33
ขนาดที่ 2	1.64	6.39	14.32	18.47	21.99
ขนาดที่ 3	11.35	15.55	20.71	25.33	29.95
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	0.35	4.02	7.95	10.37	12.03



รูปที่ 5.12 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราการคืนทุนตามความสามารถในการผลิต

ตารางที่ 5.22 การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามความสามารถในการผลิต

แหล่งน้ำมัน	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน				
	การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	-0.0604	-0.0266	0.0066	0.0418	0.0581
ขนาดที่ 2	0.0339	0.1253	0.2480	0.3094	0.3657
ขนาดที่ 3	0.2590	0.3565	0.4348	0.5201	0.5759
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	0.0049	0.0531	0.0969	0.1180	0.1304

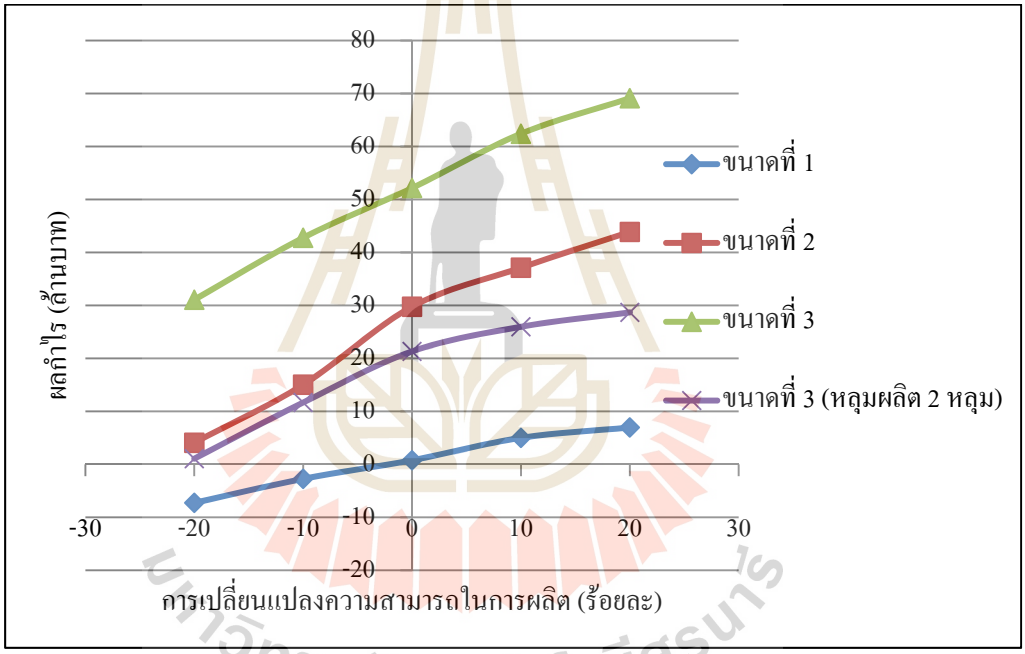


รูปที่ 5.13 กราฟการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนตามความสามารถในการผลิต

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 5.23 การเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามความสามารถในการผลิต

แหล่งน้ำมัน	ผลกำไร (ล้านบาท)				
	การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	-7.25	-2.72	0.79	5.02	6.98
ขนาดที่ 2	4.07	15.04	29.76	37.13	43.88
ขนาดที่ 3	31.08	42.78	52.17	62.41	69.11
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	1.08	11.68	21.33	25.97	28.69



รูปที่ 5.14 กราฟการเปลี่ยนแปลงผลกำไรตามความสามารถในการผลิต

ตารางที่ 5.24 การเปลี่ยนแปลงระยะเวลาการคืนทุนตามความสามารถในการผลิต

แหล่งน้ำมัน	ระยะเวลาการคืนทุน (ปี)				
	การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต				
	-20	-10	0	10	20
ขนาดที่ 1	-	-	5	5	4
ขนาดที่ 2	8	6	4	3	3
ขนาดที่ 3	5	4	3	3	2
ขนาดที่ 3 (2 หลุมผลิต)	6	5	4	3	3

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 6
บทสรุป

6.1 สรุปผลการวิจัย

ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ ได้ทำการศึกษาถึงการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กโดยได้ทำการรวบรวมข้อมูลของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเพื่อใช้ในการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ โดยในอดีตนั้นแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้ยังไม่ทำการผลิตเป็นแหล่งปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ เนื่องจากไม่สามารถให้ผลกำไรได้ แต่ในปัจจุบันปัจจัยหลาย ๆ ด้านเปลี่ยนแปลงไป ทำให้แหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้อาจถูกพัฒนาเป็นแหล่งผลิตในเชิงพาณิชย์ได้

สำหรับวัตถุประสงค์ของการวิจัยในครั้งนี้เพื่อทำการวิเคราะห์ปัจจัยต่าง ๆ ที่มีผลต่อการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กโดยอาศัยแบบจำลองจากคอมพิวเตอร์ สำหรับข้อมูลที่รวบรวมได้นั้นความสมบูรณ์ของข้อมูลมีจำกัด จึงทำให้แบบจำลองมีความถูกต้องลดน้อยลง ในอนาคตถ้ามีข้อมูลเพิ่มเติมสามารถทำการปรับปรุงแบบจำลองได้โดยการเทียบเคียงข้อมูล เพื่อให้แบบจำลองมีความถูกต้องเพิ่มขึ้น ในส่วนของสมมติฐานที่สำคัญในการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์คือการเปลี่ยนแปลงลักษณะทางกายภาพทั้ง ความพรุน และความสามารถในการซึมผ่านของหินที่อยู่ในระนาบเดียวกันจะไม่มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น

6.1.1 ผลการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองที่จัดทำขึ้นมีขนาดครอบคลุมพื้นที่ 33 41 และ 48 เอเคอร์ จากข้อมูลที่ได้ทั้ง 4 หลุมเป็นแหล่งน้ำมันทั้งหมด โดยชั้นหินกักเก็บจะถูกแทรกสลับด้วยชั้นหินโคลน ถูกเจาะผ่านที่ความลึก 3,715 ฟุต ซึ่งมีปริมาณน้ำมันในแหล่งสำหรับขนาดที่ 1 2 และ 3 เป็น 451626 677596 และ 903133 บาร์เรลตามลำดับ ได้ทดสอบการผลิตโดยแปรผันอัตราการผลิต และระยะเวลาในการผลิต เนื่องจากชั้นหินกักเก็บมีความสามารถในการซึมผ่านค่อนข้างเลว ทำให้น้ำมันไหลได้ไม่ดีนัก อัตราการผลิตจะลดลงอย่างรวดเร็ว ก่อนจะค่อย ๆ ปรับตัวลดลง จึงต้องใช้ระยะเวลาในการผลิตนานเพื่อให้ได้ปริมาณปิโตรเลียมที่คุ้มทุน

สำหรับการทดสอบการผลิตจากแบบจำลองทำให้สามารถหารูปแบบการผลิตที่เหมาะสม ดังแสดงในตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 รูปแบบการผลิตที่เหมาะสมสำหรับแหล่งปิโตรเลียมขนาดต่าง ๆ

แหล่งกักเก็บ	จำนวนหลุมผลิต	ร้อยละที่ผลิตได้	ปริมาณสำรอง (บาร์เรล)	อัตราการผลิตเริ่มต้น (บาร์เรลต่อวัน)	ระยะเวลาการผลิต (ปี)
ขนาดที่ 1	1	18.46	83387	200	5
ขนาดที่ 2	1	18.91	128157	200	8
ขนาดที่ 3	1	19.08	172375	200	10
ขนาดที่ 3	2	19.78	178614	200	6

6.1.2 ผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ ได้ทำการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมเพื่อให้ทราบถึงปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บน้อยที่สุดที่สามารถทำให้เกิดผลกำไร และเปรียบเทียบผลในเชิงเศรษฐศาสตร์ของรูปแบบการผลิตต่าง ๆ ในแหล่งกักเก็บทั้ง 3 ขนาด

สำหรับปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บน้อยที่สุดที่เริ่มทำให้เกิดผลกำไรควรมีปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ 451,626 บาร์เรล (สามารถผลิตได้ร้อยละ 18.46 ของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ) โดยผลิตที่อัตราการไหลเริ่มต้นที่ 120 บาร์เรลต่อวันจะทำให้เริ่มเกิดผลกำไร (คำนวณการเปลี่ยนแปลงค่าเงิน) โดยมีอัตรากาคืนทุนร้อยละ 0.13 เกิดผลกำไร 0.79 ล้านบาทและใช้เวลาในการคืนทุน 5 ปี โดยได้ทำการทดสอบการเพิ่มอัตราการผลิตเริ่มต้น พบว่าอัตราการคืนทุน และอัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุนเพิ่มขึ้นตามอัตราการผลิต และจะเปลี่ยนแปลงน้อยลงเมื่ออัตราการผลิตอยู่ในช่วง 180 ถึง 200 บาร์เรลต่อวันซึ่งเป็นไปตามอัตราการผลิต สำหรับรูปแบบการผลิตที่เหมาะสมสำหรับแหล่งน้ำมันทั้ง 3 ขนาดแสดงได้ในตารางที่ 5.2

ตารางที่ 5.2 ผลการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมสำหรับรูปแบบการผลิตที่ให้ผลตอบแทนสูงที่สุด

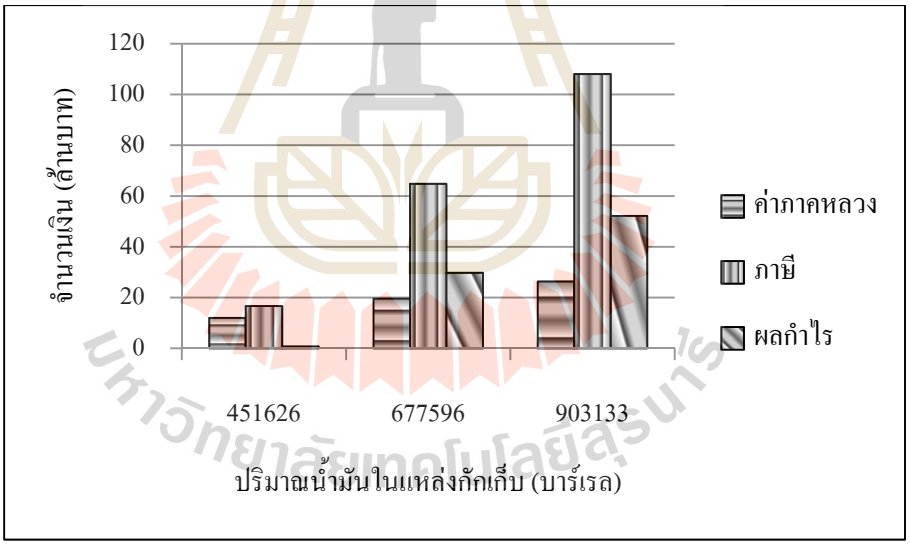
ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (บาร์เรล)	ปริมาณสำรอง (บาร์เรล)	อัตราการคืนทุน (%)	อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อเงินลงทุน	ผลกำไร (ล้านบาท)	ระยะเวลาคืนทุน (ปี)
451626	83387	0.55	0.0066	0.79	5
677596	128157	14.32	0.2480	29.76	4
903133	172375	20.71	0.4348	52.17	3

สำหรับแบบจำลองของแหล่งกักเก็บขนาดที่ 3 ได้ทำการทดสอบเพิ่มหลุมผลิตเป็น 2 หลุมทำให้สามารถเพิ่มปริมาณสำรองได้มากกว่าแบบ 1 หลุม หลังจาการคำนวณเศรษฐกิจปิโตรเลียมพบว่าอัตราการคืนทุนและผลกำไร น้อยกว่าแบบ 1 หลุมมาก จึงไม่ควรเพิ่มหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3

ในการศึกษาความไวของปัจจัยต่าง ๆที่มีผลต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ได้ทำการศึกษาปัจจัยทางด้าน ปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ ราคาปิโตรเลียม เงินลงทุน และความสามารถในการผลิต โดยได้ทำการแปรผันปัจจัยต่าง ๆ เพื่อทำการคำนวณเศรษฐกิจปิโตรเลียม

ก. การศึกษาผลของปัจจัยด้านปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บ

ผลของปัจจัยด้านปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บมีผลต่อการเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมโดยได้ทดสอบการเพิ่มขึ้นของปริมาณน้ำมันในแหล่งกักเก็บจากกรณีพื้นฐาน (เริ่มเกิดผลกำไร) มากกว่าร้อยละ 50 และ 100 ของปริมาณน้ำมันในกรณีพื้นฐาน พบว่ามีการเพิ่มขึ้นของผลกำไรและตัวแปรต่าง ๆ ดังแสดงในรูปที่ 6.1

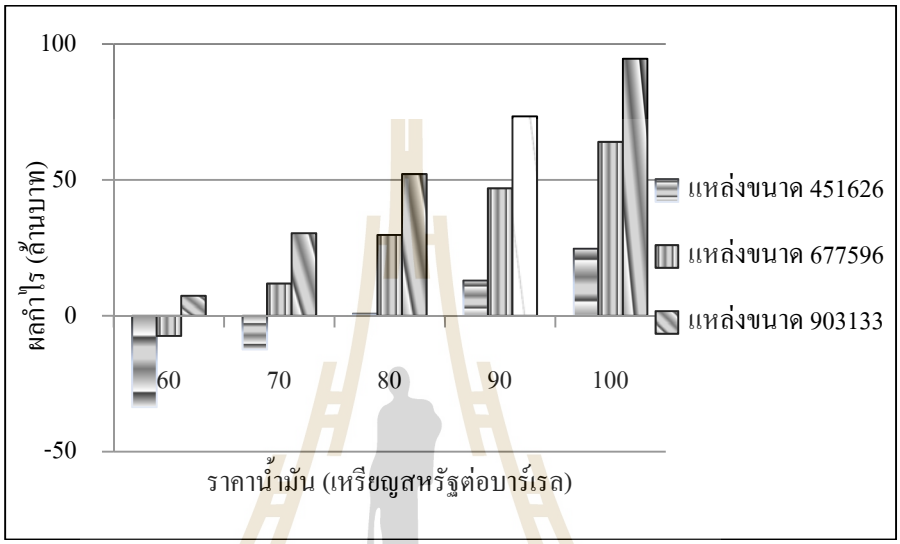


รูปที่ 6.1 ผลการคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันทั้ง 3 ขนาด

ข. ผลของปัจจัยด้านราคาน้ำมัน

ในการศึกษาความไวของปัจจัยด้านราคาน้ำมันได้ทำการกำหนดราคาพื้นฐานซึ่งเป็นราคาโดยประมาณ ในเดือนช่วงที่ทำการศึกษาเท่ากับ 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลและได้แปรผันราคาน้ำมันเพิ่มขึ้นและลดลงเพื่อให้เกิดแนวโน้มผลของปัจจัยที่มีต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม พบว่าเมื่อราคาน้ำมันลดลง 10 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล แหล่งกักเก็บขนาดที่ 1 และขนาดที่ 3 จะไม่

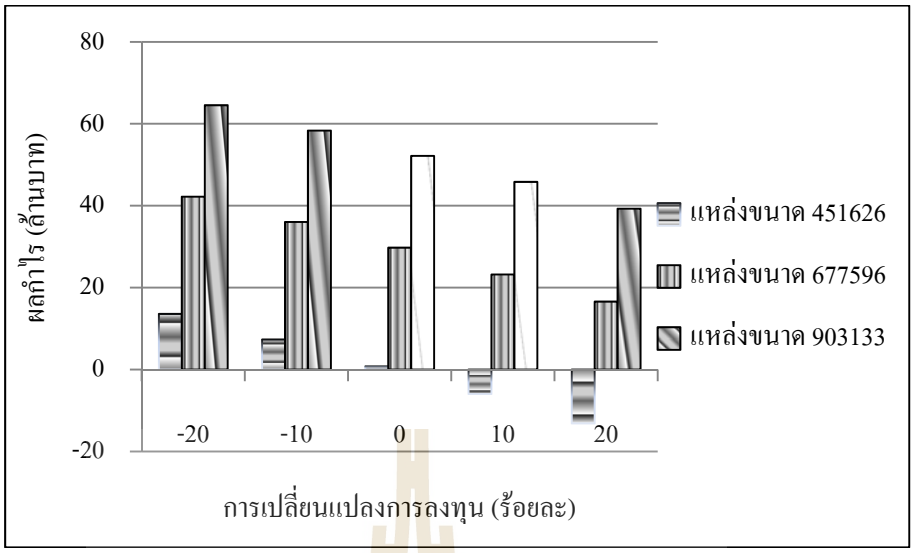
ก่อให้เกิดกำไร และเมื่อราคาน้ำมันลดลง 20 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรลจะทำให้เฉพาะแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ที่จะเกิดผลกำไร นอกจากนี้การเพิ่มขึ้นราคาของน้ำมันนอกจากจะทำให้ผลกำไรสูงขึ้นยังทำให้ใช้ระยะเวลาในการคืนทุนสั้นลง โดยแนวโน้มของปัจจัยด้านราคาน้ำมันมีผลต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมแสดงในรูปที่ 6.2



รูปที่ 6.2 ผลของราคาน้ำมันต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม

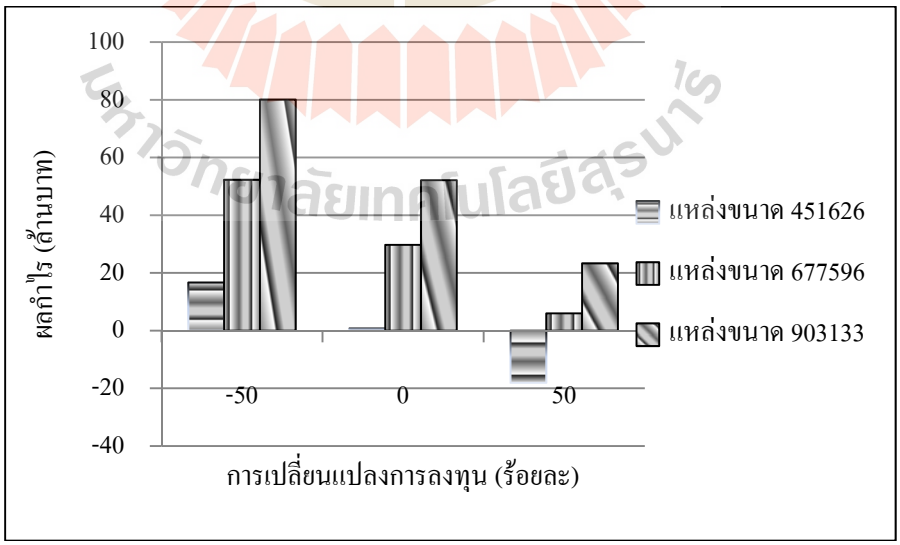
ค. ผลของปัจจัยด้านเงินลงทุน

การเพิ่มขึ้นหรือลดลงของเงินลงทุนเป็นปัจจัยที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม สำหรับกรณีพื้นฐานได้กำหนดให้รายจ่ายฝ่ายทุน (CAPEX) เท่ากับ 120 ล้านบาทโดยแบ่งเป็นค่าใช้จ่ายในการสัมปทาน ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ ค่าเจาะและเตรียมอุปกรณ์การผลิต การศึกษาความไวของปัจจัยด้านเงินลงทุนได้ทำการแปรผันเงินลงทุนเพื่อให้เกิดแนวโน้มจากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยดังกล่าว โดยแสดงในรูปที่ 6.3



รูปที่ 6.3 ผลของเงินลงทุนต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม

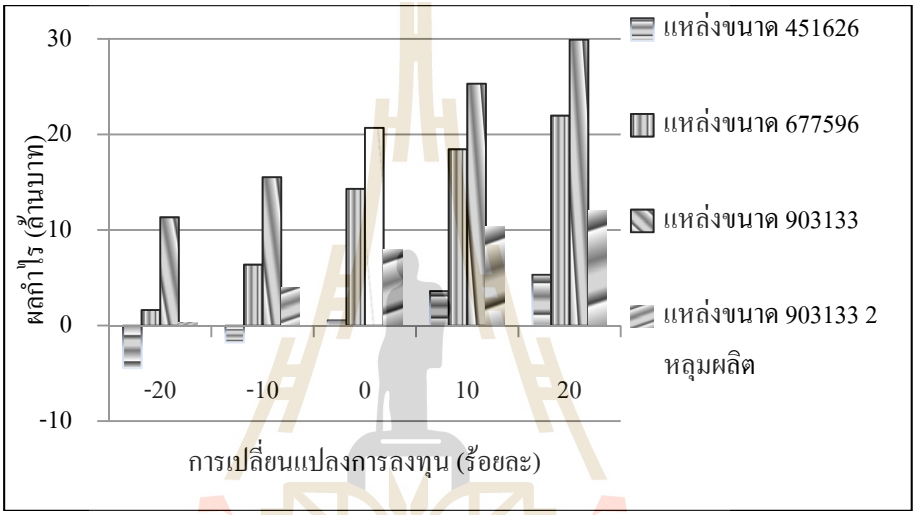
สำหรับปัจจัยด้านการลงทุนได้ทำการศึกษาผลของรายจ่ายในการดำเนินการผลิตซึ่งกรณีพื้นฐานได้กำหนดให้มีอัตรา 800 บาทต่อการผลิตน้ำมัน 1 บาร์เรล การศึกษาความไวของการเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิตได้ทำการแปรผันค่าดำเนินการในการผลิตเพื่อให้เกิดแนวโน้มของผลจากปัจจัยดังกล่าว โดยแสดงในรูปที่ 6.4



รูปที่ 6.4 ผลของการเปลี่ยนแปลงค่าดำเนินการในการผลิตต่อผลกำไร

ง. ผลของปัจจัยด้านความสามารถในการผลิต

การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต ทำให้รูปแบบของการผลิตเปลี่ยนไปส่งผลให้เกิดความเปลี่ยนแปลงของเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม การศึกษาความไวของปัจจัยได้ทำการแปรผันรูปแบบการผลิตสำหรับค่าความสามารถในการผลิต ทั้งเพิ่มขึ้นและลดลงโดยเกิดผลกระทบต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ดังแสดงในรูปที่ 6.5 สำหรับข้อมูลการเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิตได้แสดงไว้ใน ภาคผนวก ก



รูปที่ 6.5 การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิตต่อผลกำไร

6.2 ข้อจำกัดของการวิจัย

สำหรับการศึกษาวิจัยในครั้งนี้มีข้อจำกัดที่สำคัญได้แก่ ข้อมูลที่มีความจำเป็นในการจัดทำแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กในแอ่งพิษณุโลกทำให้จำเป็นต้องต้องตั้งสมมติฐาน สำหรับข้อมูลนั้น ๆ โดยใช้เป็นพื้นฐานเพื่อให้สามารถจัดทำแบบจำลองได้ โดยข้อมูลที่สำคัญได้แก่ ความพรุนของหินกักเก็บ ความสามารถในการซึมผ่านของของไหลในหินกักเก็บและข้อมูลด้านการผลิต สำหรับในอนาคตถ้ามีข้อมูลเพิ่มเติมสามารถทำการแก้ไขได้โดยเพิ่มเติมข้อมูลในส่วนที่ทำลงไปแล้ว จะทำให้แบบจำลองมีความถูกต้องเพิ่มขึ้น

6.3 การประยุกต์ใช้ผลการศึกษาวิจัย

สำหรับผลการศึกษาวิจัยในครั้งนี้สามารถนำมาประยุกต์ใช้กับแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกที่มีคุณสมบัติใกล้เคียงกัน ซึ่งในอดีตไม่ถูกพัฒนา ในปัจจุบันได้เกิดการเปลี่ยนแปลงปัจจัยหลาย ๆ อาจทำให้แหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้ได้ถูกพัฒนาขึ้นในเชิงพาณิชย์เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศ

6.4 ข้อเสนอแนะในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ

1. สำหรับการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมต่อไปในอนาคตควรมีการรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อความถูกต้องของแบบจำลอง ได้แก่ ข้อมูลด้านการเปลี่ยนแปลงความสามารถในการซึมผ่าน และ ความพรุน และข้อมูลด้านการผลิต

2. ผลของการทดสอบการผลิตจากแบบจำลอง จะมีความถูกต้องหรือคล้ายคลึงกับแหล่งปิโตรเลียมจริงมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ถูกประมวลผล เพราะข้อมูลที่มีความผิดพลาดมากหรือมีความละเอียดไม่เพียงพอจะทำให้แบบจำลองผิดเพี้ยนไปแหล่งกักเก็บจริง

3. ในการใช้โปรแกรมอีคลิปส์ ผู้ใช้ควรศึกษาจากตัวโปรแกรมอีคลิปส์เพื่อให้เกิดความเข้าใจขั้นตอนการทำงานของโปรแกรมอีคลิปส์ก่อนจึงใช้ อีคลิปส์ ออฟฟิซเป็นตัวช่วยให้เกิดความสะดวกรวดเร็วมากยิ่งขึ้น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายการอ้างอิง

Ahmed, T., and McKinney, P.D. (2005). **Advance Reservoir Engineering.** Burlington, MA.: Elsevier. 407 pp.

Balavae, G., and Lota, F. (2004). **Papua New Guinea: A Non-case study review presentation** [On-line]. Available: http//www.ccop.or.th/ppm/document/SEM3/7_PNG_ CHIANGMAI

Ballesteros, L.C. (2004). **Rapid assessment of redevelopment potential in marginal oil fields, application to the Cut Bank field.** M.S. thesis. Texas A&M University, USA.

Calvin, C.M., and Robert, L.D. (1989). **Reservoir Simulation**. USA : Society of Petroleum Engineer

Chierici, G.L. (1995). **Principles of Petroleum Engineering**. Germany

Craft, B.C., and Hawking, M.F. (1990). **Applied petroleum reservoir engineering**. N.J.: Prentice-Hall.

Crichlow, H.B. (1977). **Modern reservoir engineering: A simulation approach**. New Jersey, USA: Prentice-Hall.

Dac, N.V. (2004). **Presentation of the Non-case study host countries: VIETNAM** [On-line]. Available: http//www.ccop.or.th/document/SE3/9_Vietnum_ppmChiangmai.pdf

Department of Mineral Fuels. (2008). **Petroleum and Coal Activities in Thailand: annual report 2008.** Bangkok : Department of Mineral Fuels.

Fanci, J.R. (2001). **Principles of applied reservoir simulation** (2nd ed.). USA: Gulf Professional Publishing.

Jhon, R.F. (1997). **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Texas: Houston.

Mian, M.A. (1992). **Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer** (Vol. 1). Tulsa: Penn Well Book. (n.p.).

McCray, A.W. (1975). **Petroleum evaluations and economic decisions**. New Jersey, USA: Printice-Hall

Mineral Fuels Division. (1994). **Petroleum and Coal Activities in Thailand: annual report 1994.** Bangkok : Department of Mineral Resources.

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

Sullivan, W.G., Wicks, E.M., and Luxhoj, J.T. (2003). **Engineering economy** (12th, International ed.). New Jersey USA: Prentice-Hall

Svalhiem, S. (2004). **Marginal field development: A Norwegian perspective** [On-line]. Available: http//www. Eac.int/eapc/conference

Yuvanasiri, B. (2005). **Marginal field in Thailand** [On-line]. Available: http//www.ccop.or.th/ document/ PHWS4DOC16_yuvanasiri.pdf

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ก

ข้อมูลการทดสอบการผลิตจากที่ได้จากแบบจำลอง

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ก.1 ผลการทดสอบการผลิตเมื่อความสามารถในการผลิตลดลง

ตารางที่ ก.1 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 80 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	3.00	232.83	38.80
0.00	1566.35	80.00	3.25	226.33	36.52
0.01	1523.89	80.00	3.50	219.56	34.32
0.04	1398.69	80.00	3.75	212.50	32.05
0.11	1042.04	80.00	4.00	205.02	29.79
0.25	516.86	80.00	4.25	197.39	27.71
0.50	317.93	80.00	4.50	189.73	25.71
0.75	300.41	65.85	4.75	182.12	23.87
1.00	289.78	60.97	5.00	175.43	23.22
1.25	281.11	57.35	5.04	174.35	22.21
1.50	273.30	54.16	5.09	173.20	22.56
1.75	266.03	51.26	5.13	172.21	21.98
2.00	259.05	48.58	5.16	171.24	21.81
2.25	252.44	46.08	5.20	170.21	21.64
2.50	245.89	43.62	5.25	169.15	21.59
2.75	239.39	41.22	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.2 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 100 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	2.50	244.19	43.03
0.00	1562.83	100.00	2.75	237.71	40.64
0.01	1509.86	100.00	3.00	231.15	38.22
0.04	1354.14	100.00	3.25	224.62	35.98
0.11	920.80	100.00	3.50	217.80	33.77
0.25	387.07	100.00	3.75	210.68	31.52
0.37	323.01	80.01	4.00	203.14	29.27
0.50	310.52	70.99	4.25	195.49	27.22
0.62	303.25	67.25	4.50	187.85	25.24
0.75	297.28	64.41	4.75	180.27	23.47
1.00	287.26	60.06	5.00	173.48	23.22
1.25	278.91	56.58	5.04	172.38	22.32
1.50	271.30	53.44	5.09	171.22	22.10
1.75	264.17	50.62	5.13	170.21	21.82
2.00	257.27	47.97	5.16	169.23	21.43
2.25	250.71	45.48	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.3 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 120 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	2.50	243.30	42.69
0.00	1559.28	120.00	2.75	236.82	40.30
0.01	1495.83	120.00	3.00	230.26	37.88
0.04	1309.96	120.00	3.25	223.70	35.68
0.11	807.40	120.00	3.50	216.83	33.45
0.25	360.05	106.96	3.75	209.66	31.20
0.37	319.00	74.76	4.00	202.07	28.98
0.50	308.48	69.60	4.25	194.41	26.93
0.62	301.63	66.28	4.50	186.79	24.97
0.75	295.87	63.68	4.75	179.23	23.25
1.00	286.07	59.50	5.00	172.39	22.86
1.25	277.85	56.12	5.04	171.29	22.31
1.50	270.31	53.04	5.09	170.12	21.56
1.75	263.22	50.24	5.13	169.10	21.48
2.00	256.35	47.61	5.16	168.11	21.42
2.25	249.82	45.13	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.4 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 140 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	2.75	236.43	40.15
0.00	1555.75	140.00	3.00	229.86	37.72
0.01	1481.85	140.00	3.25	223.28	35.54
0.04	1266.33	140.00	3.50	216.39	33.30
0.11	703.00	140.00	3.75	209.20	31.06
0.25	349.65	102.48	4.00	201.50	28.85
0.37	316.92	73.67	4.25	193.92	26.80
0.50	307.31	69.00	4.50	186.31	24.85
0.75	295.18	63.40	4.75	178.76	23.14
1.00	285.56	59.29	5.00	171.89	22.85
1.25	277.40	55.91	5.04	170.79	22.46
1.50	269.89	52.85	5.09	169.61	21.93
1.75	262.82	50.07	5.13	168.59	21.59
2.00	255.96	47.45	5.16	167.60	21.41
2.25	249.43	44.98	5.20	166.55	21.38
2.50	242.92	42.54	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.5 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 160 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	2.75	235.95	39.96
0.00	1552.21	160.00	3.00	229.38	37.54
0.01	1467.93	160.00	3.25	222.79	35.37
0.04	1223.05	160.00	3.50	215.87	33.12
0.11	610.70	160.00	3.75	208.65	30.89
0.25	340.78	96.73	4.00	201.01	28.69
0.37	315.10	72.90	4.25	193.34	26.64
0.50	306.26	68.49	4.50	185.74	24.71
0.75	294.41	63.05	4.75	178.21	23.02
1.00	284.92	59.00	5.00	171.32	22.84
1.25	276.83	55.67	5.04	170.21	22.56
1.50	269.36	52.63	5.09	169.03	22.12
1.75	262.31	49.87	5.13	168.01	21.72
2.00	255.47	47.26	5.16	167.01	21.44
2.25	248.95	44.79	5.20	165.96	21.36
2.50	242.44	42.36	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.6 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 180 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	2.75	235.55	39.81
0.00	1548.68	180.00	3.00	228.97	37.38
0.01	1454.05	180.00	3.25	222.36	35.23
0.04	1180.23	180.00	3.50	215.43	32.98
0.11	531.06	180.00	3.75	208.18	30.74
0.25	334.02	89.12	4.00	200.53	28.56
0.37	313.66	72.44	4.25	192.86	26.52
0.50	305.37	68.13	4.50	185.27	24.59
0.75	293.77	62.77	4.75	177.75	23.56
1.00	284.38	58.78	5.00	170.84	22.82
1.25	276.35	55.47	5.04	169.72	22.42
1.50	268.91	52.44	5.09	168.54	21.86
1.75	261.88	49.70	5.13	167.51	21.54
2.00	255.05	47.10	5.16	166.52	21.47
2.25	248.54	44.63	5.20	165.46	21.34
2.50	242.03	42.21	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.7 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1580.62	0.00	2.75	241.73	42.11
0.00	1545.15	200.00	3.00	235.25	39.72
0.01	1440.21	200.00	3.25	228.67	37.29
0.04	1138.15	200.00	3.50	222.07	35.15
0.11	508.35	182.58	3.75	215.14	32.90
0.25	363.99	94.09	4.00	207.88	30.66
0.37	326.93	81.04	4.25	200.23	28.48
0.50	312.36	72.39	4.50	192.56	26.44
0.75	304.65	68.05	4.75	184.98	24.53
1.00	293.24	62.67	5.00	177.46	23.87
1.25	283.93	58.68	5.04	170.52	22.92
1.50	275.96	55.37	5.09	169.41	22.13
1.75	268.56	52.34	5.13	168.23	21.46
2.00	261.55	49.60	5.16	167.19	21.38
2.25	254.74	47.00	5.20	166.19	21.33
2.50	248.23	44.53	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.8 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1581.88	0.00	3.50	247.57	43.43
0.00	1558.20	200.00	3.75	243.35	41.90
0.01	1487.81	200.00	4.00	239.09	40.35
0.04	1282.15	200.00	4.25	234.88	38.81
0.11	738.56	200.00	4.50	230.65	37.24
0.25	388.18	113.50	4.75	226.29	35.80
0.38	330.54	79.56	5.01	221.82	34.34
0.50	317.21	72.95	5.25	217.30	32.86
0.75	305.90	66.81	5.50	212.58	31.39
1.00	297.77	63.04	5.75	207.69	29.91
1.25	291.06	60.15	6.01	202.58	28.47
1.50	285.06	57.66	6.25	197.49	27.10
1.75	279.59	55.48	6.50	192.32	25.74
2.00	274.43	53.43	6.75	187.20	24.48
2.25	269.65	51.55	7.01	182.07	23.36
2.50	264.99	49.80	7.25	177.14	22.32
2.75	260.49	48.14	7.50	172.27	21.28
3.00	256.07	46.53	7.75	167.54	20.30
3.25	251.81	44.98	8.01	162.92	19.37

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.9 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1583.67	0.00	5.00	244.00	41.56
0.00	1565.89	200.00	5.25	240.93	40.46
0.01	1512.91	200.00	5.50	237.83	39.33
0.04	1357.08	200.00	5.75	234.71	38.18
0.11	923.91	200.00	6.00	231.53	37.00
0.25	472.09	154.53	6.25	228.38	35.93
0.37	361.13	88.76	6.50	225.12	34.88
0.50	328.91	78.10	6.75	221.78	33.77
0.75	313.91	70.04	7.00	218.33	32.65
1.00	306.00	65.67	7.25	214.86	31.56
1.25	299.88	62.75	7.50	211.25	30.46
1.50	294.51	60.49	7.75	207.53	29.35
1.75	289.69	58.50	8.00	203.67	28.29
2.00	285.22	56.72	8.25	199.79	27.23
2.25	281.15	55.13	8.50	195.87	26.16
2.50	277.27	53.63	8.75	191.96	25.16
2.75	273.56	52.19	9.00	188.01	24.26
3.00	269.95	50.82	9.25	184.17	23.41
3.25	266.52	49.56	9.50	180.33	22.57
3.50	263.14	48.35	9.75	176.55	21.75
3.75	259.85	47.18	10.00	172.80	20.96
4.00	256.58	46.02	10.25	169.21	20.23
4.25	253.41	44.89	10.50	165.67	19.49
4.50	250.27	43.78	10.75	162.21	18.82
4.75	247.13	42.67	11.00	158.80	18.17

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.10 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 โดยมีหลุมผลิต 2 หลุม ที่อัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวัน

เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)	เวลา (ปี)	ความดัน (psi)	อัตราการผลิต (บาร์เรลต่อวัน)
0.00	1583.67	0.00	3.00	221.14	74.44
0.00	1565.83	200.00	3.25	212.78	68.62
0.01	1512.79	200.00	3.50	204.13	63.47
0.04	1356.92	200.00	3.75	195.44	58.85
0.11	922.86	200.00	4.00	186.65	54.56
0.25	388.07	200.00	4.25	178.02	50.61
0.37	315.00	171.59	4.50	169.59	46.82
0.50	304.76	149.01	4.75	161.53	43.18
0.62	298.68	141.42	5.00	153.93	40.03
0.75	293.40	135.51	5.25	146.92	37.23
1.00	284.06	126.62	5.50	140.24	34.67
1.25	275.75	118.90	5.75	133.94	32.37
1.50	267.79	111.86	6.00	127.95	30.28
1.75	260.13	105.33	6.25	124.55	10.40
2.00	252.54	98.93	6.50	121.21	9.82
2.25	245.05	92.92	6.75	117.96	9.32
2.50	237.34	86.90	7.00	114.79	8.85
2.75	229.44	80.90	-	-	-

