



รายงานการวิจัย

การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันโดยขับด้วยน้ำใน
แหล่งน้ำมันยุคเทอร์เชียรีของประเทศไทย

**Improvement Oil Recovery by Water Flooding in
Thailand Tertiary Oil Field**

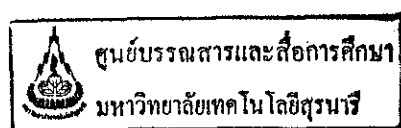
ผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร
สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี
สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2545-2546

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

พฤษภาคม 2549



กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประจำปีงบประมาณ 2545 และ 2546 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้โดยเฉพาะคุณเชษฐา ชุมกระโทก และคุณสุวรรณี รัตนภานุเดช ที่ได้ช่วยงานวิจัย Reservoir Simulation กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) เจ้าหน้าที่ฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่กรุณาให้ใช้โปรแกรม Eclipse Office ในการทำ Reservoir Simulation ตลอดจนช่วยแนะนำให้คำปรึกษาและข้อมูลต่าง ๆ

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุก ๆ ด้าน

ผู้วิจัย

พฤษภาคม 2549

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตน้ำมันในยุคเทอร์เชียรีของประเทศไทยตั้งแต่ต้นจนถึงปัจจุบัน และศึกษาการเพิ่มปริมาณการผลิตด้วยวิธีขั้บด้วยน้ำ (water Flooding) โดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอรื (Reservoir Simulation) แหล่งน้ำมันในประเทศไทย พบบริเวณภาคเหนือ ภาคกลาง และอ่าวไทย ที่กำลังผลิตอยู่ในปัจจุบันมีประมาณ 18 แหล่ง อัตราการผลิตรวมประมาณวันละ 130,000 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 20 ของที่ใช้ในประเทศมีแหล่ง 4 แหล่ง กำลังทดลองและใช้การขั้บด้วยน้ำคือแหล่งน้ำมันผาง สิริกิติ์ อุทอง และเบญจมาศ การเพิ่มปริมาณการผลิตโดยขั้บด้วยน้ำ (Water Flooding) ที่จะได้ประสิทธิภาพสูงสุดและเหมาะสมสำหรับแต่ละแหล่งต้องใช้ในการการศึกษาแหล่งจำลองคอมพิวเตอรื (Reservoir Simulation) ตัวอย่างหินยุคเทอร์เชียรีกว่า 20 ตัวอย่าง ถูกเก็บมาวิเคราะห์หา porosity และ permeability ในห้องปฏิบัติการได้ค่า 1:2 – 36.6 % (เฉลี่ย 11.7%) และ 0.02 ถึง 51.38 มิลลิเดาร์ซี (เฉลี่ย 5.2 md)

แหล่งจำลองน้ำมันถูกสร้างขึ้นทดลองในห้องปฏิบัติการ ทดลองผลิตน้ำมันโดยการขั้บด้วยน้ำ ได้ผลตรงตามทฤษฎี แหล่งจำลองคอมพิวเตอรืถูกจำลองขึ้น 3 ขนาด คือ ขนาดมีน้ำมัน 5, 30 และ 100 ล้านบาร์เรล แต่ละขนาดมีการจำลองรูปแบบของหลุมผลิต (Production Well) และหลุมอัดน้ำ (Injecting Well) เพื่อหารูปแบบที่เหมาะสมและได้ประสิทธิภาพสูงสุด ใช้โปรแกรม Eclipse Office ที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทดลองผลิต (Reservoir Simulation) ได้ผล ถ้าผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะผลิตน้ำมันได้ร้อยละ 16-23 ของน้ำมันที่มีอยู่ อัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 12-29% โดยแหล่งเล็กจะได้น้อยกว่าแหล่งใหญ่ แต่ถ้ามีการขั้บด้วยน้ำ (Water Flooding) จะเพิ่มปริมาณการผลิตรวมเป็นร้อยละ 20-40 ของน้ำมันที่อยู่ อัตราคืนทุน 10-24% ถ้าไรเพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่าของผลิตจากเบื้องต้นอย่างเดียว

ผลการวิจัยนี้อาจนำไปประยุกต์ใช้กับแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพเป็นประโยชน์ด้านวิชาการในการจำลองคอมพิวเตอรืแหล่งปิโตรเลียม (Reservoir Simulation) ส่งเสริมให้มีการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันและเพิ่มการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยมากขึ้น

Abstract

SUT budget, laboratories, and personnel supported this project with the assistant from DMF personnel for data and reservoir simulation. The objective of the research is to study and compile all information in petroleum exploration and production in the tertiary basin of Thailand and oil production improvement by water flood by using reservoir simulation

There are 18 oilfields in the northern central northing and gulf of Thailand are being produced with the summed producing rate of 130,000 barrel per day which is accounted to 20% of the consumption in Thailand.

It's necessary to do reservoir simulation to determine the most suitable and efficient for individual water flooding project.

More than 20 tertiary rock samples from the field were collected and tested in the laboratory to find the porosity and permeability. The porosity and permeability are 1.2-36.6% (with the average of 11.7%) and 0.02-51.38 millidarey (average of 5.2 md.)

There are three size of oilfields were modeled with the in place of 5, 30, and 100 million barrels respectively. Each size were modeled many producing and injecting well patterns and by using Eclipse Office in DMF office to run simulations.

The oil productions in primary recovery were ranged at 16-23% from small oilfield size to big oil field size with the IRR after tax of 12-29%. If including water flooding, the oil production recoveries become 20-40% with IRR after tax of 10-24% the net profit added up to about double of primary recovery.

The results of this study can be applied to any water flooding project. The study also increases the ability and knowledge in water flood reservoir simulation and probably promotes the petroleum activity investments in Thailand.

สารบัญ

หน้า

กิตติกรรมประกาศ.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ข
Abstract.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญรูป.....	ฉ
บทที่ 1 บทนำ	
1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย.....	2
1.2 ขอบเขตการศึกษาวิจัย.....	2
1.3 สมมติฐานของการศึกษาวิจัย.....	2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย.....	3
1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย.....	3
1.6 หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์.....	4
บทที่ 2 ปรีทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	
2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย (Tertiary Basin in Thailand).....	5
2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย (Petroleum Field in Central and Northern of Thailand).....	8
2.3 การประยุกต์ใช้วิธีการขับด้วยน้ำและการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Waterflooding Application and Simulation Study).....	19
2.4 กรณีตัวอย่างการผลิตโดยการขับด้วยน้ำ.....	21
บทที่ 3 การทดสอบในห้องทดลอง	
3.1 วัตถุประสงค์.....	24
3.2 การเก็บและจัดเตรียมตัวอย่าง.....	24
3.3 การวัดความพรุน.....	28

3.4 การวัดค่าการซึมผ่าน.....	28
3.5 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบตัวอย่าง.....	40
3.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บ.....	40
บทที่ 4 วิธีการขุดด้วยน้ำ	
4.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขุดด้วยน้ำ.....	45
4.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขุดด้วยน้ำ.....	49
4.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขุดด้วยน้ำ.....	57
บทที่ 5 แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม	
5.1 ทฤษฎี.....	59
5.2 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model).....	77
5.3 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	78
บทที่ 6 การทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์	
6.1 โปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	79
6.2 แบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในการศึกษาวิจัย.....	80
6.3 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม.....	89
บทที่ 7 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	
7.1 วัตถุประสงค์.....	218
7.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์.....	218
7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์.....	220
7.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์.....	224
บทที่ 8 สรุปและข้อเสนอแนะ	
8.1 สรุป.....	247
8.2 ข้อเสนอแนะในการวัดค่า Porosity และ Permeability.....	251
8.3 ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองและแหล่งปิโตรเลียมในห้องปฏิบัติการ.....	251

8.4 ข้อเสนอแนะในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	252
8.5 ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำไปใช้ในแหล่งน้ำมันอื่น ๆ.....	253
บรรณานุกรม.....	254
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ROCK AND FLUID DATA INPUT DATA.....	262
ภาคผนวก ข POROSIMETER OPERATION.....	289
ภาคผนวก ค ECONOMIC EVALUATION DATA TABLE	
ตารางข้อมูลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์.....	315
ประวัติผู้วิจัย.....	348

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 ปริมาตรของบิลเรตซึ่งถูกใช้กับ porosimeter การถ่ายเทปริมาตรของบิลเรต ควรจะประมาณให้เท่ากับปริมาตรของช่องว่างในตัวอย่างหินทดสอบ.....	31
3.2 สรุปผลการวัดช่องว่างของตัวอย่างหินทราย.....	33
3.2 สรุปผลการวัดช่องว่างของตัวอย่างหินทราย (ต่อ).....	34
3.3 สรุปผลการวัดความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหินทราย.....	38
3.3 สรุปผลการวัดความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหินทราย(ต่อ).....	38
4.1 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบ ของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (Willhite, 1986).....	54
5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	76
5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ต่อ).....	77
6.1 แสดงความสัมพันธ์ของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทรายกับหลุมผลิตใน แบบจำลองที่จัดทำขึ้น.....	114
6.2 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่าง ๆ.....	128
6.3 สรุปผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่าง ๆ.....	215
6.4 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำในบริเวณที่มีการอัดน้ำ.....	216
6.5 ประสิทธิภาพต่าง ๆ ของวิธีการขับด้วยน้ำ.....	217
7.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่าง ๆ.....	220
7.2 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้.....	221
7.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1.....	222
7.4 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี.....	224
7.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 ก.....	225
7.6 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี.....	227
7.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข.....	228

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี.....	230
7.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 ค.....	231
7.10 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ง มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี.....	233
7.11 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 ง.....	234
7.12 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี.....	236
7.13 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก.....	237
7.14 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี.....	239
7.15 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข.....	240
7.16 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ค มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี.....	242
7.17 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ค.....	243
7.18 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ ณ เวลา 25 ปี.....	244
8.1 สรุปปริมาณการผลิตน้ำมันรูปแบบต่าง ๆ	248
8.2 สรุปกำไรและอัตรากำไรของการทดลองผลิต โดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	250

สารบัญภาพ

รูปที่	หน้า
2.1 แผนที่แอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542).....	7
2.2 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝัก (กรมพลังงานทหาร, 2527).....	11
2.3 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (Murray et.al.,2002).....	13
2.4 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Luechai Wongsirasawad, 2002).....	15
2.5 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (A.A.Bal et. Al., 1992).....	15
2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน (Hatairat Triamwichanon, 1999).....	17
2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน (B.J.Bidston and J.S.Daniel, 1992).....	18
2.8 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันเบญจมาศ (Thakun et.al.,2002).....	20
3.1 ที่ตั้งของแอ่งเรียงมาทางภาคเหนือของประเทศไทย.....	25
3.2 ที่ตั้งแอ่งลิ้ และแอ่งแม่เมาะทางภาคเหนือของประเทศไทย.....	26
3.3 เครื่องเจาะซึ่งเจาะตัวอย่างแท่งหิน โดยใช้หัวเจาะเพชร.....	27
3.4 ตัวอย่างแท่งหิน ซึ่งถูกตัดเพื่อให้ได้ความยาวที่ต้องการ.....	28
3.5 บางตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีเพื่อใช้วัดค่า.....	28
3.6 คู่มือที่ใช้บดตัวอย่างหินที่ความร้อน 50-62 องศาเซลเซียส.....	30
3.7 เครื่องวัดช่องว่างของหินที่ถูกใช้เพื่อวัดตัวอย่างหิน.....	30
3.8 เครื่องมือ over burden poro-perm cell instrument ถูกใช้เพื่อวัดความสามารถ ในการซึมผ่านของตัวอย่างหิน.....	36
3.9 ลักษณะการวางหลุมแบบจำลอง.....	41
3.10 แสดงจุดที่ใส่ท่อแทนหลุมผลิตและหลุมอัดแบบ Five spot.....	42
3.11 แสดงแบบจำลองแหล่งกักเก็บในขณะที่ทำการทดลอง.....	43
4.1 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน (Green and Willhite, 1998).....	46
4.2 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Green and Willhite, 1998).....	46
4.3 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (Green and Willhite, 1998).....	47
4.4 แสดงการเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับวิธีการขับไล่ ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (Willhite, 1986).....	47

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.5 ภาพแสดงกระบวนการจัดการของวิธีการขุดด้วยน้ำ (Thakur, 1998).....	48
4.6 แสดงลักษณะของความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินในรูปแบบต่าง ๆ (Craig, 1980).....	50
4.7 ภาพแสดงรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขุดด้วยน้ำ (Craig, 1980).....	53
4.8 ภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง f_w และ S_w (Thakur, 1998).....	56
5.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม	60
5.2 การสมมูลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system).....	62
5.3 การสมมูลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน.....	63
5.4 ขั้นตอนการหาคำตอบจากสมการการไหล.....	69
6.1 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1.....	81
6.2 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ.....	82
6.3 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 2.....	83
6.4 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ.....	84
6.5 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 3.....	86
6.6 แบบจำลองการกระจายหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ.....	87
6.7 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 4.....	88
6.8 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ.....	89
6.9 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	90
6.10 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	91
6.11 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง.....	92
6.12 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า).....	92
6.13 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	93
6.14 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง.....	93
6.15 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	94
6.16 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 1.....	95
6.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิมตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพันธ์ ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw).....	96

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.18 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	97
6.19 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	97
6.20 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง.....	98
6.21 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า).....	99
6.22 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	99
6.23 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง.....	100
6.24 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	100
6.25 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 2.....	102
6.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพันธ์ ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw).....	103
6.27 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	104
6.28 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	105
6.29 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง.....	106
6.30 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า).....	106
6.31 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	107
6.32 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง.....	107
6.33 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	108
6.34 แผนที่แสดงเส้นชั้นความลึก (Depth Contour Map) ของแบบจำลองรูปแบบที่ 3.....	109
6.35 แผนที่ชั้นเส้นหนาของแหล่งน้ำมันสันทราย (Isopach Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2543).....	110
6.36 แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นความลึก (Depth Structural Contour Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2539).....	111
6.37 แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นเวลา (Time Structural Contour Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2537).....	112

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.38 แสดงแนวรอยต่อของน้ำกับน้ำมัน (Oil Water Contact) ในแบบจำลองรูปแบบที่ 3	113
6.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิมตัวด้วยน้ำกับความสามารถในการให้ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw SV. Kro&Krw)	114
6.40 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	116
6.41 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	116
6.42 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 1 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	117
6.43 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 2 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	118
6.44 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 3 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	118
6.45 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 4 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	119
6.46 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 5 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	119
6.47 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 6 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	120
6.48 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 7 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	120
6.49 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 8 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	121
6.50 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 9 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	121
6.51 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 2 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	122
6.52 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 3 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	122
6.53 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 4 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	123
6.54 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 5 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	123
6.55 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 6 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	124
6.56 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 7 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	124
6.57 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 8 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4	125
6.58 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 2	126
6.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิมตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพันธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้	127
6.60 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1	129

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.61 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1	131
6.62 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1	132
6.63 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 2	133
6.64 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 2	134
6.65 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 3	136
6.66 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 3	137
6.67 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 3	138
6.68 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 4	139
6.69 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 4	140
6.70 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)	141
6.71 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)	142
6.72 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)	143
6.73 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)	143
6.74 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)	144
6.75 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time)	144
6.76 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)	146
6.77 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)	147

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.78 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	147
6.79 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	148
6.80 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	148
6.81 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	149
6.82 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	150
6.83 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	150
6.84 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	151
6.85 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	151
6.86 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	152
6.87 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	153
6.88 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	153
6.89 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	154
6.90 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	154
6.91 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	155
6.92 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	155
6.93 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	156
6.94 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	157
6.95 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	158
6.96 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	158
6.97 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	159
6.98 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	160
6.99 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	161
6.100 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	162

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.101 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	163
6.102 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	163
6.103 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	164
6.104 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	164
6.105 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	165
6.106 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	166
6.107 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	167
6.108 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	167
6.109 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	167
6.110 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	168
6.111 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	169
6.112 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	170
6.113 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	171
6.114 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	171
6.115 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	172
6.116 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	172
6.117 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	173
6.118 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	174
6.119 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	175
6.120 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	175
6.121 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	176
6.122 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	176
6.123 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	177

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.124 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	178
6.125 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	179
6.126 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	179
6.127 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	180
6.128 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	180
6.129 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	181
6.130 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	182
6.131 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	182
6.132 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	183
6.133 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	183
6.134 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	184
6.135 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	184
6.136 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	185
6.137 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	186
6.138 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	186
6.139 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	187
6.140 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	187
6.141 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	188
6.142 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	189
6.143 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	190
6.144 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	190
6.145 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	191
6.146 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	192

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.147 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	193
6.148 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	194
6.149 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	195
6.150 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	195
6.151 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	196
6.152 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	196
6.153 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	197
6.154 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	198
6.155 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	199
6.156 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	199
6.157 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	200
6.158 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	200
6.159 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	201
6.160 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	202
6.161 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	203
6.162 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	203
6.163 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	204
6.164 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	204
6.165 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time).....	205
6.166 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบ ที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative Oil production VS. Time).....	206
6.167 อัตราการผลิตน้ำมันดิบปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้ (Oil production rate VS. Cumulative Oil production).....	206

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.168 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	207
6.169 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	207
6.170 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบ ที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative Oil production VS. Time).....	208
6.171 อัตราการผลิตน้ำมันดิบปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้ (Oil production rate VS. Cumulative Oil production).....	209
6.172 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	209
6.173 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	210
7.1 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอัดน้ำ.....	245
7.2 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอัดน้ำ (ต่อ).....	245

บทที่ 1

บทนำ

ในปัจจุบันพลังงานจากปิโตรเลียมถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญสูงสุดปัจจัยหนึ่งสำหรับการพัฒนาของประเทศไทย ทั้งในด้านเศรษฐกิจและด้านสังคม โดยตัวอย่างกิจกรรมต่างๆ ที่มีการใช้พลังงานจากปิโตรเลียมคือ การคมนาคมขนส่ง การอุตสาหกรรม การเกษตรกรรม การผลิตกระแสไฟฟ้าหรือแม้กระทั่งทางด้านความมั่นคงก็มีความจำเป็นอย่างยิ่งขาดในการนำพลังงานจากปิโตรเลียมมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด แต่ในสภาวะการณ์ปัจจุบันที่การซื้อขายน้ำมันดิบในอุตสาหกรรมโลกมีราคาสูงถึง 50 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลน้ำมัน ทำให้ความสามารถในการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศของไทยประสบปัญหาอย่างมาก และในสภาวะการณ์ที่เศรษฐกิจของประเทศไทยกำลังขยายตัวในปัจจุบัน ทำให้ความต้องการที่จะใช้พลังงานจากปิโตรเลียมมีเพิ่มมากขึ้น แต่ความสามารถในการนำเข้าทรัพยากรปิโตรเลียมจากต่างประเทศกลับมีอยู่น้อยและปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่ในประเทศมีปริมาณที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการที่เพิ่มมากขึ้นดังกล่าว โดยเฉพาะอย่างยิ่งส่วนที่เป็นน้ำมันดิบ เนื่องมาจากการที่จำนวนของแหล่งน้ำมันในประเทศไทยมีอยู่ไม่มาก และกำลังการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันต่างๆ ในประเทศมีอยู่เพียง 30% ของปริมาณที่มีความต้องการใช้ในประเทศ โดยตัวอย่างของแหล่งน้ำมันดิบที่พบในประเทศไทยได้แก่ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี แหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน และแหล่งน้ำมันฝาง ซึ่งแหล่งน้ำมันต่างๆ ที่กล่าวถึงส่วนใหญ่จะทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่เป็นหินทรายมีอายุอยู่ในช่วงของยุคเทอร์เชียรี แต่ในปัจจุบันแหล่งน้ำมันดิบต่างๆ ที่กล่าวมา ส่วนใหญ่จัดว่ามีอายุการผลิตค่อนข้างยาวนาน ส่งผลให้อัตราการผลิตน้ำมันดิบในปัจจุบันกำลังอยู่ในสภาวะที่ถดถอย ทำให้ผู้ที่รับผิดชอบในการจัดการดูแลแหล่งน้ำมันดังกล่าวจำเป็นต้องศึกษาค้นคว้าวิธีการที่จะนำมาช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบให้สูงขึ้น โดยหนึ่งในหลายวิธีสำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบคือ วิธีการขับด้วยน้ำ (Waterflooding) จัดเป็นกระบวนการผลิตในขั้นที่สองหรือที่เรียกว่า การผลิตในขั้นทุติยภูมิ (Secondary recovery) ซึ่งเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย เนื่องมาจากวิธีการขับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ไม่ซับซ้อนค่าใช้จ่ายไม่สูงมาก และเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งในปัจจุบัน บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับปิโตรเลียมได้มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประยุกต์ใช้ในกระบวนการขับด้วยน้ำ ดังนั้นวิธีการขับด้วยน้ำ จึงน่าจะมีประสิทธิภาพที่จะใช้สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย