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.11 ปริมาณการผลิตสะสมเมื่อความสามารถในการผลิตเปลี่ยนแปลง

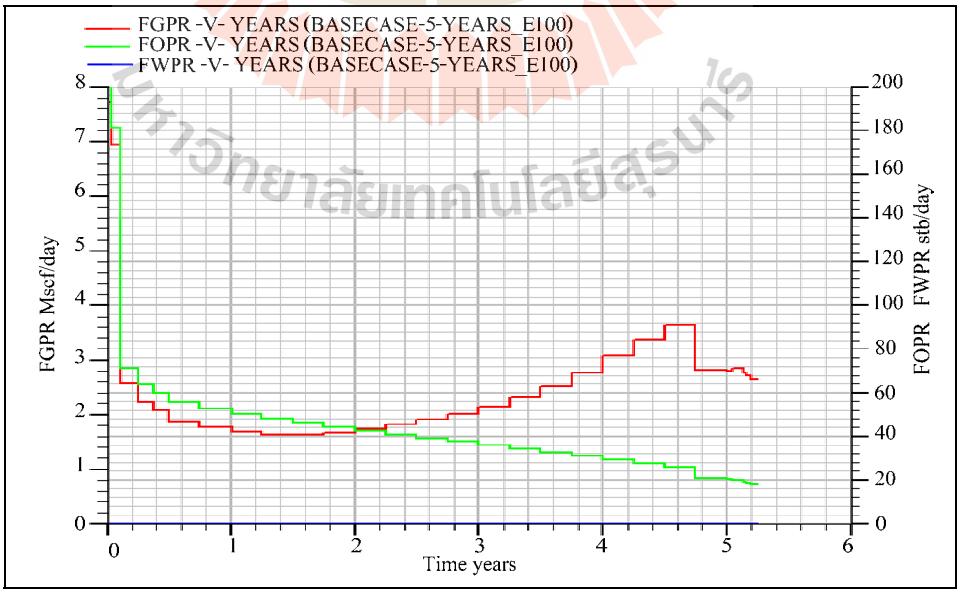
ระยะเวลา	การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต			
	-20	-10	10	20
0.00	0	0	0	0
0.00	200	200	200	200
0.01	800	800	800	800
0.04	2600	2600	2600	2600
0.11	7273	8000	8000	8000
0.25	12044	13049	13706	14430
0.50	16252	17770	17308	18478
0.75	19808	22176	20652	22201
1.00	23261	26423	26806	29069
1.25	26538	30427	32673	35617
1.50	29757	34344	38166	41729
1.75	32892	38143	43510	47648
2.00	35988	41880	48666	53338
2.25	38952	45450	53705	58866
2.50	41887	48980	58477	64065
2.75	44766	52437	63145	69119
3.00	47624	55859	67662	73978
3.25	50373	59141	72081	78698
3.50	53107	62394	76266	83135
3.75	55799	65582	80360	87439
4.00	58480	68741	84318	91558
4.25	61085	71797	88183	95534
4.50	63651	74793	91864	99282
4.75	66207	77762	95411	102862
5.01	68724	80674	98858	106303
5.25	71158	83476	102166	109575
5.50	73582	86255	105289	112623

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

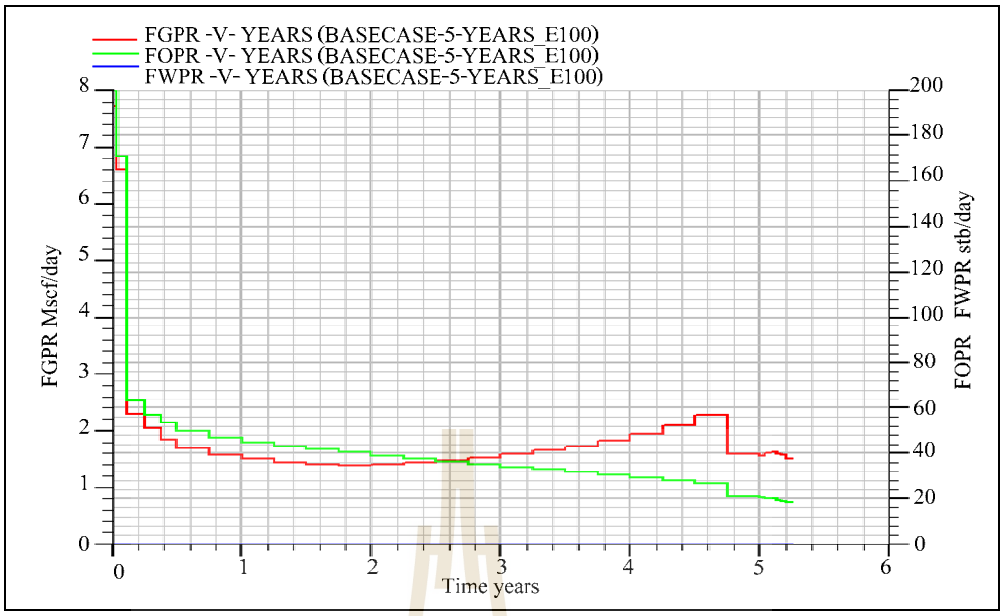
ตารางที่ ก.11 ปริมาณการผลิตสะสมเมื่อความสามารถในการผลิตเปลี่ยนแปลง (ต่อ)

ระยะเวลา	การเปลี่ยนแปลงความสามารถในการผลิต			
	-20	-10	10	20
5.75	75970	88981	108318	115542
6.01	78348	91684	111216	118308
6.25	80643	94277	114018	120956
6.50	82929	96847	116635	123417
6.75	85184	99367	119163	125784
7.01	87431	101861	121578	128037
7.25	89600	104249	123911	130207
7.50	91762	106608	126099	132229
7.75	93895	108911	128218	134179
8.01	96022	111180	130246	136040

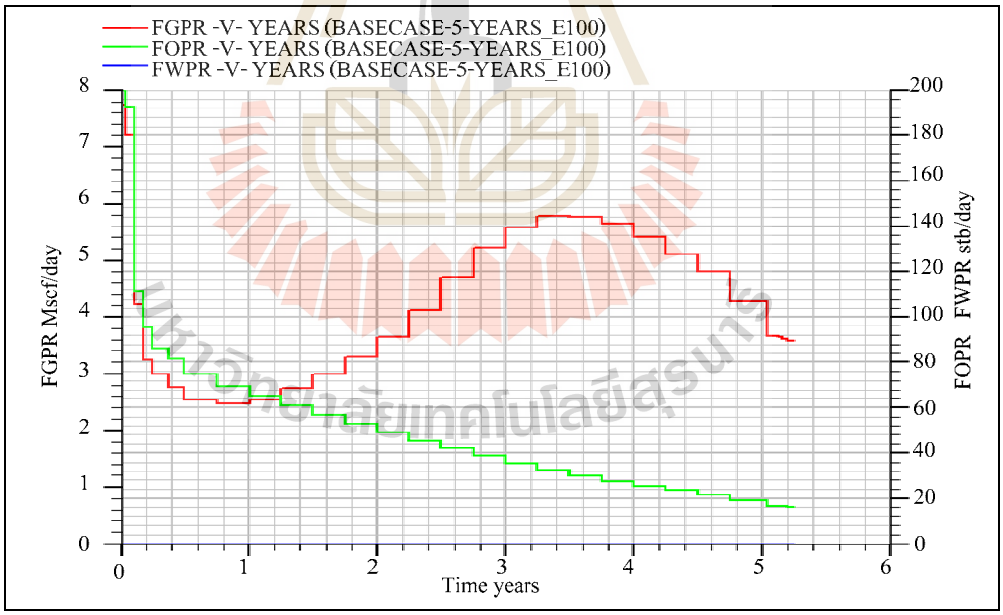
ก.2 ผลการทดสอบการผลิตเมื่อความสามารถในการผลิตมีการเปลี่ยนแปลงของแหล่งน้ำมันทั้ง 3 ขนาด



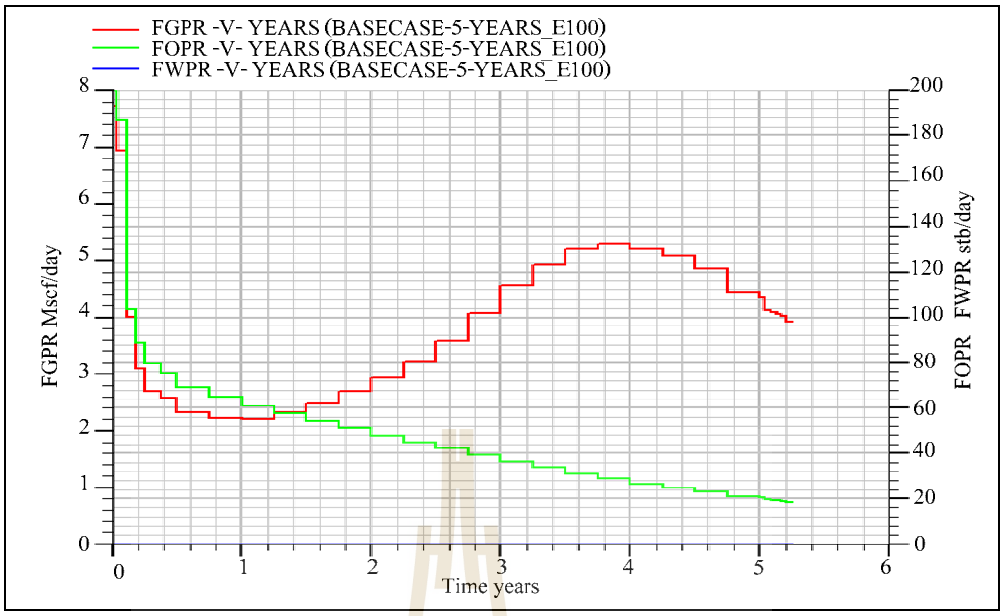
รูปที่ ก.1 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 10



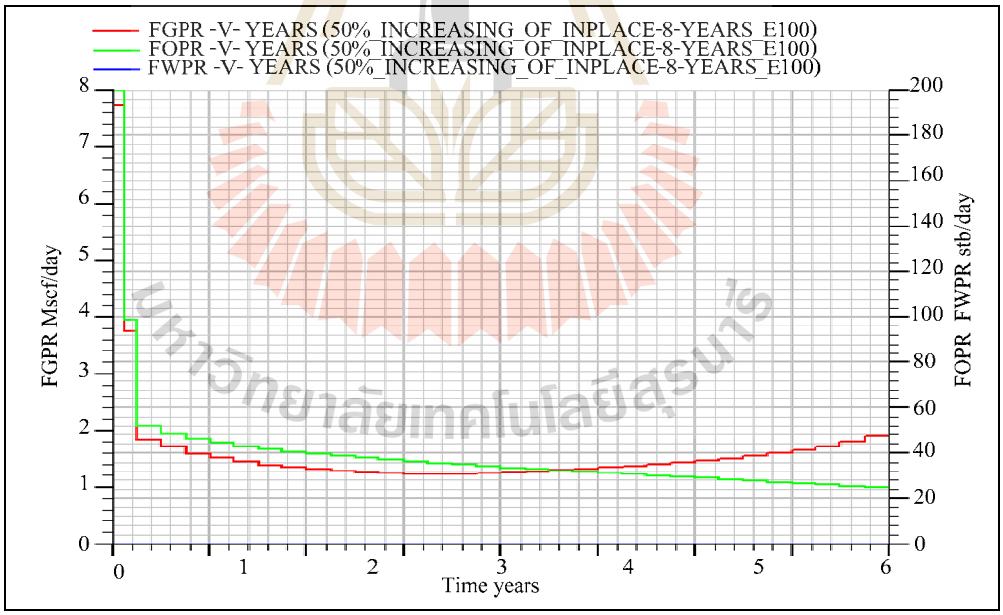
รูปที่ ก.2 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 20



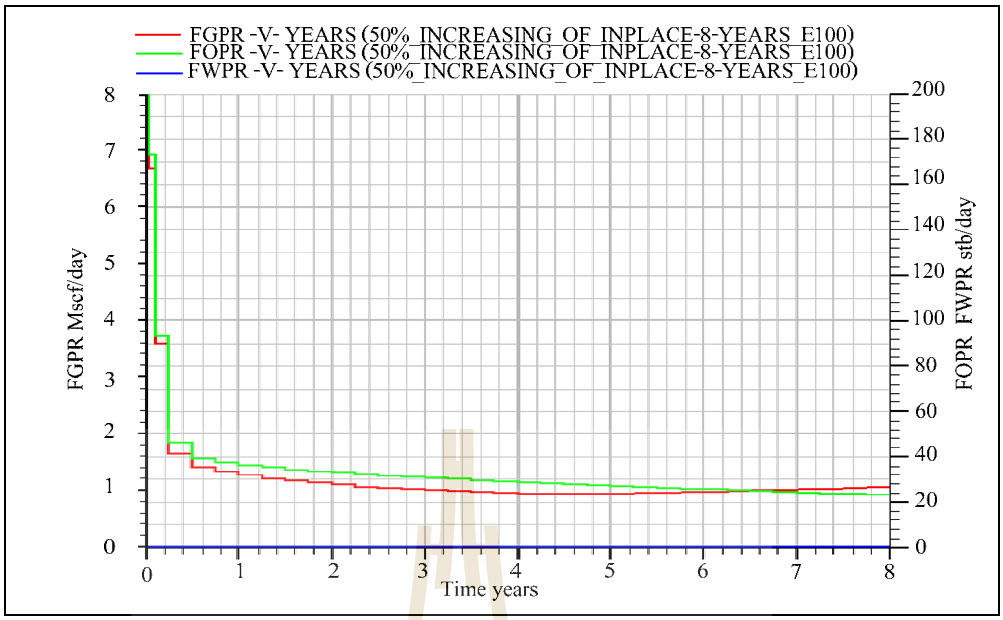
รูปที่ ก.3 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 10



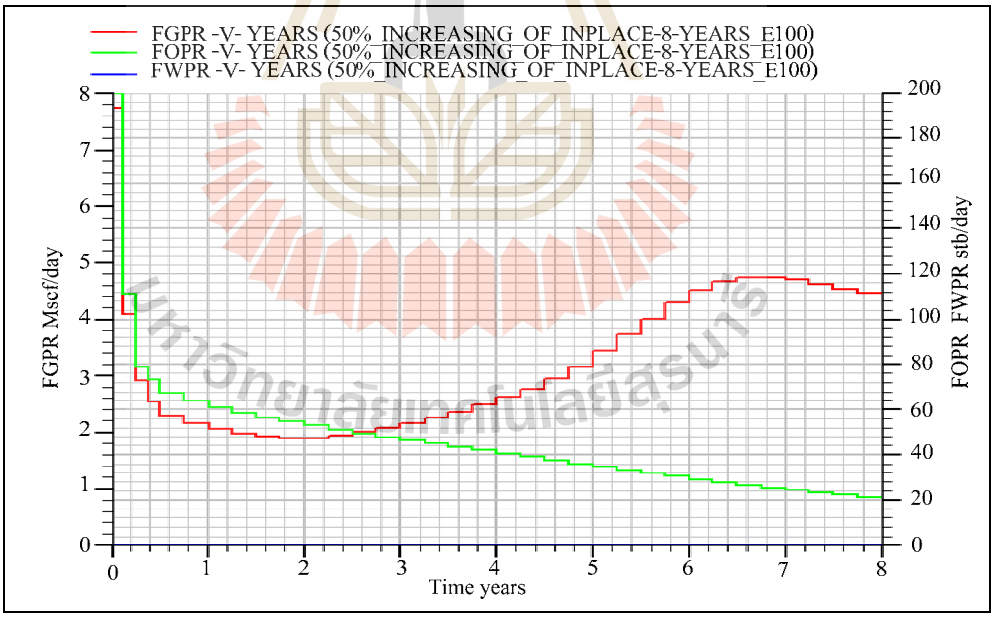
รูปที่ ก.4 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 1 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20



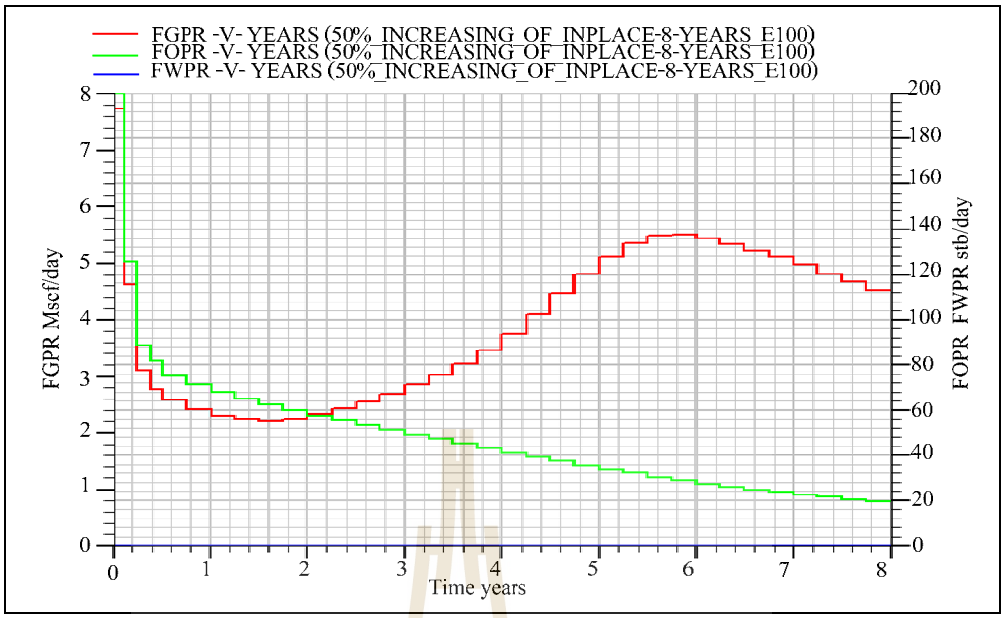
รูปที่ ก.5 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 10



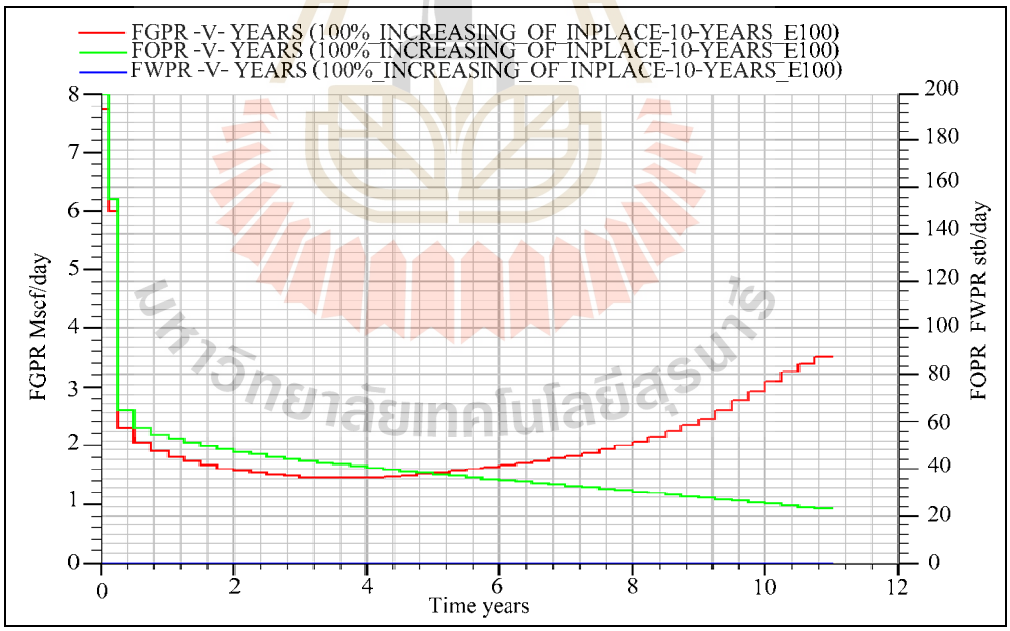
รูปที่ ก.6 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 20



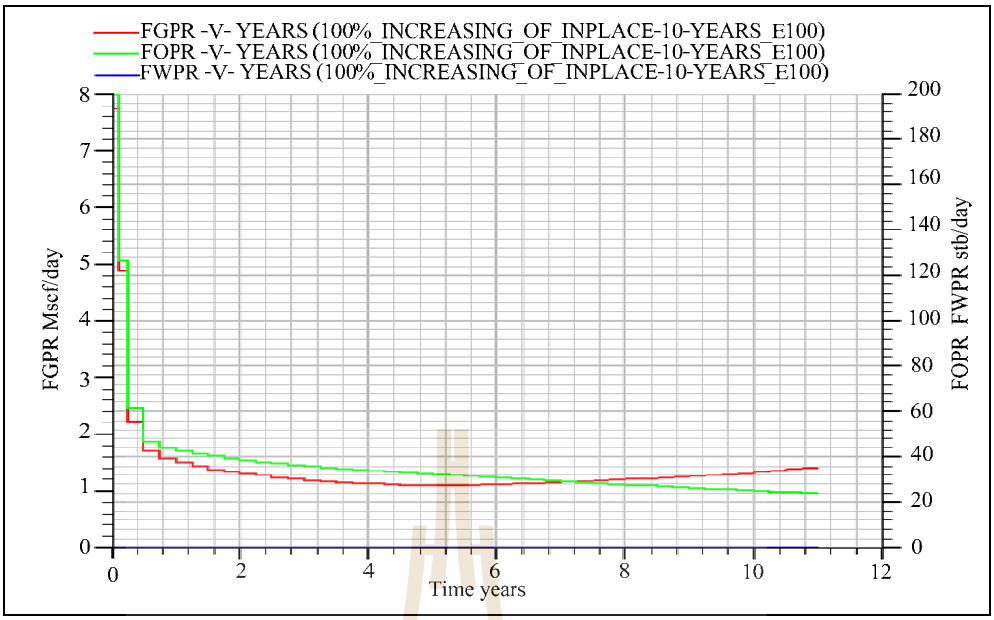
รูปที่ ก.7 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 10



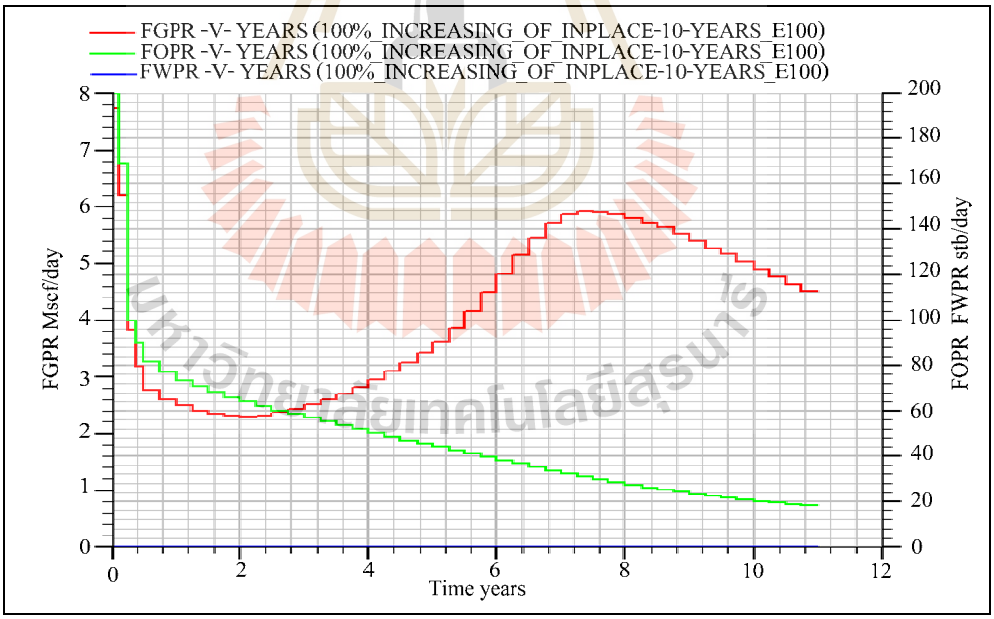
รูปที่ ก.8 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 2 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20



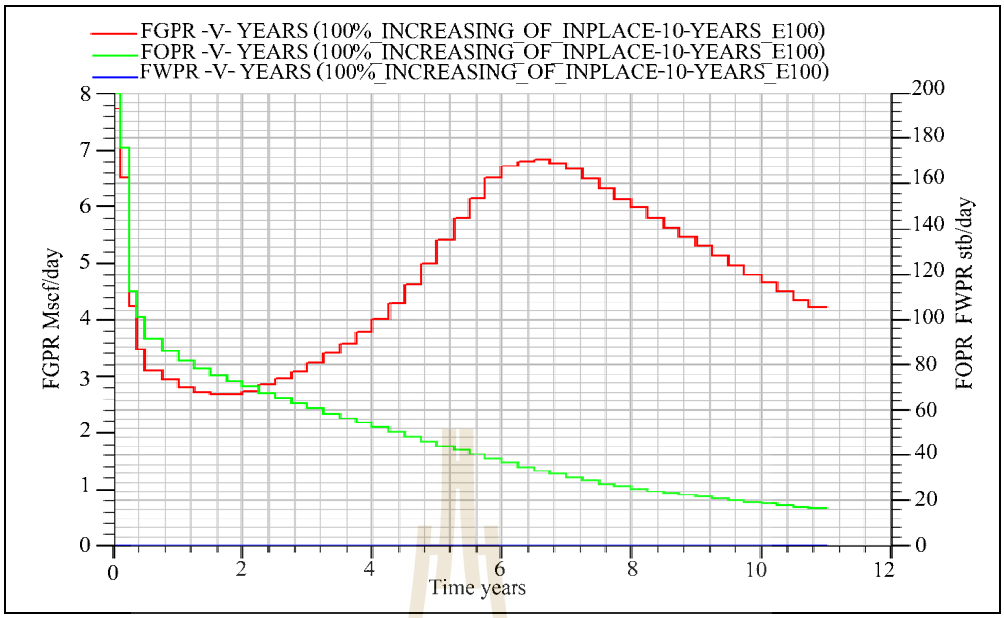
รูปที่ ก.9 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 10



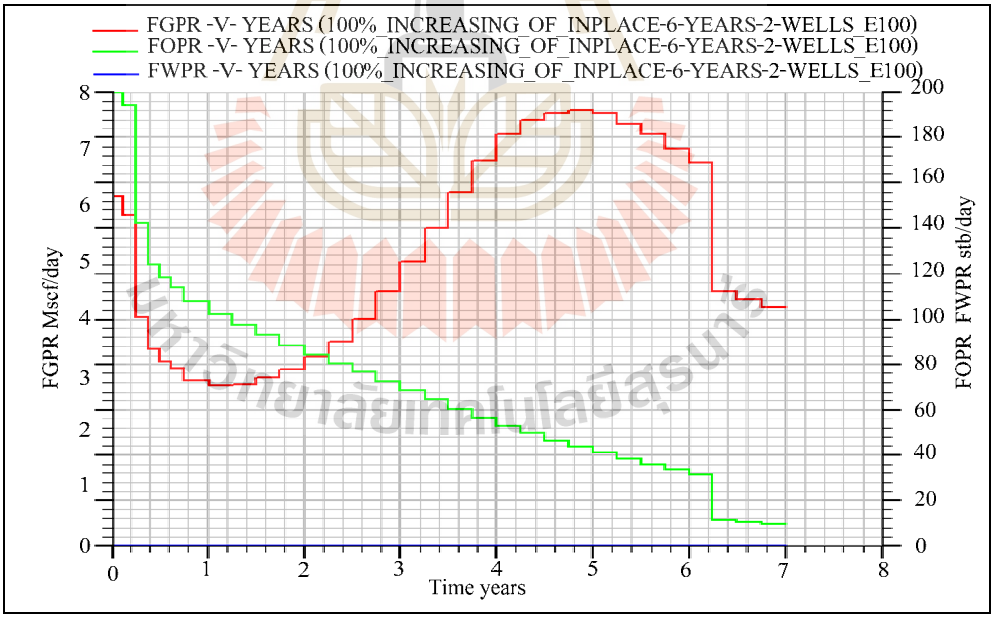
รูปที่ ก.10 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 20



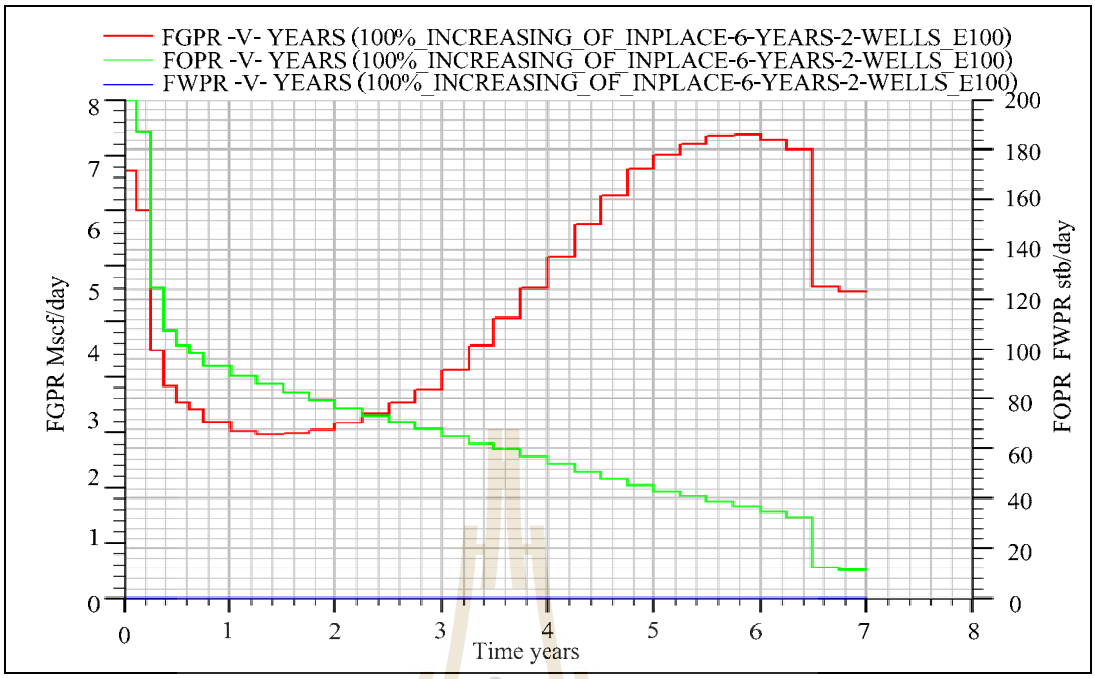
รูปที่ ก.11 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 10



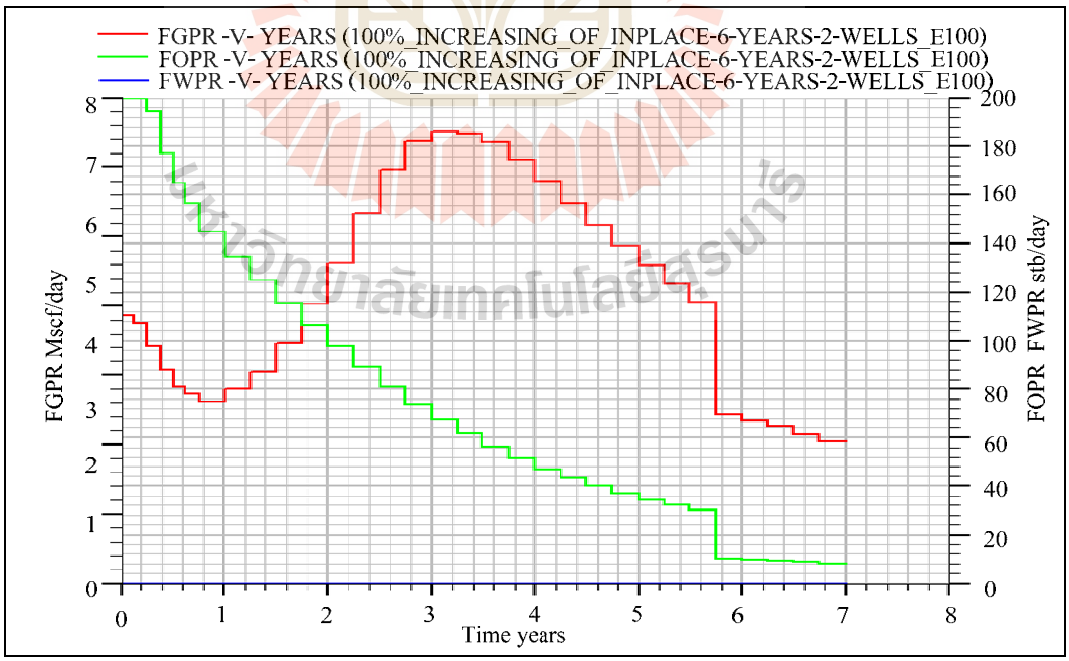
รูปที่ ก.12 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20



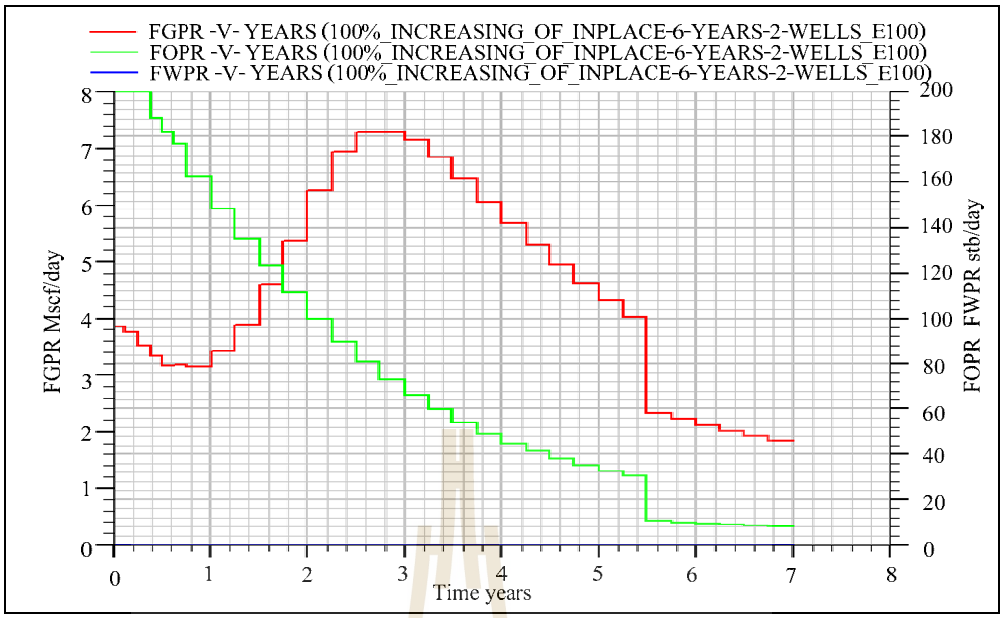
รูปที่ ก.13 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม
เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 10



รูปที่ ก.14 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม
เมื่อความสามารถในการผลิตลดลงร้อยละ 20



รูปที่ ก.15 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม
เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 10



รูปที่ ก.16 อัตราการผลิตของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม เมื่อความสามารถในการผลิตเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

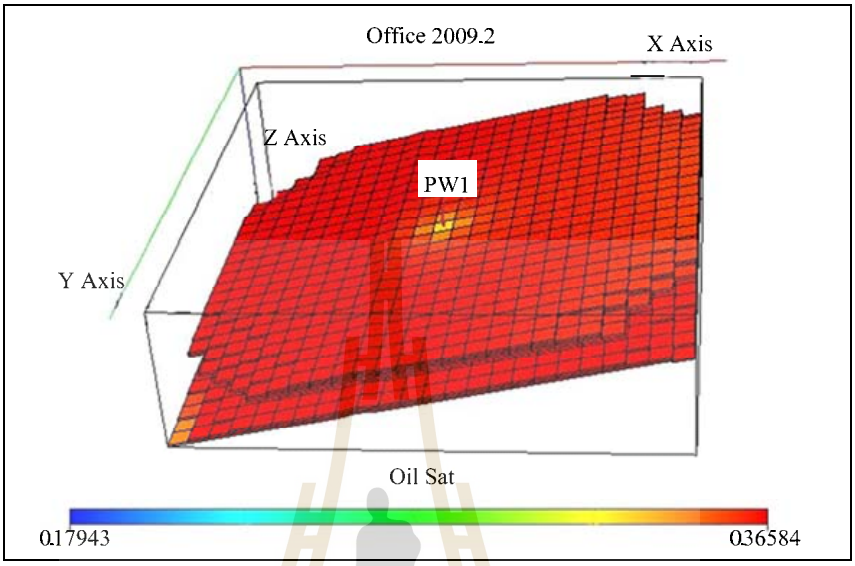
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ข

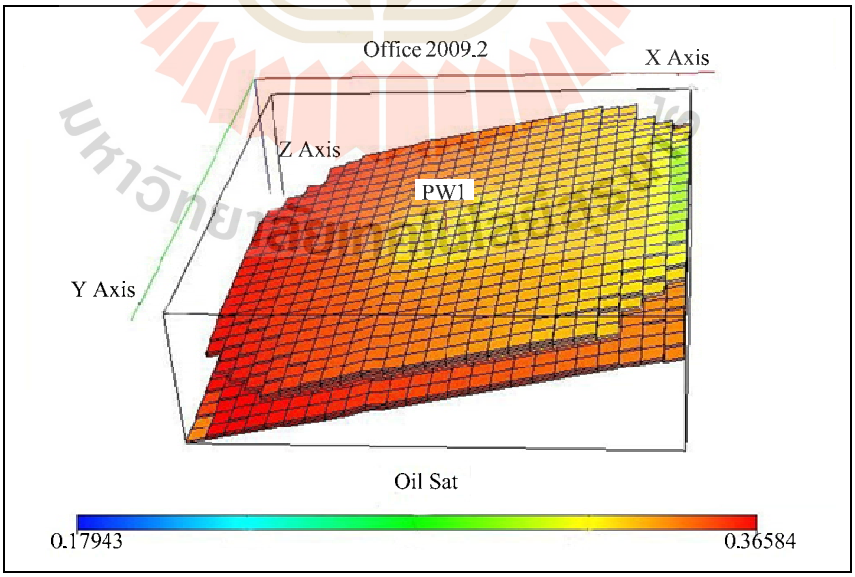
ภาพแสดงความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันและก๊าซ เมื่อทำการผลิตน้ำมันที่อัตราการผลิต 200 บาร์เรลต่อวัน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

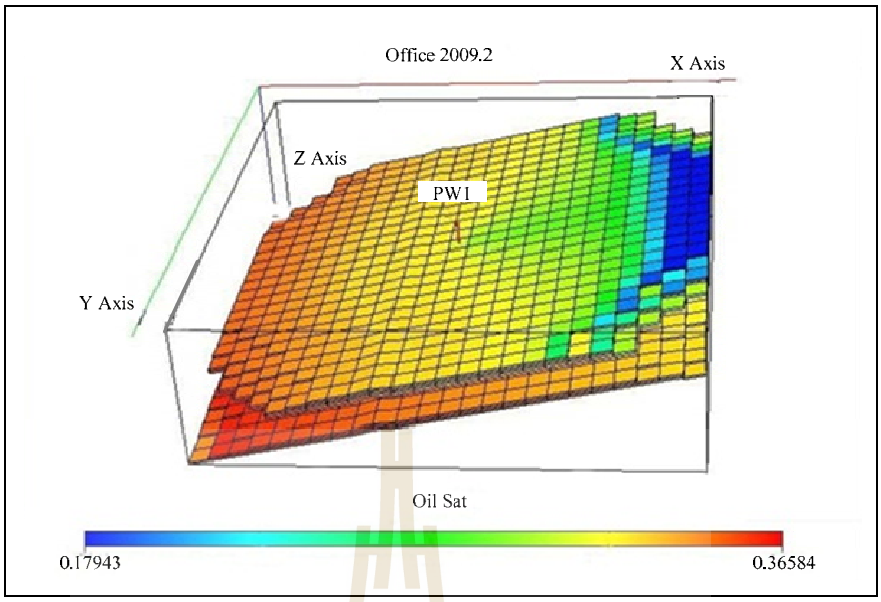
ข.1 ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันและก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1



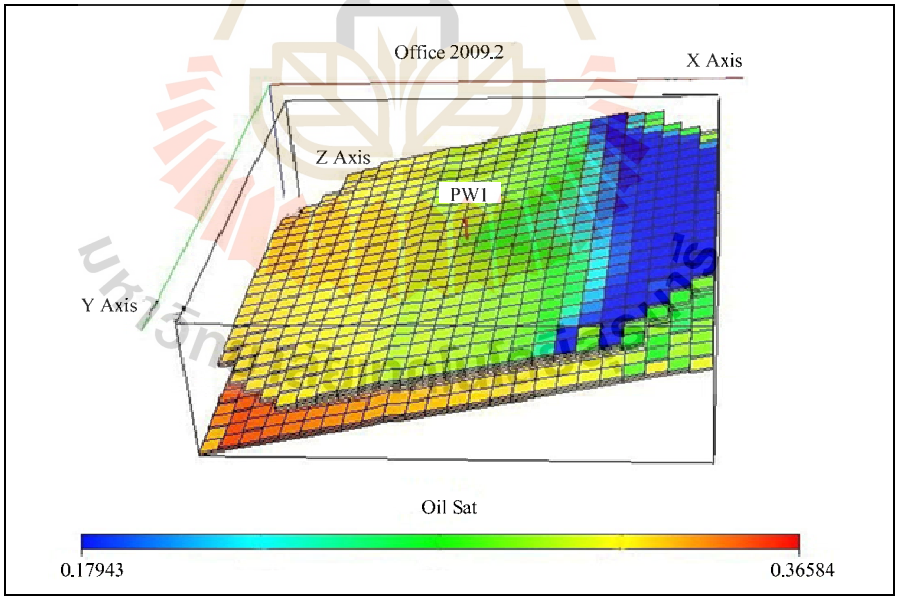
รูปที่ ข.1 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 1



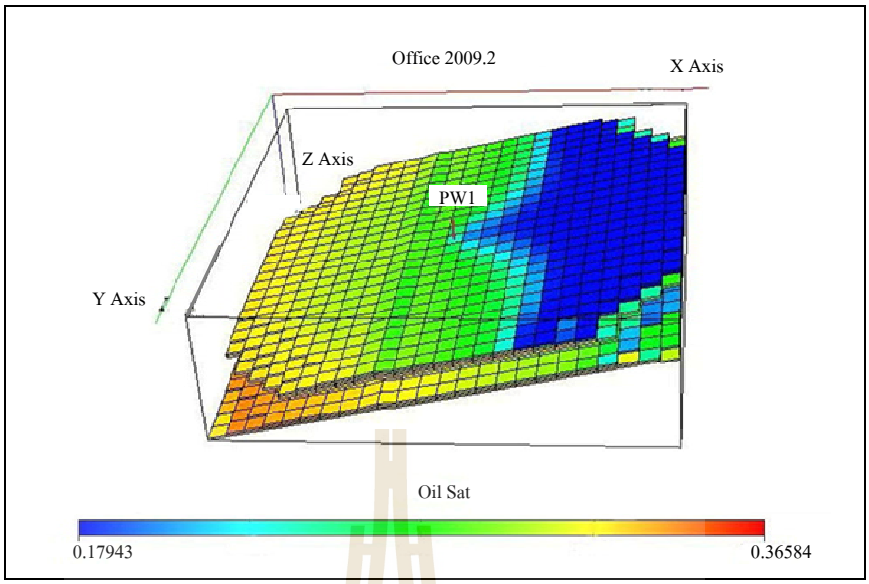
รูปที่ ข.2 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 2



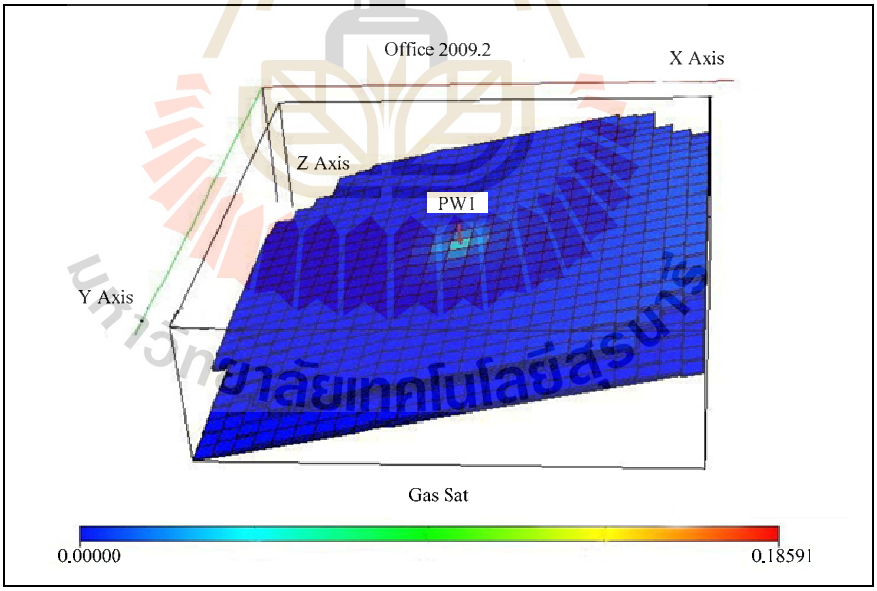
รูปที่ ข.3 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 3



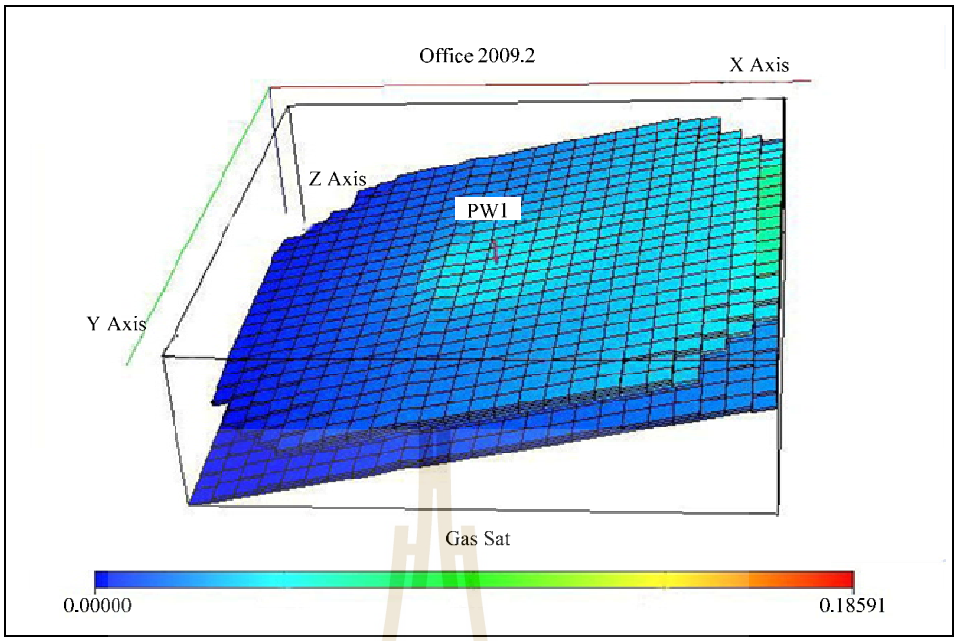
รูปที่ ข.4 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 4



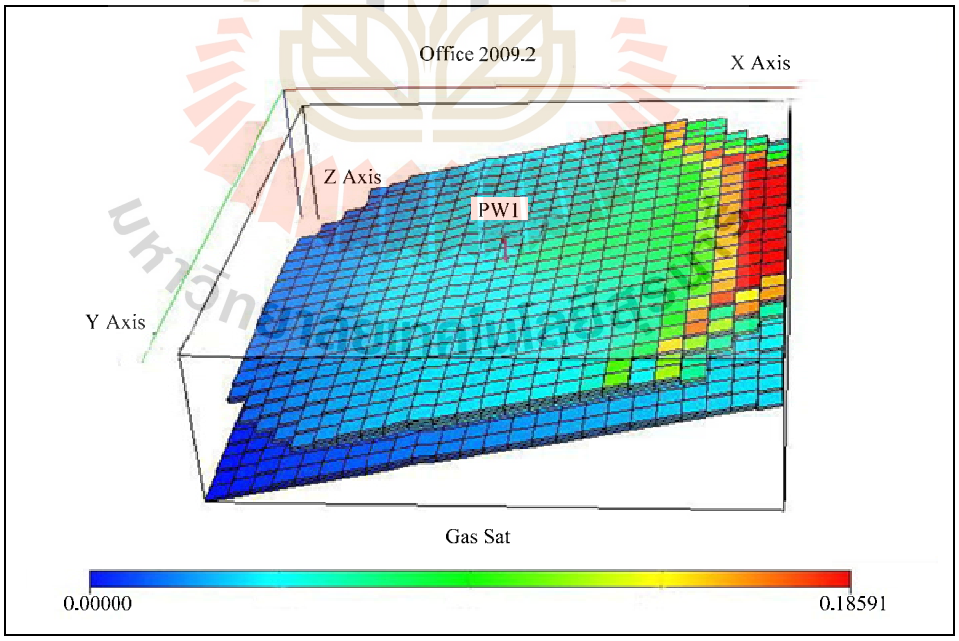
รูปที่ ข.5 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 5



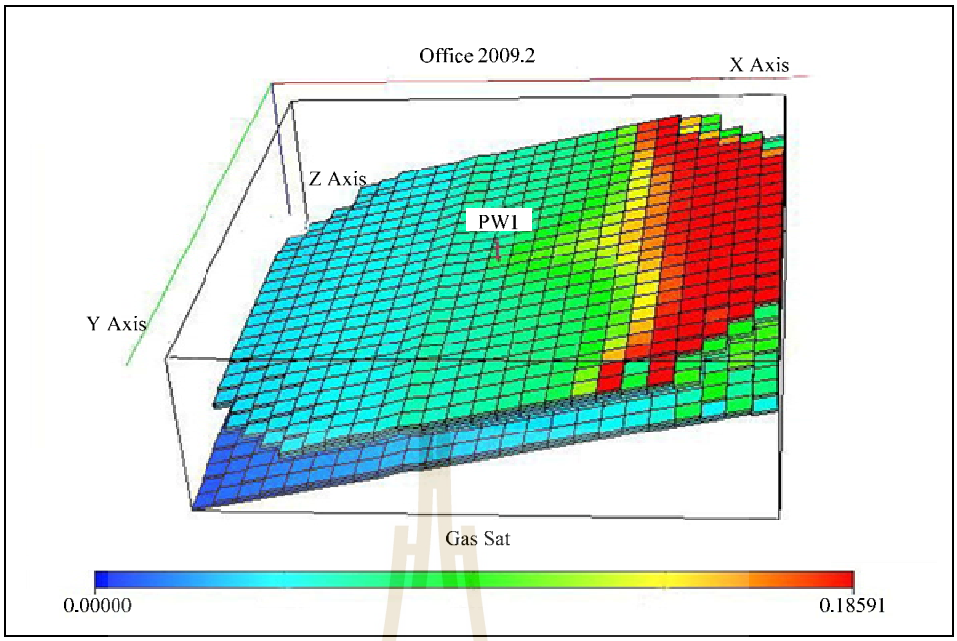
รูปที่ ข.6 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 1



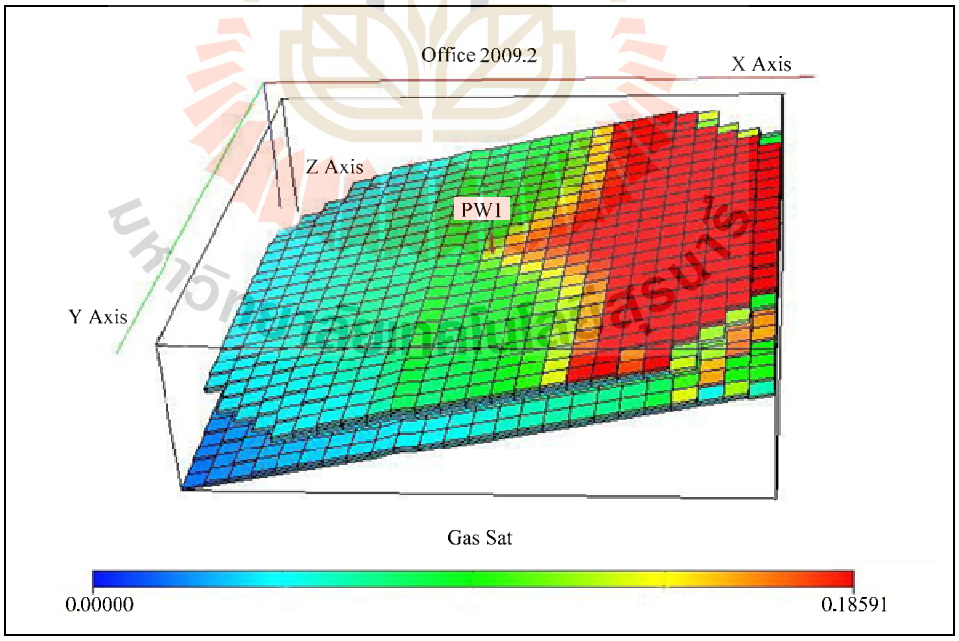
รูปที่ ข.7 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 2



รูปที่ ข.8 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 3

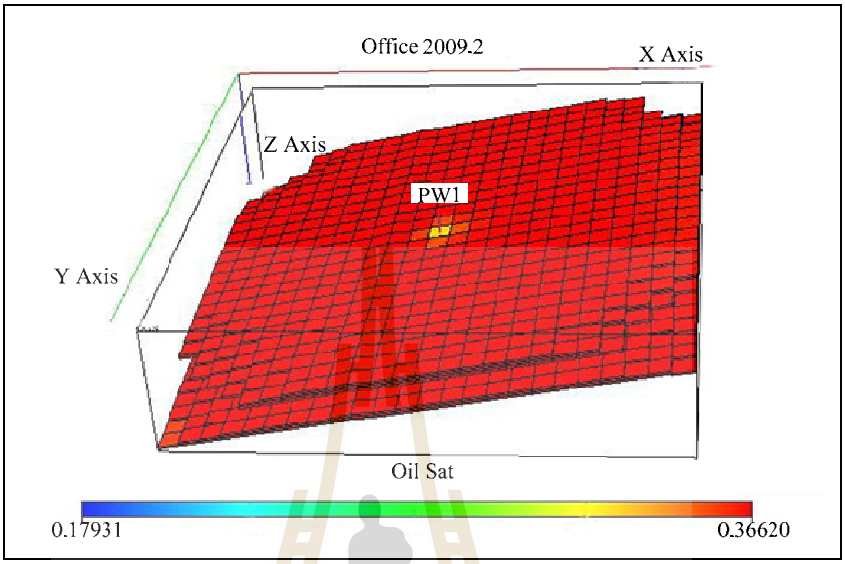


รูปที่ ข.9 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 4

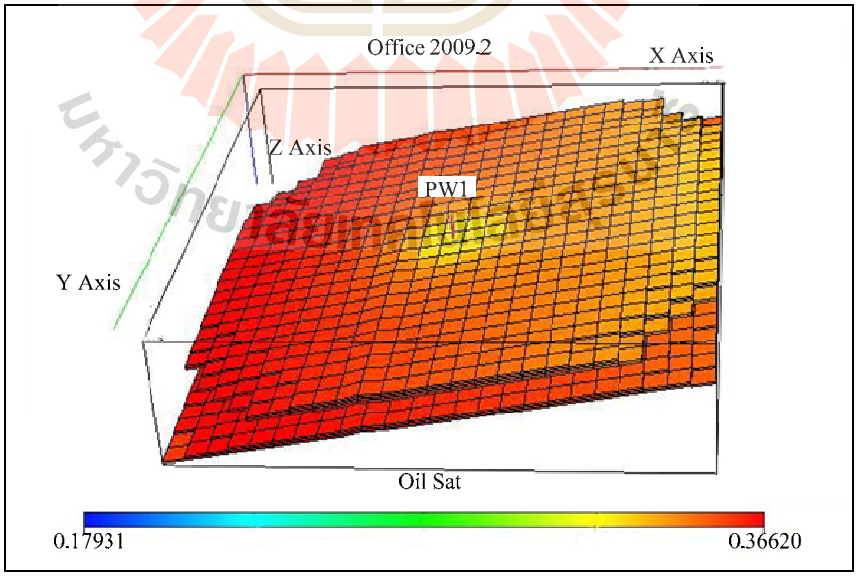


รูปที่ ข.10 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 1 ในปีการผลิตที่ 5

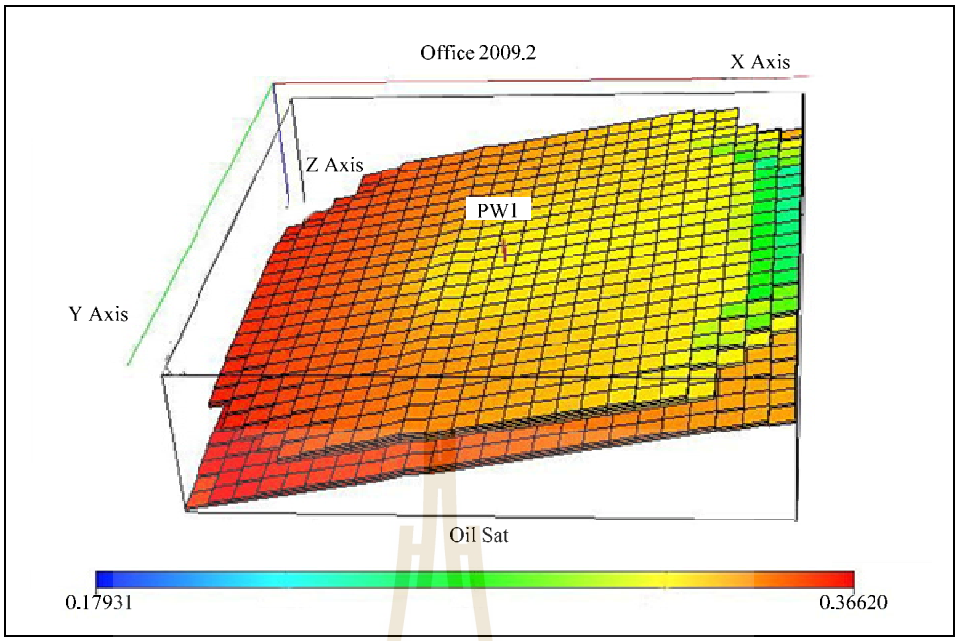
ข.2 ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันและก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2



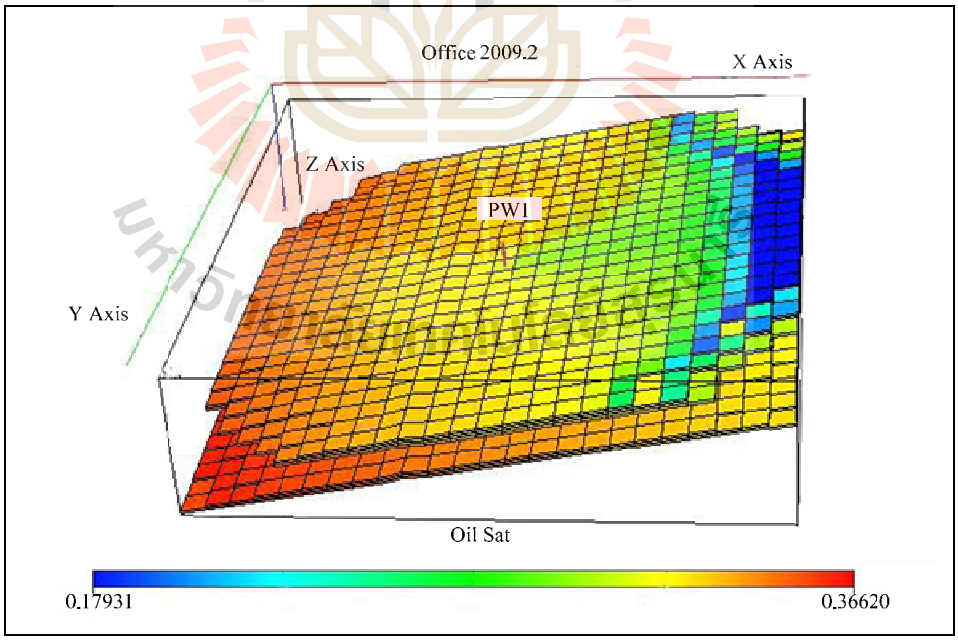
รูปที่ ข.11 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 1



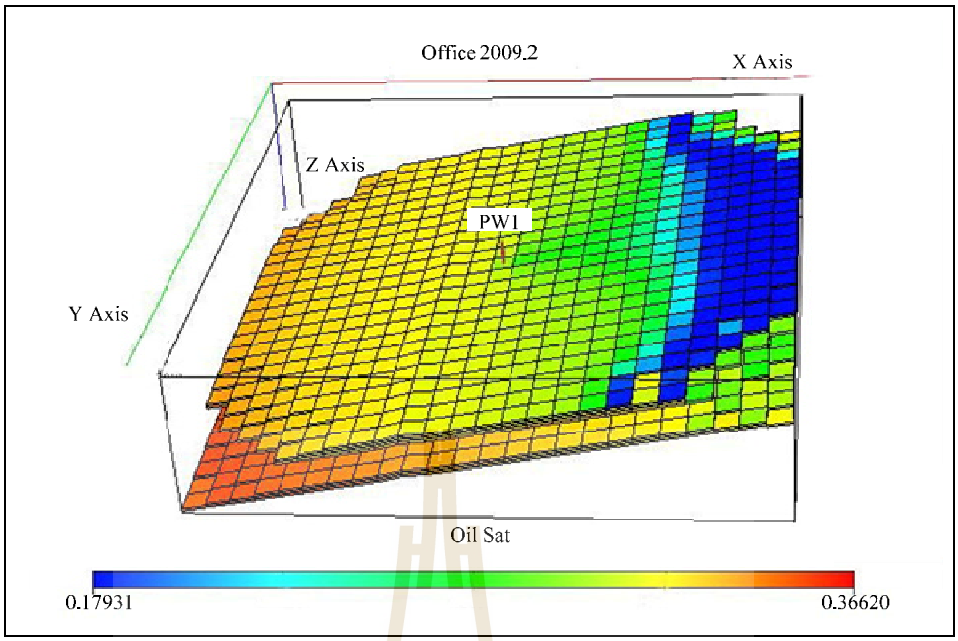
รูปที่ ข.12 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 2



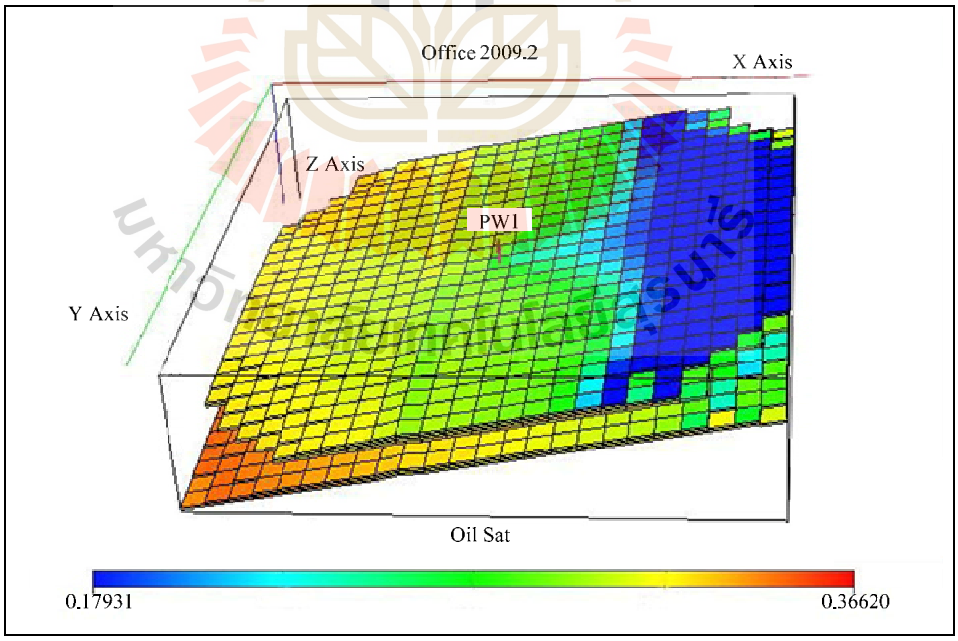
รูปที่ ข.13 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 3



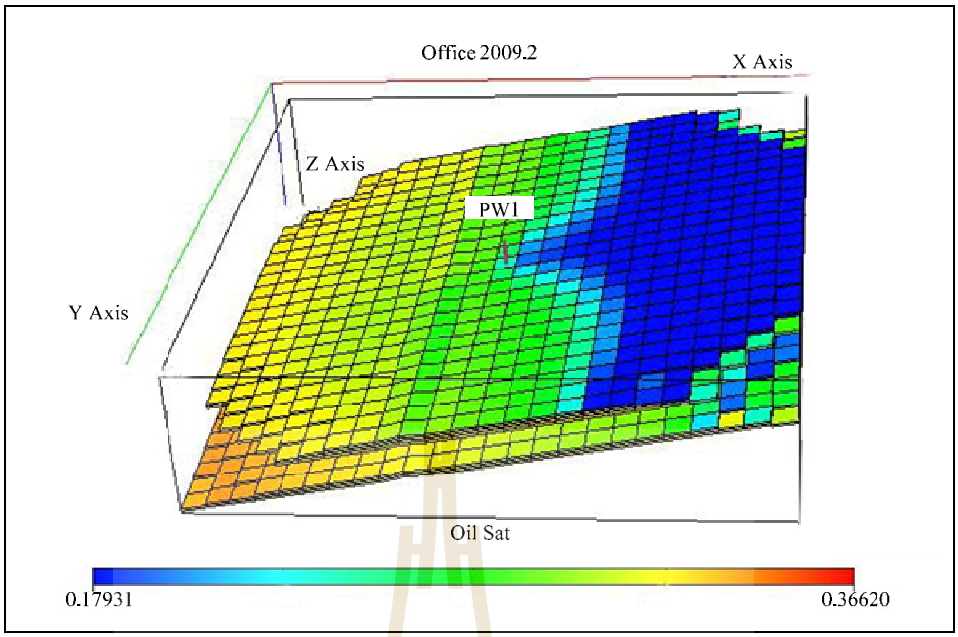
รูปที่ ข.14 การการกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 4



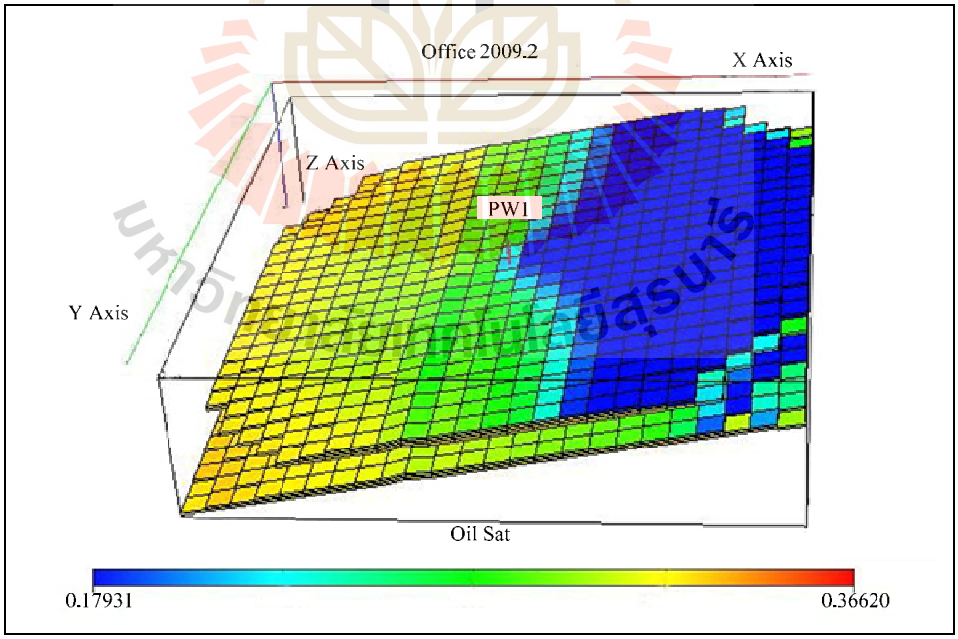
รูปที่ ข.15 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 5



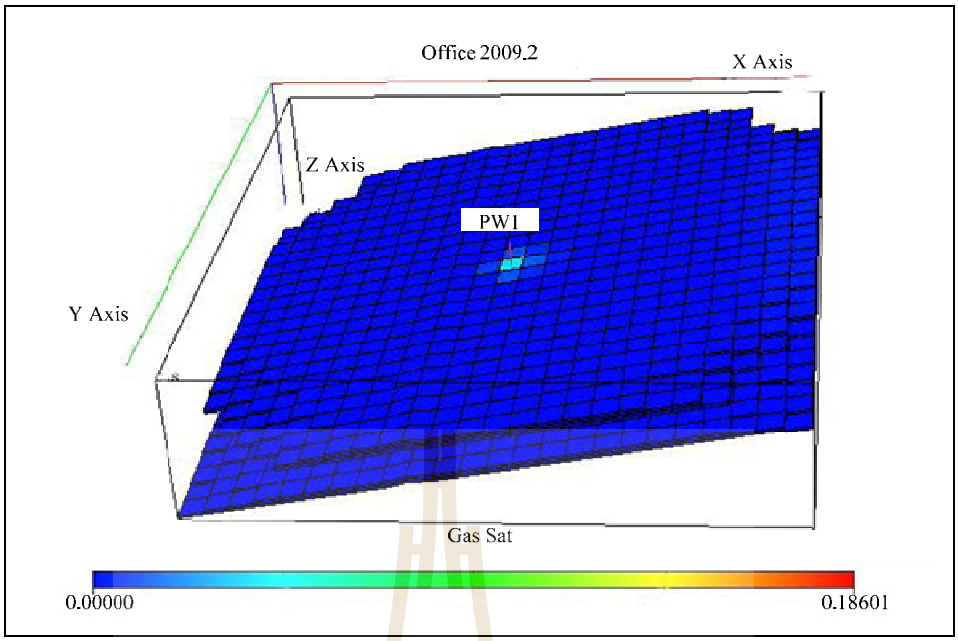
รูปที่ ข.16 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 6



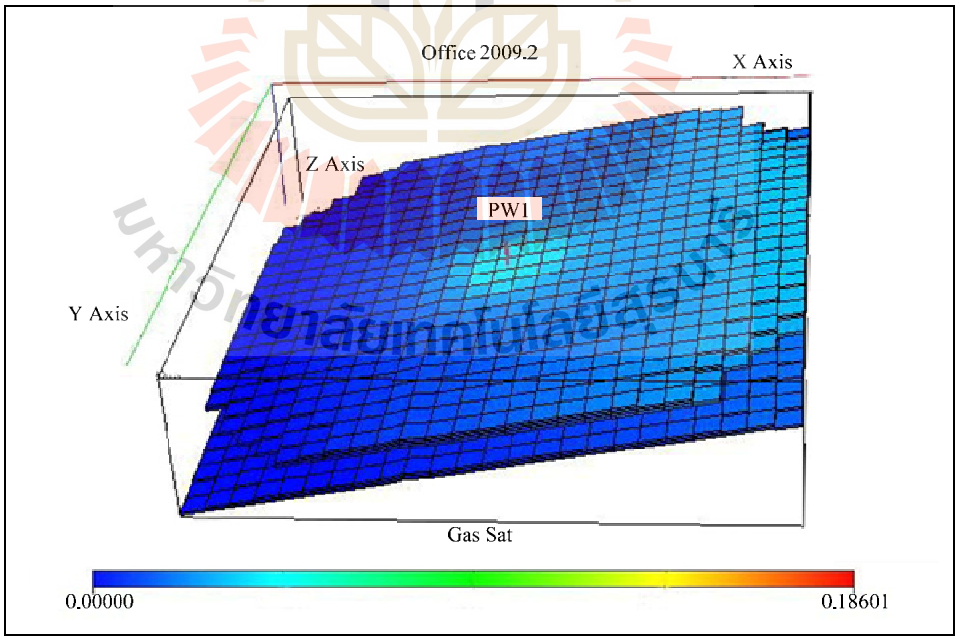
รูปที่ ข.17 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 7



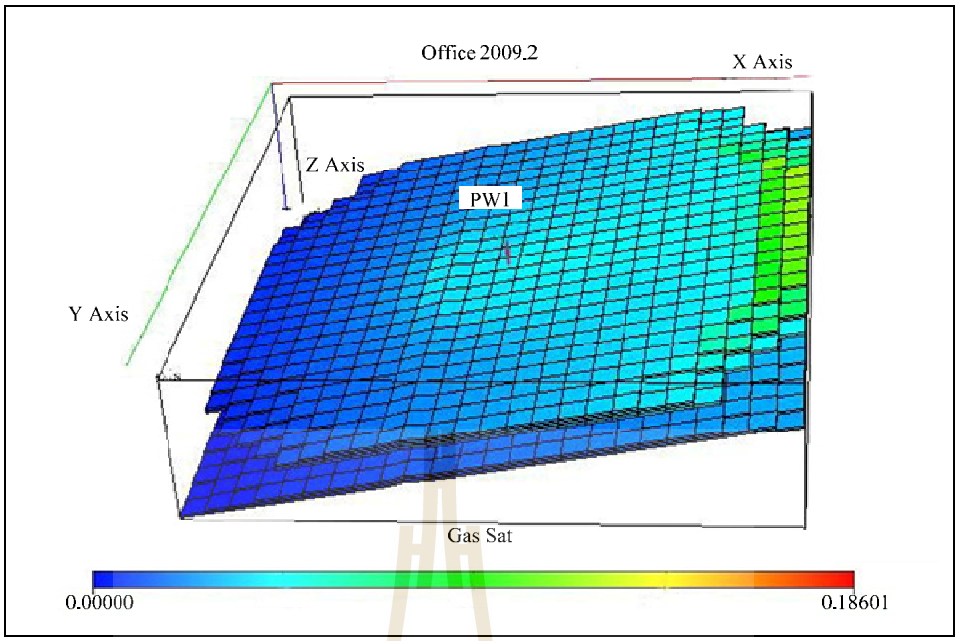
รูปที่ ข.18 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 8