1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

สำหรับวัตถุประสงค์ในการวิจัยมีดังนี้

1. เพื่อให้ทราบถึงค่าความพรุนและค่าความซึมซาบ ได้ของหินทรายยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย
2. เพื่อคำนวณปริมาณสำรองและประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันดิบในประเทศไทย โดยเฉพาะที่แหล่งน้ำมันสิริกิติ์และแหล่งน้ำมันอุทอง
3. เป็นข้อมูลพื้นฐานศักยภาพ ปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย
4. เพื่อฝึกฝนนักวิชาการใหม่ให้มีประสิทธิภาพในด้านการวิจัย
5. เพื่อหาประสิทธิภาพการแทนที่ด้วยน้ำ เมื่อมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้
6. ศึกษาและสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบสำหรับการประยุกต์ใช้กับวิธีการขับด้วยน้ำ
7. กำหนดหาปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบที่จะเพิ่มขึ้น เนื่องจากการใช้วิธีการขับด้วยน้ำ
8. ศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดจากการใช้วิธีการขับด้วยน้ำ สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบ

1.2 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

ในการศึกษาจะมีขอบเขตของการศึกษาวิจัยจำกัดอยู่ที่ชั้นทรายในบริเวณที่มีหิน โผล่(outcrop) และหินตัวอย่างที่เจาะสำรวจโดยบริษัทผู้รับสัมปทานในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทยเท่านั้น

1.3 สมมุติฐานของการศึกษาวิจัย

สำหรับการศึกษาวิจัยในครั้งนี้ มีสมมุติฐานดังต่อไปนี้

1. ลักษณะของแหล่งกักเก็บที่จัดทำเป็นแบบจำลองหรือการทดสอบนี้ เป็นแหล่งกักเก็บที่ชั้นหินมีความต่อเนื่องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งหมด
2. ค่าของความพรุนและความซึมซาบ ได้ของหินที่อยู่ในระนาบเดียวกันจะไม่มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น
3. ลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บมีลักษณะการไหลเป็นแบบคงตัว (Steady state flow)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

สำหรับประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัยมีดังนี้

1. ข้อมูลที่ได้ใช้หาปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งหินทรายในยุคเทอร์เชียรีที่พบแล้วและจะพบในประเทศไทย
2. ตรวจสอบปริมาณสำรองและหาประสิทธิภาพและอัตราการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์และแหล่งน้ำมันอุ้มทอง
3. ข้อมูลที่ได้จะมีประโยชน์ในการวางแผนการจัดหาน้ำมันและแหล่งพลังงานเพื่อพัฒนาอุตสาหกรรมและเศรษฐกิจของประเทศ
4. ได้รับความรู้ในการศึกษาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม คุณสมบัติต่างๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและความรู้เกี่ยวกับการเพิ่มอัตราการผลิตปิโตรเลียม
5. ได้รับประสบการณ์ในการใช้งานแบบจำลองจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์และการทดสอบแบบจำลองจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์
6. ได้รับความรู้และความเข้าใจถึงวิธีการหาคุณสมบัติต่างๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมากขึ้น

1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย

สำหรับขั้นตอนของการศึกษาวิจัยมีดังนี้

1. รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่เป็นหินทรายในยุคเทอร์เชียรี (Tertiary) จากแหล่งอ้างอิงหรืองานวิจัยที่เคยมีผู้ทำการศึกษาวิจัยมาแล้ว
2. รวบรวมข้อมูลการเจาะและข้อมูลการผลิต และทำการเปรียบเทียบกับข้อมูลของหินตัวอย่างจากการเจาะของแหล่งน้ำมันยุคเทอร์เชียรีที่พบในบริเวณภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย
3. วิเคราะห์ข้อมูลสำหรับใช้ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้
4. เก็บตัวอย่างหินที่เป็นหิน โผล่อย่างน้อย 10 ตัวอย่างและจัดเตรียมตัวอย่างเพื่อทำการทดสอบ
5. ศึกษาคุณสมบัติทางฟิสิกส์จากหินแผ่นบาง
6. วิเคราะห์หินตัวอย่างเพื่อหาค่าของความพรุน (Porosity) ความซึมซาบได้ (Permeability) และการอิ่มตัวด้วยของเหลว (Fluid Saturation) ในห้องปฏิบัติการ 10 ตัวอย่าง
7. วิเคราะห์และประเมินผลข้อมูลที่ได้จากห้องปฏิบัติการเปรียบเทียบกับผลที่ได้จากการวิเคราะห์ผลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ และผลการวิเคราะห์จากผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม

8. ศึกษาการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบโดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำ
9. สร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์
10. ทำการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้น โดยใช้ข้อมูลจากสภาวะจริงสำหรับการคำนวณหาความสามารถในการแทนที่ของน้ำในน้ำมันสำหรับแหล่งน้ำมันที่เป็นหินทรายยุคเทอร์เชียรีบริเวณภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย รวมถึงทำการคำนวณหาผลผลิตและปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น
11. สรุปข้อมูลที่ได้จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นและทำการเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

1.6 หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

1. สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี สามารถนำผลวิจัยนี้มาประกอบการเรียนการสอนในวิชา Petroleum Reservoir Technology, Petroleum Production Technology, Advanced Reservoir Engineering, Water Flooding, Secondary Recovery และ Reservoir Simulation ทั้งระดับปริญญาตรีและปริญญาโท
2. กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ เพื่อนำผลวิจัยมาหาค่าศักยภาพและประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมบริเวณตะวันออกเฉียงเหนือแอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย
3. บริษัทไทยเชลล์สำรวจและผลิตแห่งประเทศไทย และบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม นำไปเปรียบเทียบกับผลวิจัยของบริษัทเพื่อวางแผนการผลิตน้ำมันเพิ่มเติม
4. บริษัทน้ำมันอื่น ๆ ที่สนใจจะเข้ามาสำรวจปิโตรเลียมในประเทศไทย นำผลวิจัยมาประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม เพื่อยื่นขอสัมปทาน

บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย (Tertiary Basin in Thailand)

สำหรับแอ่งตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทยเป็นแอ่งตะกอนที่มีความสำคัญต่อการสำรวจปิโตรเลียมเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่พบในประเทศไทย ส่วนใหญ่จะพบในแอ่งตะกอนที่เกิดการทับถมของตะกอนในยุคเทอร์เชียรี ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันฝางหรือแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ โดยจากการศึกษาวิจัยของ Niwat Chinbunchorn, Surawit Pradidtan และ Nares Sattayarak (1989) ซึ่งได้ทำการศึกษาลักษณะการตกตะกอนและการทับถมของตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่เกิดในแอ่งต่างๆที่พบในประเทศไทยโดยจัดเป็นแอ่งประเภทแอ่งที่เกิดระหว่างภูเขา (Intermontane basin) และ Wutti Uttamo, Gary, J. และ Chris, F.(1999) ได้ทำการศึกษาลักษณะของตะกอนที่พบในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย โดยแอ่งตะกอนส่วนใหญ่จะพบกระจายอยู่ทั่วไปในเขตพื้นที่ภาคเหนือ ภาคกลางและในเขตพื้นที่ของอ่าวไทยแต่ส่วนใหญ่ในบริเวณตอนบนของประเทศจะเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็กถึงปานกลางเท่านั้น ส่วนในบริเวณของอ่าวไทยจะพบแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ ซึ่งแอ่งตะกอนต่างๆ ที่พบจะมีลักษณะการวางตัวของแอ่งอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ และส่วนมากจะมีการสำรวจพบทรัพยากรปิโตรเลียม อาทิเช่น น้ำมันดิบที่พบในแอ่งฝาง แอ่งพิษณุโลกหรือที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ก๊าซธรรมชาติที่พบในแอ่งปัตตานี ส่วนในแอ่งแม่สอดและแอ่งแม่เมาะจะมีการสำรวจพบหินน้ำมัน (oil shale) และถ่านหิน (coal) ดังนั้นจากการสำรวจเพื่อทำการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีจะสามารถจำแนกเป็นแอ่งต่างๆที่สำคัญได้ดังนี้

2.1.1 แอ่งฝาง

แอ่งฝางตั้งอยู่บริเวณอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ลักษณะของแอ่งเป็นกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร ความหนาของแอ่งประมาณ 2,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) โดยแอ่งฝางจัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็กแต่มีความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีแอ่งแรกที่มีการสำรวจพบปิโตรเลียม

2.1.2 แอ่งพิษณุโลก

แอ่งพิษณุโลกเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่มีความสำคัญมากอีกแห่งหนึ่ง เนื่องจากเป็นแอ่งที่มีขนาดใหญ่ที่พบในบริเวณภาคเหนือของประเทศไทย ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ

6,000 ตารางกิโลเมตร ลักษณะของแอ่งพิษณุโลกเกิดจากการทับถมของตะกอนที่เกิดจากทะเลสาบและทางน้ำ โดยมีความหนาของตะกอนประมาณ 8,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ซึ่งในปัจจุบันมีการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเป็นจำนวนมาก อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และแหล่งน้ำมันหนองชุม เป็นต้น

2.1.3 แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสน

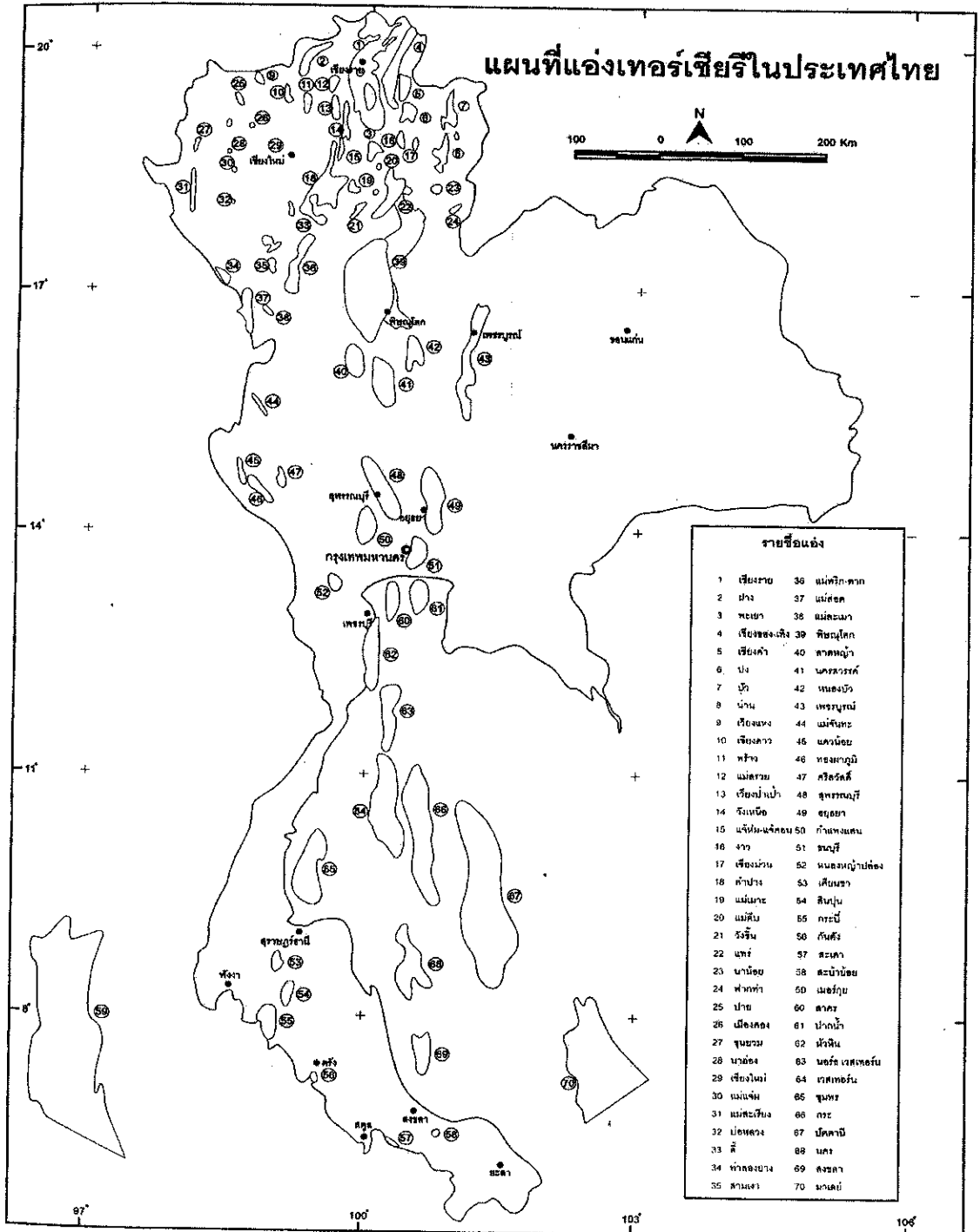
แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสนเป็นแอ่งตะกอนที่มีการสะสมตัวอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนล่างของประเทศ จัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็ก ลักษณะของแอ่งเป็นกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 800 ตารางกิโลเมตร ความหนาของตะกอนประมาณ 3,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ปัจจุบันมีการสำรวจปิโตรเลียมและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมจำนวน 2 แหล่งได้แก่ แหล่งน้ำมันอู่ทองและแหล่งน้ำมันกำแพงแสน

2.1.4 แอ่งปัตตานี

แอ่งปัตตานี เป็นแอ่งตะกอนยูคเทอร์เชียรีที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ของอ่าวไทย ปัจจุบันมีการสำรวจพบปิโตรเลียมจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลวและรวมถึงพบน้ำมันดิบด้วย

2.1.5 แอ่งชุมพร

แอ่งชุมพรเป็นแอ่งตะกอนยูคเทอร์เชียรีที่มีขนาดปานกลางแต่เป็นแอ่งตะกอนที่มีการสำรวจพบน้ำมันดิบและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบเป็นแห่งแรกในบริเวณพื้นที่ของอ่าวไทย ซึ่งได้แก่ แหล่งนางนวล



รูปที่ 2.1 แผนที่แอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542)

2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย

(Petroleum Field in Central and Northern of Thailand)

สำหรับแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทย จะมีอยู่หลายแหล่ง แต่ที่ค่อนข้างมีความสำคัญจะมีดังนี้

2.2.1 แหล่งน้ำมันฝาง(Fang oil filed)

แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในบริเวณลุ่มแอ่งฝางได้รับการสำรวจพบน้ำมันดิบเป็นเวลานานกว่า 100 ปี และได้ถูกพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมมาจนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันฝางครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร จากการทำการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์โดยวิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ(3D Seismic) ของกรมการพลังงานทหารทำให้ทราบถึงลักษณะการวางตัวของแอ่งซึ่งจะวางตัวอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ โดยลักษณะของตะกอนที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งฝางส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนที่เกิดจากทางน้ำเก่า(Nopparat Settakul,2002) และจากอดีตจนถึงปัจจุบันมีการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝางเป็นจำนวนมากกว่า 100 หลุมแต่ในปัจจุบันหลุมผลิตปิโตรเลียมอยู่ประมาณ 35 หลุมจาก 5 โครงสร้าง โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 8 บาร์เรลต่อวัน สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการเจาะสำรวจ จะสามารถสรุปได้ดังนี้

1. ตะกอนยุคก่อนเทอร์เชียรี จะเป็นฐานของแอ่งฝาง ประกอบไปด้วยหินแกรนิตที่เกิดยุคไทรแอสซิกและหินทรายในยุคจูราสซิกถึงยุคครีเทเชียส อยู่ทางตะวันออกของแอ่งขณะที่ทางตะวันตกของแอ่งฝางจะพบหินแปรที่เกิดในยุคแคมเบรียนถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัส
2. ตะกอนยุคเทอร์เชียรีหรือมีชื่ออีกอย่างว่า หินซุดแม่สอด จะประกอบด้วยหินดินดาน น้ำตาลเข้มและสีเทา หินโคลนสีน้ำตาลแทรกสลับกับชั้นตะกอนทรายและหินทราย โดยชั้นของหินทรายจะมีความหนาประมาณ 1-10 เมตรและชั้นทรายเป็นที่จัดเป็นหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สำคัญของแหล่งน้ำมันฝาง
3. ตะกอนยุคควอร์เทอนารีและยุคปัจจุบัน โดยทั่วไปจะเรียกตะกอนชุดนี้ว่า หินซุดแม่ซึ่งจะประกอบด้วยกรวดและทรายแทรกสลับกับดินเหนียวที่เกิดจากระบบการทับถมของทางน้ำ (fluvial system)

จากการศึกษาของ Nopparat Settakul (2002) ได้อธิบายถึงระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง (petroleum system) ไว้ดังต่อไปนี้

- หินต้นกำเนิด (Source rock)

สำหรับศักยภาพของหินต้นกำเนิดในแอ่งฝางจากข้อมูลของตัวอย่างหินที่ได้จากการเจาะสำรวจ ทำให้ทราบว่า ค่า TOC (Total Organic Content) ของแหล่งน้ำมันฝางมีค่าอยู่ในช่วง 1.63-2.67% โดยน้ำหนัก EOM (Extractable Soluble Organic Matter) มีค่าอยู่ในระดับสูงประมาณ 1074-1646 ppm และมีชนิดของคีโรเจน (Kerogen type) เป็นประเภทสองและสาม

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางจะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap) ที่เกิดสัมพันธ์กับโครงสร้างแบบประทุนคว่ำ (anticline structure) และโครงสร้างแบบแนวทงชั้นเดียว (monocline structure)

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

สำหรับหินกักเก็บของแหล่งน้ำมันฝาง ส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนทรายบางๆ รวมถึงชั้นหินทรายและหินทรายแป้ง โดยมีค่าความพรุนประมาณ 10-30% และค่าความซึมซาบได้อยู่ที่ 10-200 md โดยหินแหล่งกักเก็บจะอยู่ในหินชุดแม่สอด ซึ่งจะกระจายอยู่ที่ระดับความลึก 200-1000 เมตร มีความหนาประมาณ 1-10 เมตร

และสำหรับปริมาณสำรองของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการผลิตทั้งหมด ปัจจุบันแหล่งน้ำมันฝางทำการผลิตน้ำมันดิบมาแล้วประมาณ 10,000,000 บาร์เรล และจากการทำกราฟแสดงการลดลง (Decline curve) และอัตราส่วนของความสามารถในการอิมตัวของของเหลวคือน้ำมันต่อน้ำ (S_{oil}/S_w) ทำให้สามารถคาดคะเนได้ว่า จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในชั้นแรกได้อีกประมาณ 5 ปี และจากการคำนวณขนาดของแอ่งฝาง สามารถคาดการณ์ถึงปริมาณของน้ำมันดิบที่มีสะสมตัวอยู่ในแอ่งฝาง (Oil Inplace) ว่าน่าจะมีประมาณ 100-300 ล้านบาร์เรล (Nopparat Settakul, 1993)