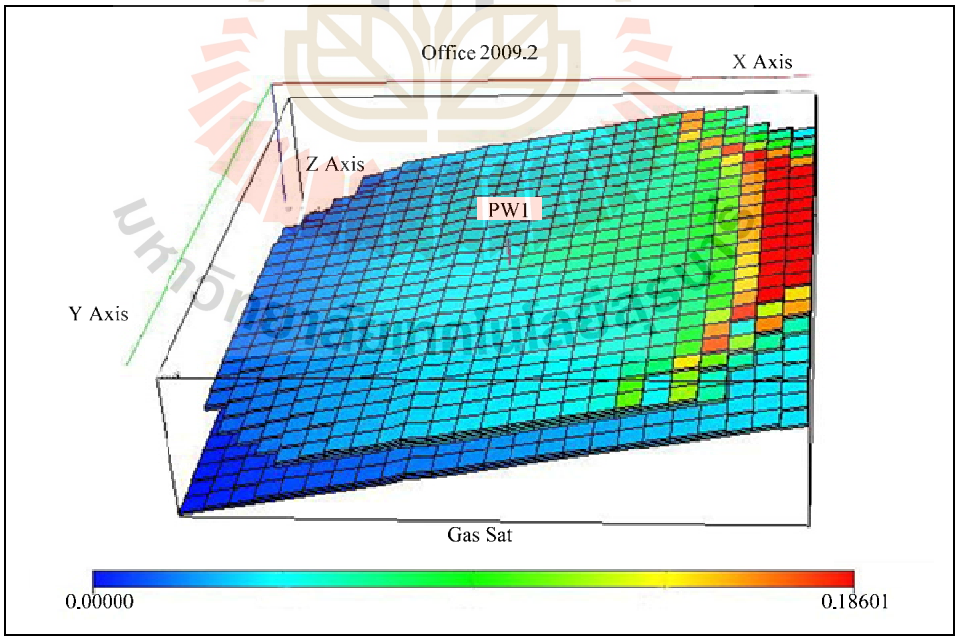
รูปที่ ข.19 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 1



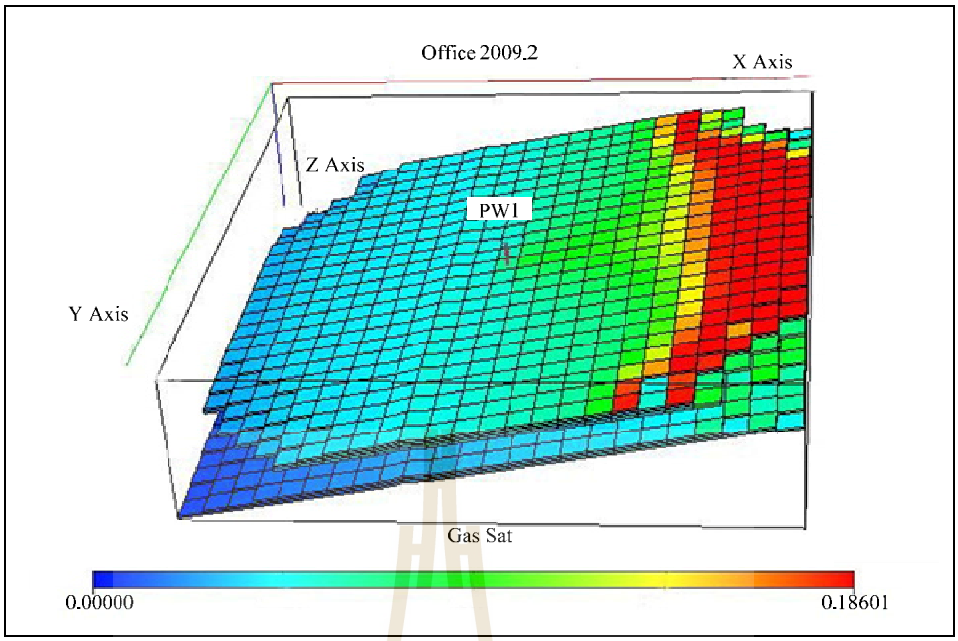
รูปที่ ข.20 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 2



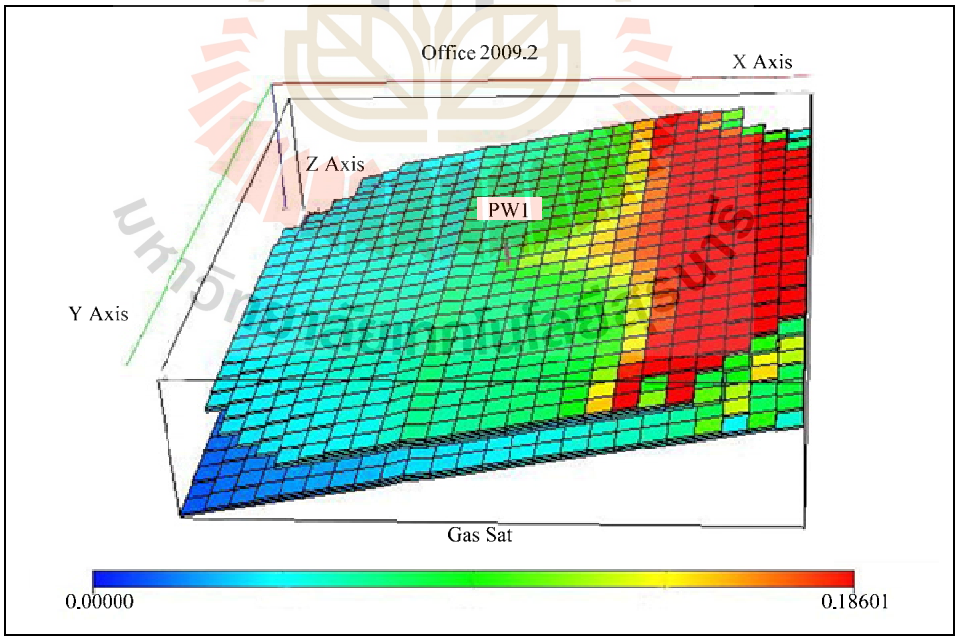
รูปที่ ข.21 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 3



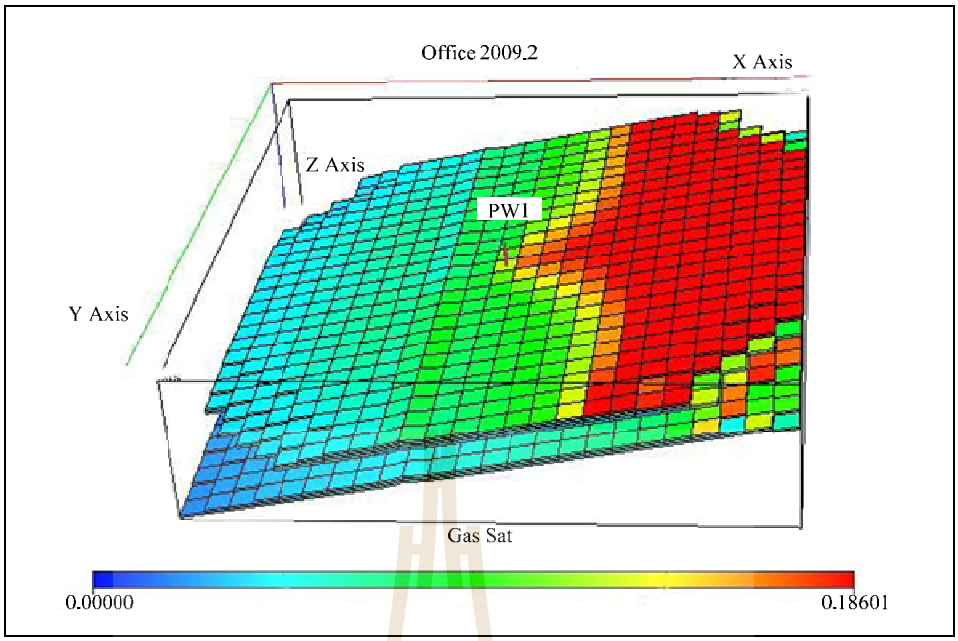
รูปที่ ข.22 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 4



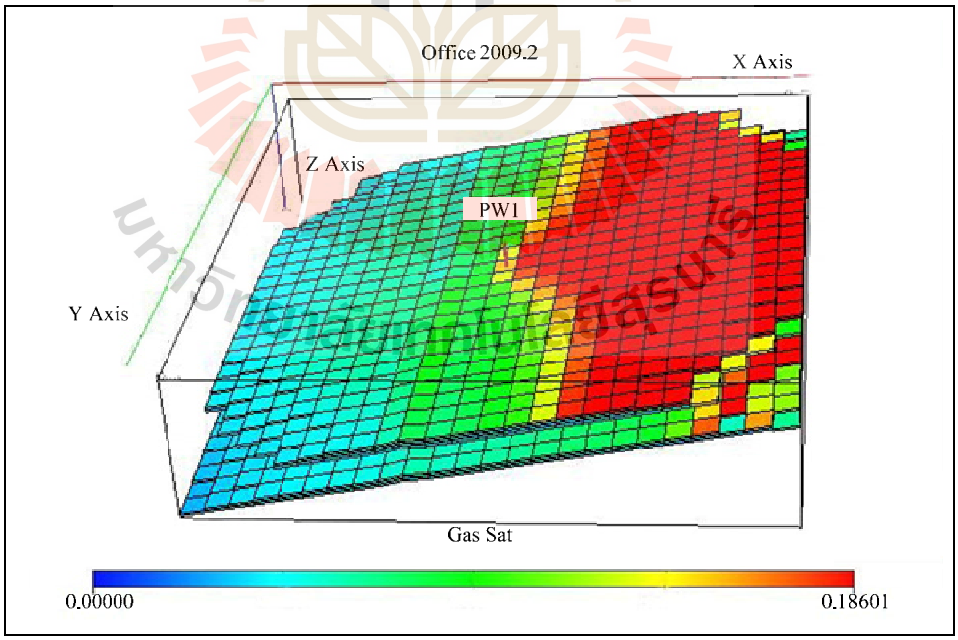
รูปที่ ข.23 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 5



รูปที่ ข.24 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 6

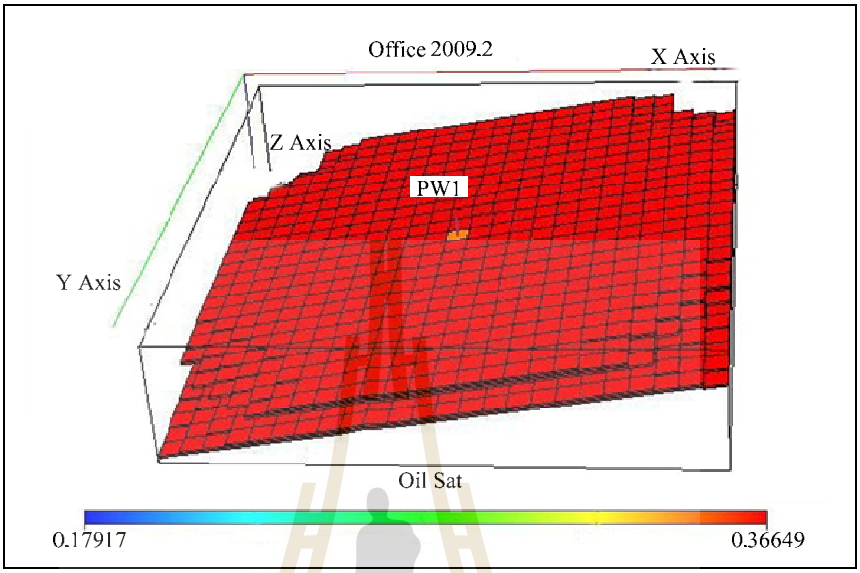


รูปที่ ข.25 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 7

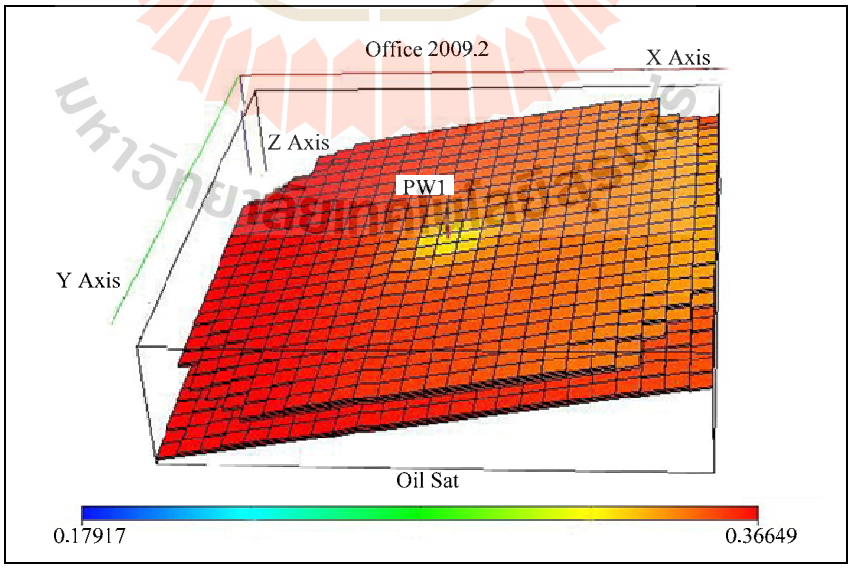


รูปที่ ข.26 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 2 ในปีการผลิตที่ 8

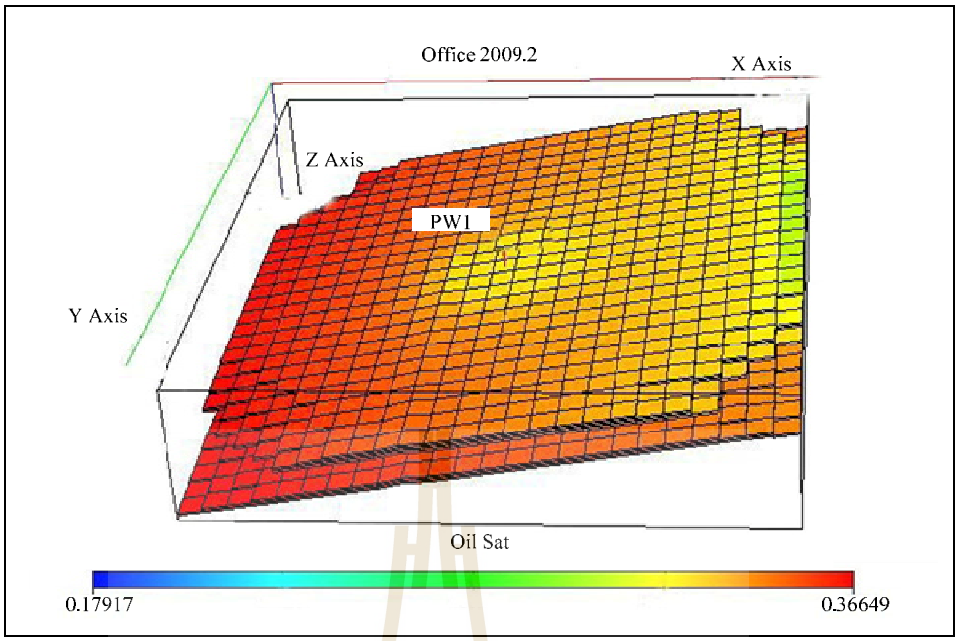
ข.3 ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันและก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3



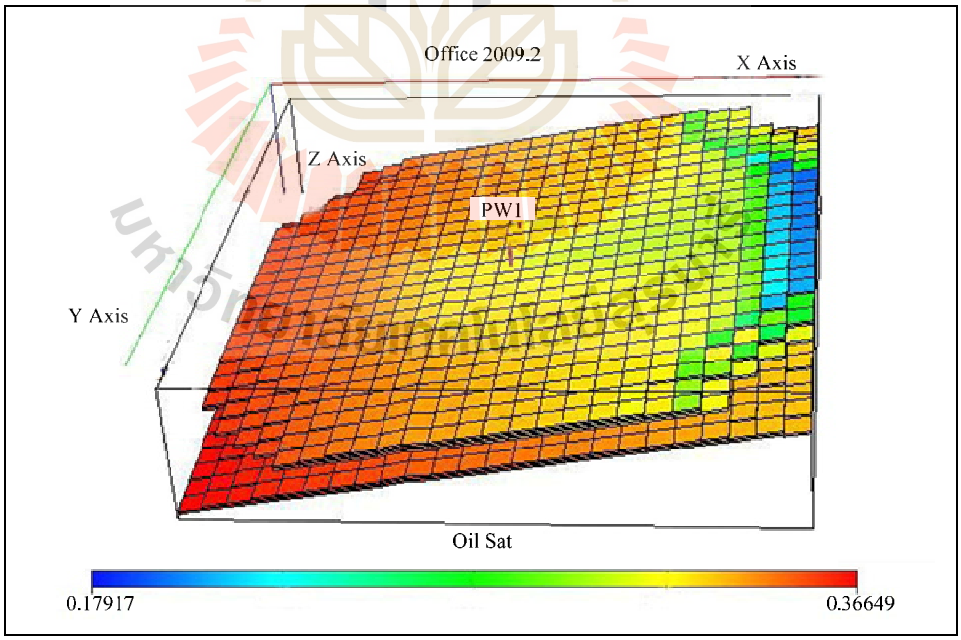
รูปที่ ข.27 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 1



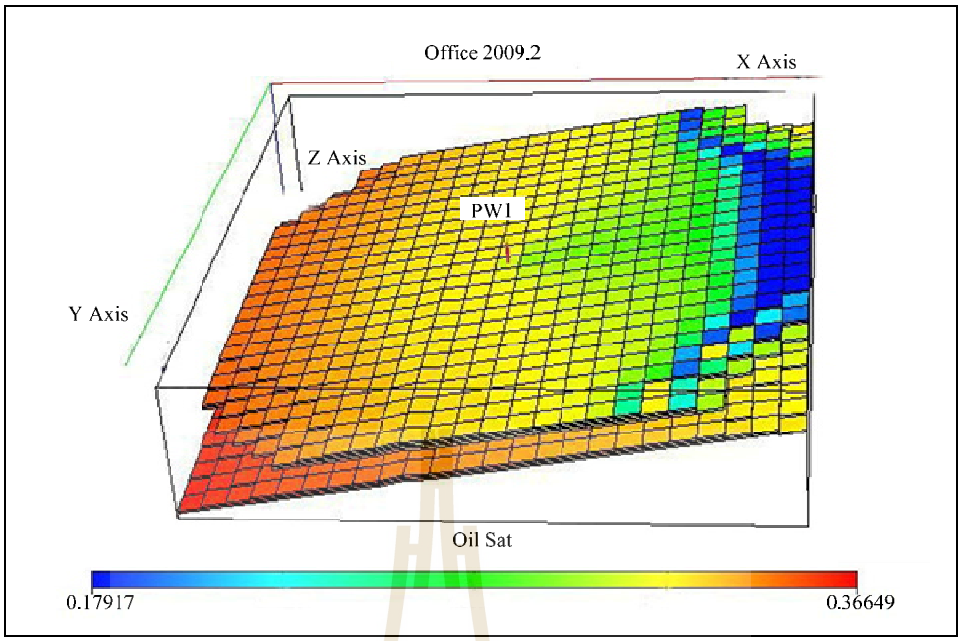
รูปที่ ข.28 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 2



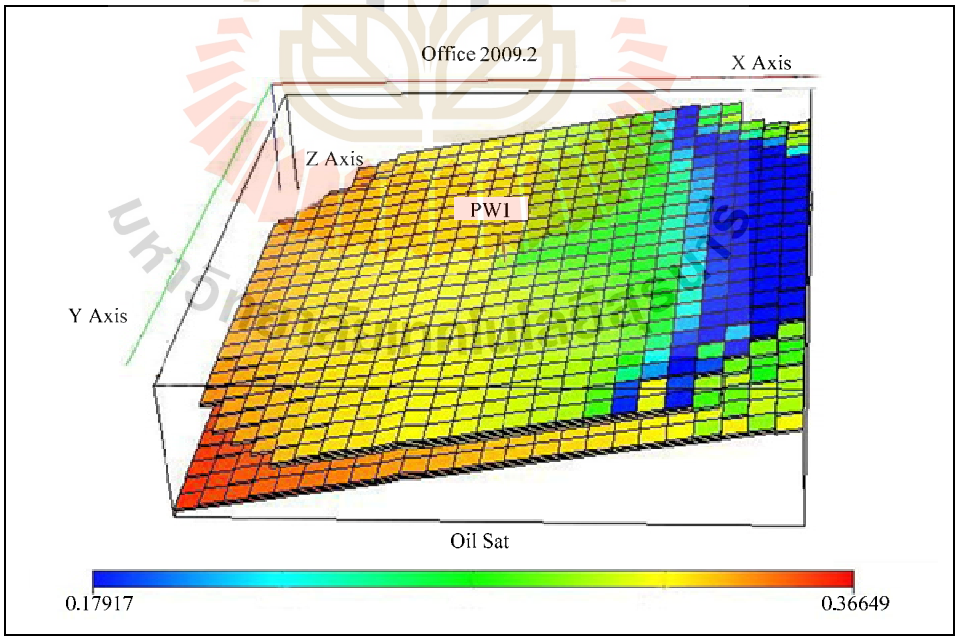
รูปที่ ข.29 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 3



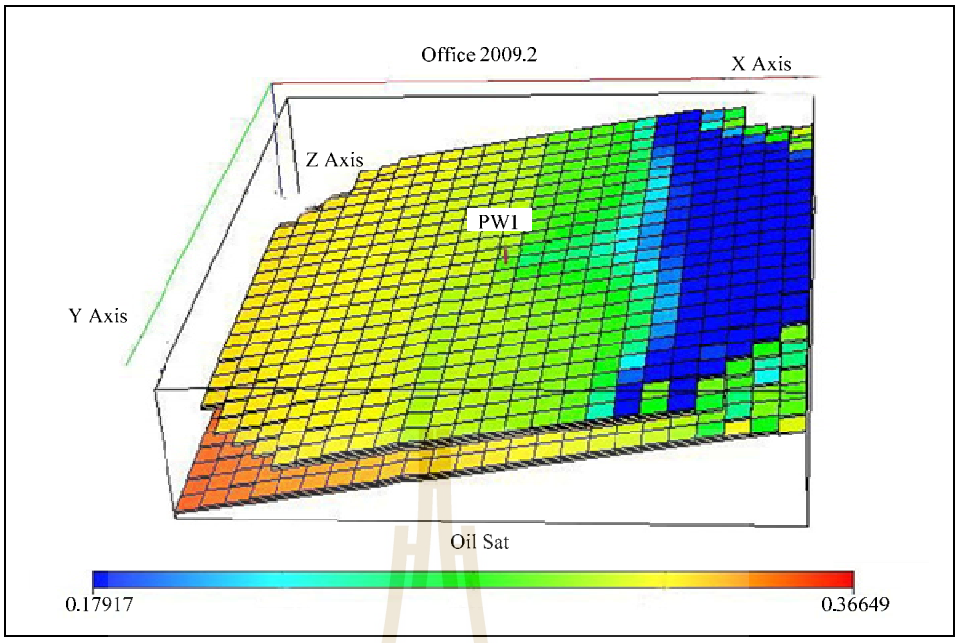
รูปที่ ข.30 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 4



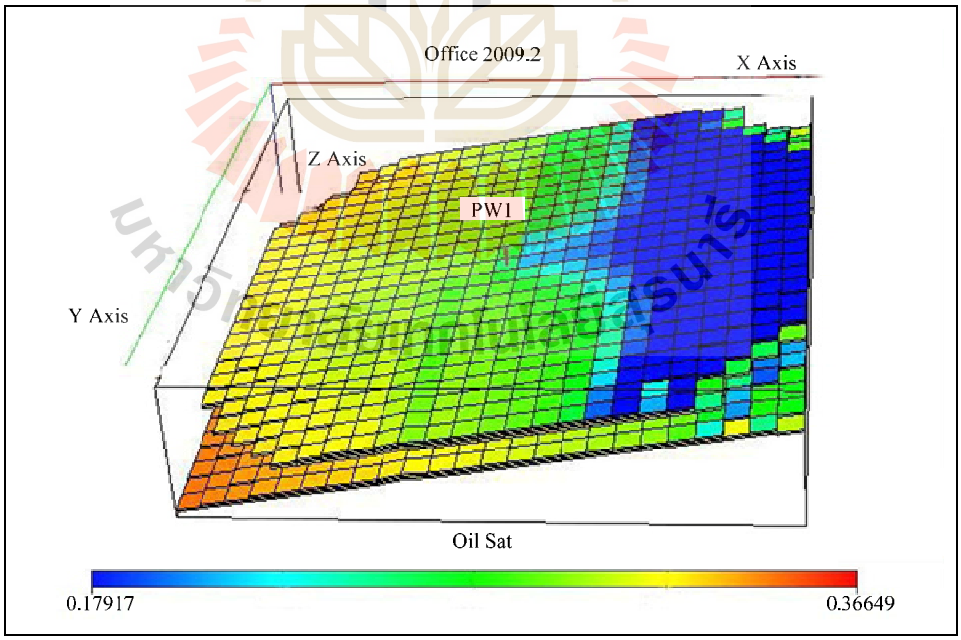
รูปที่ ข.31 การการกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 5



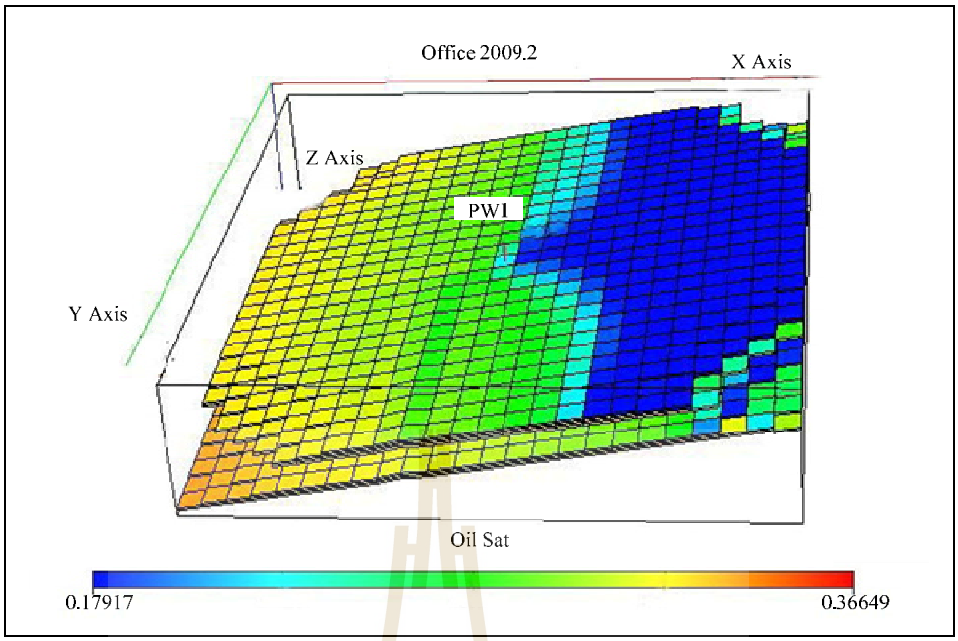
รูปที่ ข.32 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 6



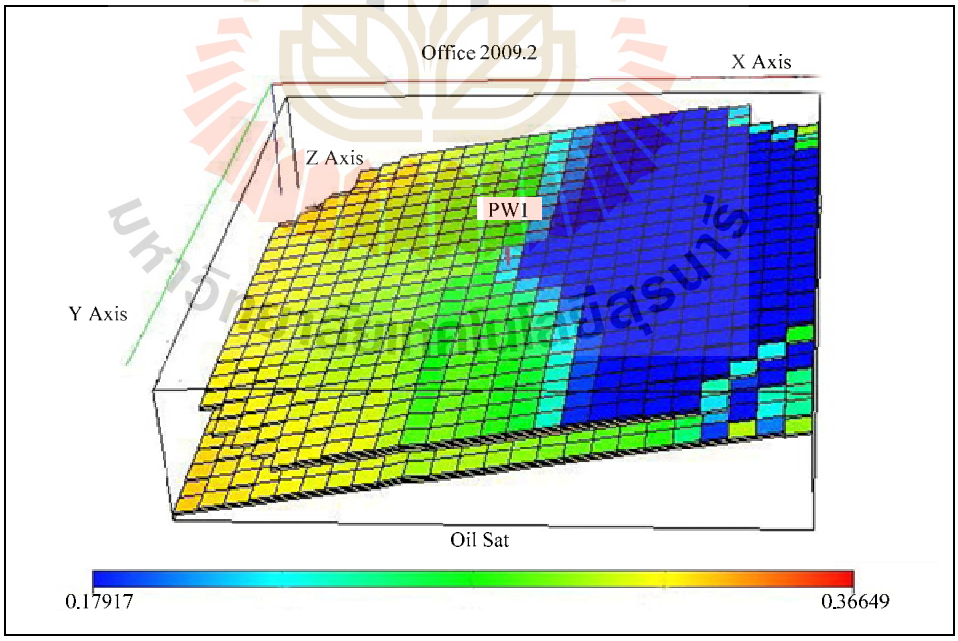
รูปที่ ข.33 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 7



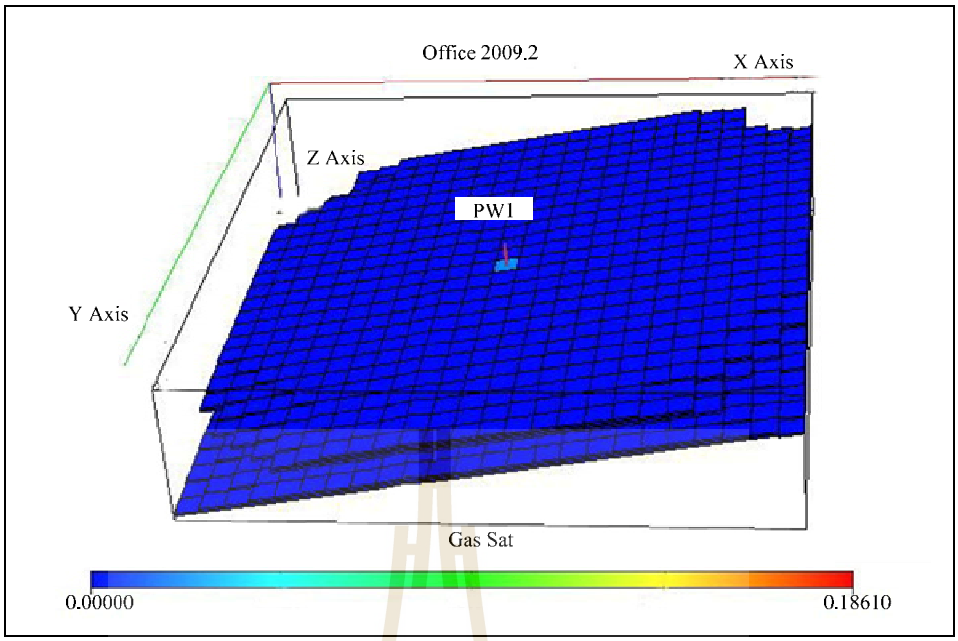
รูปที่ ข.34 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 8



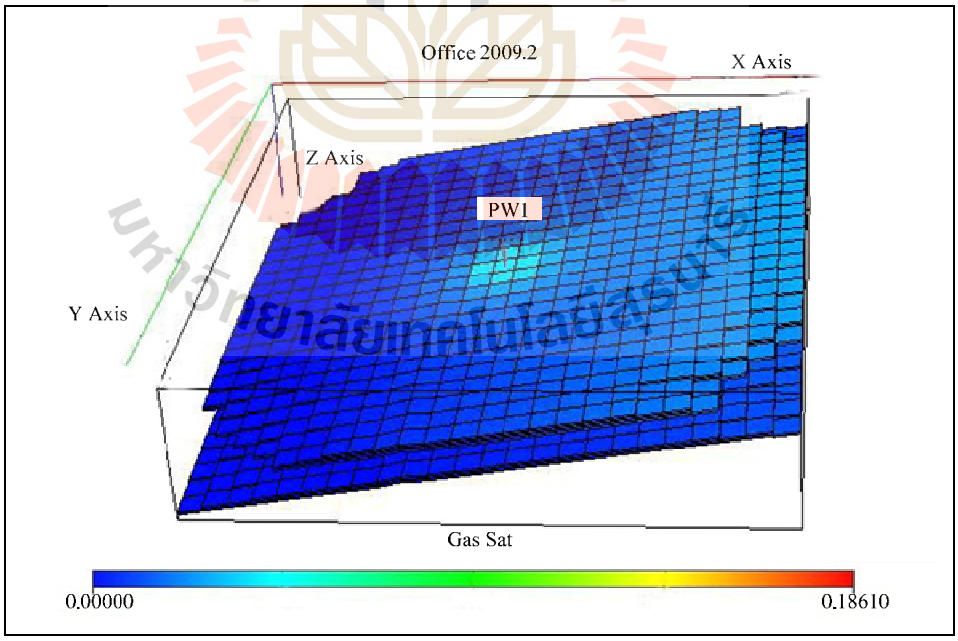
รูปที่ ข.35 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 9



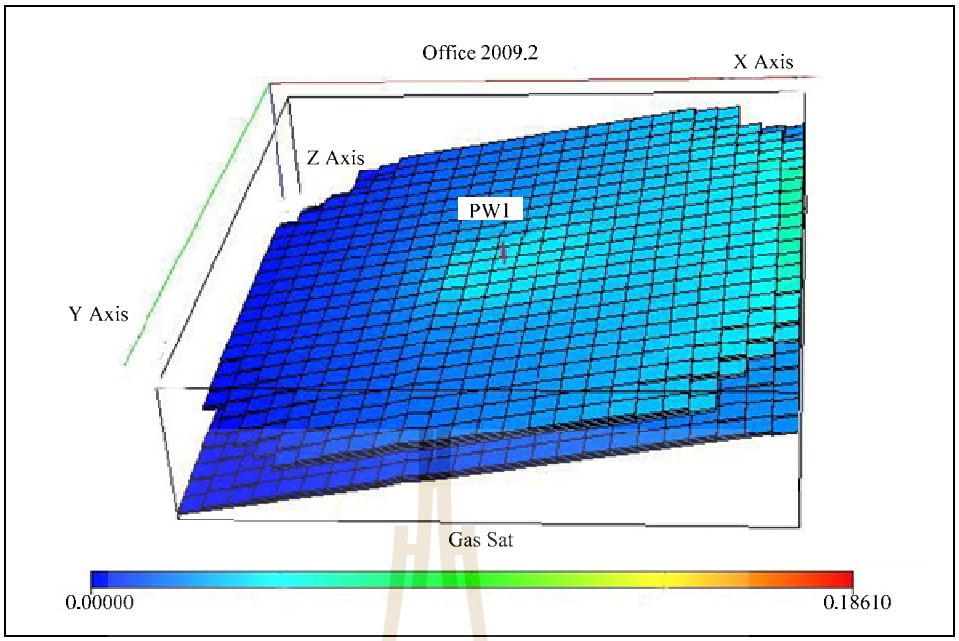
รูปที่ ข.36 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 10



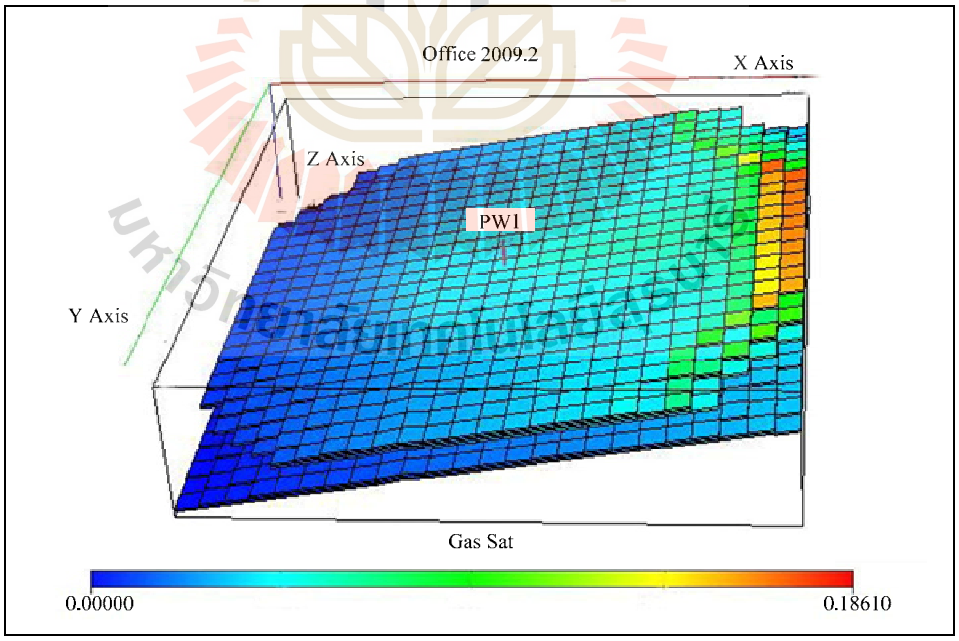
รูปที่ ข.37 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 1



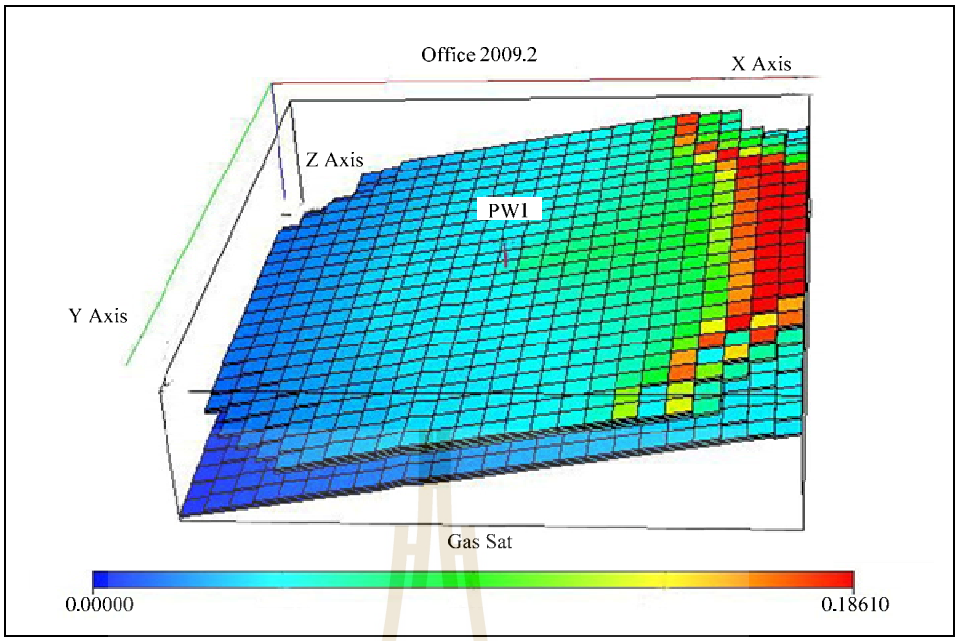
รูปที่ ข.38 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 2



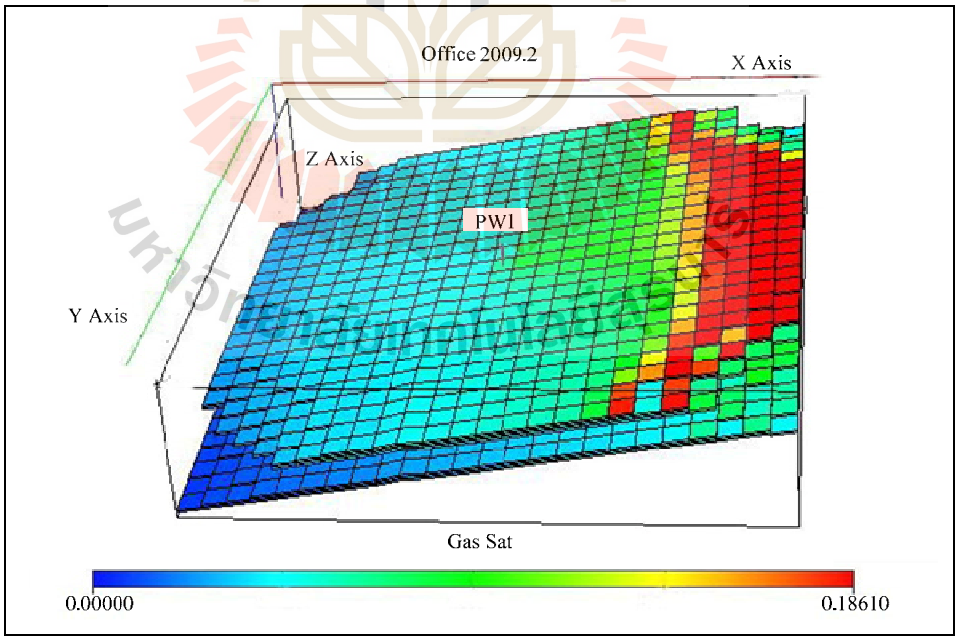
รูปที่ ข.39 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 3



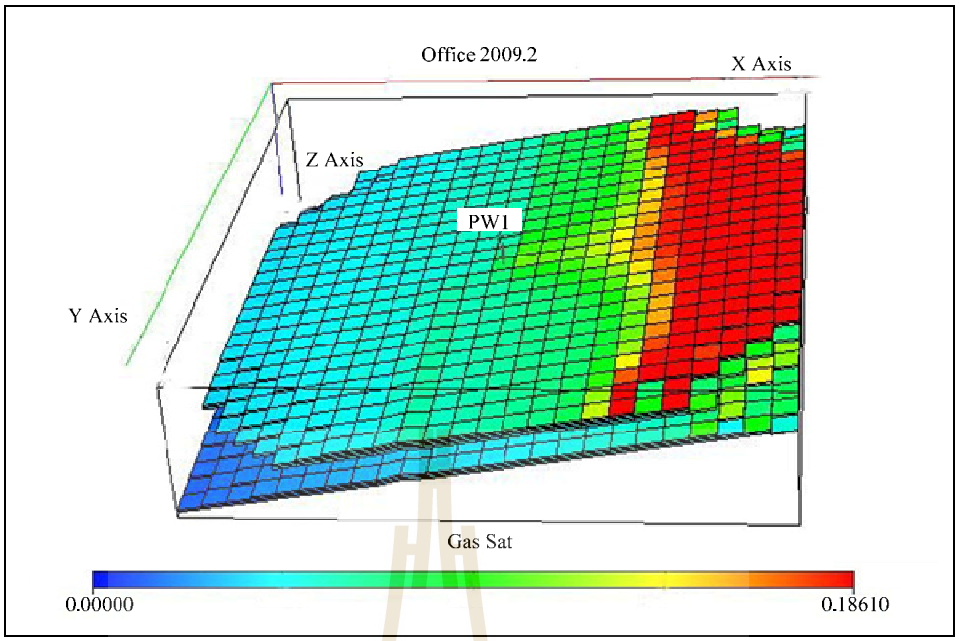
รูปที่ ข.40 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 4



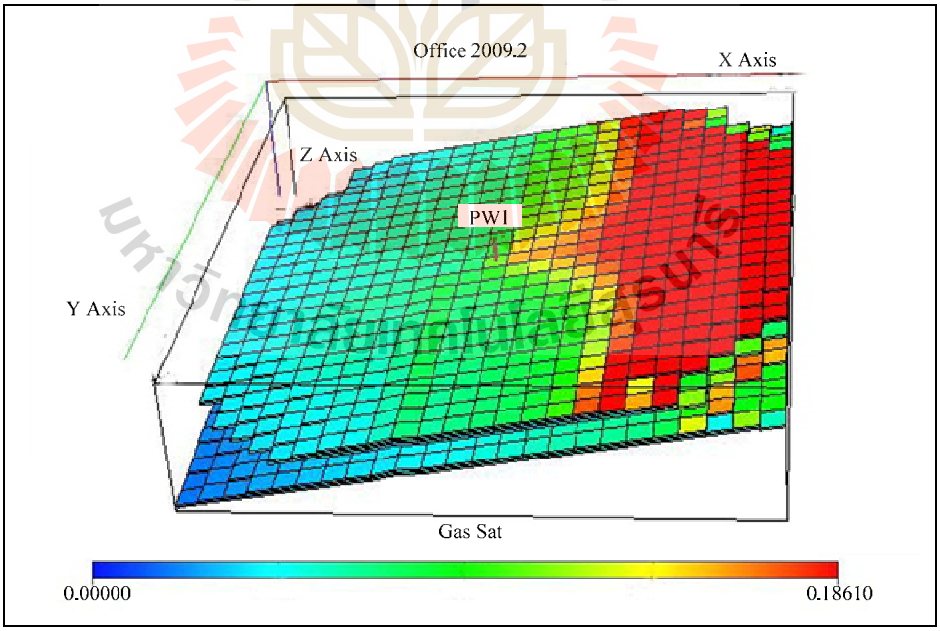
รูปที่ ข.41 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 5



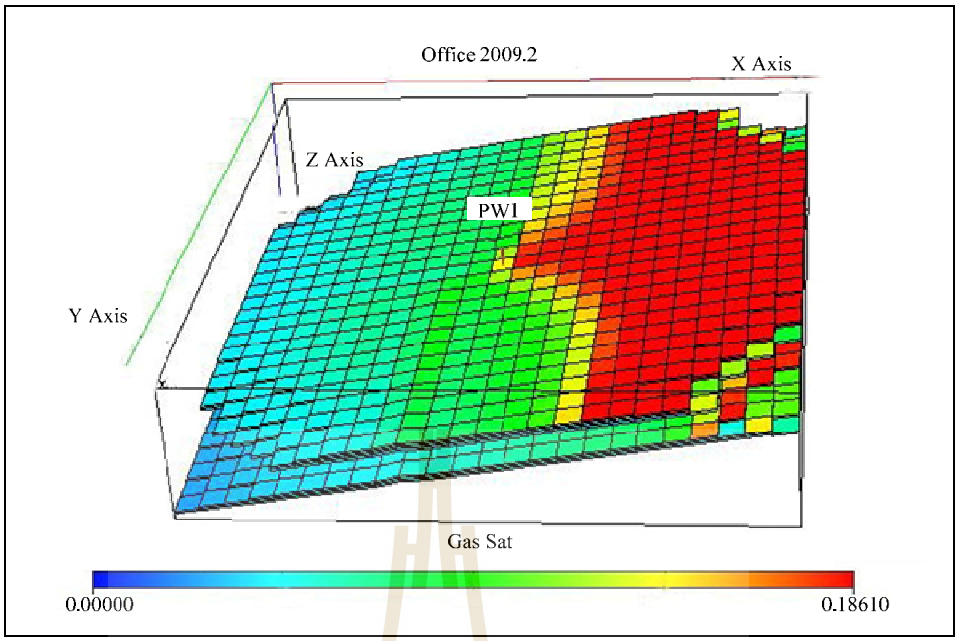
รูปที่ ข.42 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 6



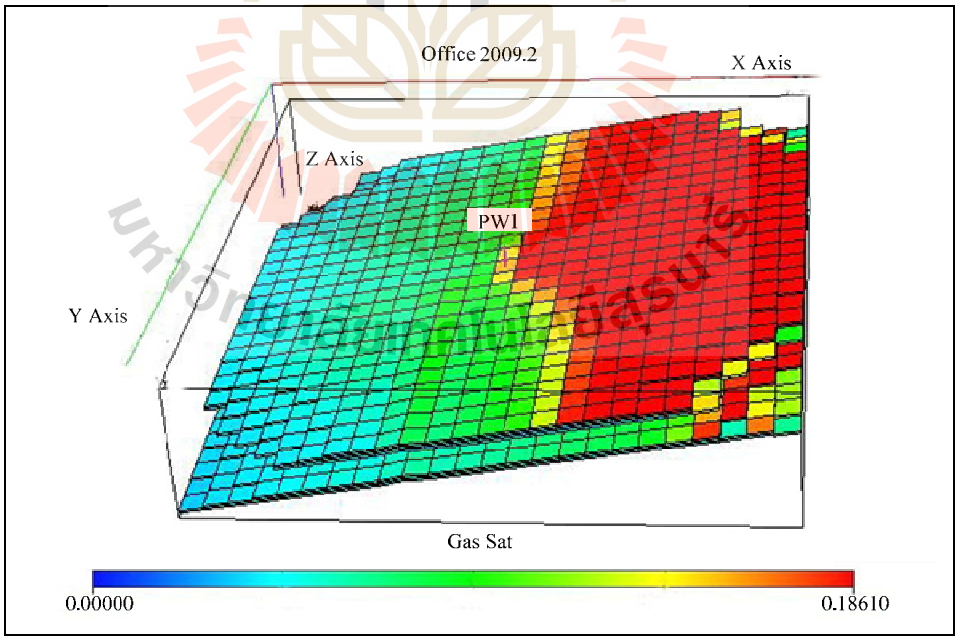
รูปที่ ข.43 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 7



รูปที่ ข.44 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 8

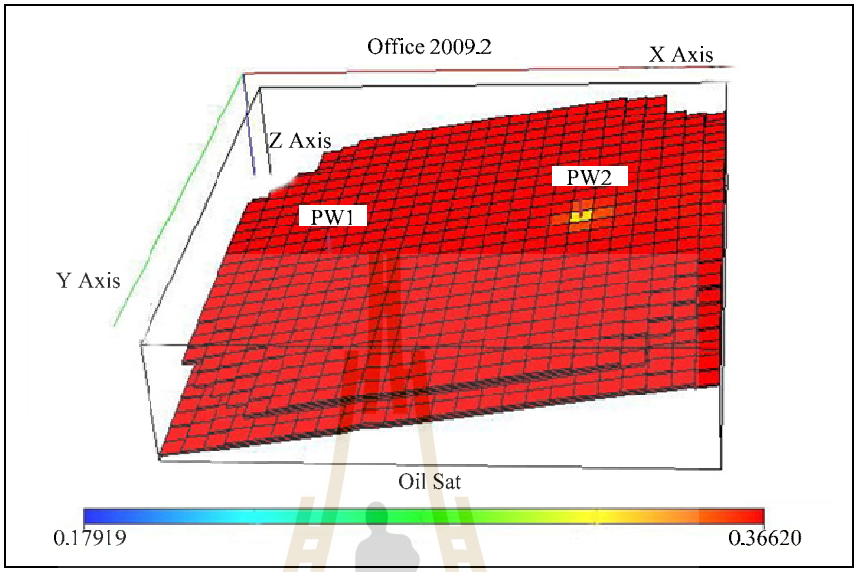


รูปที่ ข.45 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 9

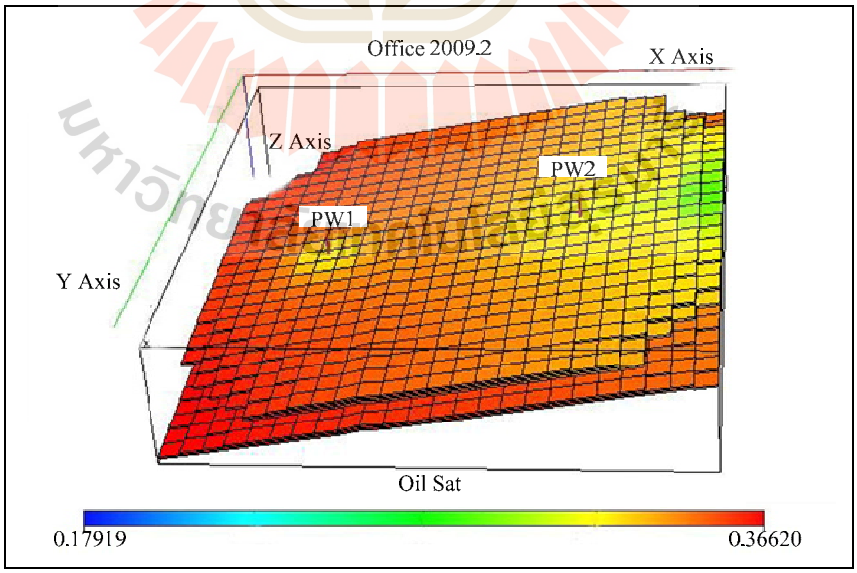


รูปที่ ข.46 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 ในปีการผลิตที่ 10

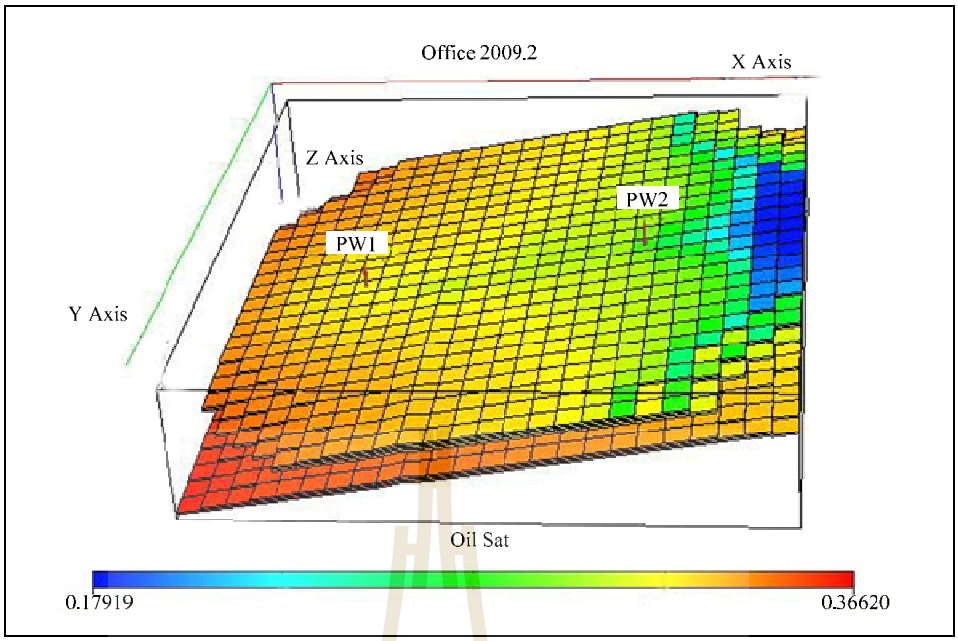
ข.4 ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันและก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม



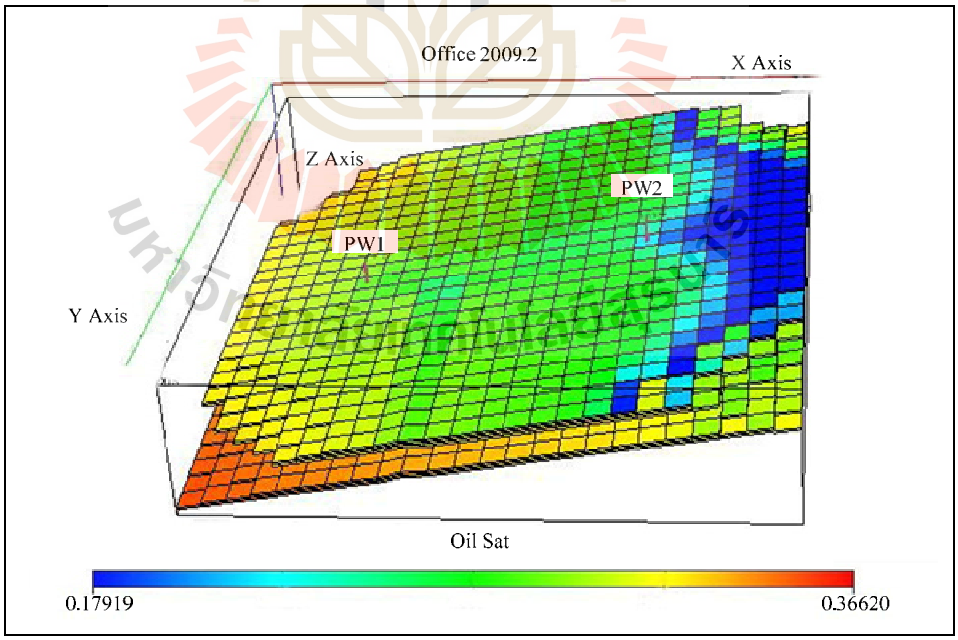
รูปที่ ข.47 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 1



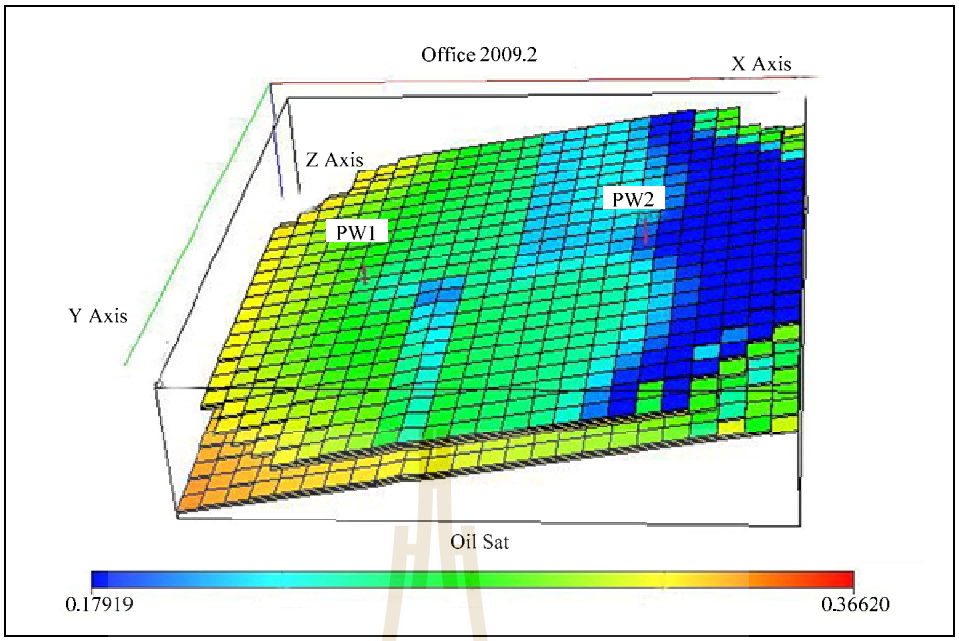
รูปที่ ข.48 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 2



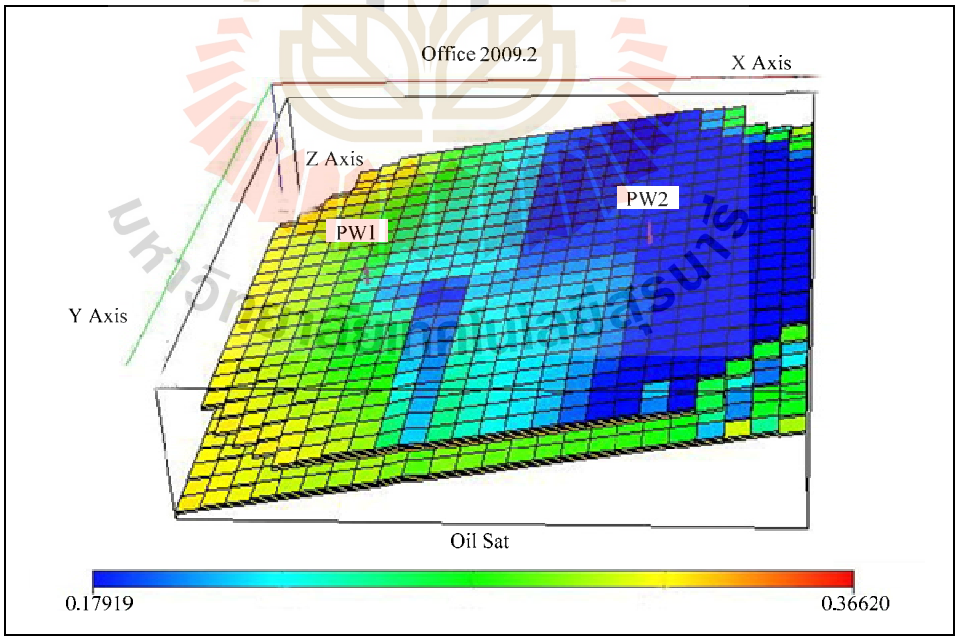
รูปที่ ข.49 การการกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 3



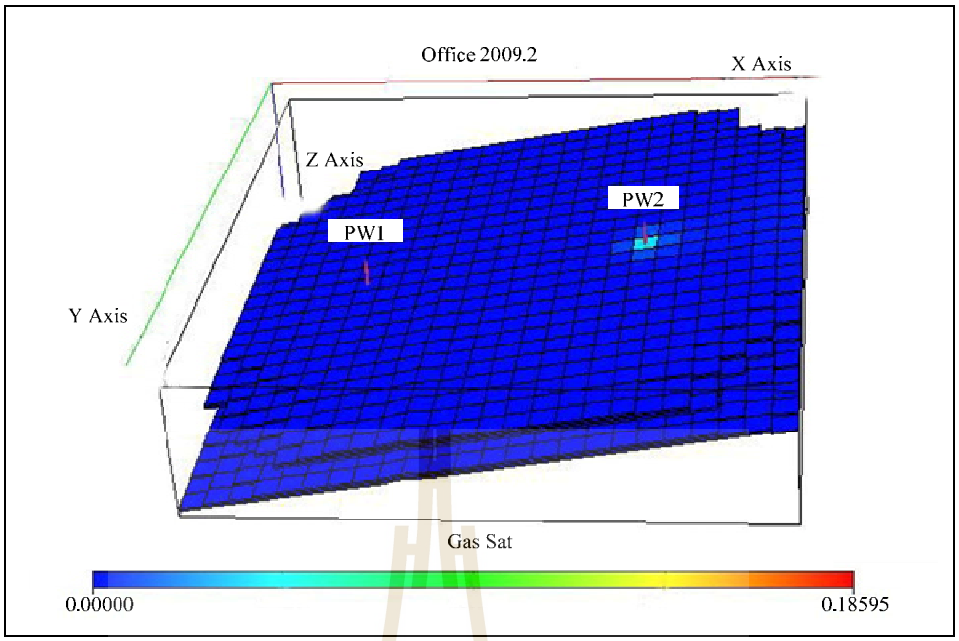
รูปที่ ข.50 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 4



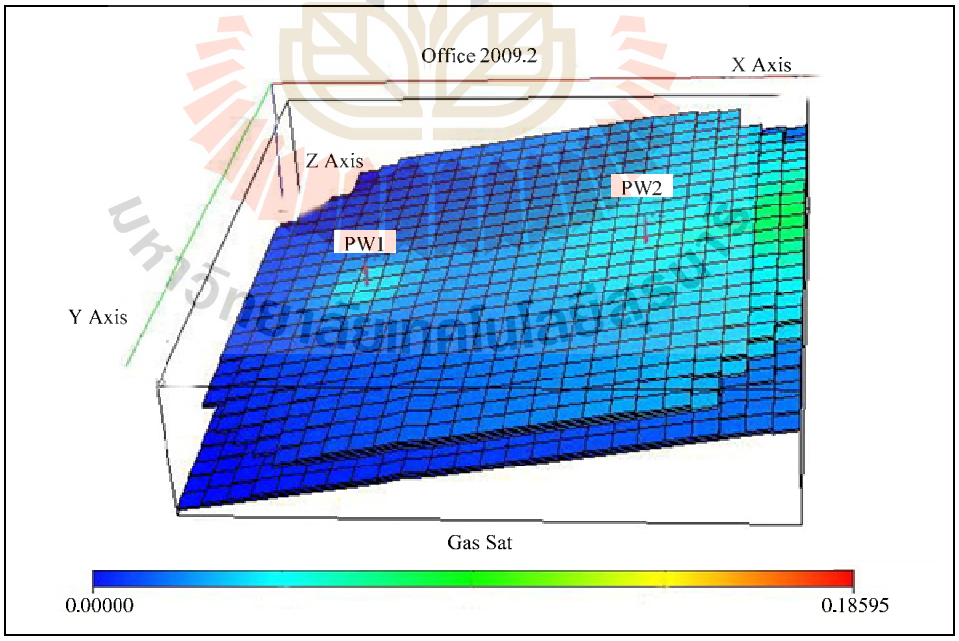
รูปที่ ข.51 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 5



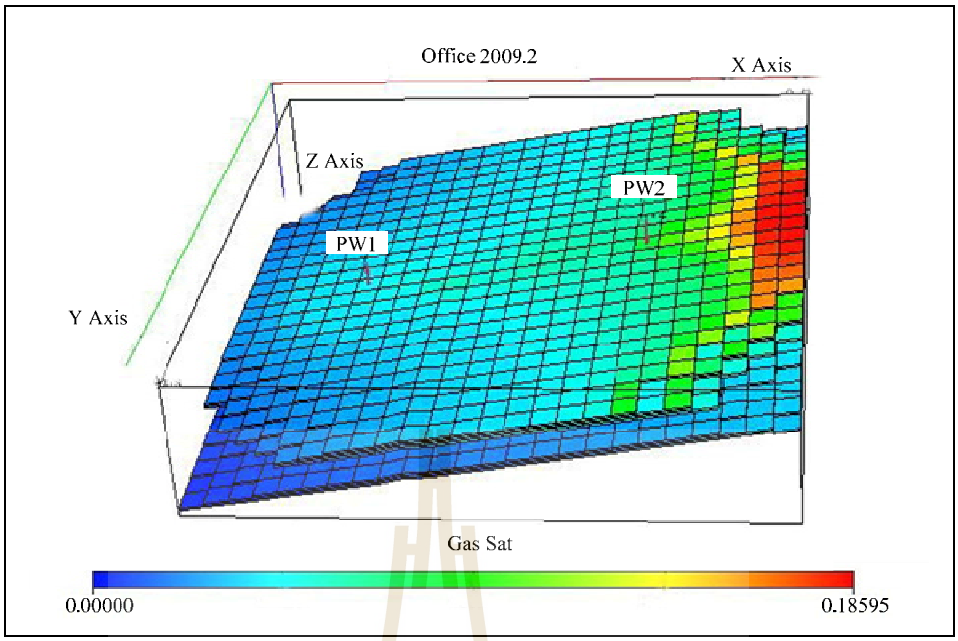
รูปที่ ข.52 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 6



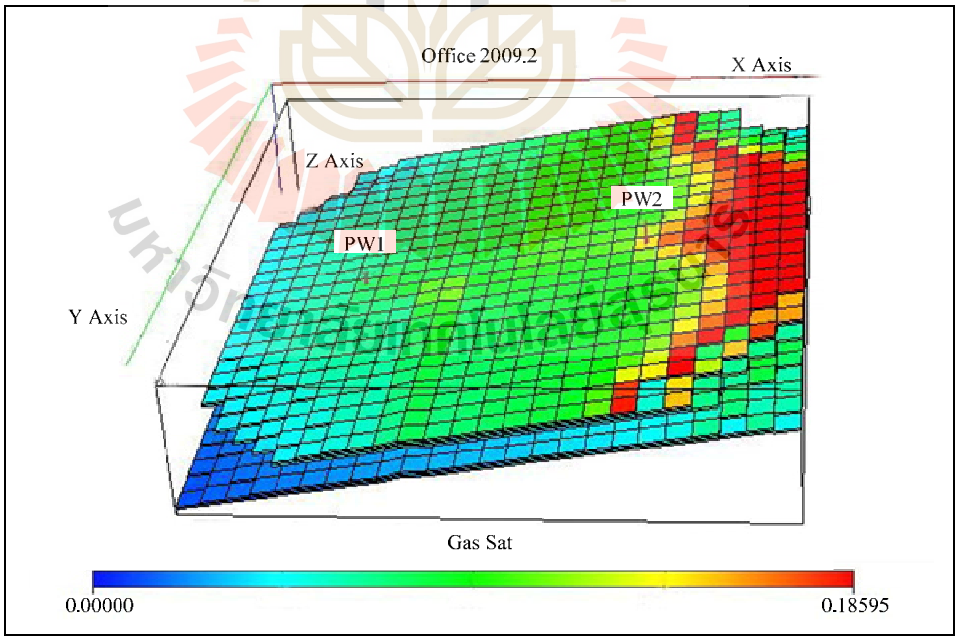
รูปที่ ข.53 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 1



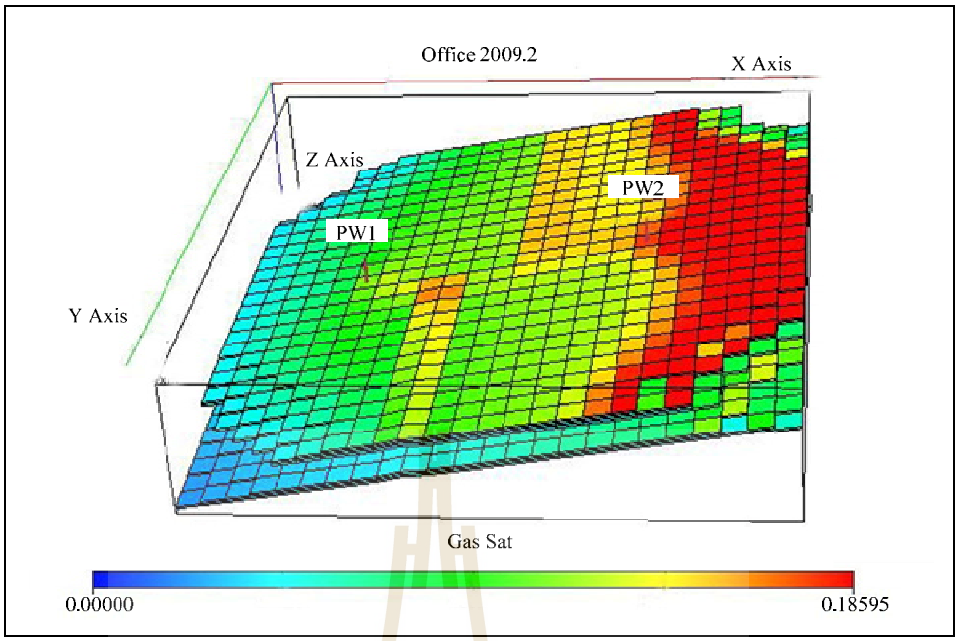
รูปที่ ข.54 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 2



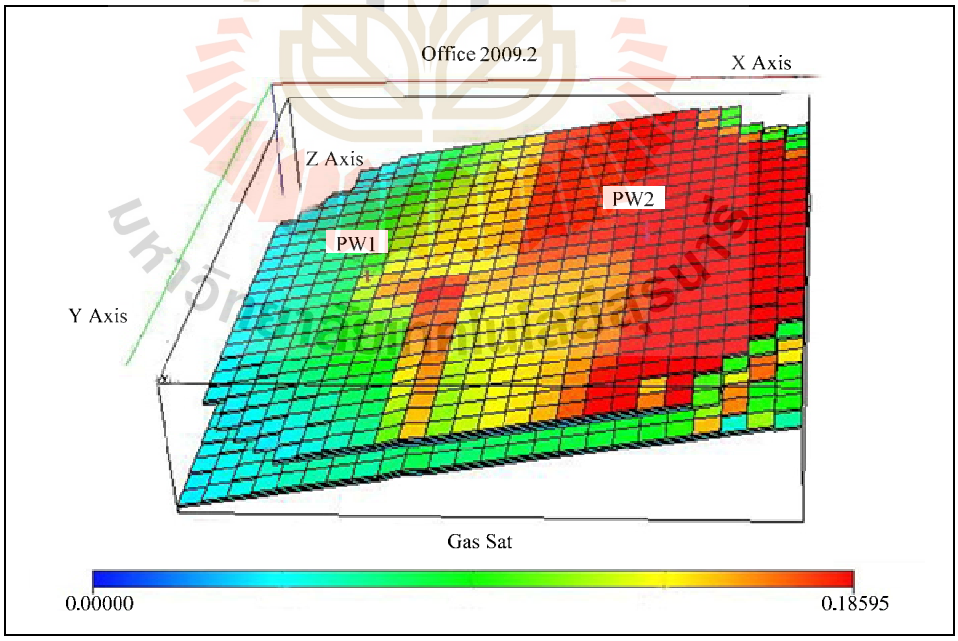
รูปที่ ข.55 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 3



รูปที่ ข.56 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 4

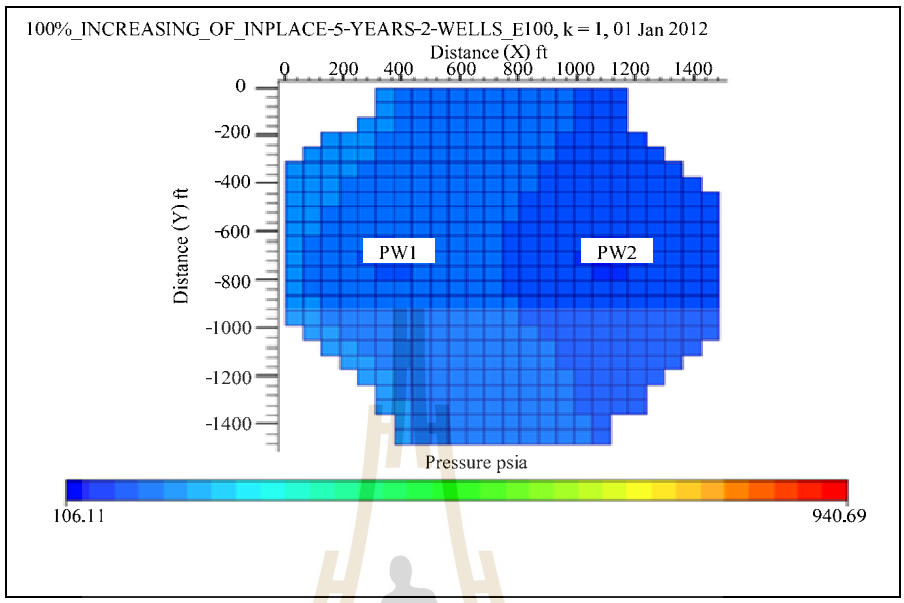


รูปที่ ข.57 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 5



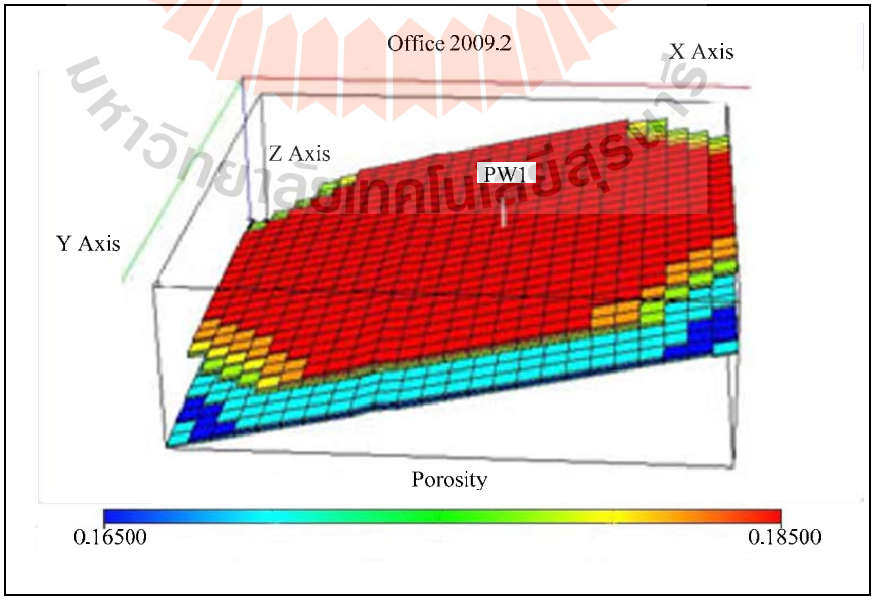
รูปที่ ข.58 การกระจายตัวความสามารถในการอิ่มตัวด้วยก๊าซของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม ในปีการผลิตที่ 6