และสำหรับคุณสมบัติของน้ำมันดิบที่พบในแหล่งน้ำมันฝาง โดยทั่วไปน้ำมันดิบที่พบจะแบ่งเป็น 2 ประเภทได้แก่

ประเภทที่ 1 จัดเป็นน้ำมันหนักหรือที่มีความหนืดสูง (Asphaltic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ 16° API

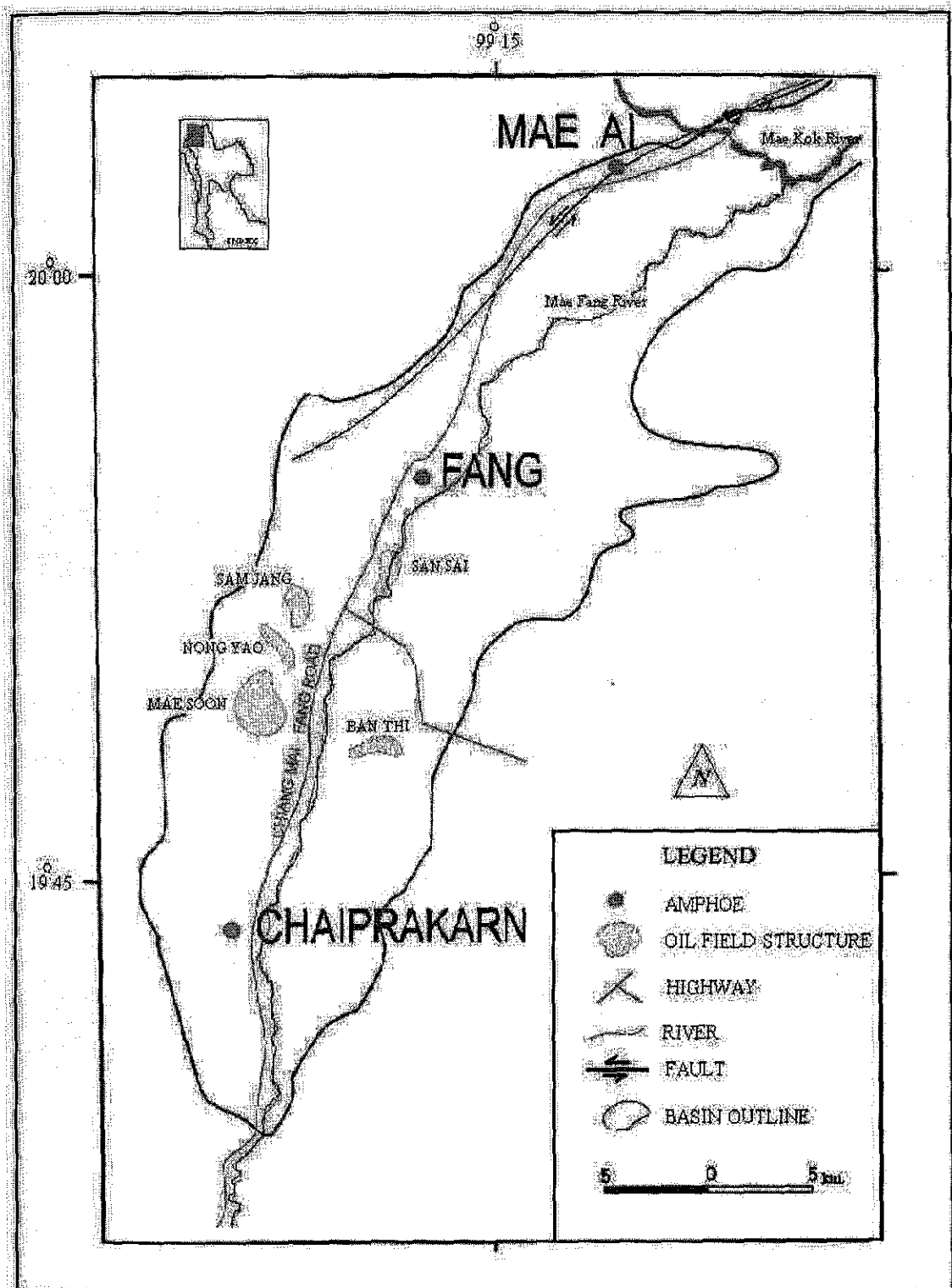
ประเภทที่ 2 จัดเป็นน้ำมันเบาหรือที่มีความหนืดต่ำ (Paraffinic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ 30° API

โดยทั่วไปน้ำมันดิบประเภทที่ 1 จะพบในระดับตื้น ที่ระดับความลึกประมาณ 200 เมตร ส่วนในกรณีของประเภทที่ 2 จะพบในระดับที่ลึกลงไป และจากการทำการศึกษาวิจัยของ Benjavun Ratanasthien (1997) ซึ่งได้ทำการศึกษาถึงประเภทของสารละลายต่างๆที่เป็นแหล่งต้นกำเนิดของหินต้น

กำเนิดปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย และจากการศึกษาจะสามารถแบ่งพื้นที่
สำหรับศึกษาได้ดังนี้คือ

- แอ่งแม่สอด
- แอ่งแม่เมาะ
- แอ่งฝาง
- แหล่งถ่านหินนาโฮ้งและแม่ทีป
- แอ่งลี้และบ้านผาขาว

โดยสำหรับแอ่งฝางนั้นได้ทำการศึกษาข้อมูลจากหลุมผลิตน้ำมัน โดยใช้ตัวอย่างแท่งหินที่
ได้จากการเจาะในหลุมเจาะ IF30-03S ที่อยู่ในโครงสร้างหนองยาว ซึ่งตั้งอยู่บริเวณทิศตะวันตกของแอ่ง
ฝาง มีความลึกประมาณ 3595-4524 ฟุต โดยตัวอย่างแท่งหินที่ได้จะเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่เป็น
หินทรายแป้งและหินดินดานที่มีส่วนประกอบของอินทรีย์สาร(organic matter)ที่เกี่ยวข้องกับลิปทินิต
(liptinite) ซึ่งเป็นส่วนประกอบหลักของ “Alginite” และ “Liptodetrinite” โดยสำหรับประเภทต่างๆและ
การกระจายตัวของ “Alginite” ในบริเวณหลุมเจาะ IF30-03S จะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับการทับถมของ
ความลึกของชั้นหิน และในส่วนที่มีระดับความลึกสูงสุดคือประมาณ 4524 ฟุต จะประกอบด้วย “Alginite
A” จำนวน 2 ชนิด ส่วนบริเวณที่ตื้นกว่าจะพบการกระจายตัวของโคโลนี (colonies) ที่มีสีเหลืองถึงขาว
เหลืองเมื่อมีการเรืองแสง โดยโคโลนีดังกล่าวถ้าเป็นโคโลนีที่มีขนาดเล็กจะมีขนาดประมาณ 5-10
ไมโครเมตร ส่วนโคโลนีที่มีขนาดใหญ่จะมีขนาดประมาณ 20-50 ไมโครเมตร โดยจะเรียกว่า “Fang
Algae”



รูปที่ 2.2 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่างๆ ในแอ่งฟาง (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

2.2.2 แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีเป็นตัวอย่างของแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กที่มีลักษณะแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ในเขต อำเภอวิเชียร จังหวัดเพชรบูรณ์ โดยอยู่ในการดูแลและจัดการของบริษัทแปซิฟิคไทยเกอร์ ซึ่งลักษณะทางธรณีวิทยา แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี จากการศึกษาของ Murray Hawked, Andrew Bromley และ Teenarat Kleungpu (2002) พบว่าแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ในแอ่งวิเชียรบุรี ซึ่งเป็นแอ่งตะกอนขนาดเล็กยุคเทอร์เชียรี สะสมตัวอยู่ในแอ่งเพชรบูรณ์ ตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย และสำหรับหินที่ทำหน้า เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งวิเชียรบุรีได้แก่ หินทราย ที่มีชื่อเรียกว่า ชั้นทรายเอฟ (F-sandstone) โดยลักษณะของระบบปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี มีรายละเอียดดังนี้

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

สำหรับหินต้นกำเนิดของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีจัดเป็นหินดินดานที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยมีค่าปริมาณของอินทรีย์สารทั้งหมด (Total Organic Content; TOC) ประมาณ 5-13% และสำหรับน้ำมันดิบที่ได้จากการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี จัดเป็นประเภทมีไขสูง มี หลอมเหลวของน้ำมันดิบประมาณ 42°C และมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ $29-30^{\circ}\text{API}$

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

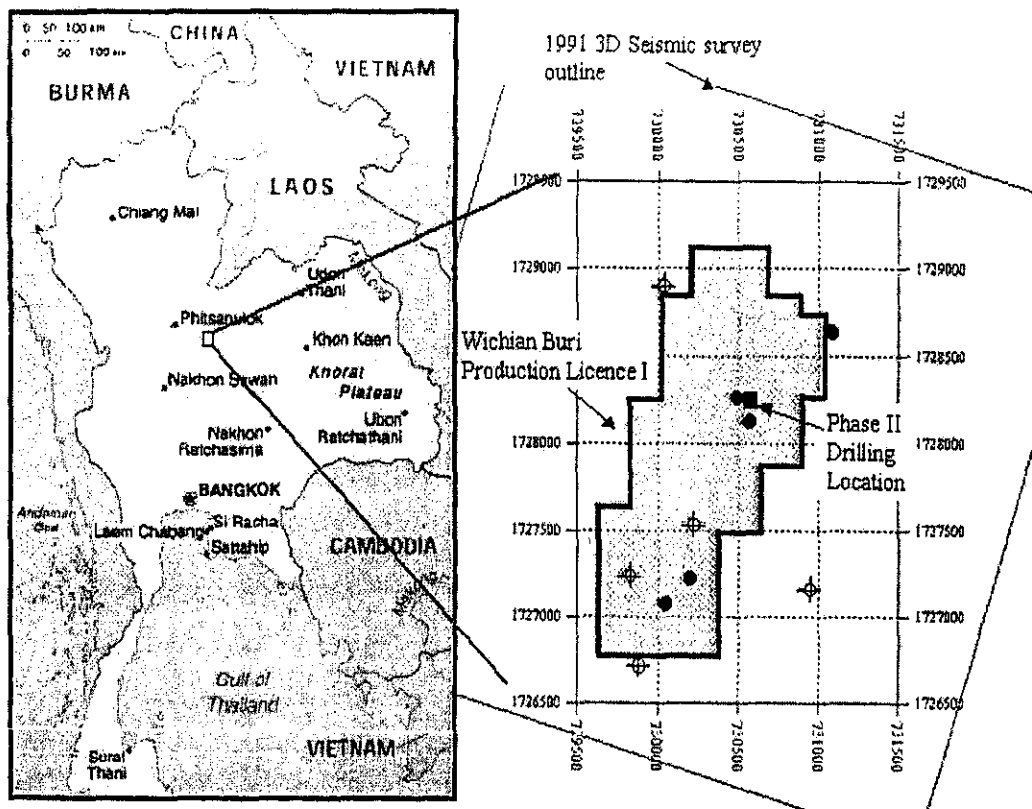
สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีที่ถูกเรียกว่าชั้นทรายเอฟนั้น จัดเป็น หินทราย ที่มีความพรุนประมาณ 25% โดยมีการสะสมตัวอยู่ที่ระดับความลึกตั้งแต่ 920 เมตรถึง 950 เมตร และมีอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประมาณ 70°C

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีส่วนใหญ่จะเกิดจาก การกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)

- การพัฒนาของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีได้รับการเจาะสำรวจและพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1988 โดยมีหลุมสำรวจและผลิตหลุมแรกคือ หลุม “Wichian Buri1 (WB-1)” มีอัตราการผลิตประมาณ 500 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการผลิตน้ำมันจากชั้นทรายเอฟที่ระดับความลึก 962-998 เมตร มีปริมาณสำรองประมาณ 240,000 บาร์เรล และในปัจจุบันแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีมีจำนวนหลุมผลิตทั้งสิ้น 4 หลุม ได้แก่ หลุม “Wichian Buri1 (WB-1)” หลุม “Wichian Buri-North1 (WBN-1)” “Wichian Buri-North2 (WBN-2)” และ “Wichian Buri-North3 (WBN-3)” มีอัตราการผลิตรวมประมาณ 200 บาร์เรลต่อวัน



รูปที่ 2.3 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (Murray et.al, 2002)

2.2.3 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์เป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีพื้นที่อยู่ในบริเวณของแอ่งพิษณุโลก โดยปัจจุบันอยู่ในเขตการปกครองของอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร แหล่งสิริกิติ์ได้รับการสำรวจและพัฒนาโดยบริษัทไทยเชลล์ ซึ่งได้ร่วมทุนกับบริษัท ปตท.สผ. ทำการพัฒนา มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 จนถึงปัจจุบัน โดยในปัจจุบันมีการผลิตน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ได้ถูกขนานนามว่า “น้ำมันดิบเพชร” จัดเป็นน้ำมันดิบประเภทน้ำมันเบา มีความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ 40° API และมีส่วนประกอบของซัลเฟอร์ผสมอยู่ที่ 0.05% สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 20000 บาร์เรลต่อวัน และมีอัตราการผลิตก๊าซประมาณ 55 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (Luechai Wongsirasawad, 2002) และสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จัดเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศไทยที่มีการสำรวจพบบนบก มีปริมาณสำรองขอ

น้ำมันที่ได้พิสูจน์แล้วประมาณ 61.76 MMbbbl โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะได้รับการขนส่งโดยทางเรือ เพื่อนำไปทำการกลั่นที่โรงกลั่นน้ำมันที่จังหวัดชลบุรีและกรุงเทพมหานคร ส่วนก๊าซที่ผลิตได้จากสิริกิติ์จะนำส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Petroleum system of Sirikit oil field) สำหรับระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีรายละเอียดดังนี้

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

สำหรับหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จากการศึกษาของ A.A.Bal, F. Burgisser, D.K.Harris, S.M.Rigby, S. Thumprasertwong และ F.J.Winkler (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จะเกิดจากการทับถมของสิ่งแวดล้อม 3 ประเภท ได้แก่

- ทะเลสาบเปิด
- ทางน้ำและทะเลสาบ
- แอ่งน้ำท่วมถึง

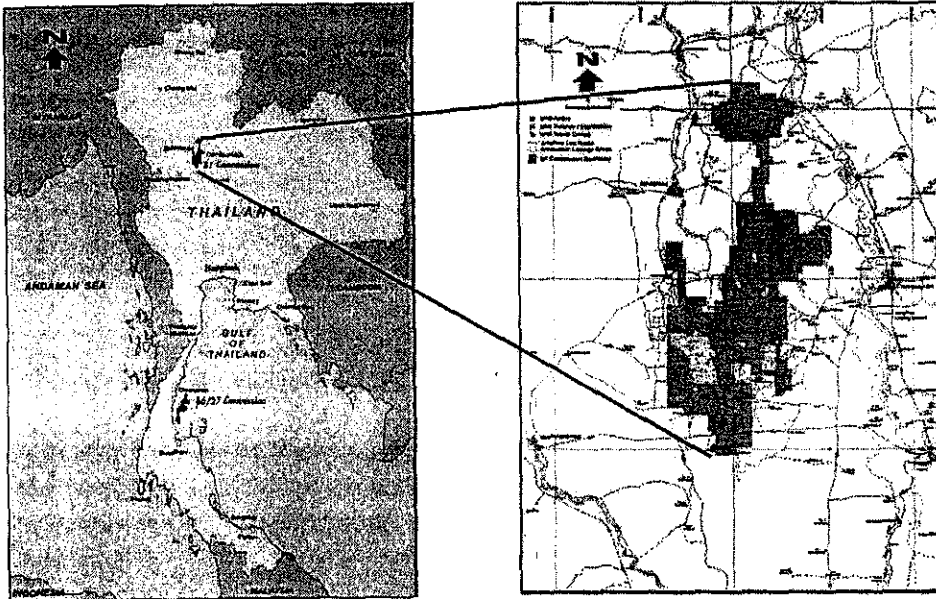
โดยหินต้นกำเนิดดังกล่าว ส่วนใหญ่จะเป็นหินดินเหนียวที่สะสมตัวอยู่ในหมวดหินชุม (Chum Saeng Formation) ซึ่งมีความหนาประมาณ 150-400 เมตร แต่ในบางบริเวณอาจจะพบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีความหนาถึง 1000 เมตรก็ได้

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

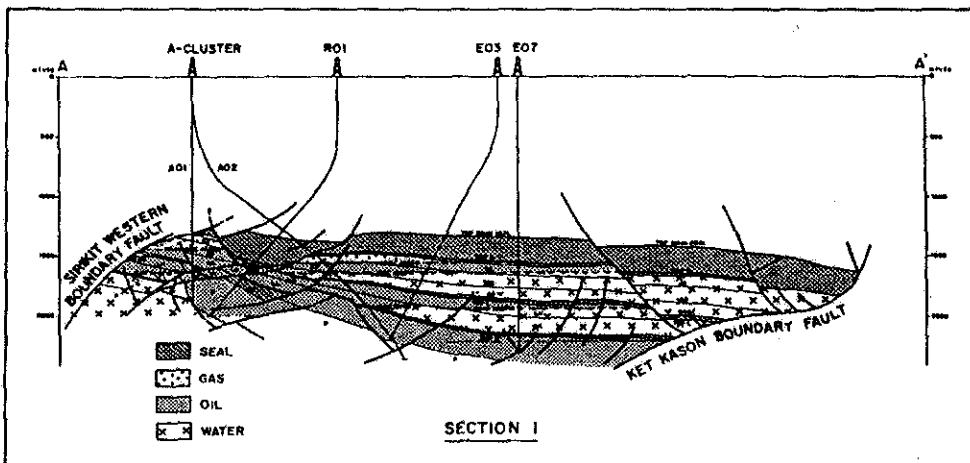
สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายที่พบในหมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) โดยหินทรายดังกล่าวสามารถแบ่งได้เป็น 5 ชั้นตามระดับความลึก ได้แก่ ชั้นทรายดี (D-sand) ชั้นทรายเค (K-sand) ชั้นทรายแอล (L-sand) ชั้นทรายเอ็ม (M-sand) และชั้นทรายพี (P-sand) (Luechai Wongsirasawad, 2002)

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ จากการศึกษารายงานของ A.A. et.al.(1992) จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากรอยเลื่อน (fault trap) โดยมีรอยเลื่อนขนาดใหญ่ที่มีชื่อ "Western Sirikit Fault" และ "Ketskason Boundary Fault" เป็นตัวควบคุม



รูปที่ 2.4 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Luechai Wongsirasawad, 2002)



รูปที่ 2.5 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (A.A.Bal et.al., 1992)

2.2.4 แหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสน

แหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสนเป็นแหล่งน้ำมันที่มีพื้นที่ตั้งอยู่ในบริเวณแองสุพรรณบุรี เริ่มต้นในปี ค.ศ. 1985 ได้รับการพัฒนาโดยบริษัท B.P. Petroleum Development Ltd. และระหว่างปี ค.ศ. 1986-1988 ได้ทำการเจาะสำรวจรวมถึงเจาะหาขอบเขตของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจำนวน 12 หลุม พบเป็นหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม BP1-3 และหลุม BP1-7 ซึ่งในปัจจุบันผลิตดังกล่าวตั้งอยู่ในแหล่งน้ำมันอุทก และต่อมาในปี ค.ศ. 1993 บริษัทปิโตรเลียมไทยสำรวจและผลิต (ปตท.สผ.) ได้ทำการซื้อสัมปทานการผลิตจากบริษัท B.P. Petroleum Development Ltd. (Hatai Triamwichanon, 1999) โดยแหล่งน้ำมันทั้งสองแหล่งมีอัตราการผลิตประมาณ 650 บาร์เรลต่อวัน จากหลุมผลิตทั้งหมด 11 หลุม และสำหรับน้ำมันที่ผลิตได้จะมีค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ประมาณ 25-34 °API รวมถึงค่าของอัตราส่วนการละลายของก๊าซต่อน้ำมันจะมีค่าต่ำมาก (น้อยกว่า 5 ลูกบาศก์ต่อบาร์เรล) (B.J. Bidston และ J.S. Daniel, 1992) โดยปริมาณสำรองที่ได้รับการพิสูจน์แล้วของแหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสนมีประมาณ 0.85 MMbbl

ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสน

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

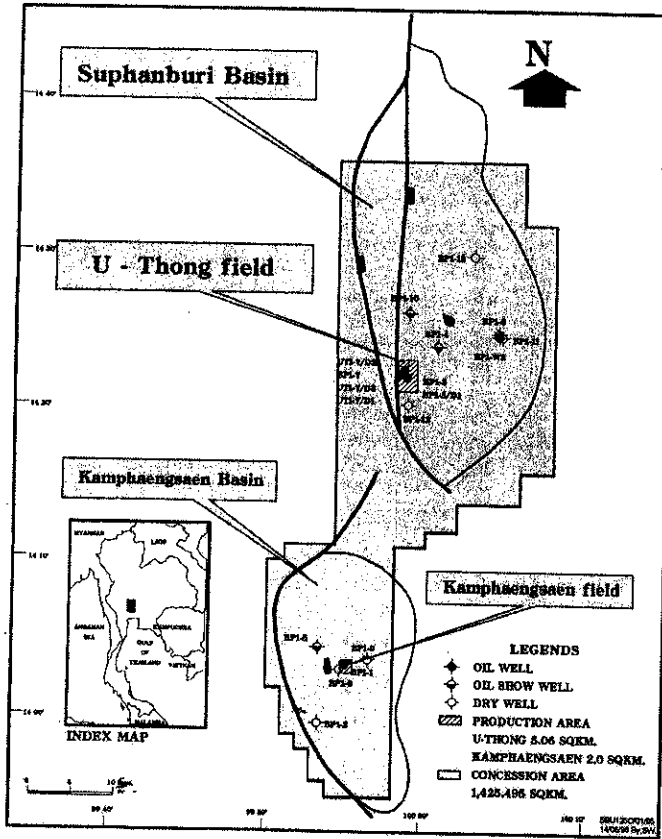
จากการศึกษาของ B.J. Bidston และ J.S. Daniel (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ในแองสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะมาจากหินโคลนที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยตัวแปรที่ทำให้การกลั่นตัวของน้ำมันออกมาจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ได้แก่ ความร้อนหรืออุณหภูมิที่อยู่ในบริเวณมีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิประมาณ 4.5°C/100 เมตร ซึ่งหินต้นกำเนิดหรือหินโคลนดังกล่าวส่วนใหญ่จะพบอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 1,800-2,000 เมตร

- หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

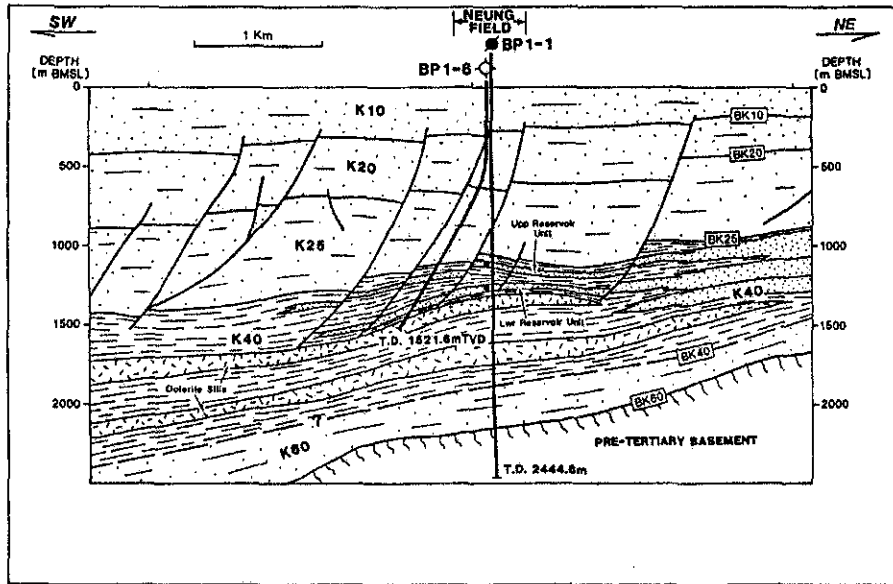
สำหรับหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่พบในแองสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายเทอร์เชียรีที่เกิดจากการทับถมกันของทางน้ำและทะเลสาบ โดยมีค่าความพรุนประมาณ 12-20 (Hatairat Triamwichanon, 1999)

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสน จะคล้ายกับแหล่งกักเก็บน้ำมันที่พบทั่วไปในแหล่งน้ำมันอื่นๆของประเทศไทย คือส่วนใหญ่จะเป็นแหล่งกักเก็บเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)



รูปที่ 2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอุทุมทองและกำแพงแสน (Hatairat Triamwichanon, 1999)



รูปที่ 2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน

(B.J. Bidston and J.S. Daniel, 1992)

2.2.5 แหล่งน้ำมันเบญจมาศ

แหล่งเบญจมาศเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันอยู่ตอนเหนือของแปลง B8/32 แอ่งปัตตานีในอ่าวไทย ปัจจุบันเป็นของบริษัท Chervon Offshore(Thailand) Ltd เริ่มดำเนินการผลิตในปี ค.ศ. 1999 ในอัตราก๊าซธรรมชาติวันละ 30 ล้าน ลบ.ฟุต และน้ำมันดิบวันละ 20,000 บาร์เรล และต่อมาในปลายปี ค.ศ.2000 ได้มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมัน ปัจจุบัน (มีนาคม ค.ศ.2006) อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติวันละ 120 ล้าน ลบ.ฟุต และน้ำมันดิบวันละ 5100 บาร์เรล

โครงสร้างซับซ้อนแหล่งเบญจมาศอยู่ในตอนกลางเหนือของแอ่งอ่าวไทย เป็นแอ่งยุคเทอร์เชียรีต่อเนื่องที่เกิดจากผลของพื้นที่เลียดตัวด้านขวางพร้อมเคลื่อนตัวรูปวงรี ตั้งแต่ต้นยุค Eocene เคลื่อนตัวเป็นระยะ ๆ ในยุค Pleistocene ทำให้โครงสร้างเป็นแบบพืดหินเลื่อนลงเป็นบล็อกรอยเลื่อน (Grabens) ซ้อน ๆ กันเป็นชั้น ๆ ไปทางขวาและโค้งงอ เป็นผลมาจากการถ่ายแรงจากรอยเลื่อน NW-SW อย่างต่อเนื่อง

บริเวณสะสมปิโตรเลียมขนาดใหญ่ เช่น BWA และ BWB วางตัวต่อเนื่องทางด้านล่างไปทางตะวันออกของแอ่งบนด้านรอยแตกแฉกที่กักเก็บโดยรอยเลื่อน (Fault traps) โครงสร้าง

เหล่านี้ค่อนข้างใหญ่ บางแห่งอาจใช้หลุมผลิตถึง 25 หลุม เพื่อเชื่อมชั้นผลิตต่าง ๆ เข้าด้วยกันในฟากหนึ่งของรอยเลื่อน

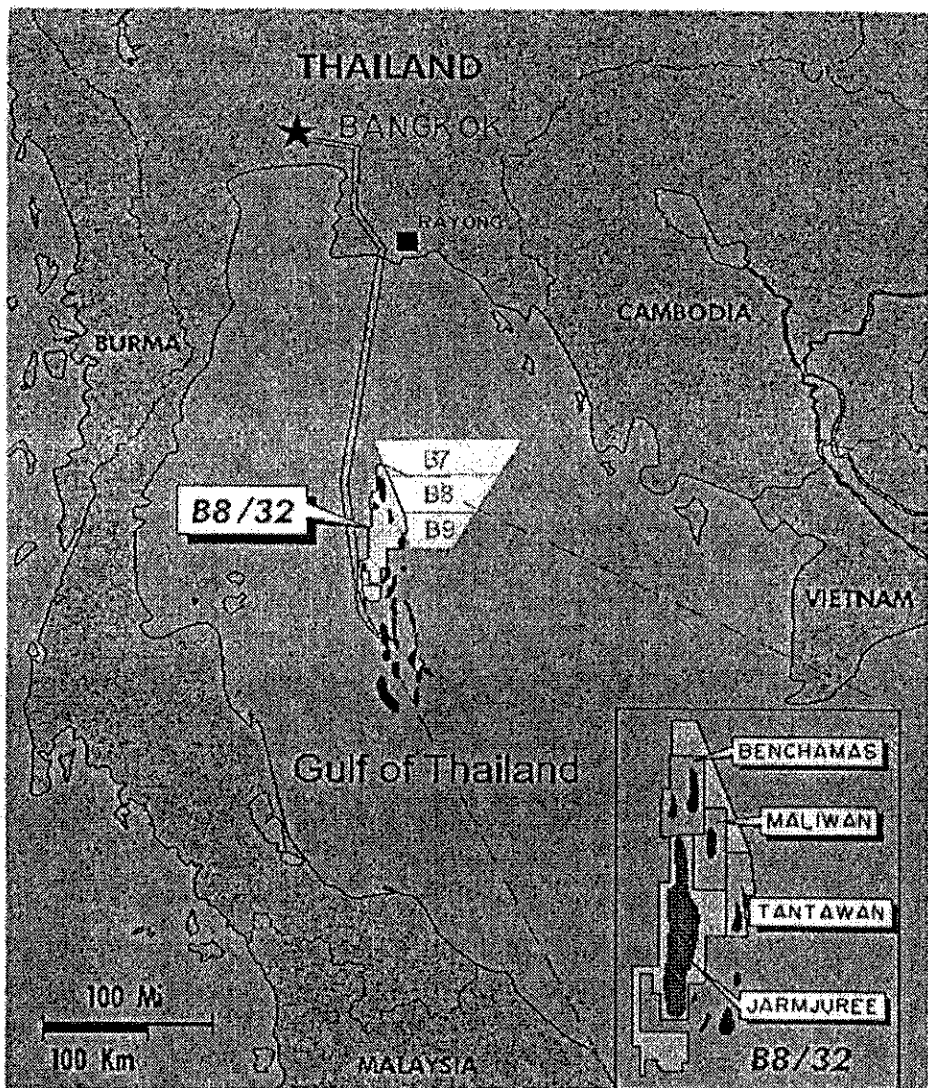
หินทรายยุค Miocene แต่ละ 1 ชั้น หนาระหว่าง 5-90 ฟุต เฉลี่ยหนา 30 ฟุต มีชั้นหินทรายมากถึง 20 ชั้นที่มีปิโตรเลียมอยู่ รวมทุกชั้นแล้วหนาระหว่าง 90 ถึง 550 ฟุต ค่าความพรุน (porosity) เฉลี่ย 27% จากบนสุดลดลงที่ความลึกจาก -5500 ฟุต (TVDSS) ถึง -8500 ฟุต (TVDSS) ค่าความซึมผ่านได้ (permeability) มีค่าระหว่าง 6 มิลลิดาร์ซี ถึง 6 ดาร์ซี เฉลี่ย 200 มิลลิดาร์ซี

2.3 การประยุกต์ใช้วิธีการขับด้วยน้ำและการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

(Waterflooding Application and Simulation Study)

ในปัจจุบันการเพิ่มผลผลิตปิโตรเลียมด้วยการนำวิธีการขับด้วยน้ำกำลังได้รับความนิยมในการนำมาใช้อย่างต่อเนื่องและเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนและได้ผลตอบแทนเป็นที่น่าพอใจ ซึ่งสำหรับแหล่งปิโตรเลียมต่างๆ ในประเทศไทยก็ได้มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และรวมทั้งมีการสร้างและศึกษาแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ โดยนำคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณด้วย ซึ่งจากการศึกษาของ Ron Pieterse (1993) ที่ได้ทำการสร้างแบบจำลองของชั้นทรายแอล (L-sand) ที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์และได้ทดลองนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองดังกล่าวด้วย โดยสาเหตุที่เลือกชั้นทรายแอลมาทำการทดสอบเนื่องมาจากชั้นทรายแอลเป็นชั้นทรายที่มีความต่อเนื่องและค่าของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันหลังจากทำการผลิตในชั้นปฐมภูมิยังคงมีค่าที่สูงอยู่ (ประมาณ 50%) นอกจากนี้ชั้นทรายแอลยังเป็นชั้นทรายที่มีค่าเฉลี่ยของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินอยู่ในเกณฑ์ที่ดีและในการทดสอบแบบจำลองดังกล่าวโดยทำการจำลองเวลาในการผลิตประมาณ 16 ปี (ตั้งแต่ ค.ศ.1994-2010) ซึ่งจากผลการทดสอบแบบจำลองดังกล่าว ได้คาดการณ์ว่า วิธีการขับด้วยน้ำจะสามารถช่วยทำให้การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์เพิ่มขึ้นจาก 27% เป็น 39% (เพิ่มขึ้น 12%) และนอกจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์แล้วยังมีแหล่งปิโตรเลียมอื่นๆ ที่นำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ด้วย ได้แก่ แหล่งเบญจมาศ โดยแหล่งเบญจมาศตั้งอยู่ในบริเวณอ่าวไทย (รูปที่ 2.8) ซึ่งในปัจจุบันได้รับการดูแลและจัดการโดยบริษัท Chevron offshore (Thailand) Ltd. แหล่งเบญจมาศเริ่มต้นการผลิตในปี ค.ศ. 1999 และต่อมาในปลายปี ค.ศ. 2000 ได้มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยนำน้ำทะเลมาใช้ในการอัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งในปัจจุบันมีความจุของปริมาณน้ำที่ใช้สำหรับการเพิ่มผลผลิตด้วยวิธีการขับด้วยน้ำประมาณ 80,000 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการอัดโดยใช้ความดันประมาณ 2,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (Thakun Jiwalai, Surat Thurachen และ Chaiyan Chaikiturajai, 2002) และสำหรับสาเหตุที่มีการนำวิธีการขับด้วย

นำมาประยุกต์ใช้ในแหล่งเบญจมาศเนื่องจากความหนืดของแหล่งเบญจมาศมีค่าที่เหมาะสมหรืออาจกล่าวได้ว่าค่าอัตราส่วนการเคลื่อนที่ (mobility ratio) ในแหล่งเบญจมาศมีค่าน้อยกว่าหนึ่งซึ่งเป็นค่าที่เหมาะสมในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ และจากการศึกษาโดยใช้แบบจำลองของแหล่งเบญจมาศที่สร้างจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์คาดการณ์ว่า วิธีการขับด้วยน้ำจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งเบญจมาศที่จะผลิตได้ในชั้นปฐมภูมิจากเดิมประมาณ 10-20% เป็น 25-40% แต่จะขึ้นกับคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมด้วย (Thakun et al., 2002)



รูปที่ 2.8 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันเบญจมาศ (Thakun et al., 2002)

2.4 กรณีตัวอย่างการผลิตโดยการขับด้วยน้ำ

ต้นทศวรรษ ค.ศ.1880 คาร์ลี (Carli) (สหรัฐอเมริกา) ค้นพบว่าการวัดน้ำลงไปแทนที่น้ำมันในแหล่งน้ำมันและไล่น้ำมันขึ้นมา สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันได้ การขับด้วยน้ำ (Waterflooding) เกิดขึ้นโดยบังเอิญในแหล่ง Bradford Filed สหรัฐอเมริกาในทศวรรษ ค.ศ.1880 หลุมผลิตหลายหลุมหยุดผลิตเมื่อการผลิตน้อยโดยไม่มีการอุดหลุม โดยทั้งดิ่งท่อกรู (Casing) ขึ้นและที่ไม่ได้ดิ่งท่อกรูขึ้น ต่อมาท่อกรูเกิดผุพังทำให้น้ำจากชั้นที่อยู่ต่ำกว่าไหลลงสู่แหล่งน้ำมันทำให้แหล่งน้ำมันมีความดันเพิ่มขึ้น โครงการการอัดน้ำในภาคปฏิบัติจริง ๆ ที่แหล่งนี้เริ่มในทศวรรษที่ ค.ศ.1890 เมื่อวิศวกรได้ประจักษ์ว่าการที่มีน้ำเข้ามาในแหล่งน้ำมัน ทำให้แหล่งน้ำมันถูกกระตุ้นให้มีผลผลิตมากขึ้น ดังนั้นใน ค.ศ. 1907 การทำการอัดน้ำทำให้เพิ่มผลผลิตน้ำมันเป็นอย่างมากในแหล่ง Bradford แบบของการอัดน้ำแรกเริ่มเป็นแบบวงกลม (Circle flood) และได้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องถึงปัจจุบันมีแบบ (patterns) หลายแบบ

การอัดน้ำไล่น้ำมัน (Waterflooding) เรียกว่าการผลิตแบบทุติยภูมิ (Secondary Recovery) เพราะเป็นการผลิตครั้งที่สองหลังจากมีการผลิตครั้งแรก (Primary Recovery) จนความดันลดลงมาแล้ว ความก้าวหน้าของเทคนิคการอัดน้ำ ในช่วงแรก ๆ พัฒนาได้ช้าอาจมีหลายเหตุผล เป็นเพราะว่าความเข้าใจในเทคนิคอัดน้ำมีน้อย ความสนใจพัฒนาเทคนิคการอัดน้ำมากขึ้นในทศวรรษ ค.ศ.1950 เมื่อแหล่งน้ำมันหลาย ๆ แหล่งมีการผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) ถึงขีดจำกัดของแหล่งและผู้ผลิตต้องการเพิ่มอัตราการผลิตและปริมาณสำรองของแหล่ง

ปัจจุบันการอัดน้ำไล่น้ำมัน (Waterflooding) ได้ขยายไปทั่วโลก โดยเฉพาะที่สหรัฐอเมริกา ปริมาณการผลิตน้ำมันกว่าครึ่งเป็นผลมาจากการอัดน้ำ (Water injection)

2.4.1 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Wongsirasawad, 2002)

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์อยู่ในแอ่งพิบูลย์ โลกซึ่งมีพื้นที่แอ่งประมาณ 6,000 ตารางกิโลเมตร เกิดจากผลของการเคลื่อนตัวสัมพันธ์ระหว่างแผ่นฉานไทยและอินโดนีเซีย หินกักเก็บน้ำมันที่สำคัญคือ หินซูดานกระบือ (LKU) และประตูเต่า (PTO) โครงสร้างทางธรณีวิทยาของแหล่งสิริกิติ์ค่อนข้างซับซ้อนยุ่งยาก ความซับซ้อนทางธรณีวิทยาเกิดจากประวัติการก่อเกิดโครงสร้างทางประวัติศาสตร์หลายระยะเวลาและสลับคาบเกี่ยวกับการเกิดรอยแยก (faulting) และการตกตะกอน (deposition) ตลอดระยะเวลาที่ยาวนานผ่านมา อย่างไรก็ตามความซับซ้อนและความไม่ต่อเนื่อง (Uncertainties) ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มักจะเป็นตัวประกอบในการดูแลสำเร็จของโครงการต่าง ๆ ในอนาคต โครงการอัดน้ำ (Waterflooding) โครงการอัดน้ำเริ่มในปี ค.ศ. 1983 โครงการนี้ร่องถูกกำหนดในบริเวณลานกระบือ LKU-E โดยอัดน้ำลงในชั้นหินที่ซับซ้อนสอดแทรก ระหว่างหินทรายและหินดินดาน (Sand Shale) ของแหล่งปิโตรเลียมซูดานกระบือ แต่ผลตอบสนองต่อ