ข. 6 การกระจายตัวของความดันก่อนทำการผลิต



รูป ข.59 การกระจายตัวของความดันก่อนทำการผลิต

ข. 7 การกระจายตัวของความพรุน



รูปที่ ข.60 การกระจายตัวของความพรุน

ภาคผนวก ค

ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

ตารางที่ ค.1 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดหลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลงต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	29,557	59,586,912	2,979,346	1.0500			0	0	0	24,827,880	39,807,226	19,779,686	-52,220,314	0	19,779,686	-52,220,314	0.909	17,981,533	-54,018,467
2	18,634	39,444,451	1,972,223	1.1025			0	0	0	16,435,188	30,407,411	9,037,041	-43,183,273	0	9,037,041	-43,183,273	0.826	7,468,629	-46,549,838
3	14,927	33,177,347	1,658,867	1.1576			0	0	0	13,823,895	27,482,762	5,694,585	-37,488,688	0	5,694,585	-37,488,688	0.751	4,278,426	-42,271,412
4	11,600	27,071,755	1,353,588	1.2155			0	0	0	11,279,898	24,633,486	2,438,269	-35,050,418	0	2,438,269	-35,050,418	0.683	1,665,371	-40,606,041
5	8,628	21,142,574	1,057,129	1.2763			0		0	8,809,406	9,866,535	11,276,039	-23,774,379	0	11,276,039	-23,774,379	0.621	7,001,533	-33,604,508
	83,346	180,423,040	9,021,152				40,000,000	10,000,000	50,000,000	75,176,267	204,197,419	-23,774,379		0	-23,774,379			- 33,604,508	
																IRR	-29.33%	-13.76%	-21.60%
																PIR		-0.1981	-0.2800

Price	=	60
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	9.02	MMBAHT
INCOME TAX	=	0.00	MMBAHT
PROFIT	=	-23.77	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	-13.76	%
IRR (10%DC)	=	-21.60	%
PIR (10%DC)	=	-0.2800	
PROFIT (10%DC)	=	-33.60	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.2 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	29,557	69,518,064	3,475,903	1.0500			0	0	0	24,827,880	40,303,783	29,214,281	-42,785,719	0	29,214,281	-42,785,719	0.909	26,558,437	-45,441,563
2	18,634	46,018,526	2,300,926	1.1025			0	0	0	16,435,188	30,736,114	15,282,412	-27,503,307	0	15,282,412	-27,503,307	0.826	12,630,093	-32,811,470
3	14,927	38,706,905	1,935,345	1.1576			0	0	0	13,823,895	27,759,240	10,947,665	-16,555,642	0	10,947,665	-16,555,642	0.751	8,225,143	-24,586,327
4	11,600	31,583,714	1,579,186	1.2155			0	0	0	11,279,898	24,859,084	6,724,631	-9,831,011	0	6,724,631	-9,831,011	0.683	4,593,013	-19,993,314
5	8,628	24,666,336	1,233,317	1.2763			0		0	8,809,406	10,042,723	14,623,614	4,792,602	2,396,301	12,227,312	2,396,301	0.621	7,592,199	-12,401,115
	83,346	210,493,546	10,524,677				40,000,000	10,000,000	50,000,000	75,176,267	205,700,944	4,792,602		2,396,301	2,396,301			- 12,401,115	
																IRR	-7.20%	1.37%	-7.85%
																PIR		0.0200	-0.1033

Price	=	70
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	10.52	MMBAHT
INCOME TAX	=	2.40	MMBAHT
PROFIT	=	2.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	1.37	%
IRR (10%DC)	=	-7.85	%
PIR (10%DC)	=	-0.1033	
PROFIT (10%DC)	=	-12.40	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.3 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	8,000,000	8,000,000	32,000,000	8,000,000	40,000,000	0	57,600,000	-57,600,000	-57,600,000	0	-57,600,000	-57,600,000	1.000	-57,600,000	-57,600,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	24,827,880	38,400,341	41,048,875	-16,551,125	0	41,048,875	-16,551,125	0.909	37,317,159	-20,282,841
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	16,435,188	28,664,818	23,927,784	7,376,659	3,688,329	20,239,454	3,688,329	0.826	16,726,822	-3,556,019
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	13,823,895	25,635,718	18,600,745	25,977,404	9,300,373	9,300,373	12,988,702	0.751	6,987,508	3,431,488
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	11,279,898	22,684,682	13,410,992	39,388,396	6,705,496	6,705,496	19,694,198	0.683	4,579,944	8,011,432
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	8,809,406	10,218,911	17,971,188	57,359,584	8,985,594	8,985,594	28,679,792	0.621	5,579,347	13,590,779
	83,346	240,564,053	12,028,203				32,000,000	8,000,000	40,000,000	75,176,267	183,204,469	57,359,584		28,679,792	28,679,792			13,590,779	
																IRR	31.65%	23.32%	12.11%
																PIR		0.2987	0.1416

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	96	MMBAHT
ROYALTY	=	12.03	MMBAHT
INCOME TAX	=	28.68	MMBAHT
PROFIT	=	28.68	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	23.32	%
IRR (10%DC)	=	12.11	%
PIR (10%DC)	=	0.1416	
PROFIT (10%DC)	=	13.59	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.4 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	29,557	89,380,368	4,469,018	1.0500			0	0	0	24,827,880	41,296,898	48,083,470	-23,916,530	0	48,083,470	-23,916,530	0.909	43,712,245	-28,287,755
2	18,634	59,166,677	2,958,334	1.1025			0	0	0	16,435,188	31,393,522	27,773,155	3,856,625	1,928,312	25,844,843	1,928,312	0.826	21,359,374	-6,928,381
3	14,927	49,766,021	2,488,301	1.1576			0	0	0	13,823,895	28,312,196	21,453,825	25,310,450	10,726,913	10,726,913	12,655,225	0.751	8,059,288	1,130,907
4	11,600	40,607,633	2,030,382	1.2155			0	0	0	11,279,898	25,310,280	15,297,353	40,607,803	7,648,677	7,648,677	20,303,901	0.683	5,224,149	6,355,056
5	8,628	31,713,861	1,585,693	1.2763			0		0	8,809,406	10,395,099	21,318,762	61,926,565	10,659,381	10,659,381	30,963,283	0.621	6,618,637	12,973,693
	83,346	270,634,560	13,531,728				40,000,000	10,000,000	50,000,000	75,176,267	208,707,995	61,926,565		30,963,283	30,963,283			12,973,693	
																IRR	26.44%	20.18%	9.26%
																PIR		0.2580	0.1081

Price	=	90
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	13.53	MMBAHT
INCOME TAX	=	30.96	MMBAHT
PROFIT	=	30.96	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	20.18	%
IRR (10%DC)	=	9.26	%
PIR (10%DC)	=	0.1081	
PROFIT (10%DC)	=	12.97	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.5 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิต (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (600 ฿/บาเรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	29,557	99,311,520	4,965,576	1.0500			0	0	0	24,827,880	41,793,456	57,518,064	-14,481,936	0	57,518,064	-14,481,936	0.909	52,289,149	-19,710,851
2	18,634	65,740,752	3,287,038	1.1025			0	0	0	16,435,188	31,722,226	34,018,526	19,536,590	9,768,295	24,250,231	9,768,295	0.826	20,041,513	330,662
3	14,927	55,295,579	2,764,779	1.1576			0	0	0	13,823,895	28,588,674	26,706,905	46,243,496	13,353,453	13,353,453	23,121,748	0.751	10,032,647	10,363,309
4	11,600	45,119,592	2,255,980	1.2155			0	0	0	11,279,898	25,535,878	19,583,714	65,827,210	9,791,857	9,791,857	32,913,605	0.683	6,687,970	17,051,279
5	8,628	35,237,623	1,761,881	1.2763			0		0	8,809,406	10,571,287	24,666,336	90,493,546	12,333,168	12,333,168	45,246,773	0.621	7,657,927	24,709,206
	83,346	300,705,066	15,035,253				40,000,000	10,000,000	50,000,000	75,176,267	210,211,520	90,493,546		45,246,773	45,246,773			24,709,206	
																IRR	41.44%	29.39%	17.62%
																PIR		0.3771	0.2059

Price	=	100
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	15.04	MMBAHT
INCOME TAX	=	45.25	MMBAHT
PROFIT	=	45.25	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	29.39	%
IRR (10%DC)	=	17.62	%
PIR (10%DC)	=	0.2059	
PROFIT (10%DC)	=	24.71	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.6 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (1,200 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG										
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	37,241,820	53,214,281	26,234,935	-45,765,065	26,234,935	-45,765,065	0.909	23,849,941	-48,150,059
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	24,652,782	39,282,412	13,310,190	-32,454,875	13,310,190	-32,454,875	0.826	11,000,157	-37,149,902
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	20,735,842	34,947,665	9,288,798	-23,166,077	9,288,798	-23,166,077	0.751	6,978,811	-30,171,091
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	16,919,847	30,724,631	5,371,043	-17,795,035	5,371,043	-17,795,035	0.683	3,668,495	-26,502,596
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	13,214,109	14,623,614	13,566,485	-4,228,550	13,566,485	-4,228,550	0.621	8,423,720	-18,078,877
	83,346	240,564,053	12,028,203				40,000,000	10,000,000	50,000,000	112,764,400	244,792,602	-4,228,550		-4,228,550			- 18,078,877	
															IRR	-13.46%	-2.36%	-11.23%
															PIR		-0.0352	-0.1507

Price = 80
Ex Rate = 32
Prod cost = 1200

INVESTMENT	= 120	MMBAHT
ROYALTY	= 12.03	MMBAHT
INCOME TAX	= 0.00	MMBAHT
PROFIT	= -4.23	MMBAHT
IRR (NO DC)	= -2.36	%
IRR (10%DC)	= -11.23	%
PIR (10%DC)	= -0.1507	
PROFIT (10%DC)	= -18.08	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.7 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (400 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	12,413,940	28,386,401	51,062,815	-20,937,185	0	51,062,815	-20,937,185	0.909	46,420,741	-25,579,259
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	8,217,594	22,847,224	29,745,378	8,808,193	4,404,096	25,341,281	4,404,096	0.826	20,943,208	-4,636,051
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	6,911,947	21,123,771	23,112,693	31,920,885	11,556,346	11,556,346	15,960,443	0.751	8,682,454	4,046,403
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	5,639,949	19,444,733	16,650,941	48,571,826	8,325,470	8,325,470	24,285,913	0.683	5,686,408	9,732,811
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	4,404,703	5,814,208	22,375,891	70,947,717	11,187,945	11,187,945	35,473,859	0.621	6,946,834	16,679,645
	83,346	240,564,053	12,028,203				40,000,000	10,000,000	50,000,000	37,588,133	169,616,336	70,947,717		35,473,859	35,473,859			16,679,645	
																IRR	31.26%	23.08%	11.89%
																PIR		0.2956	0.1390

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	400

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	12.03	MMBAHT
INCOME TAX	=	35.47	MMBAHT
PROFIT	=	35.47	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	23.08	%
IRR (10%DC)	=	11.89	%
PIR (10%DC)	=	0.1390	
PROFIT (10%DC)	=	16.68	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.8 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	11,000,000	11,000,000	44,000,000	11,000,000	55,000,000	0	79,200,000	-79,200,000	-79,200,000	0	-79,200,000	-79,200,000	1.000	-79,200,000	-79,200,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	24,827,880	42,000,341	37,448,875	-41,751,125	0	37,448,875	-41,751,125	0.909	34,044,432	-45,155,568
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	16,435,188	32,264,818	20,327,784	-21,423,341	0	20,327,784	-21,423,341	0.826	16,799,821	-28,355,747
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	13,823,895	29,235,718	15,000,745	-6,422,596	0	15,000,745	-6,422,596	0.751	11,270,282	-17,085,465
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	11,279,898	26,284,682	9,810,992	3,388,396	1,694,198	8,116,794	1,694,198	0.683	5,543,880	-11,541,586
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	8,809,406	10,218,911	17,971,188	21,359,584	8,985,594	8,985,594	10,679,792	0.621	5,579,347	-5,962,239
	83,346	240,564,053	12,028,203				44,000,000	11,000,000	55,000,000	75,176,267	219,204,469	21,359,584		10,679,792	10,679,792			-5,962,239	

IRR	2.17%	5.97%	-3.66%
PIR		0.0809	-0.0452

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	132	MMBAHT
ROYALTY	=	12.03	MMBAHT
INCOME TAX	=	10.68	MMBAHT
PROFIT	=	10.68	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	5.97	%
IRR (10%DC)	=	-3.66	%
PIR (10%DC)	=	-0.0452	
PROFIT (10%DC)	=	-5.96	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.9 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	12,000,000	12,000,000	48,000,000	12,000,000	60,000,000	0	86,400,000	-86,400,000	-86,400,000	0	-86,400,000	-86,400,000	1.000	-86,400,000	-86,400,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	24,827,880	43,200,341	36,248,875	-50,151,125	0	36,248,875	-50,151,125	0.909	32,953,523	-53,446,477
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	16,435,188	33,464,818	19,127,784	-31,023,341	0	19,127,784	-31,023,341	0.826	15,808,086	-37,638,392
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	13,823,895	30,435,718	13,800,745	-17,222,596	0	13,800,745	-17,222,596	0.751	10,368,704	-27,269,687
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	11,279,898	27,484,682	8,610,992	-8,611,604	0	8,610,992	-8,611,604	0.683	5,881,423	-21,388,264
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	8,809,406	10,218,911	17,971,188	9,359,584	4,679,792	13,291,396	4,679,792	0.621	8,252,911	-13,135,353
	83,346	240,564,053	12,028,203				48,000,000	12,000,000	60,000,000	75,176,267	231,204,469	9,359,584		4,679,792	4,679,792			-13,135,353	
																IRR	-5.21%	2.26%	-7.03%
																PIR		0.0325	-0.0912

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	144	MMBAHT
ROYALTY	=	12.03	MMBAHT
INCOME TAX	=	4.68	MMBAHT
PROFIT	=	4.68	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	2.26	%
IRR (10%DC)	=	-7.03	%
PIR (10%DC)	=	-0.0912	
PROFIT (10%DC)	=	-13.14	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.10 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	9,000,000	9,000,000	36,000,000	9,000,000	45,000,000	0	64,800,000	-64,800,000	-64,800,000	0	-64,800,000	-64,800,000	1.000	-64,800,000	-64,800,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	24,827,880	39,600,341	39,848,875	-24,951,125	0	39,848,875	-24,951,125	0.909	36,226,250	-28,573,750
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	16,435,188	29,864,818	22,727,784	-2,223,341	0	22,727,784	-2,223,341	0.826	18,783,292	-9,790,458
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	13,823,895	26,835,718	17,400,745	15,177,404	7,588,702	9,812,043	7,588,702	0.751	7,371,933	-2,418,524
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	11,279,898	23,884,682	12,210,992	27,388,396	6,105,496	6,105,496	13,694,198	0.683	4,170,136	1,751,612
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	8,809,406	10,218,911	17,971,188	45,359,584	8,985,594	8,985,594	22,679,792	0.621	5,579,347	7,330,958
	83,346	240,564,053	12,028,203				36,000,000	9,000,000	45,000,000	75,176,267	195,204,469	45,359,584		22,679,792	22,679,792			7,330,958	
																IRR	20.15%	16.36%	5.78%
																PIR		0.2100	0.0679

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	108	MMBAHT
ROYALTY	=	12.03	MMBAHT
INCOME TAX	=	22.68	MMBAHT
PROFIT	=	22.68	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	16.36	%
IRR (10%DC)	=	5.78	%
PIR (10%DC)	=	0.0679	
PROFIT (10%DC)	=	7.33	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.11 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 1 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	8,000,000	8,000,000	32,000,000	8,000,000	40,000,000	0	57,600,000	-57,600,000	-57,600,000	0	-57,600,000	-57,600,000	1.000	-57,600,000	-57,600,000
1	29,557	79,449,216	3,972,461	1.0500			0	0	0	24,827,880	38,400,341	41,048,875	-16,551,125	0	41,048,875	-16,551,125	0.909	37,317,159	-20,282,841
2	18,634	52,592,602	2,629,630	1.1025			0	0	0	16,435,188	28,664,818	23,927,784	7,376,659	3,688,329	20,239,454	3,688,329	0.826	16,726,822	-3,556,019
3	14,927	44,236,463	2,211,823	1.1576			0	0	0	13,823,895	25,635,718	18,600,745	25,977,404	9,300,373	9,300,373	12,988,702	0.751	6,987,508	3,431,488
4	11,600	36,095,674	1,804,784	1.2155			0	0	0	11,279,898	22,684,682	13,410,992	39,388,396	6,705,496	6,705,496	19,694,198	0.683	4,579,944	8,011,432
5	8,628	28,190,099	1,409,505	1.2763			0		0	8,809,406	10,218,911	17,971,188	57,359,584	8,985,594	8,985,594	28,679,792	0.621	5,579,347	13,590,779
	83,346	240,564,053	12,028,203				32,000,000	8,000,000	40,000,000	75,176,267	183,204,469	57,359,584		28,679,792	28,679,792			13,590,779	
																IRR	31.65%	23.32%	12.11%
																PIR		0.2987	0.1416

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	96	MMBAHT
ROYALTY	=	12.03	MMBAHT
INCOME TAX	=	28.68	MMBAHT
PROFIT	=	28.68	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	23.32	%
IRR (10%DC)	=	12.11	%
PIR (10%DC)	=	0.1416	
PROFIT (10%DC)	=	13.59	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.12 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	65,896,992	3,294,850	1.050			0	0	0	27,457,080	42,751,930	23,145,062	-48,854,938	0	23,145,062	-48,854,938	0.909	21,040,966	-50,959,034
2	20,681	43,777,541	2,188,877	1.102			0	0	0	18,240,642	32,429,519	11,348,022	-37,506,916	0	11,348,022	-37,506,916	0.826	9,378,530	-41,580,504
3	17,882	39,745,248	1,987,262	1.157			0	0	0	16,560,520	30,547,783	9,197,466	-28,309,450	0	9,197,466	-28,309,450	0.751	6,910,192	-34,670,312
4	15,568	36,332,162	1,816,608	1.215			0	0	0	15,138,401	28,955,009	7,377,153	-20,932,297	0	7,377,153	-20,932,297	0.683	5,038,695	-29,631,617
5	13,373	32,770,010	1,638,500	1.276			0	0	0	13,654,171	15,292,671	17,477,338	-3,454,958	0	17,477,338	-3,454,958	0.621	10,852,052	-18,779,564
6	11,186	28,781,395	1,439,070	1.340			0	0	0	11,992,248	13,431,318	15,350,077	11,895,119	5,947,560	9,402,518	5,947,560	0.564	5,307,476	-13,472,088
7	9,184	24,811,796	1,240,590	1.407			0	0	0	10,338,248	11,578,838	13,232,958	25,128,077	6,616,479	6,616,479	12,564,038	0.513	3,395,300	-10,076,788
8	7,595	21,544,846	1,077,242	1.477			0	0	0	8,977,019	10,054,262	11,490,585	36,618,661	5,745,292	5,745,292	18,309,331	0.467	2,680,221	-7,396,567
	128,156	293,659,990	14,683,000				40,000,000	10,000,000	50,000,000	122,358,329	257,041,329	36,618,661		18,309,331	18,309,331			- 7,396,567	
																IRR	-14.98%	6.51%	-3.18%
																PIR		0.1526	-0.0616

Price	= 60	
Ex Rate	= 32	
Prod cost	= 800	
Productivity	= 1	

INVESTMENT	= 120	MMBAHT
ROYALTY	= 14.68	MMBAHT
INCOME TAX	= 18.31	MMBAHT
PROFIT	= 18.31	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 6.51	%
IRR (10%DC)	= -3.18	%
PIR (10%DC)	= -0.0616	
PROFIT (10%DC)	= -7.40	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.13 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	76,879,824	3,843,991	1.0500			0	0	0	27,457,080	43,301,071	33,578,753	-38,421,247	0	33,578,753	-38,421,247	0.909	30,526,139	-41,473,861
2	20,681	51,073,798	2,553,690	1.1025			0	0	0	18,240,642	32,794,332	18,279,466	-20,141,781	0	18,279,466	-20,141,781	0.826	15,106,996	-26,366,865
3	17,882	46,369,457	2,318,473	1.1576			0	0	0	16,560,520	30,878,993	15,490,464	-4,651,318	0	15,490,464	-4,651,318	0.751	11,638,215	-14,728,650
4	15,568	42,387,523	2,119,376	1.2155			0	0	0	15,138,401	29,257,777	13,129,746	8,478,428	4,239,214	8,890,532	4,239,214	0.683	6,072,353	-8,656,297
5	13,373	38,231,678	1,911,584	1.2763			0	0	0	13,654,171	15,565,755	22,665,923	31,144,351	11,332,962	11,332,962	15,572,176	0.621	7,036,878	-1,619,420
6	11,186	33,578,294	1,678,915	1.3401			0	0	0	11,992,248	13,671,163	19,907,131	51,051,483	9,953,566	9,953,566	25,525,741	0.564	5,618,528	3,999,109
7	9,184	28,947,095	1,447,355	1.4071			0	0	0	10,338,248	11,785,603	17,161,492	68,212,975	8,580,746	8,580,746	34,106,487	0.513	4,403,279	8,402,388
8	7,595	25,135,654	1,256,783	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,233,802	14,901,852	83,114,827	7,450,926	7,450,926	41,557,413	0.467	3,475,912	11,878,300
	128,156	342,603,322	17,130,166				40,000,000	10,000,000	50,000,000	122,358,329	259,488,495	83,114,827		41,557,413	41,557,413			11,878,300	
																IRR	5.53%	16.09%	5.54%
																PIR		0.3463	0.0990

Price	=	70
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	17.13	MMBAHT
INCOME TAX	=	41.56	MMBAHT
PROFIT	=	41.56	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	16.09	%
IRR (10%DC)	=	5.54	%
PIR (10%DC)	=	0.0990	
PROFIT (10%DC)	=	11.88	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.14 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	27,457,080	43,850,213	44,012,443	-27,987,557	0	44,012,443	-27,987,557	0.909	40,011,312	-31,988,688
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	18,240,642	33,159,145	25,210,910	-2,776,647	0	25,210,910	-2,776,647	0.826	20,835,463	-11,153,225
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	16,560,520	31,210,203	21,783,461	19,006,814	9,503,407	12,280,054	9,503,407	0.751	9,226,186	-1,927,039
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	15,138,401	29,560,545	18,882,338	37,889,152	9,441,169	9,441,169	18,944,576	0.683	6,448,446	4,521,406
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	13,654,171	15,838,838	27,854,508	65,743,660	13,927,254	13,927,254	32,871,830	0.621	8,647,729	13,169,136
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	11,992,248	13,911,008	24,464,186	90,207,846	12,232,093	12,232,093	45,103,923	0.564	6,904,698	20,073,833
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	10,338,248	11,992,368	21,090,026	111,297,872	10,545,013	10,545,013	55,648,936	0.513	5,411,259	25,485,092
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,413,342	18,313,119	129,610,992	9,156,560	9,156,560	64,805,496	0.467	4,271,603	29,756,695
	128,156	391,546,654	19,577,333				40,000,000	10,000,000	50,000,000	122,358,329	261,935,662	129,610,992		64,805,496	64,805,496			29,756,695	
																IRR	23.36%	25.75%	14.32%
																PIR		0.5400	0.2480

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	19.58	MMBAHT
INCOME TAX	=	64.81	MMBAHT
PROFIT	=	64.81	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	25.75	%
IRR (10%DC)	=	14.32	%
PIR (10%DC)	=	0.2480	
PROFIT (10%DC)	=	29.76	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.15 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	98,845,488	4,942,274	1.0500			0	0	0	27,457,080	44,399,354	54,446,134	-17,553,866	0	54,446,134	-17,553,866	0.909	49,496,485	-22,503,515
2	20,681	65,666,311	3,283,316	1.1025			0	0	0	18,240,642	33,523,958	32,142,354	14,588,487	7,294,244	24,848,110	7,294,244	0.826	20,535,628	-1,967,887
3	17,882	59,617,873	2,980,894	1.1576			0	0	0	16,560,520	31,541,414	28,076,459	42,664,946	14,038,229	14,038,229	21,332,473	0.751	10,547,130	8,579,243
4	15,568	54,498,244	2,724,912	1.2155			0	0	0	15,138,401	29,863,313	24,634,931	67,299,877	12,317,465	12,317,465	33,649,938	0.683	8,412,995	16,992,237
5	13,373	49,155,014	2,457,751	1.2763			0	0	0	13,654,171	16,111,921	33,043,093	100,342,970	16,521,547	16,521,547	50,171,485	0.621	10,258,581	27,250,818
6	11,186	43,172,092	2,158,605	1.3401			0	0	0	11,992,248	14,150,852	29,021,240	129,364,210	14,510,620	14,510,620	64,682,105	0.564	8,190,867	35,441,684
7	9,184	37,217,694	1,860,885	1.4071			0	0	0	10,338,248	12,199,133	25,018,561	154,382,770	12,509,280	12,509,280	77,191,385	0.513	6,419,239	41,860,923
8	7,595	32,317,269	1,615,863	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,592,883	21,724,387	176,107,157	10,862,193	10,862,193	88,053,578	0.467	5,067,293	46,928,217
	128,156	440,489,985	22,024,499				40,000,000	10,000,000	50,000,000	122,358,329	264,382,829	176,107,157		88,053,578	88,053,578			46,928,217	
																IRR	39.93%	34.98%	22.71%
																PIR		0.7338	0.3911

Price	=	90
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	22.02	MMBAHT
INCOME TAX	=	88.05	MMBAHT
PROFIT	=	88.05	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	34.98	%
IRR (10%DC)	=	22.71	%
PIR (10%DC)	=	0.3911	
PROFIT (10%DC)	=	46.93	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.16 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	109,828,320	5,491,416	1.0500			0	0	0	27,457,080	44,948,496	64,879,824	-7,120,176	0	64,879,824	-7,120,176	0.909	58,981,658	-13,018,342
2	20,681	72,962,568	3,648,128	1.1025			0	0	0	18,240,642	33,888,770	39,073,798	31,953,622	15,976,811	23,096,987	15,976,811	0.826	19,088,419	6,070,077
3	17,882	66,242,081	3,312,104	1.1576			0	0	0	16,560,520	31,872,624	34,369,457	66,323,078	17,184,728	17,184,728	33,161,539	0.751	12,911,141	18,981,218
4	15,568	60,553,604	3,027,680	1.2155			0	0	0	15,138,401	30,166,081	30,387,523	96,710,601	15,193,761	15,193,761	48,355,301	0.683	10,377,544	29,358,761
5	13,373	54,616,683	2,730,834	1.2763			0	0	0	13,654,171	16,385,005	38,231,678	134,942,279	19,115,839	19,115,839	67,471,139	0.621	11,869,432	41,228,193
6	11,186	47,968,991	2,398,450	1.3401			0	0	0	11,992,248	14,390,697	33,578,294	168,520,573	16,789,147	16,789,147	84,260,286	0.564	9,477,036	50,705,229
7	9,184	41,352,993	2,067,650	1.4071			0	0	0	10,338,248	12,405,898	28,947,095	197,467,668	14,473,548	14,473,548	98,733,834	0.513	7,427,218	58,132,447
8	7,595	35,908,077	1,795,404	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,772,423	25,135,654	222,603,322	12,567,827	12,567,827	111,301,661	0.467	5,862,984	63,995,431
	128,156	489,433,317	24,471,666				40,000,000	10,000,000	50,000,000	122,358,329	266,829,995	222,603,322		111,301,661	111,301,661			63,995,431	
																IRR	55.78%	44.27%	31.16%
																PIR		0.9275	0.5333

Price	=	100
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	24.47	MMBAHT
INCOME TAX	=	111.30	MMBAHT
PROFIT	=	111.30	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	44.27	%
IRR (10%DC)	=	31.16	%
PIR (10%DC)	=	0.5333	
PROFIT (10%DC)	=	64.00	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.17 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (1,200 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	41,185,620	57,578,753	30,283,903	-41,716,097	0	30,283,903	-41,716,097	0.909	27,530,821	-44,469,179
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	27,360,963	42,279,466	16,090,589	-25,625,508	0	16,090,589	-25,625,508	0.826	13,298,007	-31,171,172
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	24,840,780	39,490,464	13,503,201	-12,122,307	0	13,503,201	-12,122,307	0.751	10,145,155	-21,026,017
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	22,707,602	37,129,746	11,313,138	-809,169	0	11,313,138	-809,169	0.683	7,727,025	-13,298,992
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	20,481,256	22,665,923	21,027,423	20,218,253	10,109,127	10,918,296	10,109,127	0.621	6,779,403	-6,519,589
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	17,988,372	19,907,131	18,468,062	38,686,315	9,234,031	9,234,031	19,343,158	0.564	5,212,370	-1,307,219
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	15,507,372	17,161,492	15,920,902	54,607,217	7,960,451	7,960,451	27,303,609	0.513	4,084,970	2,777,751
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	13,465,529	14,901,852	13,824,610	68,431,827	6,912,305	6,912,305	34,215,914	0.467	3,224,641	6,002,392
	128,156	391,546,654	19,577,333				40,000,000	10,000,000	50,000,000	183,537,494	323,114,827	68,431,827		34,215,914	34,215,914			6,002,392	
																IRR	-0.54%	13.02%	2.75%
																PIR		0.2851	0.0500

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	1200
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT
ROYALTY	=	19.58	MMBAHT
INCOME TAX	=	34.22	MMBAHT
PROFIT	=	34.22	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	13.02	%
IRR (10%DC)	=	2.75	%
PIR (10%DC)	=	0.0500	
PROFIT (10%DC)	=	6.00	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.18 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (400 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	13,728,540	30,121,673	57,740,983	-14,259,017	0	57,740,983	-14,259,017	0.909	52,491,803	-19,508,197
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	9,120,321	24,038,824	34,331,231	20,072,214	10,036,107	24,295,124	10,036,107	0.826	20,078,615	570,418
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	8,280,260	22,929,943	30,063,721	50,135,935	15,031,861	15,031,861	25,067,968	0.751	11,293,659	11,864,077
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	7,569,201	21,991,345	26,451,539	76,587,474	13,225,769	13,225,769	38,293,737	0.683	9,033,378	20,897,455
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	6,827,085	9,011,753	34,681,593	111,269,067	17,340,797	17,340,797	55,634,534	0.621	10,767,270	31,664,726
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	5,996,124	7,914,884	30,460,310	141,729,377	15,230,155	15,230,155	70,864,688	0.564	8,597,025	40,261,751
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	5,169,124	6,823,244	26,259,150	167,988,527	13,129,575	13,129,575	83,994,264	0.513	6,737,548	46,999,299
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	4,488,510	5,924,833	22,801,629	190,790,156	11,400,814	11,400,814	95,395,078	0.467	5,318,564	52,317,863
	128,156	391,546,654	19,577,333				40,000,000	10,000,000	50,000,000	61,179,165	200,756,497	190,790,156		95,395,078	95,395,078			52,317,863	
																IRR	44.99%	37.89%	25.35%
																PIR		0.7950	0.4360

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	400
Productivity	=	1

INVESTMENT	= 120	MMBAHT
ROYALTY	= 19.58	MMBAHT
INCOME TAX	= 95.40	MMBAHT
PROFIT	= 95.40	MMBAHT
IRR (NO_DC)	= 37.89	%
IRR (10%DC)	= 25.35	%
PIR (10%DC)	= 0.4360	
PROFIT (10%DC)	= 52.32	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.19 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	11,000,000	11,000,000	44,000,000	11,000,000	55,000,000	0	79,200,000	-79,200,000	-79,200,000	0	-79,200,000	-79,200,000	1.000	-79,200,000	-79,200,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	27,457,080	45,050,213	42,812,443	-36,387,557	0	42,812,443	-36,387,557	0.909	38,920,403	-40,279,597
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	18,240,642	34,359,145	24,010,910	-12,376,647	0	24,010,910	-12,376,647	0.826	19,843,727	-20,435,870
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	16,560,520	32,410,203	20,583,461	8,206,814	4,103,407	16,480,054	4,103,407	0.751	12,381,709	-8,054,161
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	15,138,401	30,760,545	17,682,338	25,889,152	8,841,169	8,841,169	12,944,576	0.683	6,038,637	-2,015,524
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	13,654,171	15,838,838	27,854,508	53,743,660	13,927,254	13,927,254	26,871,830	0.621	8,647,729	6,632,205
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	11,992,248	13,911,008	24,464,186	78,207,846	12,232,093	12,232,093	39,103,923	0.564	6,904,698	13,536,903
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	10,338,248	11,992,368	21,090,026	99,297,872	10,545,013	10,545,013	49,648,936	0.513	5,411,259	18,948,162
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,413,342	18,313,119	117,610,992	9,156,560	9,156,560	58,805,496	0.467	4,271,603	23,219,764
	128,156	391,546,654	19,577,333				44,000,000	11,000,000	55,000,000	122,358,329	273,935,662	117,610,992		58,805,496	58,805,496			23,219,764	
																IRR	14.87%	21.03%	10.03%
																PIR		0.4455	0.1759

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	= 132	MMBAHT
ROYALTY	= 19.58	MMBAHT
INCOME TAX	= 58.81	MMBAHT
PROFIT	= 58.81	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 21.03	%
IRR (10%DC)	= 10.03	%
PIR (10%DC)	= 0.1759	
PROFIT (10%DC)	= 23.22	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.20 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	12,000,000	12,000,000	48,000,000	12,000,000	60,000,000	0	86,400,000	-86,400,000	-86,400,000	0	-86,400,000	-86,400,000	1.000	-86,400,000	-86,400,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	27,457,080	46,250,213	41,612,443	-44,787,557	0	41,612,443	-44,787,557	0.909	37,829,494	-48,570,506
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	18,240,642	35,559,145	22,810,910	-21,976,647	0	22,810,910	-21,976,647	0.826	18,851,991	-29,718,515
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	16,560,520	33,610,203	19,383,461	-2,593,186	0	19,383,461	-2,593,186	0.751	14,563,081	-15,155,433
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	15,138,401	31,960,545	16,482,338	13,889,152	6,944,576	9,537,762	6,944,576	0.683	6,514,420	-8,641,014
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	13,654,171	15,838,838	27,854,508	41,743,660	13,927,254	13,927,254	20,871,830	0.621	8,647,729	6,715
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	11,992,248	13,911,008	24,464,186	66,207,846	12,232,093	12,232,093	33,103,923	0.564	6,904,698	6,911,413
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	10,338,248	11,992,368	21,090,026	87,297,872	10,545,013	10,545,013	43,648,936	0.513	5,411,259	12,322,672
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,413,342	18,313,119	105,610,992	9,156,560	9,156,560	52,805,496	0.467	4,271,603	16,594,275
	128,156	391,546,654	19,577,333				48,000,000	12,000,000	60,000,000	122,358,329	285,935,662	105,610,992		52,805,496	52,805,496			16,594,275	
																IRR	7.50%	17.13%	6.49%
																PIR		0.3667	0.1152

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	144	MMBAHT
ROYALTY	=	19.58	MMBAHT
INCOME TAX	=	52.81	MMBAHT
PROFIT	=	52.81	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	17.13	%
IRR (10%DC)	=	6.49	%
PIR (10%DC)	=	0.1152	
PROFIT (10%DC)	=	16.59	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.21 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	9,000,000	9,000,000	36,000,000	9,000,000	45,000,000	0	64,800,000	-64,800,000	-64,800,000	0	-64,800,000	-64,800,000	1.000	-64,800,000	-64,800,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	27,457,080	42,650,213	45,212,443	-19,587,557	0	45,212,443	-19,587,557	0.909	41,102,221	-23,697,779
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	18,240,642	31,959,145	26,410,910	6,823,353	3,411,676	22,999,233	3,411,676	0.826	19,007,631	-4,690,148
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	16,560,520	30,010,203	22,983,461	29,806,814	11,491,731	11,491,731	14,903,407	0.751	8,633,907	3,943,759
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	15,138,401	28,360,545	20,082,338	49,889,152	10,041,169	10,041,169	24,944,576	0.683	6,858,254	10,802,013
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	13,654,171	15,838,838	27,854,508	77,743,660	13,927,254	13,927,254	38,871,830	0.621	8,647,729	19,449,742
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	11,992,248	13,911,008	24,464,186	102,207,846	12,232,093	12,232,093	51,103,923	0.564	6,904,698	26,354,439
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	10,338,248	11,992,368	21,090,026	123,297,872	10,545,013	10,545,013	61,648,936	0.513	5,411,259	31,765,698
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,413,342	18,313,119	141,610,992	9,156,560	9,156,560	70,805,496	0.467	4,271,603	36,037,301
	128,156	391,546,654	19,577,333				36,000,000	9,000,000	45,000,000	122,358,329	249,935,662	141,610,992		70,805,496	70,805,496			36,037,301	
																IRR	33.35%	31.29%	19.36%
																PIR		0.6556	0.3337