แหล่งเป็นไปเข้ามามาก โครงการอัดน้ำกลับมากเริ่มอีกครั้งในปี ค.ศ.1993 - 1994 ทำให้เชื่อว่าสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันจากเดิม (Recovery) ร้อยละ 20 เป็นร้อยละ 25

แหล่งน้ำมันสิริกิตต์ตะวันตกเป็นแหล่งที่ 3 หลังจากแหล่งสิริกิตต์ D-Block และแหล่งทับแรดที่มีอยู่ในโครงการอัดน้ำของแหล่งลานกระบือ โครงการเริ่มอัดน้ำวันละ 10,000 บาร์เรลในเดือนธันวาคม ค.ศ.2003 โดยใช้น้ำจากแหล่งน้ำชุดหินบึง ปัจจุบันทั้งโครงการมีการอัดน้ำวันละ 20,000 บาร์เรลลงในหลุมอัด 8 หลุม ปัจจุบันโครงการอัดน้ำนี้สามารถเพิ่มปริมาณสำรองชั้นจากเดิม 2.5 ล้านบาร์เรล โดยมีอัตราผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการนี้วันละ 3,300 บาร์เรล คัดอัตราการเงินทุนสำหรับโครงการนี้ได้ร้อยละ 232 (เฉพาะ Sirikit West Water flood Project ; Ref; Supamittra Cheembunchom 2005)

2.4.2 โครงการอัดน้ำที่แหล่งน้ำมันอู่ทอง

แหล่งน้ำมันอู่ทองเป็นแหล่งน้ำมันเล็กอยู่ห่างจากตัวอำเภออู่ทองไปทางทิศตะวันออก 7 กิโลเมตร เป็นของบริษัท ปตท.สผ.ในปัจจุบันการผลิตจากแหล่งนี้เริ่มมาตั้งแต่เดือนสิงหาคม ค.ศ.1991 (พ.ศ. 2534) ถึงปัจจุบัน (สิงหาคม ค.ศ.2005) พ.ศ.2548 ผลิตน้ำมันรวม 3.53 ล้านบาร์เรล อัตราการผลิตวันละ 350 บาร์เรล มีหลุมผลิตทั้งหมด 10 หลุมในพื้นที่ผลิต 2 ตารางกิโลเมตร ถ้าไม่ทำอะไรเพิ่มจะผลิตน้ำมันได้เพียงร้อยละ 19 ของน้ำมันที่มีอยู่ใต้ดิน (จาก decline curve) เป้าหมายในการทำโครงการอัดน้ำ (Waterflooding Project) เพื่อที่จะเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันอีกร้อยละ 11 หรือประมาณ 2.2 ล้านบาร์เรล ขณะนี้โครงการอยู่ในระหว่างการศึกษาและยังไม่มีเปิดเผยต่อสาธารณะอย่างไรก็ตามมีวิศวกรมีการทำการศึกษแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Simulation Study) (Piyated Tabmanee 2005) ซึ่งผลการศึกษายังไม่เปิดเผยต่อสาธารณะ

2.4.3 แหล่งเบญจมาศ (Graves et al, 2001) และ Thakun Jiwalai, 2002

แหล่งเบญจมาศเป็นแหล่งน้ำมันและแหล่งก๊าซ-คอนเดนเซทถูกพัฒนาในอ่าวไทย แอ่งปัตตานี ปัจจุบันเป็นของบริษัทเชฟรอน โครงการอัดน้ำถูกพัฒนาด้วยหลุมอัดน้ำ และหลุมผลิตน้ำมันที่เป็นแบบทั้งหลุมแนวราบ (Horizontal Wells) และหลุมเดี่ยวหลายโซน (Multi-Zone Mono Wells) ปัจจุบัน (กันยายน ค.ศ.2002) มีหลุมผลิต 24 หลุม หลุมอัดน้ำ 13 หลุม และมีแหล่งน้ำมัน 17 แหล่ง (Reservoirs) รวมอยู่ในโครงการอัดน้ำนี้ ผลการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) โครงการอัดน้ำทำให้การผลิตน้ำมันเพิ่มจากเดิมร้อยละ 10-20 ขึ้นเป็นร้อยละ 25-40 ของน้ำมันที่มีอยู่เดิม (OOIP) ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของของไหล

2.4.4 แหล่ง KELLY-SNYDER FILED

แหล่งน้ำมัน Canyon Reef Reservoir อยู่ใน KELLY-SNYDER FIELD เท็กซัส สหรัฐอเมริกาค้นพบเมื่อ ค.ศ.1948 The initial Oil in place was estimated at 2.25 พันล้านบาร์เรล การผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) คาดว่าจะสามารถผลิตได้ร้อยละ 25 ของน้ำมันที่มีอยู่แต่ต่อมาเมื่ออัตราการผลิตลดลง วิศวกรจึงมีความเห็นตรงกันว่าจำเป็นต้องทำโครงการอัดน้ำ (Waterflooding) โดยเริ่มอัดน้ำตั้งแต่ ค.ศ.1954 โดยที่ความดันของแหล่งน้ำมันตอนนั้นอยู่ที่ประมาณ 1560 psig ซึ่งต่ำกว่า Bubble point Pressure (1725 psig, ความดันแหล่งก๊าซเริ่มต้นที่ 3112 psig) ผลการดำเนินการเป็นไปตามแผนทุกประการ โดยสามารถผลิตน้ำมันได้ทั้งหมด ร้อยละ 50 ของน้ำมันที่มีอยู่เดิม เพิ่มขึ้นจากการผลิตถ้าใช้การผลิต primary depletion (ขั้นตอน) อย่างเดียว ประมาณ 600 ล้านบาร์เรล

2.4.5 แหล่ง Fahnd Field (Nicholls et al, 2000)

แบบจำลองเพิ่มรอยแตกในแหล่งน้ำมันถูกกำหนดสำหรับหน่วยแหล่งน้ำมัน Nathih-E ของแหล่ง Fahnd Field ในประเทศโอมาน แบบจำลองบ่งว่าถ้าใช้การผลิตปกติด้วย gas/oil gravity drainage (GOGD) จะไม่เพียงพอสำหรับการผลิตน้ำมันจากส่วนใหญ่ของส่วนล่างของ Nathih-E แบบการอัดน้ำที่ได้ประโยชน์สูงสุดคืออัดจากชั้นล่างสุด 2 ชั้นของหินหน่วย Nathih-E นิโคล (Nicholls et al, 2000) ศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอรื (Fracture Mode) ทดลองผลิต (Simulation) จะสามารถผลิตน้ำมันเพิ่มขึ้นจากการผลิตภายใต้ GOGD~ จากร้อยละ 17 เป็นร้อยละ 40 จากการอัดน้ำจากด้านล่าง

แบบนำร่องการอัดน้ำถูกกำหนดให้มีหลุมผลิตแนวราบ (Horizontal well) 2 หลุม และหลุมอัดน้ำหนึ่งหลุมขนานกันไปตามแนวหิน (bedding strike) แหล่งน้ำมันและสามารถสลับกลไกการผลิตระหว่างการขับด้วยน้ำ (water injection) และการผลิตโดยความแตกต่างของน้ำหนัก GOGD

บทที่ 3

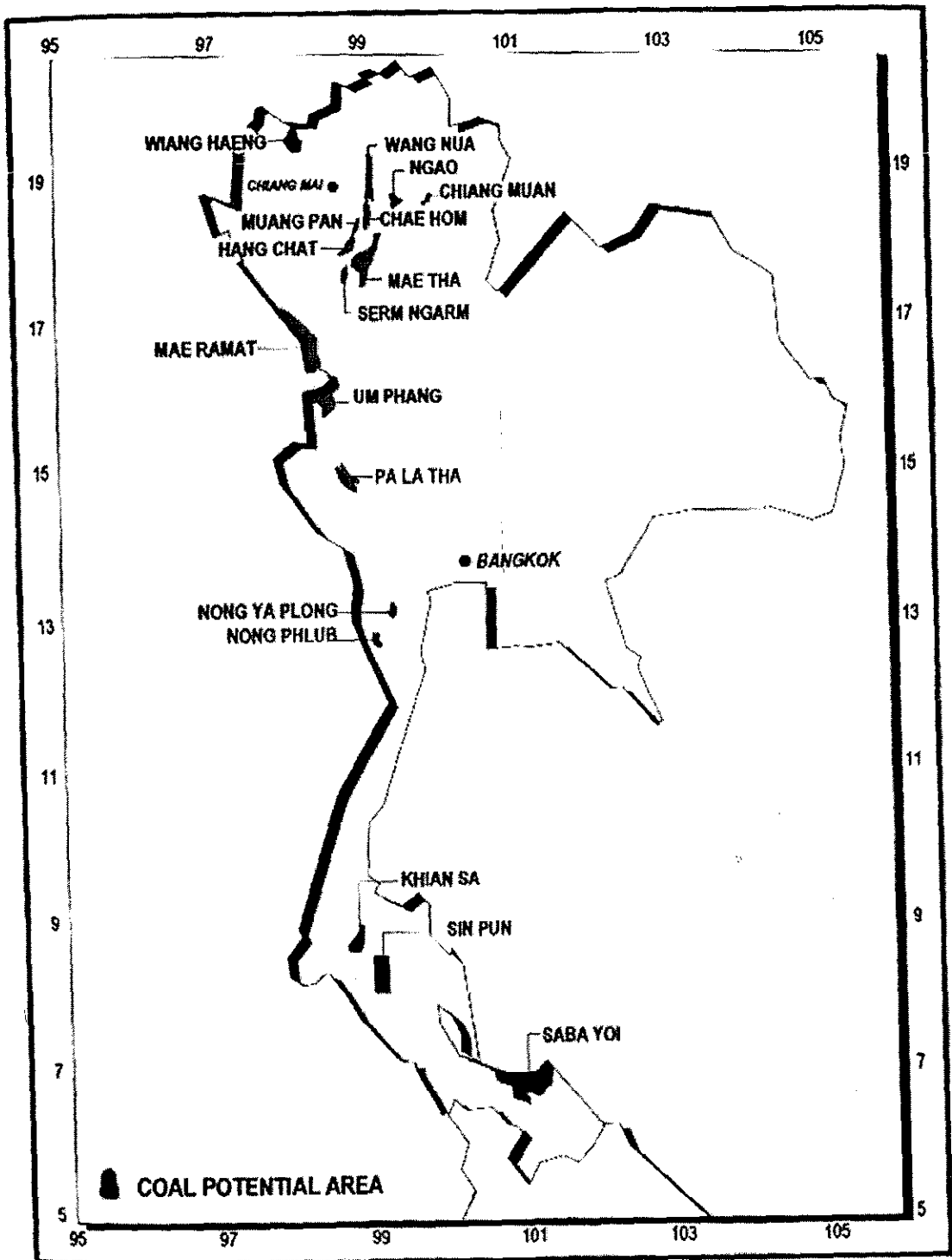
การทดสอบในห้องทดลอง

3.1 วัตถุประสงค์

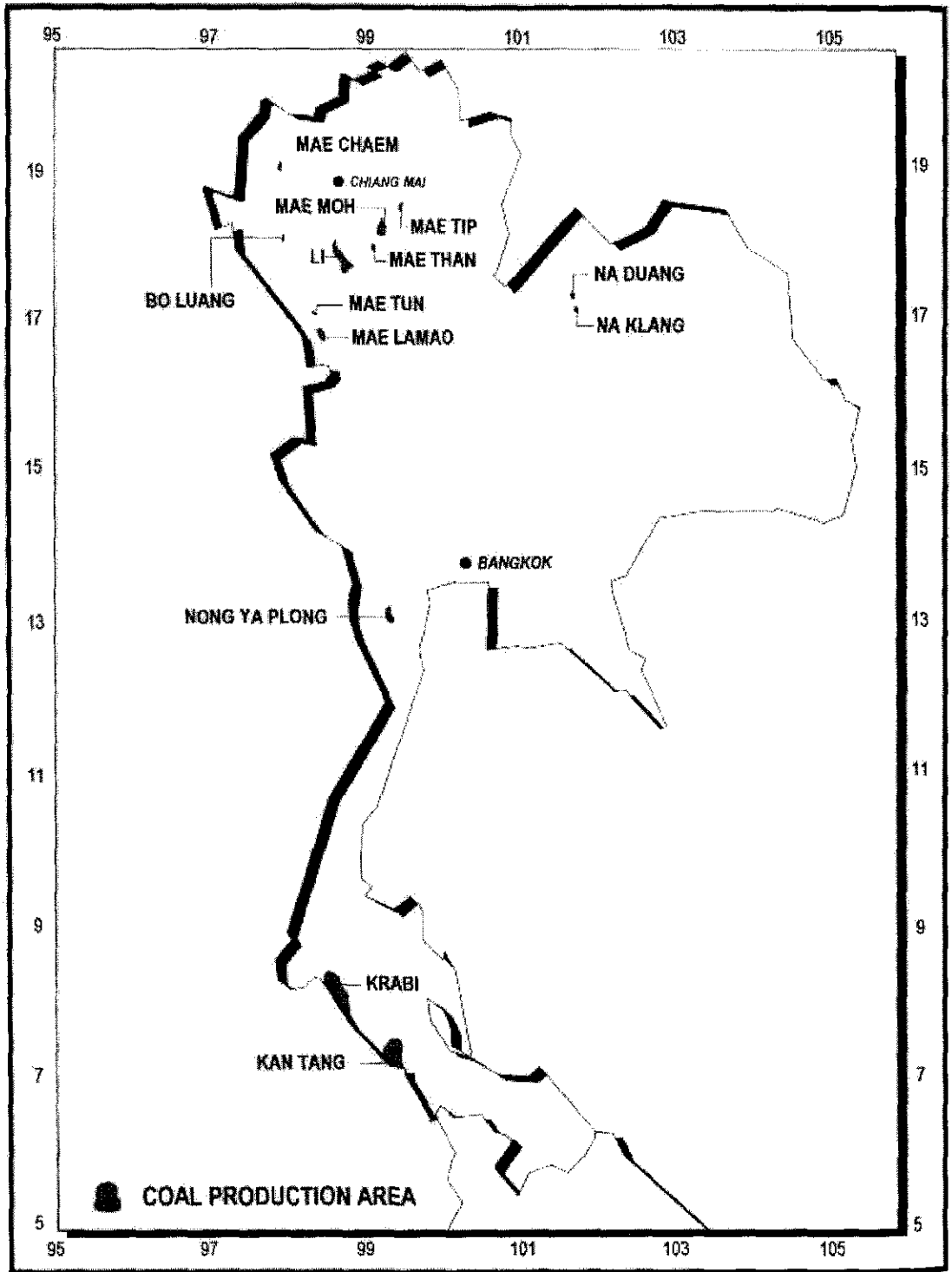
การทดสอบในห้องทดลองเป็นการปฏิบัติเพื่อที่จะกำหนดความพรุนและความสามารถในการซึมผ่านของหินทรายในยุคเทอร์เชียรี การจัดเตรียมตัวอย่าง, วิธีการทดลอง, ผลลัพธ์และการอภิปรายงานในการทดสอบได้ถูกอธิบายไว้ในส่วนนี้

3.2 การเก็บและจัดเตรียมตัวอย่าง

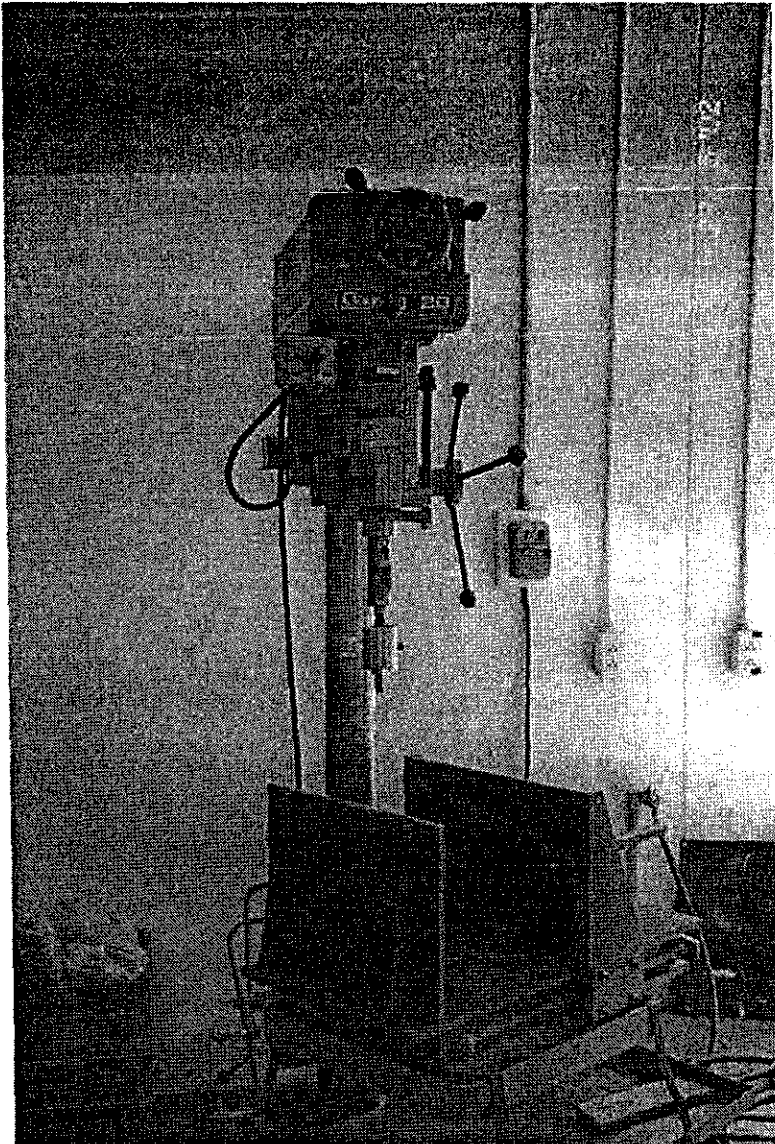
ตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีที่ใช้ในงานวิจัยนี้ได้มาจากเหมืองถ่านหินในบริเวณภาคเหนือของประเทศไทย ตัวอย่างหินนี้ถูกเก็บรวบรวมมาจาก 3 สถานที่ ได้แก่ แอ่งลี่, แอ่งแม่เกาะ, แอ่งเชียงม่วน (รูปภาพที่ 3.1 และ 3.2) หินตัวอย่างเหล่านี้เป็นตัวแทนของหินทรายในยุคเทอร์เชียรี เพราะหินทรายในยุคเทอร์เชียรีที่โผล่ขึ้นมาให้เห็นในภาคกลางของประเทศไทยนั้นค้นหาได้ยาก ตัวอย่างส่วนใหญ่จะถูกเก็บรวบรวมเป็นหินตัวอย่าง ยกเว้นในแอ่งแม่เกาะที่จะมีทั้งหินตัวอย่างและ core ตัวอย่าง หินตัวอย่างและ core ตัวอย่างนี้จะถูกเจาะ โดยเครื่องเจาะ core เป็นตัวอย่าง core และจะถูกตัดด้วยเครื่องตัด (รูปภาพที่ 3.3 และ 3.4) ตัวอย่างนี้จะมีรูปร่างเป็นทรงกระบอกขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 38.5 มิลลิเมตร (1.5 นิ้ว) และยาว 51.17 มิลลิเมตร (2 นิ้ว) บางตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีถูกแสดงในรูปภาพที่ 3.5 ตัวอย่างทั้งหมดจะถูกวัดเพื่อจะที่กำหนดความแม่นยำของขนาดไม่เกิน 0.01 นิ้ว ตัวอย่างนี้จะต้องสะอาดและแห้งก่อนที่จะถูกวัด รูปภาพที่ 3.6 แสดงเตาอบซึ่งถูกใช้ที่ความร้อนของตัวอย่างที่ 50–60°C เป็นเวลา 24 ชั่วโมง



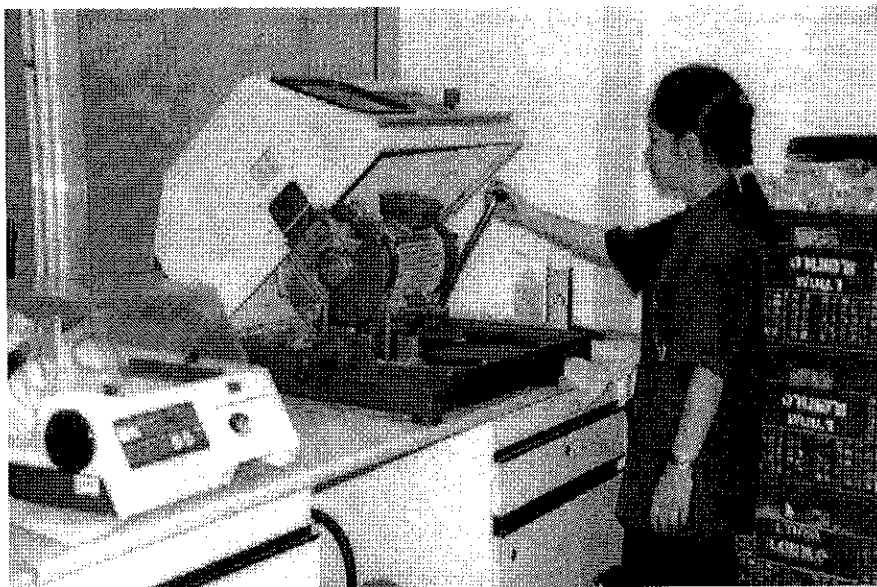
รูปที่ 3.1 ที่ตั้งของแอ่งเชิงमानทางภาคเหนือของประเทศไทย



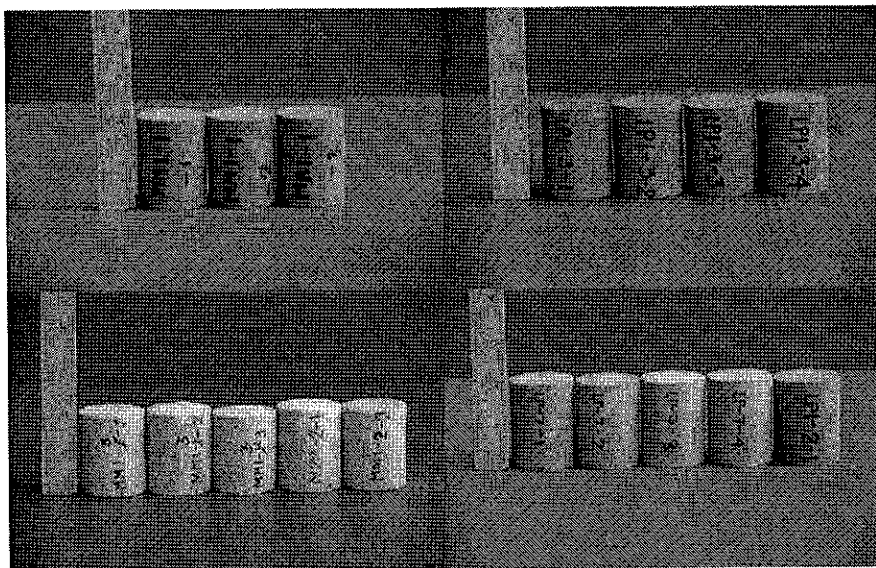
รูปที่ 3.2 ที่ตั้งแอ่งลึ และแอ่งแม่เมาะทางภาคเหนือของประเทศไทย



รูปที่ 3.3 เครื่องเจาะซึ่งเจาะตัวอย่างแท่งหิน โดยใช้หัวเจาะเพชร



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างแท่งหิน ซึ่งถูกตัดเพื่อให้ได้ความยาวที่ต้องการ



รูปที่ 3.5 บางตัวอย่างหินทรายในยูคเทอร์เซียร์เพื่อใช้วัดค่า

3.3 การวัดความพรุน

ความพรุนเป็นสัดส่วนของรูของหินซึ่งเป็นช่องว่างของหิน ช่องว่างของหินใน ปริมาตรทั้งหมดซึ่งไม่ถูกแทนที่ด้วยเม็ดหิน เพราะฉะนั้น ความพรุนเป็นสัดส่วนของช่องว่างเทียบ ด้วยปริมาตรทั้งหมด

$$\phi = \frac{V_p}{V_B} \quad \text{----- สมการ (3.1)}$$

เมื่อ ϕ = ช่องว่างของหิน (สัดส่วน)

V_p = ปริมาตรของช่องว่างในหิน

V_B = ปริมาตรทั้งหมดของหิน

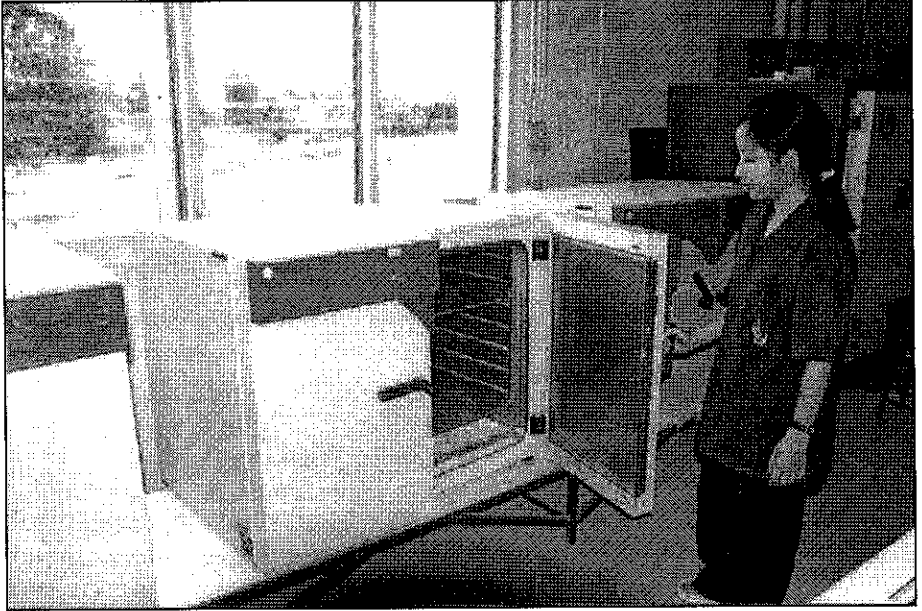
ช่องว่างภายในหินมีอยู่ 2 แบบ ช่องว่างภายในหินเริ่มแรกเป็นช่องว่างเดิมซึ่งมีขนาดพอประมาณซึ่งเป็นผลมาจากการทับถมของตะกอน ช่องว่างภายในหินลำดับที่สองมีขนาดของช่องว่างภายในมากกว่าช่องว่างภายในหินเริ่มแรกซึ่งเกิดจากสารละลายทางเคมีของหินกักเก็บ ตาราง 3.1 แสดงค่าความแตกต่างของหินของหินกักเก็บ

3.3.1 การคำนวณของเครื่องวัดช่องว่างของหิน

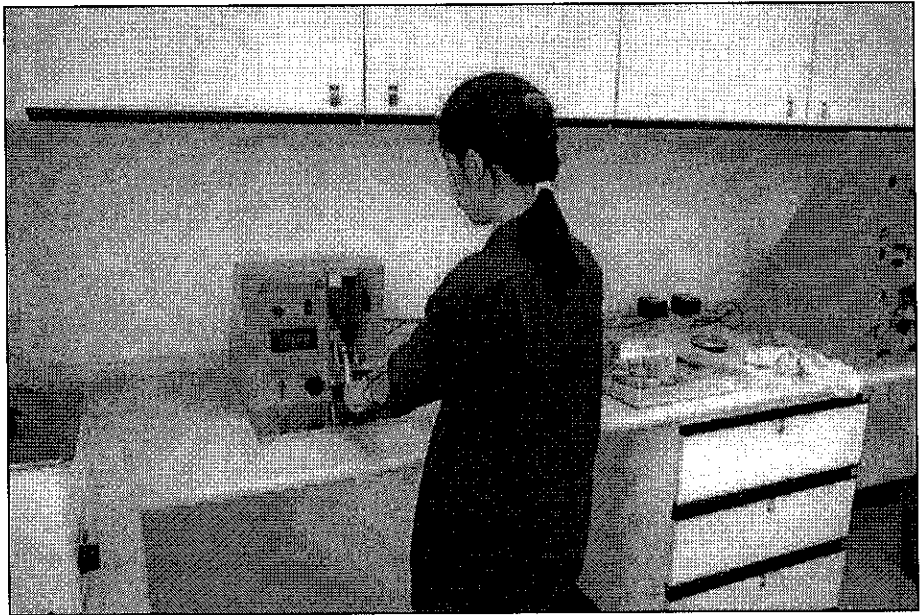
เครื่องวัดช่องว่างของหินเป็นเครื่องมือที่ใช้วัดช่องว่างของตัวอย่างหินถูกแสดงที่รูปภาพที่ 3.7 ฮีเลียมจะถูกใช้ในการทดสอบนี้เนื่องจากมีข้อดีกว่าแก๊สชนิดอื่นๆ เช่น

1. เนื่องด้วยขนาดของฮีเลียมที่มีขนาดเล็กซึ่งจึงสามารถไหลซึมผ่านช่องว่างขนาดเล็กได้รวดเร็วกว่าแก๊สชนิดอื่นๆ
2. ไม่มีผลกระทบต่อเครื่องมือ

ช่องว่างภายในหินที่สะอาดและแห้งจะถูกพิจารณาโดย 3 คุณสมบัติ ได้แก่ ปริมาตรของเม็ดหิน, ปริมาตรทั้งหมดของหิน, ช่องว่างของหิน



รูปที่ 3.6 ตู้บที่ใช้บตัวอย่างหินที่ความร้อน 50-60 องศาเซลเซียส



รูปที่ 3.7 เครื่องวัดช่องว่างของหินที่ถูกใช้เพื่อวัดตัวอย่างหิน

ตารางที่ 3.1 ปริมาตรของบิลเล็ตซึ่งถูกใช้กับ porosimeter การถ่ายเทปริมาตรของบิลเล็ตควรจะ
ประมาณให้เท่ากับปริมาตรของช่องว่างในตัวอย่างหินทดสอบ

1" Billets	หมายเลขบิลเล็ต	ปริมาตร (cm^3)
	1	4.63
	2	4.59
	3	9.22
	4	18.49
1 1/2" Billets	หมายเลขบิลเล็ต	ปริมาตร (cm^3)
	1	10.18
	2	10.2
	3	20.39
	4	40.74

The reference volume of the reference chamber (RV) is determined by

$$RV = \frac{V_{bil}}{\frac{P_{ob} - P_{of}}{P_b - P_f}} \quad \text{----- สมการ(3.2)}$$

Or if P_{ob} and $P_{of} = 100$ psi

$$RV = \frac{P_b V_{bil} \left(\frac{P_f}{100} \right)}{P_f - P_b} \quad \text{----- สมการ(3.3)}$$

Where

- P_{of} = reference pressure, always uses 100 psi
- P_f = equilibrated pressure, psi
- V_{bil} = volume of the billet (Table 3.2), cm^3
- P_b = the reference chamber pressure and equilibrated pressure of the sample chamber, psi
- P_{ob} = reference pressure, (if $P_{ob} = 100$ psi)

Through knowledge of the previously RV, the P_s is used to calculate the grain volume.

ปริมาตรของเม็ดหินพิจารณาจาก

$$GV = V_{2bil} + RV \left[\frac{P_{of}}{P_f} - \frac{P_{os}}{P_s} \right] \quad \text{----- สมการ (3.4)}$$

เมื่อ V_{2bil} = the billet volume which filled in the excess space in case that the sample is short.

P_{os} = the reference chamber of the clean and dried core sample with helium is filled 100 psi.

P_s = the stabilized pressure the helium is introduced into matrix cup and pressure is allowed to stabilize.

P_{of} = reference pressure, always uses 100 psi

P_f = equilibrated pressure, psi

ปริมาตรทั้งหมดของหิน;

$$BV = \pi L \left(\frac{D}{2} \right)^2 \quad \text{----- สมการ (3.5)}$$

น้ำหนักของหินตัวอย่างจะถูกพิจารณาโดยการใช้ weight balance โดยใช้วัดน้ำหนักของตัวอย่างที่แห้ง

$$\text{Immersed weight} = 13.54166 \times BV \quad \text{----- สมการ (3.6)}$$

ช่องว่างของหินเป็นค่าความแตกต่างของค่า BV. และ GV.

$$PV = BV - GV \quad \text{----- สมการ (3.7)}$$

และช่องว่างของหินจะถูกคำนวณจาก

$$\phi(\%) = \frac{PV}{BV} \times 100 \quad \text{----- สมการ (3.8)}$$

ตารางที่ 3.2 สรุปผลการวัดช่องว่างของตัวอย่างหินทราย

หมายเลข	ตัวอย่าง	ปริมาตรของ เม็ดหิน	ปริมาตรของ หินทั้งหมด	ปริมาตรของ ช่องว่าง	ช่องว่างของ หิน(%)
1	CM1-5	57.65	60.13	2.48	4.13
2	CM1-6	48.42	51.52	3.10	6.02
3	CM2-1	58.53	59.70	1.17	1.96
4	CM2-2	58.32	60.30	1.98	3.28
5	MM1-1-1	52.97	58.99	6.03	10.22
6	MM1-1-2	52.79	59.19	6.40	10.81
7	MM1-2-1	52.29	59.71	7.42	12.43
8	MM1-2-2	51.92	55.72	3.80	6.83
9	MM1-3-1	51.90	58.50	6.60	11.28
10	MM1-3-2	50.54	58.47	7.93	13.56
11	MM1-3-3	48.15	55.38	7.24	13.07
12	MM1-4-1	42.17	48.45	6.29	12.97
13	MM1-4-2	41.30	51.65	10.35	20.04
14	MM1-4-3	54.37	60.29	5.92	9.82
15	MM2-1	49.30	58.53	9.23	15.77
16	MM2-5	38.62	49.65	11.03	22.21
17	LP1-1	39.65	49.44	9.80	19.81
18	LP1-2	46.42	56.33	9.91	17.60
19	LP2-1	56.72	58.65	1.93	3.30
20	LP3-1	56.06	59.95	3.89	6.48

ตารางที่ 3.2 สรุปผลการวัดช่องว่างของตัวอย่างหินทราย (ต่อ)

หมายเลข	ตัวอย่าง	ปริมาตรของเม็ดหิน	ปริมาตรของหินทั้งหมด	ปริมาตรของช่องว่าง	ช่องว่างของหิน(%)
21	LP3-2	57.41	60.42	3.01	4.99
22	LP3-3	56.78	60.15	3.37	5.60
23	LP3-4	56.98	60.86	3.88	6.37
24	LP4-1	59.36	60.18	0.82	1.36
25	LP4-2	58.69	59.39	0.70	1.18
26	LP5-1	29.22	45.12	15.90	35.24
27	LP5-2	41.32	45.12	3.80	8.43
28	LP5-3	30.77	48.52	17.75	36.58
29	LP6-1	41.19	52.38	11.19	21.37
30	LP7-3	57.15	60.07	2.92	4.86
31	LP7-4	59.09	61.02	1.93	3.16
32	LP8-1	51.64	61.02	9.38	15.38
33	LP-8-2	52.98	59.05	6.07	10.27
34	LP9-1	46.79	59.62	12.83	21.53

3.4 การวัดค่าการซึมผ่าน

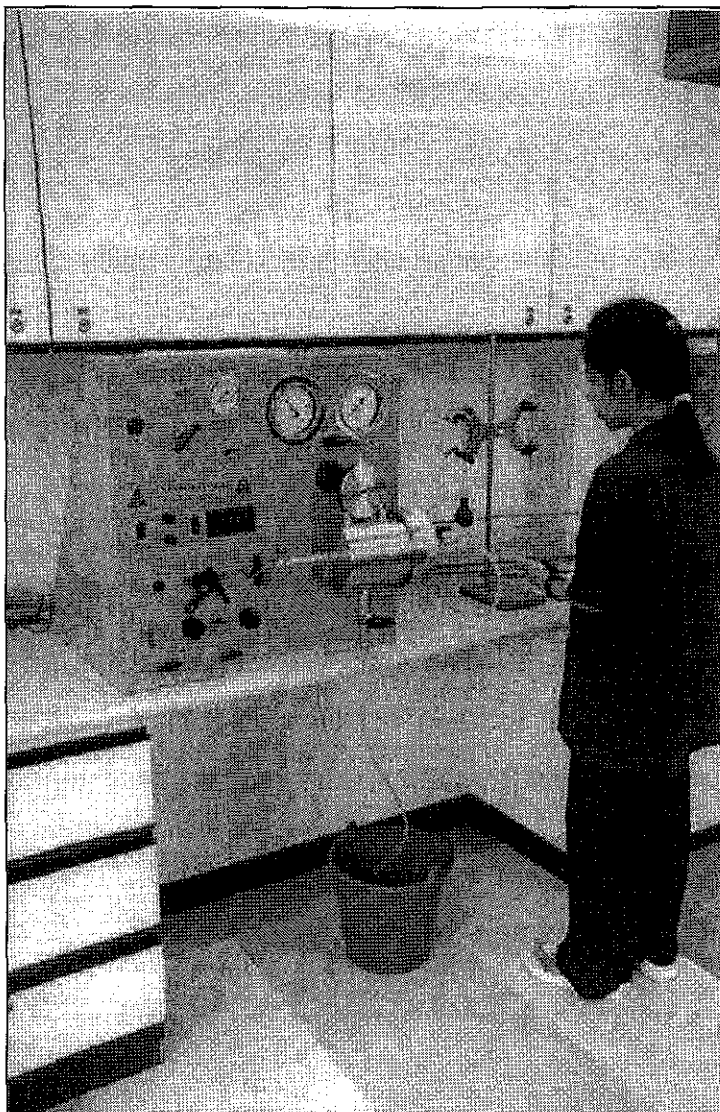
การไหลของของไหลในเครื่องวัดช่องว่างของหินขึ้นอยู่กับ การเชื่อมต่อกันของช่องว่าง ความสามารถในการซึมผ่านเป็นการวัดการเชื่อมต่อกันของช่องว่างในสมการซึ่งอธิบายการไหลของของไหลในเครื่องวัดช่องว่างของหิน (Fanchi, 2000). สมการของดาร์ซีใช้สำหรับการไหล 1 สถานะ

$$Q = -0.001127 \frac{KA \Delta p}{\mu \Delta x} \quad \text{----- สมการ (3.9)}$$

เมื่อ Q = อัตราการไหล, (bbl/ddy)

K	=	ความสามารถในการซึมผ่าน, (md)
A	=	พื้นที่หน้าตัด, (ft ²)
μ	=	ความหนืดของของไหล, (cp)
Δx	=	ความยาว, (ft)

เครื่อง overburden poro-perm cell ถูกแสดงในรูปภาพที่ 3.8 โดยถูกออกแบบเพื่อใช้วัดค่าช่องว่างของหินและความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหินภายใต้เงื่อนไข reservoir จำลอง เครื่อง overburden poro-perm cell จะใช้อากาศกระดุน hydraulic pump เพื่อที่จะให้ reservoir จำลองกักเก็บความดันของตัวอย่างหิน การพิจารณาความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหินจะใช้ไนโตรเจน (N₂) ซึ่งใช้ระบุความดันเริ่มต้น (upstream pressure) ไหลผ่านตามความยาวของตัวอย่างหิน ตัวอย่างหินจะถูกผนึกอย่างดีเพื่อไม่ให้ไนโตรเจนไหลผ่านออกจากตัวอย่างหิน การวัดอัตราการไหลของอากาศจะวัดที่ส่วนปลายของตัวอย่างหิน ความสามารถในการซึมผ่านจะถูกคำนวณจาก upstream pressure และอัตราการไหลผ่านการทดสอบ ความดันบรรยากาศ ความหนืดของไนโตรเจน และความยาว พื้นที่หน้าตัดของตัวอย่างหิน ความสามารถในการซึมผ่านจะเป็นตัวชี้ความสามารถของช่องว่างที่ส่งผ่านของของไหล หน่วยของความสามารถในการซึมผ่าน คือ md



รูปที่ 3.8 เครื่องมือ overburden poro-perm cell instrument ถูกใช้เพื่อวัดความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหิน

3.4.1 การคำนวณความสามารถในการซึมผ่านของ Overburden

ตามสมการที่ถูกประยุกต์จากกฎของดาร์ซีที่คำนวณความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหิน โดยความดันทั้งหมดที่จะถูกใช้อยู่ในหน่วย atmosphere (atm).

$$K_{gas} = \frac{2000 \times BP \times \mu_{gas} \times Q \times L}{\left[(P_1 \times 0.06805 + BP)^2 - (BP)^2 \right] \times A} \quad \text{----- สมการ (3.10)}$$

$$K_{gas(actual)} = K_{gas(apparent)} \times 0.9716^* \quad \text{----- สมการ(3.11)}$$

BP	=	ความดัน barometric, atm, ($BP_{atm} = BP_{millibar} \times 0.0009896$)
μ_{N_2}	=	ความหนืดของไนโตรเจน, cp
Q	=	อัตราการไหล, cm^3/sec
L	=	ความยาวของตัวอย่างหิน, cm
P_1	=	upstream pressure, psi
0.6805	=	ค่าการแปลงหน่วย, (converting psi to atm)
A	=	พื้นที่หน้าตัดของตัวอย่างหิน, cm^2
0.9716*	=	conversion factor the expansion of air due to saturation with water vapor in the bubble tube.

$$\mu_{air} = -8 \times 10^{-7} T^2 + 8 \times 10^{-5} T + 0.171$$

$$\mu_{N_2} = -8 \times 10^{-7} T^2 + 8 \times 10^{-5} T + 0.0158$$

เมื่อ

$$T = \text{อุณหภูมิ, } ^\circ C$$

ตารางที่ 3.3 สรุปผลการวัดความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหินทราย

หมายเลข	ตัวอย่าง	P_i (psi)	ปริมาตร ร (cm ³)	เวลา (วินาที)	ยาว (mm)	เส้นผ่าน ศูนย์กลาง (mm)	ความสามารถ ในการซึมผ่าน (md)
1	CM1-5	49.99	3.0	546.67	5.17	3.85	0.005
2	CM1-6	57.98	1.0	356.44	4.45	3.82	0.002
3	CM2-1	56.59	1.0	468.28	5.15	3.84	0.002
4	CM2-2	49.87	10	88.17	5.19	3.85	0.113
5	MM1-1-1	57.59	0.1	21.41	5.18	3.81	0.004
6	MM1-1-2	49.32	0.1	23.85	5.17	3.82	0.004
7	MM1-2-1	50.08	50	6.00	5.15	3.84	8.19
8	MM1-2-2	49.97	50	10.00	5.15	3.84	4.930
9	MM1-3-1	49.99	100	12.00	5.04	3.84	8.05
10	MM1-3-2	50.00	50	5.00	5.06	3.84	9.63
11	MM1-3-3	50.00	50	2.00	4.84	3.82	23.05
12	MM1-4-1	50.25	10	304.89	4.17	3.85	0.026
13	MM1-4-2	49.87	10	88.17	4.50	3.83	0.098
14	MM1-4-3	49.98	3.0	126.67	5.20	3.84	0.024
15	MM2-1	50.07	10	24.00	5.26	3.76	0.437
16	MM2-5	50.64	10	41.00	4.51	3.74	0.218
17	LP1-1	50.05	10	33.62	4.53	3.73	0.275
18	LP1-2	50.16	10	28.67	5.18	3.72	0.368
19	LP2-1	55.32	1.0	157.39	5.08	3.83	0.005
20	LP3-1	56.93	1.0	158.22	5.17	3.84	0.005

ตารางที่ 3.3 สรุปผลการวัดความสามารถในการซึมผ่านของตัวอย่างหินทราย (ต่อ)

หมายเลข	ตัวอย่าง	P_i (psi)	ปริมาตร ร (cm ³)	เวลา (วินาที)	ยาว (mm)	เส้นผ่าน ศูนย์กลาง	ความสามารถ ในการซึมผ่าน
21	LP3-2	54.19	1.0	294.93	5.19	3.85	0.003
22	LP3-3	49.95	1.0	245.99	5.17	3.85	0.004
23	LP3-4	58.27	1.0	211.64	5.23	3.85	0.004
24	LP4-1	49.99	1.0	165.67	5.23	3.83	0.006
25	LP4-2	49.99	1.0	152.33	5.18	3.82	0.007
26	LP5-1	50.00	80	2.00	4.45	3.60	38.90
27	LP5-2	50.04	50	4.00	4.45	3.60	12.14
28	LP5-3	50.11	100	5.00	4.53	3.70	18.68
29	LP6-1	49.92	50	1.00	4.92	3.68	51.38
30	LP7-3	57.61	1.0	156.10	5.17	3.85	0.005
31	LP7-4	57.51	1.0	57.84	5.25	3.85	0.014
32	LP8-1	49.98	10	59.33	5.13	3.83	0.167
33	LP-8-2	49.98	10	68.67	5.17	3.83	0.146
34	LP9-1	57.59	0.1	21.41	5.00	3.77	0.004

3.5 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบตัวอย่าง

สรุปผลการทดลองการวัดช่องว่างและความสามารถในการซึมผ่านในตาราง 3.2 และ 3.3, ช่องว่างของหินอยู่ระหว่าง 1.18 – 36.58% และช่องว่างเฉลี่ยของหินอยู่ที่ 11.7% ในขณะที่ค่าความสามารถในการซึมผ่านอยู่ช่วงระหว่าง 0.002 ถึง 51.38 มิลลิดาร์ซี และค่าความสามารถในการซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 5.2 มิลลิดาร์ซี ช่วงช่องว่างของหินที่อุทกมิตีค่าประมาณ 11-23% และค่าความสามารถในการซึมผ่าน 0.1-500 มิลลิดาร์ซี (Thongpenyai, et al). เมื่อเปรียบเทียบค่าที่ได้จากสนามอุทกกับการทดสอบหินตัวอย่างชี้ได้ว่าค่าช่องว่างของหินค่อนข้างใกล้เคียงกัน แต่ค่าความสามารถในการซึมผ่านของหินตัวอย่างกับค่าในสนามอุทกแตกต่างกันมาก เนื่องจากหลายสาเหตุ

1. ค่าคลาดเคลื่อนซึ่งเกิดจากการวัด เช่น ทำการวัดที่ความดันต่ำและมีน้ำแทรกในตัวอย่างหินอยู่บ้าง
2. ตัวอย่างหินที่ถูกสะสมมาจากหลายๆ สถานที่แม้ว่าจะเป็นตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีเดียวกัน
3. ความแตกต่างในหลายๆ เงื่อนไขที่ใช้ในการวัด, ความดัน overburden, ความดันบรรยากาศ และอุณหภูมิ

3.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บ

3.6.1 การสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในห้องปฏิบัติการเป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยครั้งนี้ เพื่อศึกษาถึงลักษณะทิศทางการไหลภายในแหล่งกักเก็บตามแบบไหลวงรัศมี (radial flow) และศึกษาถึงการทำน้ำท่วมด้วยน้ำ (Water flooding) ด้วยลักษณะการจัดวางหลุมแบบ five-spot โดยตั้งเป้าไว้ทดลองทั้งแบบ direct fire-spot และแบบ inverse five – spot แบบจำลองในงานวิจัยนี้ใช้แผ่นอะคริลิกหนาประกอบกันเป็นแบบ โดยมีขอบเหล็กฉากครอบโดยสอเป็นตัวรับแรงดันและใช้ลูกแก้วขนาด 5 มิลลิเมตร แทนเม็ดทรายแหล่งกักเก็บ ความดันที่ใช้ฉีด (inject pressure) ประมาณ 20-25 psi ส่วนของเหลวในการทดลองใช้น้ำ และน้ำสี แทนการใช้น้ำมันจริง ๆ เพื่อสะดวกในการล้างทำความสะอาด และสามารถมองเห็นประสิทธิภาพในการขับไล่และแทนที่ของ ๆ ไหลได้

อุปกรณ์ที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประกอบไปด้วย

1. แผ่นอะคริลิกหนา 0.5 นิ้ว ใช้ประกบกัน 2 แผ่น เพื่อต้านแรงดันรวมหนา 1 นิ้ว ขนาดแหล่งจำลอง 50 x 50 x 10 ลูกบาศก์เซนติเมตร
2. น็อตขนาดยาวประมาณ 4" และเกลียวตัวเมียและแหวนรองจำนวน 16 ชุด เพื่อใช้ยึดขอบเหล็กฉากกับแผ่นอะคริลิก
3. เหล็กฉากขนาด 1x1 นิ้ว ยาวรวมกัน 6 เมตร

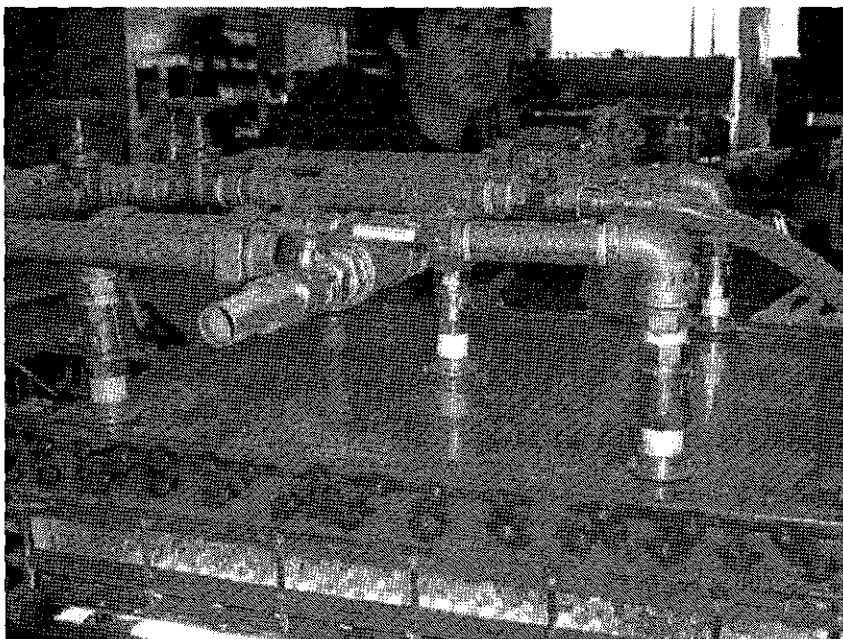
4. เหล็กท่อสี่เหลี่ยมขนาด 1 x 1 นิ้ว 6 เมตร สำหรับทำโครงรับอุปกรณ์แหล่งจำลอง
5. ล้อเหล็กขนาด 6 นิ้ว 4 ล้อ
6. ข้อต่อท่อรูป L จำนวน 10 อัน, T 10 อัน
7. แกล้วัดความดัน 1 ตัว
8. วาล์วปิดเปิดจำนวน 10 ตัวใช้ควบคุมการไหลของของเหลว
9. ปั๊มน้ำขนาด 150 W
10. ถังเพิ่มความดัน stainless ขนาด 200 ลิตร
11. ลูกแก้วขนาด 5 มม. 2000 ลูก 9 มม. 1000 ลูก แทนเมตรทรายในหินทราย
12. แผ่นประเก็นยาง ยางรองกันการรั่วซึมของ ๆ เหลว
13. ท่อยางน้ำทิ้ง
14. ชุดหลอดไฟฟลูออเรสเซนต์ 6 ชุด

การประกอบเครื่องมืออุปกรณ์การทดลองต่าง ๆ โดยนักศึกษาและพนักงานศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี โดยการเชื่อม ถึง ถึง และอื่น ๆ ได้ขอความอนุเคราะห์จากศูนย์เครื่องมือฯ แบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมือประกอบแล้วจะมีลักษณะตามรูปที่ 3.8 , 3.9 , 3.10 และ 3.11

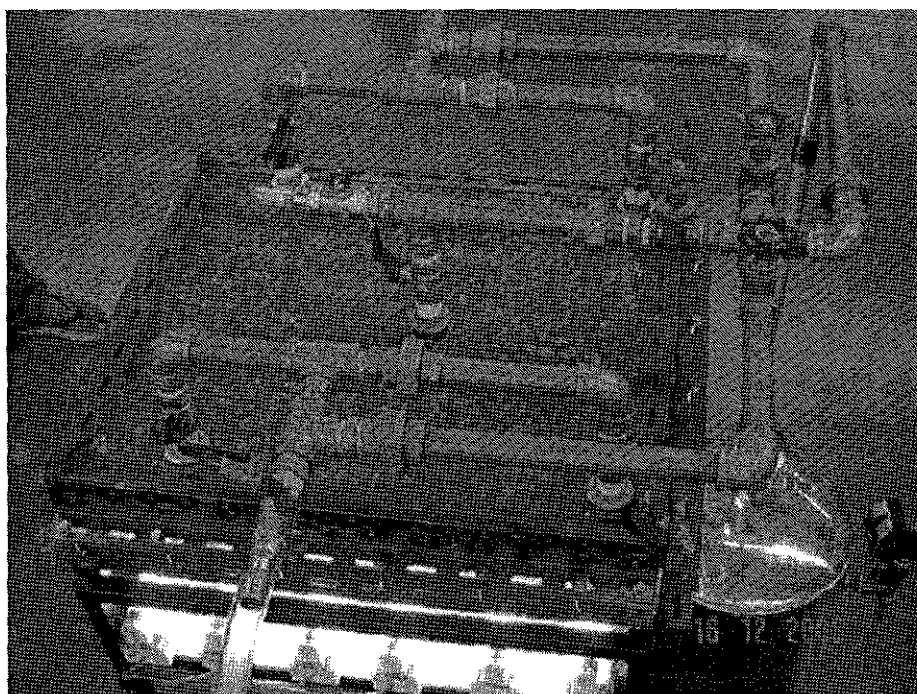
3.6.2 การทดลอง

ในการประกอบท่อผลิตและท่ออัดน้ำได้ออกแบบให้สามารถเปลี่ยนลักษณะการไหลเข้าออกแต่ท่อได้โดยใช้วาล์วและท่อหลาย ๆ ท่อทางต่อเข้าด้วยกัน ดังจะเห็นในรูปที่ 3.8-3.11 การทดลองทำเป็น 3 ลักษณะคือ

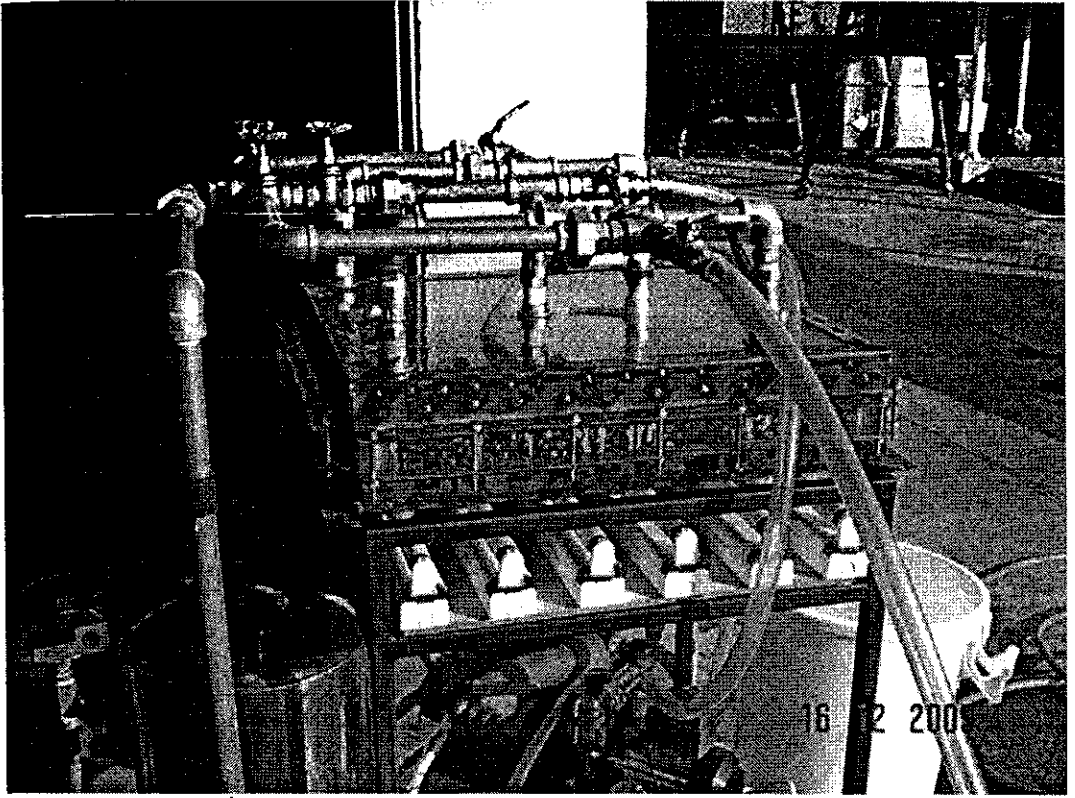
- 1) ทดลองโดยอัดเข้าหลุมกลาง (injection well) และให้หลุม 4 มุมเป็นหลุมผลิต (Producing wells)



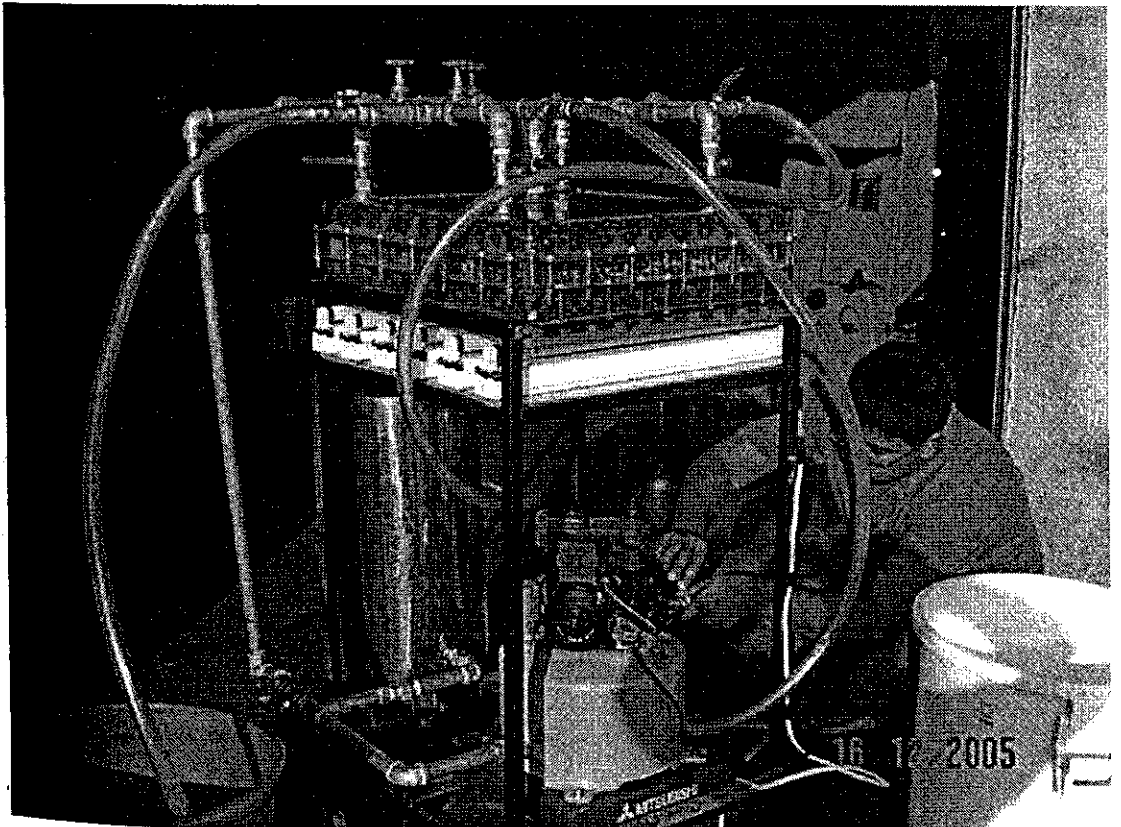
รูปที่ 3.9 ลักษณะการวางหลุมของแบบจำลอง



รูปที่ 3.10 แสดงจุดที่ใส่ท่อแทนหลุมผลิตและหลุมอัดแบบ Five spot



รูปที่ 3.11 แสดงแบบจำลองแหล่งกักเก็บเพื่อประกอบเสร็จแล้ว



รูปที่ 3.12 แสดงแบบจำลองแหล่งกักเก็บในขณะที่ทำการทดลอง

2) ทดลองอัดเข้าหลุมมุมหนึ่ง (injection well) และให้หลุมตรงข้ามเป็นหลุมผลิต (producing well)