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800
Productivity	=	1

INVESTMENT	=	108	MMBAHT
ROYALTY	=	19.58	MMBAHT
INCOME TAX	=	70.81	MMBAHT
PROFIT	=	70.81	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	31.29	%
IRR (10%DC)	=	19.36	%
PIR (10%DC)	=	0.3337	
PROFIT (10%DC)	=	36.04	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.22 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 2 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	8,000,000	8,000,000	32,000,000	8,000,000	40,000,000	0	57,600,000	-57,600,000	-57,600,000	0	-57,600,000	-57,600,000	1.000	-57,600,000	-57,600,000
1	32,687	87,862,656	4,393,133	1.0500			0	0	0	27,457,080	41,450,213	46,412,443	-11,187,557	0	46,412,443	-11,187,557	0.909	42,193,130	-15,406,870
2	20,681	58,370,054	2,918,503	1.1025			0	0	0	18,240,642	30,759,145	27,610,910	16,423,353	8,211,676	19,399,233	8,211,676	0.826	16,032,424	625,554
3	17,882	52,993,665	2,649,683	1.1576			0	0	0	16,560,520	28,810,203	24,183,461	40,606,814	12,091,731	12,091,731	20,303,407	0.751	9,084,696	9,710,251
4	15,568	48,442,883	2,422,144	1.2155			0	0	0	15,138,401	27,160,545	21,282,338	61,889,152	10,641,169	10,641,169	30,944,576	0.683	7,268,062	16,978,312
5	13,373	43,693,346	2,184,667	1.2763			0	0	0	13,654,171	15,838,838	27,854,508	89,743,660	13,927,254	13,927,254	44,871,830	0.621	8,647,729	25,626,041
6	11,186	38,375,193	1,918,760	1.3401			0	0	0	11,992,248	13,911,008	24,464,186	114,207,846	12,232,093	12,232,093	57,103,923	0.564	6,904,698	32,530,739
7	9,184	33,082,394	1,654,120	1.4071			0	0	0	10,338,248	11,992,368	21,090,026	135,297,872	10,545,013	10,545,013	67,648,936	0.513	5,411,259	37,941,998
8	7,595	28,726,462	1,436,323	1.4775			0	0	0	8,977,019	10,413,342	18,313,119	153,610,992	9,156,560	9,156,560	76,805,496	0.467	4,271,603	42,213,600
	128,156	391,546,654	19,577,333				32,000,000	8,000,000	40,000,000	122,358,329	237,935,662	153,610,992		76,805,496	76,805,496			42,213,600	
																IRR	45.41%	38.13%	25.57%
																PIR		0.8001	0.4397

Price	= 80	
Ex Rate	= 32	
Prod cost	= 800	
Productivity	= 1	

INVESTMENT	= 96	MMBAHT
ROYALTY	= 19.58	MMBAHT
INCOME TAX	= 76.81	MMBAHT
PROFIT	= 76.81	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 38.13	%
IRR (10%DC)	= 25.57	%
PIR (10%DC)	= 0.4397	
PROFIT (10%DC)	= 42.21	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.23 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	72,537,696	3,626,885	1.0500			0	0	0	30,224,040	45,850,925	26,686,771	-45,313,229	0	26,686,771	-45,313,229	0.909	24,260,701	-47,739,299
2	21,753	46,046,750	2,302,338	1.1025			0	0	0	19,186,146	33,488,484	12,558,267	-32,754,962	0	12,558,267	-32,754,962	0.826	10,378,733	-37,360,566
3	19,320	42,941,405	2,147,070	1.1576			0	0	0	17,892,252	32,039,322	10,902,083	-21,852,879	0	10,902,083	-21,852,879	0.751	8,190,896	-29,169,670
4	17,435	40,689,315	2,034,466	1.2155			0	0	0	16,953,881	30,988,347	9,700,968	-12,151,911	0	9,700,968	-12,151,911	0.683	6,625,892	-22,543,778
5	15,818	38,761,386	1,938,069	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,088,647	20,672,739	8,520,828	4,260,414	16,412,325	4,260,414	0.621	10,190,763	-12,353,016
6	14,138	36,376,843	1,818,842	1.3401			0	0	0	15,157,018	16,975,860	19,400,983	27,921,810	9,700,491	9,700,491	13,960,905	0.564	5,475,674	-6,877,341
7	12,519	33,821,741	1,691,087	1.4071			0	0	0	14,092,392	15,783,479	18,038,262	45,960,072	9,019,131	9,019,131	22,980,036	0.513	4,628,240	-2,249,101
8	10,915	30,962,738	1,548,137	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,449,278	16,513,460	62,473,533	8,256,730	8,256,730	31,236,766	0.467	3,851,826	1,602,725
9	9,405	28,013,264	1,400,663	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,072,857	14,940,408	77,413,940	7,470,204	7,470,204	38,706,970	0.424	3,168,096	4,770,820
10	8,091	25,304,422	1,265,221	1.6289			0	0	0	10,543,509	11,808,730	13,495,692	90,909,632	6,747,846	6,747,846	45,454,816	0.386	2,601,587	7,372,407
	165,375	395,455,560	19,772,778				40,000,000	10,000,000	50,000,000	164,773,150	304,545,928	90,909,632		45,454,816	45,454,816			7,372,407	

			INVESTMENT	= 120	MMBAHT		IRR	-8.36%	12.97%	2.70%
			ROYALTY	= 19.77	MMBAHT		PIR		0.3788	0.0614
Price	= 60		INCOME TAX	= 45.45	MMBAHT					
Ex Rate	= 32		PROFIT	= 45.45	MMBAHT					
Prod cost	= 800		IRR (NO DC)	= 12.97	%					
Productivity	= 1		IRR (10%DC)	= 2.70	%					
			PIR (10%DC)	= 0.0614						
			PROFIT (10%DC)	= 7.37	MMBAHT					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.24 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	84,627,312	4,231,366	1.0500			0	0	0	30,224,040	46,455,406	38,171,906	-33,828,094	0	38,171,906	-33,828,094	0.909	34,701,733	-37,298,267
2	21,753	53,721,209	2,686,060	1.1025			0	0	0	19,186,146	33,872,206	19,849,002	-13,979,091	0	19,849,002	-13,979,091	0.826	16,404,134	-20,894,133
3	19,320	50,098,306	2,504,915	1.1576			0	0	0	17,892,252	32,397,167	17,701,138	3,722,047	1,861,024	15,840,115	1,861,024	0.751	11,900,913	-8,993,220
4	17,435	47,470,867	2,373,543	1.2155			0	0	0	16,953,881	31,327,425	16,143,443	19,865,490	8,071,721	8,071,721	9,932,745	0.683	5,513,094	-3,480,126
5	15,818	45,221,617	2,261,081	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,411,658	26,809,958	46,675,448	13,404,979	13,404,979	23,337,724	0.621	8,323,437	4,843,312
6	14,138	42,439,650	2,121,982	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,279,000	25,160,649	71,836,098	12,580,325	12,580,325	35,918,049	0.564	7,101,265	11,944,577
7	12,519	39,458,698	1,972,935	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,065,327	23,393,371	95,229,469	11,696,685	11,696,685	47,614,734	0.513	6,002,249	17,946,826
8	10,915	36,123,195	1,806,160	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,707,301	21,415,894	116,645,363	10,707,947	10,707,947	58,322,681	0.467	4,995,336	22,942,162
9	9,405	32,682,142	1,634,107	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,306,301	19,375,841	136,021,204	9,687,921	9,687,921	68,010,602	0.424	4,108,624	27,050,787
10	8,091	29,521,826	1,476,091	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,019,600	17,502,225	153,523,429	8,751,113	8,751,113	76,761,715	0.386	3,373,933	30,424,719
	165,375	461,364,820	23,068,241				40,000,000	10,000,000	50,000,000	164,773,150	307,841,391	153,523,429		76,761,715	76,761,715			30,424,719	

Price = 70
Ex Rate = 32
Prod cost = 800
Productivity = 1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT			
ROYALTY	=	23.07	MMBAHT			
INCOME TAX	=	76.76	MMBAHT			
PROFIT	=	76.76	MMBAHT			
IRR (NO DC)	=	22.99	%			
IRR (10%DC)	=	11.81	%			
PIR (10%DC)	=	0.2535				
PROFIT (10%DC)	=	30.42	MMBAHT			

IRR	12.60%	22.99%	11.81%
PIR		0.6397	0.2535

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.25 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	30,224,040	47,059,886	49,657,042	-22,342,958	0	49,657,042	-22,342,958	0.909	45,142,765	-26,857,235
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	19,186,146	34,255,929	27,139,738	4,796,779	2,398,390	24,741,348	2,398,390	0.826	20,447,395	-6,409,840
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	17,892,252	32,755,012	24,500,194	29,296,974	12,250,097	12,250,097	14,648,487	0.751	9,203,679	2,793,839
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	16,953,881	31,666,502	22,585,918	51,882,891	11,292,959	11,292,959	25,941,446	0.683	7,713,243	10,507,082
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,734,670	32,947,178	84,830,069	16,473,589	16,473,589	42,415,035	0.621	10,228,803	20,735,885
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,582,141	30,920,316	115,750,385	15,460,158	15,460,158	57,875,193	0.564	8,726,856	29,462,741
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,347,175	28,748,480	144,498,865	14,374,240	14,374,240	72,249,433	0.513	7,376,258	36,838,999
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,965,323	26,318,328	170,817,193	13,159,164	13,159,164	85,408,596	0.467	6,138,847	42,977,846
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,539,744	23,811,275	194,628,467	11,905,637	11,905,637	97,314,234	0.424	5,049,152	48,026,999
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,230,471	21,508,759	216,137,226	10,754,379	10,754,379	108,068,613	0.386	4,146,279	52,173,277
	165,375	527,274,080	26,363,704				40,000,000	10,000,000	50,000,000	164,773,150	311,136,854	216,137,226		108,068,613	108,068,613			52,173,277	

				INVESTMENT	= 120	MMBAHT			
				ROYALTY	= 26.36	MMBAHT		IRR	31.29%	32.78%	20.71%
Price	= 80			INCOME TAX	= 108.07	MMBAHT		PIR		0.9006	0.4348
Ex Rate	= 32			PROFIT	= 108.07	MMBAHT					
Prod cost	= 800			IRR (NO DC)	= 32.78	%					
Productivity	= 1			IRR (10%DC)	= 20.71	%					
				PIR (10%DC)	= 0.4348						
				PROFIT (10%DC)	= 52.17	MMBAHT					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.26 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	108,806,544	5,440,327	1.0500			0	0	0	30,224,040	47,664,367	61,142,177	-10,857,823	0	61,142,177	-10,857,823	0.909	55,583,797	-16,416,203
2	21,753	69,070,126	3,453,506	1.1025			0	0	0	19,186,146	34,639,652	34,430,473	23,572,650	11,786,325	22,644,148	11,786,325	0.826	18,714,172	2,297,969
3	19,320	64,412,107	3,220,605	1.1576			0	0	0	17,892,252	33,112,857	31,299,250	54,871,900	15,649,625	15,649,625	27,435,950	0.751	11,757,795	14,055,764
4	17,435	61,033,972	3,051,699	1.2155			0	0	0	16,953,881	32,005,580	29,028,392	83,900,292	14,514,196	14,514,196	41,950,146	0.683	9,913,391	23,969,155
5	15,818	58,142,079	2,907,104	1.2763			0	0	0	16,150,577	19,057,681	39,084,397	122,984,690	19,542,199	19,542,199	61,492,345	0.621	12,134,168	36,103,323
6	14,138	54,565,264	2,728,263	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,885,281	36,679,983	159,664,673	18,339,991	18,339,991	79,832,336	0.564	10,352,447	46,455,770
7	12,519	50,732,612	2,536,631	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,629,023	34,103,589	193,768,262	17,051,795	17,051,795	96,884,131	0.513	8,750,267	55,206,037
8	10,915	46,444,107	2,322,205	1.4775			0	0	0	12,901,141	15,223,346	31,220,761	224,989,023	15,610,381	15,610,381	112,494,511	0.467	7,282,358	62,488,395
9	9,405	42,019,897	2,100,995	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,773,188	28,246,708	253,235,731	14,123,354	14,123,354	126,617,865	0.424	5,989,681	68,478,076
10	8,091	37,956,633	1,897,832	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,441,341	25,515,292	278,751,023	12,757,646	12,757,646	139,375,512	0.386	4,918,625	73,396,700
	165,375	593,183,340	29,659,167				40,000,000	10,000,000	50,000,000	164,773,150	314,432,317	278,751,023		139,375,512	139,375,512			73,396,700	

			INVESTMENT	= 120	MMBAHT			
			ROYALTY	= 29.66	MMBAHT			
			INCOME TAX	= 139.38	MMBAHT			
			PROFIT	= 139.38	MMBAHT			
			IRR (NO DC)	= 42.31	%			
			IRR (10%DC)	= 29.38	%			
			PIR (10%DC)	= 0.6116				
			PROFIT (10%DC)	= 73.40	MMBAHT			

		IRR	48.87%	42.31%	29.38%
		PIR		1.1615	0.6116

Price = 90
Ex Rate = 32
Prod cost = 800
Productivity = 1

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.27 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	120,896,160	6,044,808	1.0500			0	0	0	30,224,040	48,268,848	72,627,312	627,312	313,656	72,313,656	313,656	0.909	65,739,687	-6,260,313
2	21,753	76,744,584	3,837,229	1.1025			0	0	0	19,186,146	35,023,375	41,721,209	42,348,521	20,860,604	20,860,604	21,174,260	0.826	17,240,169	10,979,856
3	19,320	71,569,008	3,578,450	1.1576			0	0	0	17,892,252	33,470,702	38,098,306	80,446,826	19,049,153	19,049,153	40,223,413	0.751	14,311,910	25,291,767
4	17,435	67,815,525	3,390,776	1.2155			0	0	0	16,953,881	32,344,657	35,470,867	115,917,694	17,735,434	17,735,434	57,958,847	0.683	12,113,540	37,405,306
5	15,818	64,602,310	3,230,115	1.2763			0	0	0	16,150,577	19,380,693	45,221,617	161,139,310	22,610,808	22,610,808	80,569,655	0.621	14,039,533	51,444,840
6	14,138	60,628,071	3,031,404	1.3401			0	0	0	15,157,018	18,188,421	42,439,650	203,578,960	21,219,825	21,219,825	101,789,480	0.564	11,978,038	63,422,877
7	12,519	56,369,569	2,818,478	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,910,871	39,458,698	243,037,658	19,729,349	19,729,349	121,518,829	0.513	10,124,276	73,547,153
8	10,915	51,604,564	2,580,228	1.4775			0	0	0	12,901,141	15,481,369	36,123,195	279,160,853	18,061,597	18,061,597	139,580,426	0.467	8,425,868	81,973,021
9	9,405	46,688,774	2,334,439	1.5513			0	0	0	11,672,193	14,006,632	32,682,142	311,842,995	16,341,071	16,341,071	155,921,497	0.424	6,930,209	88,903,231
10	8,091	42,174,037	2,108,702	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,652,211	29,521,826	341,364,820	14,760,913	14,760,913	170,682,410	0.386	5,690,971	94,594,202
	165,375	659,092,600	32,954,630				40,000,000	10,000,000	50,000,000	164,773,150	317,727,780	341,364,820		170,682,410	170,682,410			94,594,202	

Price = 100
Ex Rate = 32
Prod cost = 800
Productivity = 1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT			
ROYALTY	=	32.95	MMBAHT			
INCOME TAX	=	170.68	MMBAHT			
PROFIT	=	170.68	MMBAHT			
IRR (NO DC)	=	52.16	%	IRR	65.85%	52.16%	38.33%
IRR (10%DC)	=	38.33	%				
PIR (10%DC)	=	0.7883		PIR		1.4224	0.7883
PROFIT (10%DC)	=	94.59	MMBAHT				

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.28 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (1,200 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	45,336,060	62,171,906	34,545,022	-37,454,978	0	34,545,022	-37,454,978	0.909	31,404,565	-40,595,435
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	28,779,219	43,849,002	17,546,665	-19,908,314	0	17,546,665	-19,908,314	0.826	14,501,376	-26,094,059
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	26,838,378	41,701,138	15,554,068	-4,354,245	0	15,554,068	-4,354,245	0.751	11,686,002	-14,408,057
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	25,430,822	40,143,443	14,108,977	9,754,732	4,877,366	9,231,611	4,877,366	0.683	6,305,315	-8,102,743
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	24,225,866	26,809,958	24,871,889	34,626,621	12,435,945	12,435,945	17,313,310	0.621	7,721,743	-381,000
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	22,735,527	25,160,649	23,341,807	57,968,428	11,670,904	11,670,904	28,984,214	0.564	6,587,921	6,206,921
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	21,138,588	23,393,371	21,702,284	79,670,712	10,851,142	10,851,142	39,835,356	0.513	5,568,352	11,775,273
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	19,351,711	21,415,894	19,867,757	99,538,469	9,933,879	9,933,879	49,769,234	0.467	4,634,228	16,409,501
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	17,508,290	19,375,841	17,975,178	117,513,647	8,987,589	8,987,589	58,756,823	0.424	3,811,615	20,221,116
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	15,815,264	17,502,225	16,237,004	133,750,651	8,118,502	8,118,502	66,875,326	0.386	3,130,034	23,351,150
	165,375	527,274,080	26,363,704				40,000,000	10,000,000	50,000,000	247,159,725	393,523,429	133,750,651		66,875,326	66,875,326			23,351,150	

					IRR	6.32%	19.85%	8.95%
					PIR		0.5573	0.1946

Price	= 80	INVESTMENT	= 120 MMBAHT
Ex Rate	= 32	ROYALTY	= 26.36 MMBAHT
Prod cost	= 1200	INCOME TAX	= 66.88 MMBAHT
Productivity	= 1	PROFIT	= 66.88 MMBAHT
		IRR (NO DC)	= 19.85 %
		IRR (10%DC)	= 8.95 %
		PIR (10%DC)	= 0.1946
		PROFIT (10%DC)	= 23.35 MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค. 29 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (400 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	40,000,000	10,000,000	50,000,000	0	72,000,000	-72,000,000	-72,000,000	0	-72,000,000	-72,000,000	1.000	-72,000,000	-72,000,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	15,112,020	31,947,866	64,769,062	-7,230,938	0	64,769,062	-7,230,938	0.909	58,880,965	-13,119,035
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	9,593,073	24,662,856	36,732,811	29,501,872	14,750,936	21,981,875	14,750,936	0.826	18,166,839	5,047,804
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	8,946,126	23,808,886	33,446,320	62,948,193	16,723,160	16,723,160	31,474,096	0.751	12,564,358	17,612,161
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	8,476,941	23,189,562	31,062,858	94,011,051	15,531,429	15,531,429	47,005,525	0.683	10,608,175	28,220,336
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	8,075,289	10,659,381	41,022,467	135,033,517	20,511,233	20,511,233	67,516,759	0.621	12,735,862	40,956,198
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	7,578,509	10,003,632	38,498,825	173,532,342	19,249,413	19,249,413	86,766,171	0.564	10,865,792	51,821,990
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	7,046,196	9,300,979	35,794,676	209,327,018	17,897,338	17,897,338	104,663,509	0.513	9,184,164	61,006,154
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	6,450,570	8,514,753	32,768,898	242,095,916	16,384,449	16,384,449	121,047,958	0.467	7,643,466	68,649,621
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	5,836,097	7,703,648	29,647,371	271,743,288	14,823,686	14,823,686	135,871,644	0.424	6,286,690	74,936,310
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	5,271,755	6,958,716	26,780,513	298,523,801	13,390,257	13,390,257	149,261,901	0.386	5,162,524	80,098,834
	165,375	527,274,080	26,363,704				40,000,000	10,000,000	50,000,000	82,386,575	228,750,279	298,523,801		149,261,901	149,261,901			80,098,834	

Price = 80
Ex Rate = 32
Prod cost = 400
Productivity = 1

INVESTMENT	=	120	MMBAHT			
ROYALTY	=	26.36	MMBAHT			
INCOME TAX	=	149.26	MMBAHT			
PROFIT	=	149.26	MMBAHT			
IRR (NO DC)	=	45.40	%	IRR	54.29%	45.40%	32.18%
IRR (10%DC)	=	32.18	%				
PIR (10%DC)	=	0.6675		PIR		1.2438	0.6675
PROFIT (10%DC)	=	80.10	MMBAHT				

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.30 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	11,000,000	11,000,000	44,000,000	11,000,000	55,000,000	0	79,200,000	-79,200,000	-79,200,000	0	-79,200,000	-79,200,000	1.000	-79,200,000	-79,200,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	30,224,040	48,259,886	48,457,042	-30,742,958	0	48,457,042	-30,742,958	0.909	44,051,856	-35,148,144
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	19,186,146	35,455,929	25,939,738	-4,803,221	0	25,939,738	-4,803,221	0.826	21,437,800	-13,710,344
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	17,892,252	33,955,012	23,300,194	18,496,974	9,248,487	14,051,707	9,248,487	0.751	10,557,256	-3,153,088
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	16,953,881	32,866,502	21,385,918	39,882,891	10,692,959	10,692,959	19,941,446	0.683	7,303,435	4,150,346
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,734,670	32,947,178	72,830,069	16,473,589	16,473,589	36,415,035	0.621	10,228,803	14,379,149
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,582,141	30,920,316	103,750,385	15,460,158	15,460,158	51,875,193	0.564	8,726,856	23,106,005
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,347,175	28,748,480	132,498,865	14,374,240	14,374,240	66,249,433	0.513	7,376,258	30,482,263
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,965,323	26,318,328	158,817,193	13,159,164	13,159,164	79,408,596	0.467	6,138,847	36,621,110
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,539,744	23,811,275	182,628,467	11,905,637	11,905,637	91,314,234	0.424	5,049,152	41,670,263
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,230,471	21,508,759	204,137,226	10,754,379	10,754,379	102,068,613	0.386	4,146,279	45,816,541
	165,375	527,274,080	26,363,704				44,000,000	11,000,000	55,000,000	164,773,150	323,136,854	204,137,226		102,068,613	102,068,613			45,816,541	

						IRR	22.35%	28.04%	16.40%
						PIR		0.7732	0.3471
Price	= 80		INVESTMENT	= 132	MMBAHT				
Ex Rate	= 32		ROYALTY	= 26.36	MMBAHT				
Prod cost	= 800		INCOME TAX	= 102.07	MMBAHT				
Productivity	= 1		PROFIT	= 102.07	MMBAHT				
			IRR (NO DC)	= 28.04	%				
			IRR (10%DC)	= 16.40	%				
			PIR (10%DC)	= 0.3471					
			PROFIT (10%DC)	= 45.82	MMBAHT				

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.31 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	12,000,000	12,000,000	48,000,000	12,000,000	60,000,000	0	86,400,000	-86,400,000	-86,400,000	0	-86,400,000	-86,400,000	1.000	-86,400,000	-86,400,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	30,224,040	49,459,886	47,257,042	-39,142,958	0	47,257,042	-39,142,958	0.909	42,960,947	-43,439,053
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	19,186,146	36,655,929	24,739,738	-14,403,221	0	24,739,738	-14,403,221	0.826	20,446,064	-22,992,989
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	17,892,252	35,155,012	22,100,194	7,696,974	3,848,487	18,251,707	3,848,487	0.751	13,712,778	-9,280,211
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	16,953,881	34,066,502	20,185,918	27,882,891	10,092,959	10,092,959	13,941,446	0.683	6,893,627	-2,386,584
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,734,670	32,947,178	60,830,069	16,473,589	16,473,589	30,415,035	0.621	10,228,803	7,842,218
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,582,141	30,920,316	91,750,385	15,460,158	15,460,158	45,875,193	0.564	8,726,856	16,569,075
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,347,175	28,748,480	120,498,865	14,374,240	14,374,240	60,249,433	0.513	7,376,258	23,945,333
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,965,323	26,318,328	146,817,193	13,159,164	13,159,164	73,408,596	0.467	6,138,847	30,084,180
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,539,744	23,811,275	170,628,467	11,905,637	11,905,637	85,314,234	0.424	5,049,152	35,133,332
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,230,471	21,508,759	192,137,226	10,754,379	10,754,379	96,068,613	0.386	4,146,279	39,279,611
	165,375	527,274,080	26,363,704				48,000,000	12,000,000	60,000,000	164,773,150	335,136,854	192,137,226		96,068,613	96,068,613			39,279,611	

							IRR	14.64%	24.01%	12.74%
							PIR		0.6671	0.2728

Price	=	80	
Ex Rate	=	32	
Prod cost	=	800	
Productivity	=	1	

INVESTMENT	=	144	MMBAHT
ROYALTY	=	26.36	MMBAHT
INCOME TAX	=	96.07	MMBAHT
PROFIT	=	96.07	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	24.01	%
IRR (10%DC)	=	12.74	%
PIR (10%DC)	=	0.2728	
PROFIT (10%DC)	=	39.28	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.32 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	9,000,000	9,000,000	36,000,000	9,000,000	45,000,000	0	64,800,000	-64,800,000	-64,800,000	0	-64,800,000	-64,800,000	1.000	-64,800,000	-64,800,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	30,224,040	45,859,886	50,857,042	-13,942,958	0	50,857,042	-13,942,958	0.909	46,233,674	-18,566,326
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	19,186,146	33,055,929	28,339,738	14,396,779	7,198,390	21,141,348	7,198,390	0.826	17,472,189	-1,094,137
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	17,892,252	31,555,012	25,700,194	40,096,974	12,850,097	12,850,097	20,048,487	0.751	9,654,468	8,560,331
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	16,953,881	30,466,502	23,785,918	63,882,891	11,892,959	11,892,959	31,941,446	0.683	8,123,051	16,683,382
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,734,670	32,947,178	96,830,069	16,473,589	16,473,589	48,415,035	0.621	10,228,803	26,912,184
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,582,141	30,920,316	127,750,385	15,460,158	15,460,158	63,875,193	0.564	8,726,856	35,639,041
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,347,175	28,748,480	156,498,865	14,374,240	14,374,240	78,249,433	0.513	7,376,258	43,015,298
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,965,323	26,318,328	182,817,193	13,159,164	13,159,164	91,408,596	0.467	6,138,847	49,154,145
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,539,744	23,811,275	206,628,467	11,905,637	11,905,637	103,314,234	0.424	5,049,152	54,203,298
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,230,471	21,508,759	228,137,226	10,754,379	10,754,379	114,068,613	0.386	4,146,279	58,349,577
	165,375	527,274,080	26,363,704				36,000,000	9,000,000	45,000,000	164,773,150	299,136,854	228,137,226		114,068,613	114,068,613			58,349,577	

Price = 80
Ex Rate = 32
Prod cost = 800
Productivity = 1

INVESTMENT	=	108	MMBAHT		IRR	41.87%	38.43%	25.84%
ROYALTY	=	26.36	MMBAHT		PIR		1.0562	0.5403
INCOME TAX	=	114.07	MMBAHT					
PROFIT	=	114.07	MMBAHT					
IRR (NO DC)	=	38.43	%					
IRR (10%DC)	=	25.84	%					
PIR (10%DC)	=	0.5403						
PROFIT (10%DC)	=	58.35	MMBAHT					

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.33 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 3 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	8,000,000	8,000,000	32,000,000	8,000,000	40,000,000	0	57,600,000	-57,600,000	-57,600,000	0	-57,600,000	-57,600,000	1.000	-57,600,000	-57,600,000
1	35,981	96,716,928	4,835,846	1.0500			0	0	0	30,224,040	44,659,886	52,057,042	-5,542,958	0	52,057,042	-5,542,958	0.909	47,324,583	-10,275,417
2	21,753	61,395,667	3,069,783	1.1025			0	0	0	19,186,146	31,855,929	29,539,738	23,996,779	11,998,390	17,541,348	11,998,390	0.826	14,496,982	4,221,565
3	19,320	57,255,206	2,862,760	1.1576			0	0	0	17,892,252	30,355,012	26,900,194	50,896,974	13,450,097	13,450,097	25,448,487	0.751	10,105,257	14,326,822
4	17,435	54,252,420	2,712,621	1.2155			0	0	0	16,953,881	29,266,502	24,985,918	75,882,891	12,492,959	12,492,959	37,941,446	0.683	8,532,859	22,859,681
5	15,818	51,681,848	2,584,092	1.2763			0	0	0	16,150,577	18,734,670	32,947,178	108,830,069	16,473,589	16,473,589	54,415,035	0.621	10,228,803	33,088,484
6	14,138	48,502,457	2,425,123	1.3401			0	0	0	15,157,018	17,582,141	30,920,316	139,750,385	15,460,158	15,460,158	69,875,193	0.564	8,726,856	41,815,340
7	12,519	45,095,655	2,254,783	1.4071			0	0	0	14,092,392	16,347,175	28,748,480	168,498,865	14,374,240	14,374,240	84,249,433	0.513	7,376,258	49,191,598
8	10,915	41,283,651	2,064,183	1.4775			0	0	0	12,901,141	14,965,323	26,318,328	194,817,193	13,159,164	13,159,164	97,408,596	0.467	6,138,847	55,330,445
9	9,405	37,351,019	1,867,551	1.5513			0	0	0	11,672,193	13,539,744	23,811,275	218,628,467	11,905,637	11,905,637	109,314,234	0.424	5,049,152	60,379,597
10	8,091	33,739,229	1,686,961	1.6289			0	0	0	10,543,509	12,230,471	21,508,759	240,137,226	10,754,379	10,754,379	120,068,613	0.386	4,146,279	64,525,876
	165,375	527,274,080	26,363,704				32,000,000	8,000,000	40,000,000	164,773,150	287,136,854	240,137,226		120,068,613	120,068,613			64,525,876	

Price = 80
Ex Rate = 32
Prod cost = 800
Productivity = 1

INVESTMENT	=	96	MMBAHT			
ROYALTY	=	26.36	MMBAHT			
INCOME TAX	=	120.07	MMBAHT			
PROFIT	=	120.07	MMBAHT			
IRR (NO DC)	=	45.66	%	IRR	54.73%	45.66%	32.42%
IRR (10%DC)	=	32.42	%				
PIR (10%DC)	=	0.6721		PIR		1.2507	0.6721
PROFIT (10%DC)	=	64.53	MMBAHT				

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.34 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 60 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
1	57,192	115,299,072	5,764,954	1.0500			0	0	0	48,041,280	77,806,234	37,492,838	-86,507,162	0	37,492,838	-86,507,162	0.909	34,084,399	-89,915,601
2	39,676	83,986,157	4,199,308	1.1025			0	0	0	34,994,232	63,193,540	20,792,617	-65,714,545	0	20,792,617	-65,714,545	0.826	17,183,981	-72,731,620
3	30,565	67,934,992	3,396,750	1.1576			0	0	0	28,306,247	55,702,996	12,231,996	-53,482,549	0	12,231,996	-53,482,549	0.751	9,190,079	-63,541,541
4	22,388	52,248,488	2,612,424	1.2155			0	0	0	21,770,203	48,382,628	3,865,860	-49,616,689	0	3,865,860	-49,616,689	0.683	2,640,434	-60,901,107
5	16,521	40,484,060	2,024,203	1.2763			0	0	0	16,868,358	18,892,561	21,591,498	-28,025,191	0	21,591,498	-28,025,191	0.621	13,406,622	-47,494,485
6	12,272	31,575,655	1,578,783	1.3401			0		0	13,156,523	14,735,306	16,840,349	-32,776,340	0	16,840,349	-11,184,841	0.564	9,505,938	-37,988,547
	178,614	391,528,423	19,576,421				80,000,000	20,000,000	100,000,000	163,136,843	402,713,264	-11,184,841		0	-11,184,841			- 37,988,547	
																IRR	-23.76%	-3.03%	-11.85%
																PIR		-0.0508	-0.1727

Price = 60

Ex Rate = 32

Prod cost = 800

INVESTMENT	= 220	MMBAHT
ROYALTY	= 19.58	MMBAHT
INCOME TAX	= 0.00	MMBAHT
PROFIT	= -11.18	MMBAHT
IRR (NO DC)	= -3.03	%
IRR (10%DC)	= -11.85	%
PIR (10%DC)	= -0.1727	
PROFIT (10%DC)	= -37.99	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.35 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 70 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
				INTANG	TANG											
0	1.0000	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
6,725,779	1.0500			0	0	0	48,041,280	78,767,059	55,748,525	-68,251,475	0	55,748,525	-68,251,475	0.909	50,680,477	-73,319,523
4,899,192	1.1025			0	0	0	34,994,232	63,893,424	34,090,425	-34,161,050	0	34,090,425	-34,161,050	0.826	28,173,905	-45,145,618
3,962,875	1.1576			0	0	0	28,306,247	56,269,121	22,988,369	-11,172,681	0	22,988,369	-11,172,681	0.751	17,271,502	-27,874,116
3,047,828	1.2155			0	0	0	21,770,203	48,818,032	12,138,537	965,856	482,928	11,655,609	482,928	0.683	7,960,938	-19,913,178
2,361,570	1.2763			0	0	0	16,868,358	19,229,928	28,001,475	28,967,331	14,000,737	14,000,737	14,483,665	0.621	8,693,356	-11,219,822
1,841,913	1.3401			0		0	13,156,523	14,998,436	21,839,828	22,805,684	10,919,914	10,919,914	25,403,579	0.564	6,164,007	-5,055,815
22,839,158				80,000,000	20,000,000	100,000,000	163,136,843	405,976,001	50,807,159		25,403,579	25,403,579			-5,055,815	
													IRR	0.40%	8.03%	-1.79%
													PIR		0.1155	-0.0230

70	INVESTMENT	= 220	MMBAHT
32	ROYALTY	= 22.84	MMBAHT
800	INCOME TAX	= 25.40	MMBAHT
	PROFIT	= 25.40	MMBAHT
	IRR (NO DC)	= 8.03	%
	IRR (10%DC)	= -1.79	%
	PIR (10%DC)	= -0.0230	
	PROFIT (10%DC)	= -5.06	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.36 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
						INTANG	TANG											
0	0	0	0	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605			0	0	0	48,041,280	79,727,885	74,004,211	-49,995,789	0	74,004,211	-49,995,789	0.909	67,276,556	-56,723,444
2	39,676	111,981,542	5,599,077			0	0	0	34,994,232	64,593,309	47,388,233	-2,607,556	0	47,388,233	-2,607,556	0.826	39,163,829	-17,559,615
3	30,565	90,579,989	4,528,999			0	0	0	28,306,247	56,835,246	33,744,743	31,137,187	15,568,594	18,176,149	15,568,594	0.751	13,656,010	-3,903,605
4	22,388	69,664,650	3,483,233			0	0	0	21,770,203	49,253,436	20,411,214	51,548,402	10,205,607	10,205,607	25,774,201	0.683	6,970,567	3,066,962
5	16,521	53,978,746	2,698,937			0	0	0	16,868,358	19,567,295	34,411,451	85,959,852	17,205,725	17,205,725	42,979,926	0.621	10,683,402	13,750,363
6	12,272	42,100,873	2,105,044			0		0	13,156,523	15,261,567	26,839,307	78,387,709	13,419,653	13,419,653	56,399,580	0.564	7,575,045	21,325,408
	178,614	522,037,897	26,101,895			80,000,000	20,000,000	100,000,000	163,136,843	409,238,738	112,799,159		56,399,580	56,399,580			21,325,408	
															IRR	19.97%	18.74%	7.95%
															PIR		0.2564	0.0969

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	220	MMBAHT
ROYALTY	=	26.10	MMBAHT
INCOME TAX	=	56.40	MMBAHT
PROFIT	=	56.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	18.74	%
IRR (10%DC)	=	7.95	%
PIR (10%DC)	=	0.0969	
PROFIT (10%DC)	=	21.33	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.37 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 90 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
1	57,192	172,948,608	8,647,430	1.0500			0	0	0	48,041,280	80,688,710	92,259,898	-31,740,102	0	92,259,898	-31,740,102	0.909	83,872,634	-40,127,366
2	39,676	125,979,235	6,298,962	1.1025			0	0	0	34,994,232	65,293,194	60,686,041	28,945,939	14,472,970	46,213,072	14,472,970	0.826	38,192,621	-1,934,744
3	30,565	101,902,487	5,095,124	1.1576			0	0	0	28,306,247	57,401,371	44,501,117	73,447,056	22,250,558	22,250,558	36,723,528	0.751	16,717,174	14,782,429
4	22,388	78,372,731	3,918,637	1.2155			0	0	0	21,770,203	49,688,840	28,683,892	102,130,947	14,341,946	14,341,946	51,065,474	0.683	9,795,742	24,578,171
5	16,521	60,726,089	3,036,304	1.2763			0	0	0	16,868,358	19,904,663	40,821,427	142,952,374	20,410,713	20,410,713	71,476,187	0.621	12,673,447	37,251,618
6	12,272	47,363,483	2,368,174	1.3401			0		0	13,156,523	15,524,697	31,838,786	133,969,733	15,919,393	15,919,393	87,395,580	0.564	8,986,082	46,237,701
	178,614	587,292,634	29,364,632				80,000,000	20,000,000	100,000,000	163,136,843	412,501,474	174,791,159		87,395,580	87,395,580			46,237,701	
																IRR	37.72%	29.00%	17.27%
																PIR		0.3973	0.2102

Price	=	90
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	220	MMBAHT
ROYALTY	=	29.36	MMBAHT
INCOME TAX	=	87.40	MMBAHT
PROFIT	=	87.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	29.00	%
IRR (10%DC)	=	17.27	%
PIR (10%DC)	=	0.2102	
PROFIT (10%DC)	=	46.24	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.38 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III ที่ราคาน้ำมัน 100 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
1	57,192	192,165,120	9,608,256	1.0500			0	0	0	48,041,280	81,649,536	110,515,584	-13,484,416	0	110,515,584	-13,484,416	0.909	100,468,713	-23,531,287
2	39,676	139,976,928	6,998,846	1.1025			0	0	0	34,994,232	65,993,078	73,983,850	60,499,434	30,249,717	43,734,133	30,249,717	0.826	36,143,911	12,612,624
3	30,565	113,224,986	5,661,249	1.1576			0	0	0	28,306,247	57,967,496	55,257,490	115,756,924	27,628,745	27,628,745	57,878,462	0.751	20,757,885	33,370,509
4	22,388	87,080,813	4,354,041	1.2155			0	0	0	21,770,203	50,124,244	36,956,569	152,713,493	18,478,284	18,478,284	76,356,746	0.683	12,620,917	45,991,426
5	16,521	67,473,433	3,373,672	1.2763			0	0	0	16,868,358	20,242,030	47,231,403	199,944,895	23,615,701	23,615,701	99,972,448	0.621	14,663,493	60,654,919
6	12,272	52,626,092	2,631,305	1.3401			0		0	13,156,523	15,787,828	36,838,264	189,551,757	18,419,132	18,419,132	118,391,580	0.564	10,397,120	71,052,039
	178,614	652,547,371	32,627,369				80,000,000	20,000,000	100,000,000	163,136,843	415,764,211	236,783,160		118,391,580	118,391,580			71,052,039	
																IRR	54.50%	39.32%	26.65%
																PIR		0.5381	0.3230