3) ทดลองอัดเข้าหลุมมุม 4 หลุม (injection wells) และให้หลุมตรงกลางเป็นหลุมผลิต (producing well)

3.6.3 ผลการทดลอง

1) การทดลองอัดน้ำเข้าหลุมกลางก็จะเห็นน้ำสีขยายวงออกไปแทนที่น้ำ และน้ำก็จะถูกขับออกจากหลุมมุมทั้ง 4 มุม ลักษณะการไหลออกจากหลุมกลางเป็นการไหลแบบวงรัศมี (radial flow) และลักษณะน้ำสู่ไปดินและแทนที่น้ำที่มีอยู่เดิมค่อย ๆ ขยายออกไปจนกระทั่งผ่านเข้าไปถึงหลุมผลิต (producing well) น้ำ 4 หลุม ก็เป็นการทำ water flooding แบบ inverse five-spot

2) การทดลองอัดน้ำเข้าหลุมมุมหนึ่งหลุม (injection well) และเปิดหลุมมุมตรงข้ามเป็นหลุมผลิต (producing well) ก็จะเห็นน้ำสีที่อัดเข้าไปขยายวงกว้างทแยงมุมออกไปเป็นการไหลแบบ radial flow และการไหลของน้ำสีแทนที่น้ำจนถึงหลุมผลิตและน้ำถูกขับออกจากหลุมผลิตเป็นการทำ water flooding แบบ Single well pattern ได้ผลเป็นไปตามทฤษฎี

3) ใช้ น้ำสีอัดเข้าหลุม 4 หลุม (4 injecting wells) และเปิดหลุมกลางเป็นหลุมผลิต (1 producing well) เป็นการทดลองแบบ direct five-spot water flooding ผลปรากฏว่าเห็นน้ำสีจากทั้ง 4 มุม ขับไล่น้ำที่มีอยู่เดิมออกที่หลุมกลาง ซึ่งก็เป็นไปตามทฤษฎี

ผลการทดลองทั้งสามแบบพอสรุปได้ว่า ประสบความสำเร็จพอสมควร แต่ก็ยังไม่เป็นไปตามที่ตั้งเป้าไว้ กล่าวคือ ยังไม่ได้ข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ประสิทธิภาพในการแทนที่ของไหล ไม่สามารถวัดออกมาได้เป็นรูปธรรม

3.6.3 อุปสรรคและข้อเสนอแนะ

1) ลูกแก้วที่นำมาแทนเม็ดทรายใหญ่เกินไปและมีสีตรงกลางลูก ทำให้การไหลไม่เป็นไปตาม Darcy's Law (ไหลในชั้น porous media) และมองเห็นลักษณะการแทนที่ของเหลวไม่ชัดเจน ใช้ลูกแก้วใสที่มีขนาดเล็กกว่านี้มาก (ในการทดลองครั้งนี้หาไม่ได้)

2) ควรใช้แผ่นพลาสติกหนา 1 นิ้ว แทนแผ่นอะคริลิก เพราะจะทนแรงอัดได้มากกว่านี้

3) ควรหาวิธีอัดลูกแก้วให้แน่นเปรียบเสมือนเป็นชั้นหิน จึงจะได้ผลตรงกับที่เป็นจริง

4) ถ้าใช้วัสดุเม็ดเล็กเนื้อแน่นที่บแทนชั้นหิน ควรหาวิธีวัดการเคลื่อนตัวของไหล โดยใช้กระแสไฟฟ้าจะได้ผลที่เป็นรูปธรรมนำไปเปรียบเทียบหรือปรับแก้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ได้

บทที่ 4

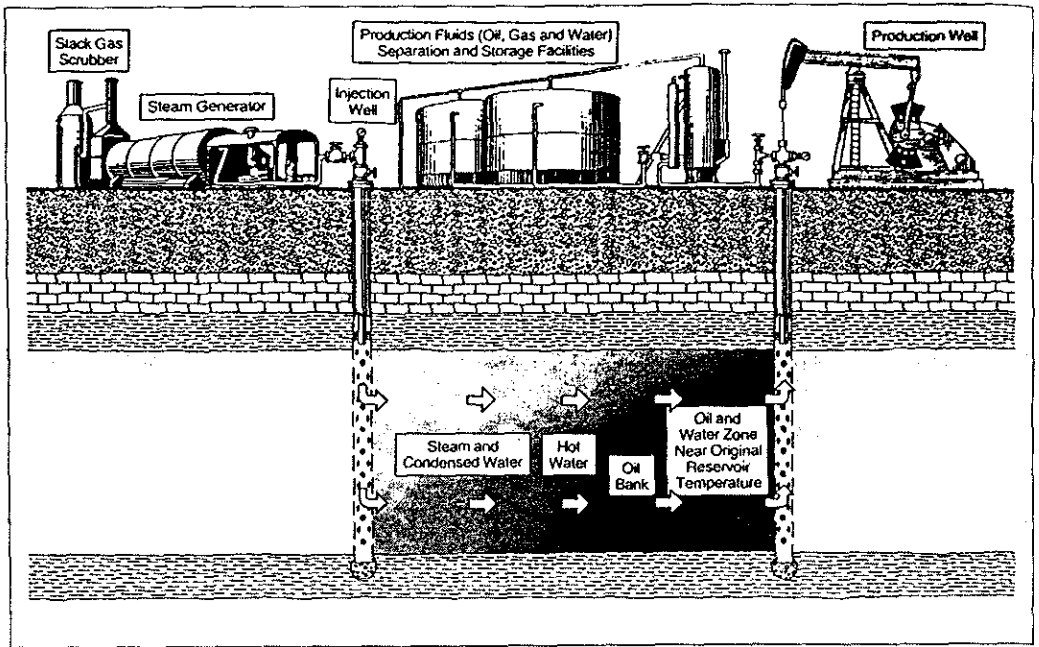
วิธีการขั้บด้วยน้ำ

4.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขั้บด้วยน้ำ

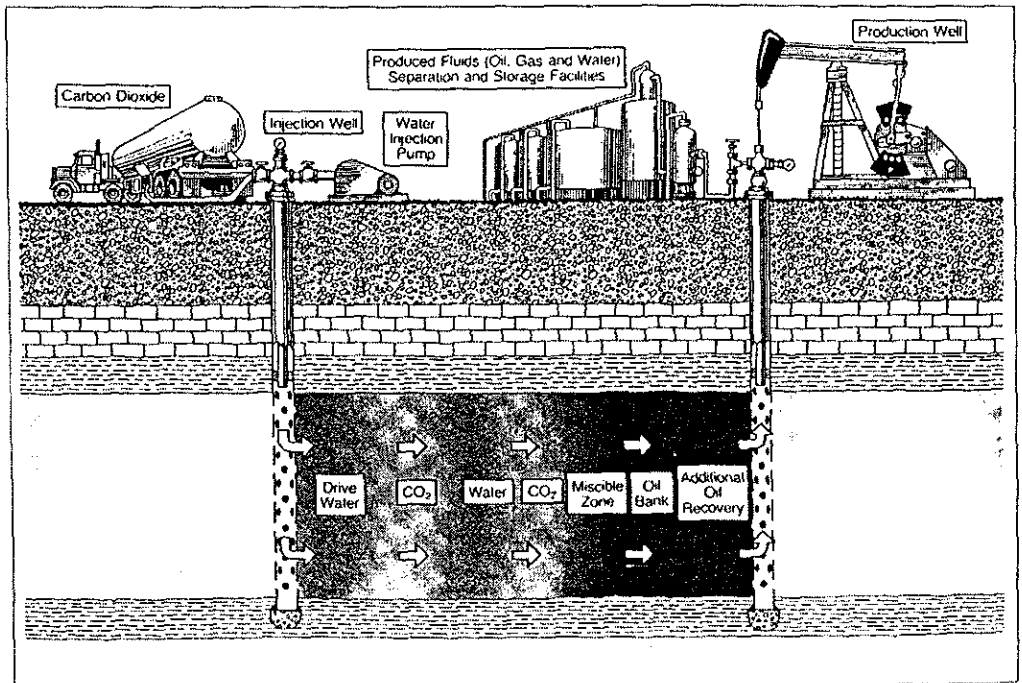
สำหรับวิธีการขั้บด้วยน้ำเป็นหนึ่งในหลายวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในชั้นที่สองหรือที่เรียกว่าชั้นทุติยภูมิ ซึ่งในการผลิตในชั้นที่สองนั้นจะมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมให้มากขึ้นจากการผลิตในชั้นแรก โดยวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในชั้นตอนนี้จะมียู่หลากหลายวิธีการ อาทิเช่น วิธีการขั้บด้วยน้ำ วิธีการขั้บด้วยก๊าซหรือวิธีการขั้บไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ และวิธีอื่นๆอีกมากมาย (รูปที่ 4.1 ถึงรูปที่ 4.3) ซึ่งในปัจจุบันการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการขั้บด้วยน้ำจัดเป็นวิธีที่ได้รับการนำมาประยุกต์มากกว่าวิธีการอื่นๆที่กล่าวมา สำหรับวิธีการขั้บด้วยน้ำนั้นได้รับการคิดค้นมาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1865 ที่รัฐเพนซิลวาเนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา และจากนั้นก็ได้รับการพัฒนามาอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน (Thakur, 1998) แต่ถ้ทำการเปรียบเทียบผลการผลิตปิโตรเลียมที่ได้เพิ่มขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการขั้บด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เทียบกับวิธีการเพิ่มผลผลิตแบบอื่นนั้น ความสามารถในการกวาดไล่น้ำมันของวิธีการขั้บด้วยน้ำอาจจะไม่ดีเท่ากับกระบวนการอื่นๆ เช่น วิธีการขั้บไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือสารสังเคราะห์อื่นๆ(รูปที่4.4) แต่วิธีการขั้บด้วยน้ำก็ยังคงได้รับความนิยมเป็นอย่างดีในการนำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม โดยสาเหตุสำคัญที่ทำให้วิธีการขั้บด้วยน้ำได้รับความนิยมอย่างต่อเนื่อง อาจจะเนื่องมาจากเหตุผลหลายประการ เช่น

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำ
- น้ำเป็นของไหลที่หาได้ง่ายและสะดวกในการนำมาใช้งาน
- คุณสมบัติของน้ำไม่เข้ากับคุณสมบัติของน้ำมัน ทำให้สามารถช่วยในการขั้บไล่ น้ำมันได้เป็นอย่างดี

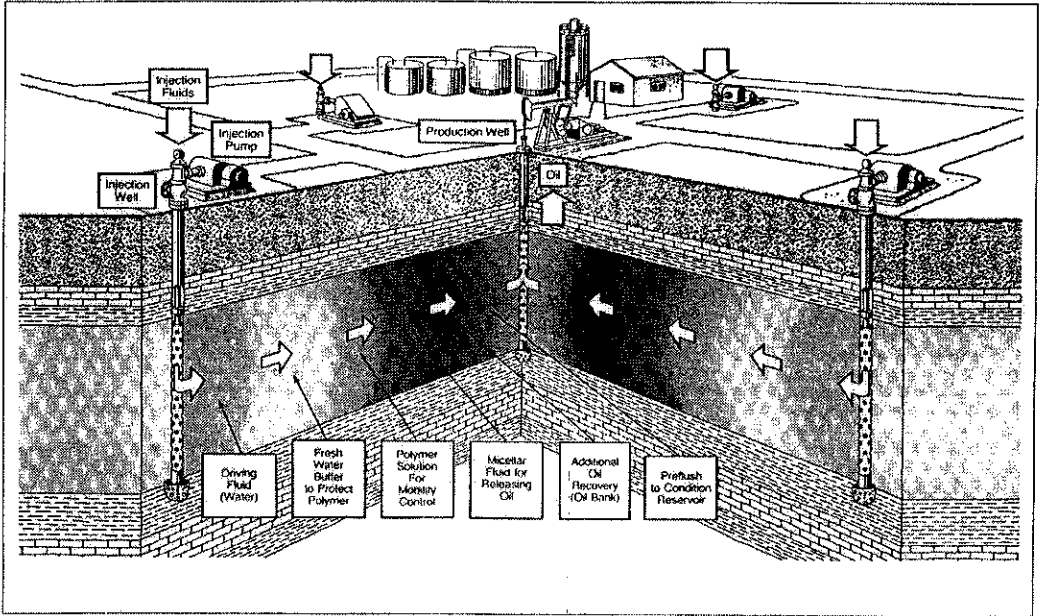
- วิธีการขั้บด้วยน้ำมีลักษณะการดำเนินงานที่ไม่ซับซ้อน
- กระบวนการจัดการของวิธีการขั้บด้วยน้ำได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.5



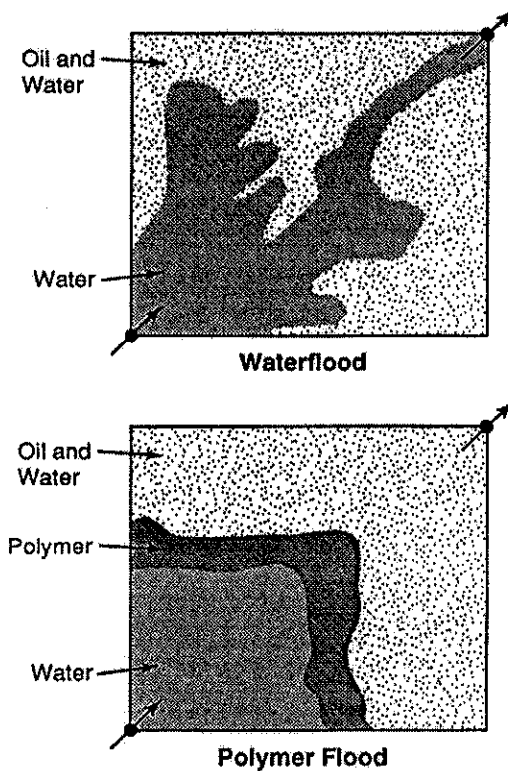
รูปที่ 4.1 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน (Green and Willhite, 1998)



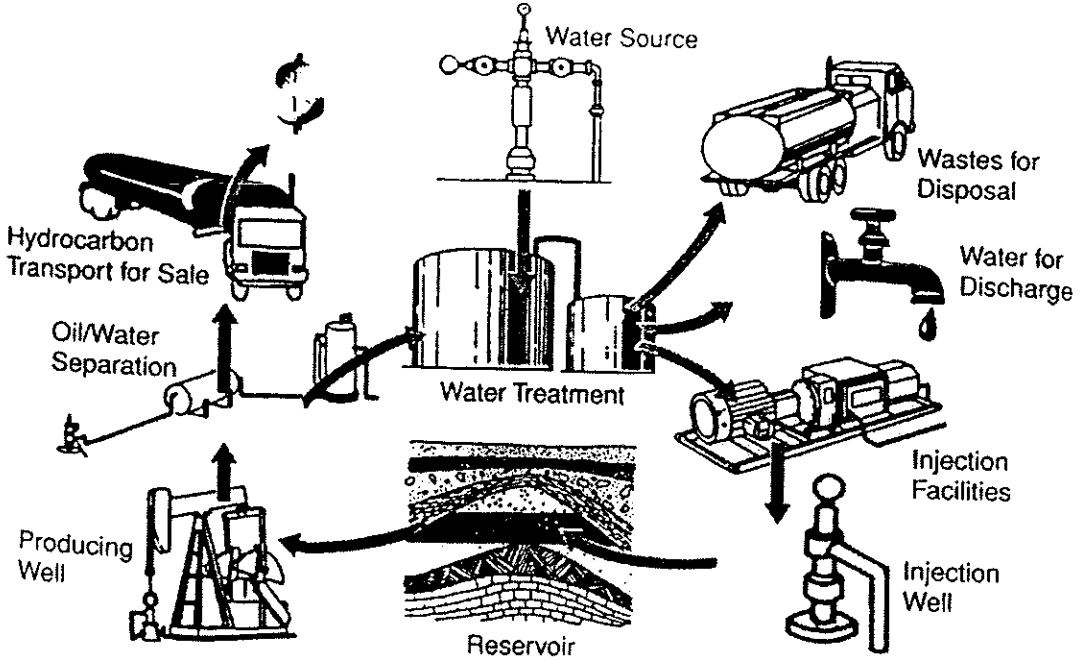
รูปที่ 4.2 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Green and Willhite, 1998)



รูปที่ 4.3 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (Green and Willhite, 1998)



รูปที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (Willhite, 1986)



รูปที่ 4.5 ภาพแสดงกระบวนการจัดการของวิธีการขุดด้วยน้ำ (Thakur, 1998)

4.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำ

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยทำการอัดน้ำที่มีคุณสมบัติไม่เข้ากับปิโตรเลียมลงไปในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อให้ น้ำที่อัดลงสู่แหล่งกักเก็บดังกล่าวไปทำหน้าที่ขับไล่หรือกวาดปิโตรเลียมให้เข้าสู่บริเวณหลุมผลิตมากขึ้น โดยทั่วไปจะมีการจัดการหรือขั้นตอนสำคัญในการพิจารณาเพื่อนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ดังนี้

- วิเคราะห์ลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม
- ทำการประเมินพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
- วิเคราะห์รูปแบบการผลิตที่เหมาะสม
- รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องและจำเป็น
- ทำการสังเกตและวิเคราะห์ถึงข้อมูลการทดสอบหลุมผลิตและความดันในแหล่งกักเก็บ
- จัดสร้างฐานข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับหลุมผลิต

ในการจัดเตรียมข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำ จะสามารถแบ่งลักษณะที่มาของข้อมูลเป็น 2 ส่วนคือ

1. ข้อมูลที่ได้จากห้องปฏิบัติการ ซึ่งจะมีข้อมูลที่สำคัญดังนี้

1.1 คุณสมบัติของของไหล (fluid properties)

สำหรับข้อมูลของคุณสมบัติของของไหลที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการขับด้วยน้ำ ส่วนใหญ่จะเป็นคุณสมบัติของของไหลที่เปลี่ยนแปลงไป เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงความดันและอุณหภูมิ เช่น ความหนืดของของไหล เป็นต้น นอกจากนั้น คุณสมบัติทางด้านเคมีของของไหล อาทิเช่น ส่วนประกอบของของไหลก็มีความสำคัญในการนำมาพิจารณาที่จะนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ด้วยเช่นกัน

1.2 คุณสมบัติของหิน (rock properties)

สำหรับคุณสมบัติของหินที่สำคัญต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