Price	=	100
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	800

INVESTMENT	=	220	MMBAHT
ROYALTY	=	32.63	MMBAHT
INCOME TAX	=	118.39	MMBAHT
PROFIT	=	118.39	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	39.32	%
IRR (10%DC)	=	26.65	%
PIR (10%DC)	=	0.3230	
PROFIT (10%DC)	=	71.05	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.39 การคำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III โดยเพิ่มค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (1,200 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605	1.0500			0	0	0	72,061,920	103,748,525	49,983,571	-74,016,429	0	49,983,571	-74,016,429	0.909	45,439,610	-78,560,390
2	39,676	111,981,542	5,599,077	1.1025			0	0	0	52,491,348	82,090,425	29,891,117	-44,125,312	0	29,891,117	-44,125,312	0.826	24,703,403	-53,856,987
3	30,565	90,579,989	4,528,999	1.1576			0	0	0	42,459,370	70,988,369	19,591,620	-24,533,692	0	19,591,620	-24,533,692	0.751	14,719,474	-39,137,513
4	22,388	69,664,650	3,483,233	1.2155			0	0	0	32,655,305	60,138,537	9,526,113	-15,007,579	0	9,526,113	-15,007,579	0.683	6,506,463	-32,631,050
5	16,521	53,978,746	2,698,937	1.2763			0	0	0	25,302,537	28,001,475	25,977,272	10,969,692	5,484,846	20,492,425	5,484,846	0.621	12,724,184	-19,906,866
6	12,272	42,100,873	2,105,044	1.3401			0		0	19,734,784	21,839,828	20,261,045	5,253,466	2,626,733	17,634,312	23,119,158	0.564	9,954,110	-9,952,757
	178,614	522,037,897	26,101,895				80,000,000	20,000,000	100,000,000	244,705,264	490,807,159	31,230,738		8,111,579	23,119,158			- 9,952,757	
																IRR	-6.47%	6.48%	-3.20%
																PIR		0.1051	-0.0452

Price	= 80	
Ex Rate	= 32	
Prod cost	= 1200	

INVESTMENT	= 220	MMBAHT
ROYALTY	= 26.10	MMBAHT
INCOME TAX	= 8.11	MMBAHT
PROFIT	= 23.12	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 6.48	%
IRR (10%DC)	= -3.20	%
PIR (10%DC)	= -0.0452	
PROFIT (10%DC)	= -9.95	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.40 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III โดยลดค่าใช้จ่ายในการผลิตร้อยละ 50

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (400 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	10,000,000	10,000,000	80,000,000	20,000,000	100,000,000	0	124,000,000	-124,000,000	-124,000,000	0	-124,000,000	-124,000,000	1.000	-124,000,000	-124,000,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605	1.0500			0	0	0	24,020,640	55,707,245	98,024,851	-25,975,149	0	98,024,851	-25,975,149	0.909	89,113,501	-34,886,499
2	39,676	111,981,542	5,599,077	1.1025			0	0	0	17,497,116	47,096,193	64,885,349	38,910,200	19,455,100	45,430,249	19,455,100	0.826	37,545,660	2,659,161
3	30,565	90,579,989	4,528,999	1.1576			0	0	0	14,153,123	42,682,123	47,897,866	86,808,067	23,948,933	23,948,933	43,404,033	0.751	17,993,188	20,652,349
4	22,388	69,664,650	3,483,233	1.2155			0	0	0	10,885,102	38,368,334	31,296,316	118,104,383	15,648,158	15,648,158	59,052,191	0.683	10,687,902	31,340,252
5	16,521	53,978,746	2,698,937	1.2763			0	0	0	8,434,179	11,133,116	42,845,630	160,950,012	21,422,815	21,422,815	80,475,006	0.621	13,301,883	44,642,134
6	12,272	42,100,873	2,105,044	1.3401			0		0	6,578,261	8,683,305	33,417,568	151,521,951	16,708,784	16,708,784	97,183,790	0.564	9,431,673	54,073,807
	178,614	522,037,897	26,101,895				80,000,000	20,000,000	100,000,000	81,568,421	327,670,316	194,367,581		97,183,790	97,183,790			54,073,807	
																IRR	43.10%	32.24%	20.22%
																PIR		0.4417	0.2458

Price	=	80
Ex Rate	=	32
Prod cost	=	400

INVESTMENT	=	220	MMBAHT
ROYALTY	=	26.10	MMBAHT
INCOME TAX	=	97.18	MMBAHT
PROFIT	=	97.18	MMBAHT
IRR (NO DC)	=	32.24	%
IRR (10%DC)	=	20.22	%
PIR (10%DC)	=	0.2458	
PROFIT (10%DC)	=	54.07	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.41 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	11,000,000	11,000,000	88,000,000	22,000,000	110,000,000	0	136,400,000	-136,400,000	-136,400,000	0	-136,400,000	-136,400,000	1.000	-136,400,000	-136,400,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605	1.0500			0	0	0	48,041,280	82,127,885	71,604,211	-64,795,789	0	71,604,211	-64,795,789	0.909	65,094,737	-71,305,263
2	39,676	111,981,542	5,599,077	1.1025			0	0	0	34,994,232	66,993,309	44,988,233	-19,807,556	0	44,988,233	-19,807,556	0.826	37,180,358	-34,124,904
3	30,565	90,579,989	4,528,999	1.1576			0	0	0	28,306,247	59,235,246	31,344,743	11,537,187	5,768,594	25,576,149	5,768,594	0.751	19,215,739	-14,909,165
4	22,388	69,664,650	3,483,233	1.2155			0	0	0	21,770,203	51,653,436	18,011,214	29,548,402	9,005,607	9,005,607	14,774,201	0.683	6,150,951	-8,758,214
5	16,521	53,978,746	2,698,937	1.2763			0	0	0	16,868,358	19,567,295	34,411,451	63,959,852	17,205,725	17,205,725	31,979,926	0.621	10,683,402	1,925,188
6	12,272	42,100,873	2,105,044	1.3401			0		0	13,156,523	15,261,567	26,839,307	56,387,709	13,419,653	13,419,653	45,399,580	0.564	7,575,045	9,500,232
	178,614	522,037,897	26,101,895				88,000,000	22,000,000	110,000,000	163,136,843	431,238,738	90,799,159		45,399,580	45,399,580			9,500,232	
																IRR	10.74%	13.48%	3.16%
																PIR		0.1876	0.0393

Price = 80

Ex Rate = 32

Prod cost = 800

INVESTMENT	= 242	MMBAHT
ROYALTY	= 26.10	MMBAHT
INCOME TAX	= 45.40	MMBAHT
PROFIT	= 45.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 13.48	%
IRR (10%DC)	= 3.16	%
PIR (10%DC)	= 0.0393	
PROFIT (10%DC)	= 9.50	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.42 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมัน ขนาดที่ 4 แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	12,000,000	12,000,000	96,000,000	24,000,000	120,000,000	0	148,800,000	-148,800,000	-148,800,000	0	-148,800,000	-148,800,000	1.000	-148,800,000	-148,800,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605	1.0500			0	0	0	48,041,280	84,527,885	69,204,211	-79,595,789	0	69,204,211	-79,595,789	0.909	62,912,919	-85,887,081
2	39,676	111,981,542	5,599,077	1.1025			0	0	0	34,994,232	69,393,309	42,588,233	-37,007,556	0	42,588,233	-37,007,556	0.826	35,196,887	-50,690,194
3	30,565	90,579,989	4,528,999	1.1576			0	0	0	28,306,247	61,635,246	28,944,743	-8,062,813	0	28,944,743	-8,062,813	0.751	21,746,614	-28,943,580
4	22,388	69,664,650	3,483,233	1.2155			0	0	0	21,770,203	54,053,436	15,611,214	7,548,402	3,774,201	11,837,014	3,774,201	0.683	8,084,840	-20,858,740
5	16,521	53,978,746	2,698,937	1.2763			0	0	0	16,868,358	19,567,295	34,411,451	41,959,852	17,205,725	17,205,725	20,979,926	0.621	10,683,402	-10,175,339
6	12,272	42,100,873	2,105,044	1.3401			0		0	13,156,523	15,261,567	26,839,307	34,387,709	13,419,653	13,419,653	34,399,580	0.564	7,575,045	-2,600,294
	178,614	522,037,897	26,101,895				96,000,000	24,000,000	120,000,000	163,136,843	453,238,738	68,799,159		34,399,580	34,399,580			-2,600,294	
																IRR	2.60%	9.15%	-0.78%
																PIR		0.1303	-0.0098

Price = 80

Ex Rate = 32

Prod cost = 800

INVESTMENT	= 264	MMBAHT
ROYALTY	= 26.10	MMBAHT
INCOME TAX	= 34.40	MMBAHT
PROFIT	= 34.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 9.15	%
IRR (10%DC)	= -0.78	%
PIR (10%DC)	= -0.0098	
PROFIT (10%DC)	= -2.60	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.43 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลงร้อยละ 10

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	9,000,000	9,000,000	72,000,000	18,000,000	90,000,000	0	111,600,000	-111,600,000	-111,600,000	0	-111,600,000	-111,600,000	1.000	-111,600,000	-111,600,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605	1.0500			0	0	0	48,041,280	77,327,885	76,404,211	-35,195,789	0	76,404,211	-35,195,789	0.909	69,458,374	-42,141,626
2	39,676	111,981,542	5,599,077	1.1025			0	0	0	34,994,232	62,193,309	49,788,233	14,592,444	7,296,222	42,492,011	7,296,222	0.826	35,117,364	-7,024,262
3	30,565	90,579,989	4,528,999	1.1576			0	0	0	28,306,247	54,435,246	36,144,743	50,737,187	18,072,371	18,072,371	25,368,594	0.751	13,578,040	6,553,778
4	22,388	69,664,650	3,483,233	1.2155			0	0	0	21,770,203	46,853,436	22,811,214	73,548,402	11,405,607	11,405,607	36,774,201	0.683	7,790,183	14,343,962
5	16,521	53,978,746	2,698,937	1.2763			0	0	0	16,868,358	19,567,295	34,411,451	107,959,852	17,205,725	17,205,725	53,979,926	0.621	10,683,402	25,027,363
6	12,272	42,100,873	2,105,044	1.3401			0		0	13,156,523	15,261,567	26,839,307	100,387,709	13,419,653	13,419,653	67,399,580	0.564	7,575,045	32,602,408
	178,614	522,037,897	26,101,895				72,000,000	18,000,000	90,000,000	163,136,843	387,238,738	134,799,159		67,399,580	67,399,580			32,602,408	
																IRR	30.71%	24.88%	13.53%
																PIR		0.3404	0.1647

Price = 80

Ex Rate = 32

Prod cost = 800

INVESTMENT	= 198	MMBAHT
ROYALTY	= 26.10	MMBAHT
INCOME TAX	= 67.40	MMBAHT
PROFIT	= 67.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 24.88	%
IRR (10%DC)	= 13.53	%
PIR (10%DC)	= 0.1647	
PROFIT (10%DC)	= 32.60	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.44 คำนวณเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันขนาดที่ 3 จำนวนหลุมผลิต 2 หลุม แบบ Thailand III โดยมีต้นทุนลดลง ร้อยละ 20

ปี	ปริมาณการผลิตน้ำมัน (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าภาคหลวง	5% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน (800 บาท/บาร์เรล)	รวมรายจ่ายต่อปี	กำไรต่อปี	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ต่อปี	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมดต่อปี	ผลกำไรสะสมหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหักค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง) ต่อปี	ผลกำไรสะสม (หลังคิดค่าเงินเปลี่ยนแปลง)
							INTANG	TANG											
0	0	0	0	1.0000	8,000,000	8,000,000	64,000,000	16,000,000	80,000,000	0	99,200,000	-99,200,000	-99,200,000	0	-99,200,000	-99,200,000	1.000	-99,200,000	-99,200,000
1	57,192	153,732,096	7,686,605	1.0500			0	0	0	48,041,280	74,927,885	78,804,211	-20,395,789	0	78,804,211	-20,395,789	0.909	71,640,192	-27,559,808
2	39,676	111,981,542	5,599,077	1.1025			0	0	0	34,994,232	59,793,309	52,188,233	31,792,444	15,896,222	36,292,011	15,896,222	0.826	29,993,398	2,433,590
3	30,565	90,579,989	4,528,999	1.1576			0	0	0	28,306,247	52,035,246	38,544,743	70,337,187	19,272,371	19,272,371	35,168,594	0.751	14,479,618	16,913,207
4	22,388	69,664,650	3,483,233	1.2155			0	0	0	21,770,203	44,453,436	25,211,214	95,548,402	12,605,607	12,605,607	47,774,201	0.683	8,609,799	25,523,007
5	16,521	53,978,746	2,698,937	1.2763			0	0	0	16,868,358	19,567,295	34,411,451	129,959,852	17,205,725	17,205,725	64,979,926	0.621	10,683,402	36,206,409
6	12,272	42,100,873	2,105,044	1.3401			0		0	13,156,523	15,261,567	26,839,307	122,387,709	13,419,653	13,419,653	78,399,580	0.564	7,575,045	43,781,453
	178,614	522,037,897	26,101,895				64,000,000	16,000,000	80,000,000	163,136,843	365,238,738	156,799,159		78,399,580	78,399,580			43,781,453	
																IRR	43.54%	32.51%	20.46%
																PIR		0.4455	0.2488

Price = 80

Ex Rate = 32

Prod cost = 800

INVESTMENT	= 176	MMBAHT
ROYALTY	= 26.10	MMBAHT
INCOME TAX	= 78.40	MMBAHT
PROFIT	= 78.40	MMBAHT
IRR (NO DC)	= 32.51	%
IRR (10%DC)	= 20.46	%
PIR (10%DC)	= 0.2488	
PROFIT (10%DC)	= 43.78	MMBAHT

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ง

ข้อมูลของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจากรายงานหลุมเจาะ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ก.1 ข้อมูลจากการทดสอบหลุม

-	รัศมีหลุมเจาะ	0.354	ฟุต
-	ความจุของหลุม	0.00035	บาร์เรลต่อปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	ความพรุน	0.17	
-	ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บ	1645	ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	อุณหภูมิของแหล่งกักเก็บ	60.55	องศาเซลเซียส
-	ความอิ่มตัวด้วยน้ำมันเริ่มต้น	0.37	สัดส่วน
-	ความอิ่มตัวด้วยน้ำเริ่มต้น	0.63	สัดส่วน
-	ความสามารถในการซึมผ่านสัมบูรณ์	28	
-	คุณลักษณะของผิวหลุม	0	
-	ความหนาของชั้นหินกักเก็บ	16 และ 5.5	ฟุต
-	ความสามารถในการอัดตัวได้ของน้ำมัน	5.77e-6	ต่อปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	ความสามารถในการอัดตัวได้รวม	1.50e-5	ต่อปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน	1.05	บาร์เรลต่อบาร์เรลมาตรฐาน
-	ความหนืดของน้ำมัน	11.9	cp
-	ระยะห่างจากรอยเลื่อน	400	ฟุต

ก.2 ข้อมูลจากแบบจำลองสมดุลมวลสาร

-	ความหนาแน่นของน้ำมัน	31	API
-	ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.712	สัดส่วน
-	ความเค็มของน้ำตัวอย่าง	50000	ส่วนต่อล้านส่วน
-	ร้อยละโดยโมลของ H_2S	0	
-	ร้อยละโดยโมลของ CO_2	0	
-	ร้อยละโดยโมลของ N_2	0	
-	ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บ	1645	ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	อุณหภูมิของแหล่งกักเก็บ	60.55	องศาเซลเซียส
-	ความดันในการแยกตัวของก๊าซ	314	ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	ความหนืดของน้ำมันที่อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ	27.5	cp

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

-	ก๊าซอิสระในแหล่งกักเก็บ	0	สัดส่วน
-	รัศมีของแหล่งกักเก็บ	600	ฟุต
-	ความสามารถในการอัดตัวได้ของหิน	6.00	ต่อปอนด์ต่อตารางนิ้ว
-	ความอิ่มตัวของน้ำหลงเหลือ	0.35	สัดส่วน
-	ความอิ่มตัวของน้ำมันหลงเหลือ	0.25	สัดส่วน
-	ความอิ่มตัวของก๊าซหลงเหลือ	0.07	สัดส่วน
-	ค่าสุดท้ายความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ของน้ำ	0.35	สัดส่วน
-	ค่าสุดท้ายความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ของน้ำมัน	0.90	สัดส่วน
-	ค่าสุดท้ายความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ของก๊าซ	0.93	สัดส่วน
-	ค่าคอร์เรย์ของน้ำ	2.8	
-	ค่าคอร์เรย์ของน้ำมัน	2.0	
-	ค่าคอร์เรย์ของก๊าซ	2.8	

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ช

บทความวิชาการที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษา

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความที่ได้รับการตีพิมพ์เผยแพร่ในขณะศึกษา

ณวัฒน์ นิ่มนวล, เกรียงไกร ไตรสาร และ อัฆพรรค์ วรรณโกมล. (2554). **ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันสำหรับแหล่งขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลกโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์.** การประชุมวิชาการบัณฑิตศึกษา ครั้งที่ 4, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 7 - 8 กรกฎาคม 2554 (อยู่ระหว่างการนำเสนอ).

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การประชุมวิชาการบัณฑิตศึกษาครั้งที่ 4 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 7 – 8 กรกฎาคม 2554

ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันสำหรับแหล่งขนาดเล็กในบริเวณแอ่งพิษณุโลก โดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์

Oil Production Efficiency of Marginal Fields in Phitsanulok Basin by Simulation Model

Nawat Nimnual* **Kriangkrai Trisarn[1]** **Akkhapun Wannakomol[2]**

School of Geotechnology Institute of Engineering Suranaree University of Technology

E-mail: Truewat@hotmail.com

บทคัดย่อ

จัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็กภายในแอ่งพิษณุโลก โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์อีคลิปส์ 100 เพื่อหาปริมาณสำรอง ทดสอบการผลิต และนำผลที่ได้ไปวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ ราคาน้ำมันที่เพิ่มขึ้นส่งผลให้ประเทศไทยซึ่งต้องนำเข้าปิโตรเลียมต้องประสบปัญหาดังกล่าว การจัดหาปิโตรเลียมที่ผลิตขึ้นเองสามารถลดปัญหาดังกล่าว แอ่งพิษณุโลกเป็นพื้นที่น่าสนใจเพราะนอกจากจะมีแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่อย่างแหล่งสิริกิติ์แล้วยังมีแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่ยังไม่ถูกพัฒนาให้เป็นแหล่งปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์อันเนื่องมาจากปัจจัยด้านราคาน้ำมัน แบบจำลองได้ใช้ข้อมูลจากรายงานหลุมเจาะ 4 ฉบับ และผลการทดสอบหลุม 1 ฉบับ การประเมินเศรษฐศาสตร์ได้คำนวณ อัตราการคืนทุน อัตราส่วนกำไรต่อเงินลงทุน ผลกำไรสุทธิ และศึกษาผลการแปรผันของปัจจัยด้านปริมาณน้ำมัน ในแหล่งและราคาน้ำมันต่อเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม แบบจำลองแบ่งออกเป็น 3 ขนาด (ขนาดที่ 2 และ3 ถูกสมมติขึ้นเพื่อใช้ศึกษาผลการแปรผันปริมาณน้ำมัน ในแหล่ง โดยเพิ่มขึ้นร้อยละ 50 และ 100 ตามลำดับ) โดยมีปริมาณน้ำมันในแหล่งขนาดที่หนึ่ง (ขนาดพื้นฐาน) 451,626 บาร์เรล ขนาดที่สอง 677,596 บาร์เรลและขนาดที่สาม 903,133 บาร์เรล การทดสอบผลิตพบว่าแหล่งน้ำมันทั้ง 3 ขนาดมีปริมาณสำรองสำหรับแหล่งขนาดที่หนึ่ง 83,387 บาร์เรล (ร้อยละ 18.46 ของปริมาณในแหล่ง) ให้อัตราการคืนทุนร้อยละ 0.55 (หักลดร้อยละ 10) ปริมาณสำรองสำหรับแหล่งขนาดที่สอง 128,157 บาร์เรล (ร้อยละ 18.91 ของปริมาณในแหล่ง) ให้อัตราการคืนทุนร้อยละ 14.32 และปริมาณสำรองสำหรับแหล่งขนาดที่สาม 172,375 บาร์เรล (ร้อยละ 19.08 ของปริมาณในแหล่ง) ให้อัตราการคืนทุนร้อยละ 20.71

Abstract

The reservoir models of marginal oil fields in Phitsanulok basin have been constructed by using computer program "Eclipse 100" to determine oil reserve and suitable production pattern. The results of simulation are used to evaluate commercially. The increasing of petroleum price is the problem for Thailand that has mostly imported petroleum. To solve this problem, Thailand needs to provide petroleum which is produced in the country. Phitsanulok basin is the interesting area because it has not only a large petroleum reservoir such as Sirikit oil field but has discovered many marginal petroleum reservoirs. The marginal fields can not be developed commercially because the factor of oil price. All four final well reports and one production testing report in the area are used for reservoir simulation. The factors of internal rate of return, profit investment ratio, and net present value are determined for petroleum economic evaluation. The factors of sensitivity study are oil in place and oil price. There are three size of reservoirs that are simulated (Reservoir size model 2 and 3 are assumed

for sensitivity study that are increasing 50 and 100 percent of reservoir model 1 and the reservoir model 3 are upper portion between marginal and middle oil field). The reservoir model 1 that is a base case has oil in place of 451,626 barrels. Reservoir model 2 and 3 has oil in place of 677,596 and 903,133 barrels respectively. From simulation models, reservoir model 1 has reserve of 83,387 barrels (percent recovery of 18.46) that giving internal rate of return (IRR) of 0.55 percent (after 10 percent discounted) reservoir model 2 has reserve of 128,157 barrels (percent recovery of 18.91) that giving IRR of 14.32 percent and reservoir model 3 has reserve of 172,375 barrels (percent recovery of 19.08) that giving IRR of 20.71.

Keywords: Reservoir simulation, Marginal oil fields, Phitsanulok basin

Introduction

Marginal oil field is the field that cannot be developed to commercial production field, it cannot generate the profit under condition of oil price or/and the other factors. Petroleum energy is so essential to human lives and represents a significant part of the cost of production for agricultural, industrial, and transport sectors, it is vital to the economic of the nation. Thailand has problem from increasing of oil price and spends a large amount of money for importing oil. To decrease oil importing, Thailand should be provide petroleum which is produced in the country. Phitsanulok basin (1,482,600 acres in the central plain) is the Thailand onshore basin. The magnetic and seismic survey is conducted in 1979. Pratu Tao A-01 is the fist exploration well it is spudded in 1981. The reservoir rock is consolidated sandstone. Phitsanulok basin is the interesting area because it has not only a large petroleum reservoir such as Sirikit oil field but many marginal oil reservoirs have discovered and can not be developed to production fields. The primary objective of this research is to determine oil reserve of the reservoirs from production testing from simulation. The results of production testing are used to evaluate commercially. From petroleum economic evaluation, oil in place and oil price are the factors of sensitivity study.

Reservoir simulation

Reservoir simulation model is mathematical model that are consist of conservation of mass, Rate equations (Darcy's law) and Equation of state. Reservoir simulation is the way to describe quantitatively the flow of multiple phases flow in a heterogeneous reservoir having a production schedule determined not only by the properties of the reservoir. Basically, the model requires that the field under study be described by a grid system, usually referred to as cells or grid blocks. Each cell must be assigned reservoir properties to describe the reservoir properties. The objectives of reservoir simulation are giving in the follow list:

1. Determine OOIP (Original Oil in Place) and reserve.
2. Used for cash flow development.
3. Used to manage the reservoirs that the hydrocarbon migrates from the other reservoir.
4. Transportation and storage planning

Reservoir simulation processes are giving in the follow list:

1. Problem definition
2. Selection the simulation approach
3. Reporting

In this study used Eclipse 100 simulator of total 5,000 grid blocks stimulated primary production scenarios. The models are square monocline reservoirs and divided to 8 layers (7 sands and 1 shale) of thickness of 21.5 ft. The initial of structural surface data is prepared by Suffer Version 7.0 and the result of reservoir structure from reservoir simulation as show in Figure 1.

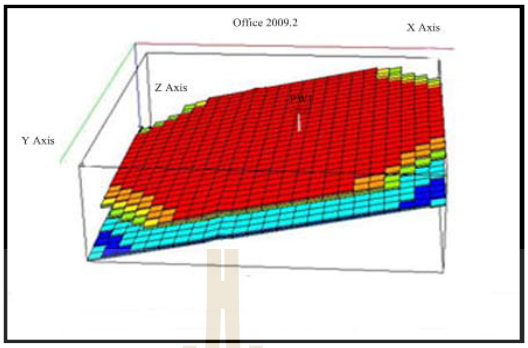


Figure 1. Oblique view of structural model

Simulation data

The task of reservoir simulation is to prepare the input data for a simulation. The parameters are used for reservoir simulation and divided to 3 groups; Fluid data are obtained form well head fluid sample analysis. Rock and reservoir properties data are obtained form field study and core analysis. The data are giving in Table 1. to 3

Table 1. Fluid properties data

Property	Unit	Value
Oil viscositiy	cp	27.5
Water viscosity	cp	0.2964
Oil density	API	29.4 - 32.0
Water density	lb/cuft	62.4279
Gas gravity	fractin	0.712
Water compressibility	/psi	3.80E-06
Oil compressibility	/psi	5.77E-06
Oil formation volume factor	rb/STB	1.0461 - 1.0516
Water formation volume factor	rb/STB	1.02203
Solution gas - oil ratio	MSCF/STB	0.0009658 - 0.0386144
Oil correy exponent	-	2
Water correy exponent	-	2.8
Gas correy exponent	-	2.8

Table 2. Rock properties data (Porosity and permeability)

Layer	Porosity (ø), %	Permeability (k), md
1	18.5	131.51
2	18.2	106.8
3	18	85.45
4	17.8	68.36
5	Shale	Shale
6	17.1	43.75
7	16.8	35

8	16.5	28

Table 3. Reservoir properties data

Property	unit	Value
Initial pressure	psi	1,645
Oil-water contact	ft	3,715
Bubble point pressure	psi	314
Formation temperature	°c	60.56
Reservoir thickness	ft	21.5
Well radius	ft	0.354
skin factor	Dimensionless	0
water salinity	ppm	50,000
Residual oil saturation	fraction	0.25
Connate water saturation	fraction	0.35
Residual gas saturation	fraction	0.07
end point of water relative permeability	fraction	0.35
end point of oil relative permeability	fraction	0.90
end point of gas relative permeability	fraction	0.93

The data of porosity and permeability are assumed homogenously on each layer. The model input parameter description follow the main input section data of the simulator, Grid section, PVT section, Initialization section and Schedule section, respectively.

Results of simulation

Reserve

The initial oil production rate is 200 STB/d. It is correlated from the other marginal fields. The reserves of reservoir model 1 to 3 from the results of simulation are 83,387 bbl, 128,157 bbl and 172,375 bbl respectively and oil production efficiency (percent of recovery) are 18.46, 18.91 and 19.03. Specific data from the results of simulation are giving in Table 4.

Table 4. Specific data of model from reservoir simulation

Property	Unit	Reservoir model 1	Reservoir model 2	Reservoir model 3
Oil in Place	bbl	451,626	677,596	903,133
Reserve	bbl	83,387	128,157	172,375
recovery	%	18.46	18.91	19.08
Oil production rate	STB/d	200	200	200
Production life time	year	5	8	10
Number of well	well	1	1	1
Number of cell	cell	5,000	5,000	5,000
i × j × k	cell	25 × 25 × 8	25 × 25 × 8	25 × 25 × 8
Total area	acre	33	41	48

Production planning

From production models, the initial oil production rate is 200 STB/d. The minimum oil production rate is correlated from the other marginal onshore Thailand fields at about 20 STB/d (For commercially). The initial production rate of reservoir model 1 is maintained for 26 days. After that,

the oil production rate is rapidly decline to 21.33 STB/d at end of 5th year (end of production). The initial production of reservoir model 2 and 3 is maintained at 200 STB/d for 40 and 66 days, the production rate is rapidly decline to 20.48 and 21.11 STB/d at end of 8th and 10th year respectively. The oil production rates of reservoir model 1 to 3 are shown in Figure 2. to 4.

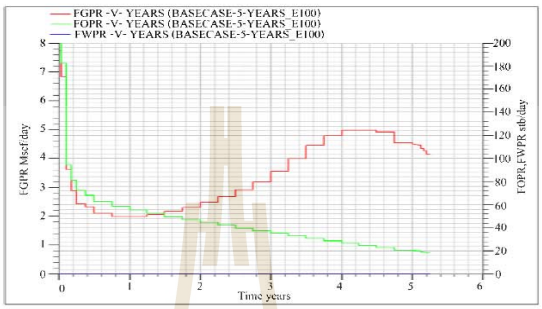


Figure 2. Oil, water and gas production rate of reservoir model 1

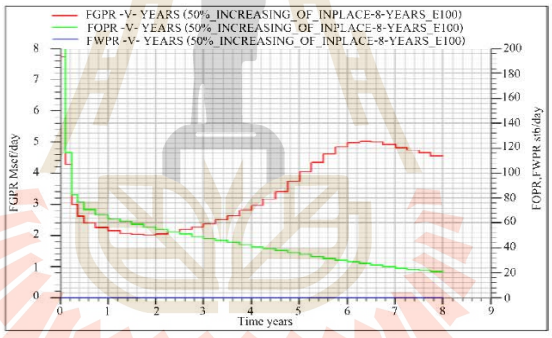


Figure 3. Oil, water and gas production rate of reservoir model 2

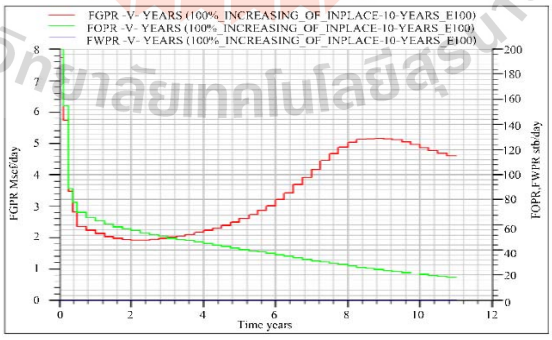


Figure 4. Oil, water and gas production rate of reservoir model 3

Economic Evaluation

The objective of this section is to determine economic parameters that used to analyze project investment possibility including of internal rate of return (IRR), profit investment ratio (PIR) and the net present value (NPV). Oil in place and oil price are the factors of sensitivity study which are varied to generate the trend as mentioned. The production region is under the fiscal regime of Thailand III (1989). The condition of Thailand III can summarize as follow:

- Income tax 50 %
- Royalty 5-15 % (under sliding scale)
- Special remuneratory benefit (SRB) 0-75 % (depend on revenue of a year per one meter of well depth)

Table 5. Royalty sliding scale

Production level (STB/d)	Rate (%)
0 - 2,000	5.00
2,000 - 5,000	6.25
5,000 - 10,000	10.00
10,000 - 20,000	12.50
> 20,000	15.00

For economic assumption, the oil price is constant over the production period. Increasing rate of capital expenditure comes from the price increasing of machinery and equipment used in oil industries, and given to 5 percent per year. Operating cost is escalated 5 percent each year forward Discount rate of money is 10.00 percent (Bank of Thailand, January 2009). The assumptions of economic evaluation are giving in Table 6.

Table 6. Assumption parameters of petroleum economic evaluation

List	Unit	Value
Concession cost	baht	10,000,000.00
Geological and Geophysical exploration cost	baht	10,000,000
Drilling cost	baht	50,000,000
Well completion cost	baht	50,000,000
Oil production cost	baht/barrel	800
Tangible cost	%	20
Intangible cost	%	80
Oil Price	US dollar/barrel	80
Exchange rate	baht/US dollar	32
Escalation factor	%	5
Discount factor	%	10

The petroleum economic evaluations are calculated by using Microsoft Excels spreadsheet and the results are giving in Table 7.

Table 7. Results of petroleum economic evaluation

Reservoir model	Royalty (Million baht)	Income TAX (million baht)	IRR (%)	Net profit (Million baht)	PIR (Fraction)
1	12.03	16.68	0.55	0.79	0.0066
2	19.58	29.76	14.32	29.76	0.2480
3	26.36	52.17	20.71	52.17	0.4348

For sensitivity study, oil in place are varied to 451,626, 677,596 and 903,133 barrels and oil price are varied to 60, 70, 80, 90 and 100 $/STB that used to calculate IRR, PIR and NPV and compare the parameters. The results of sensitivity are shown Figure 5 and 6.

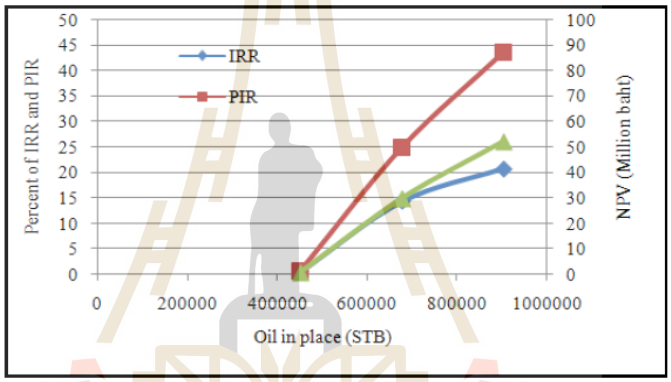


Figure 5. IRR, PIR and NPV from oil in place sensitivity

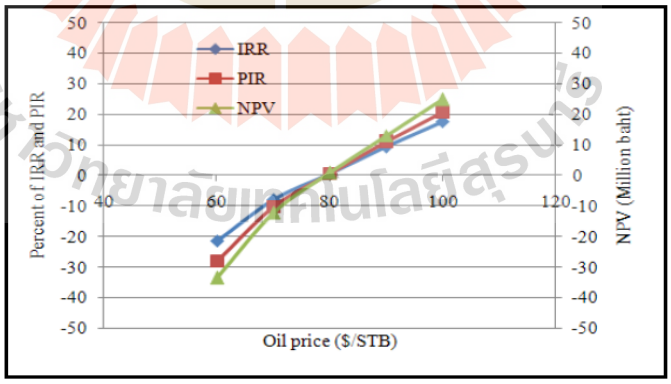


Figure 6. IRR, PIR and NPV from oil price sensitivity

Conclusions and Recommendations

In term of reserve determination, the reservoir model 1 (oil in place of 451,626 barrels) has reserve of 83,387 barrel or recovery percent of 18.46. The reservoir model 2 (oil in place of 677,596

barrels) has reserve of 128,157 barrels or recovery percent of 18.91. The reservoir model 3 (oil in place of 903,133 barrels) has reserve of 172,375 barrels or recovery percent of 19.08.

In term of petroleum economic evaluation, the reservoir model 1 is giving IRR (After 10% discounted) of 055 percent, PIR of 0.0066 and NPV of 0.79 million baht (The minimum oil in place should not lower the size of model 1). The reservoir model 2 is giving IRR of 14.32 percent, PIR of 0.2480 and NPV of 29.76 million baht. The reservoir model 3 is giving the IRR of 20.17 percent, PIR of 0.4348 and NPV of 52.17 million baht. The pay out time of the reservoir models are 5, 4 and 3 years respectively. The results of sensitivity study of oil in place and oil price are giving the trends of economic that affected from the factors.

Recommendation

The data of this reservoir simulation are limited. The value of porosity and permeability in the same layer are assumed to homogeneous. The accuracy of the reservoir simulation depends on the data, in the future historical matching can reduce the errors. The research is useful in the prediction of the future petroleum business of marginal oil fields in Phitsanulok basin.

Reference

[1] Ballesteros L. C., "Rapid assessment of redevelopment potential in marginal oil fields: application to the Cut Bank field", M.S. thesis: Texas A&M University, USA, 2004

[2] Craft B. C. and Hawking M. F., "Applied petroleum reservoir engineering", New Jersey, USA, Prentice-Hall, 1990

[3] Crichlow, H. B., "Modern reservoir engineering: A simulation approach". New Jersey, USA: Prentice-Hall, 1997

[4] Fanci, J. R., "Principles of applied reservoir simulation", 2nd ed., USA: Gulf Professional Publishing, 2001

[5] Mian, M. A., "Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer (Vol. 1)". Tulsa: Penn Well Book, 1992

[6] McCray, A. W., Petroleum evaluations and economic decisions. New Jersey, USA: Printice-Hall Inc., 1975

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประวัติผู้เขียน

นายณวัฒน์ นิ่มนวล เกิดเมื่อวันที่ 9 มิถุนายน 2523 ที่จังหวัดสระบุรี สำเร็จการศึกษาชั้นมัธยมศึกษาจากโรงเรียนอัสสัมชัญ จังหวัดชลบุรี สำเร็จการศึกษาในระดับปริญญาตรี สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโยโลยีสุรนารี และได้ศึกษาต่อในระดับปริญญาโทสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สถาบันเดิม ขณะศึกษาได้รับทุนผู้มีผลการเรียนดีเด่น อีกทั้งเป็นผู้ร่วมวิจัยในโครงการวิจัยเรื่อง “โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแหล่งสิริกิติ์และใกล้เคียง” จัดเตรียมข้อมูลและจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี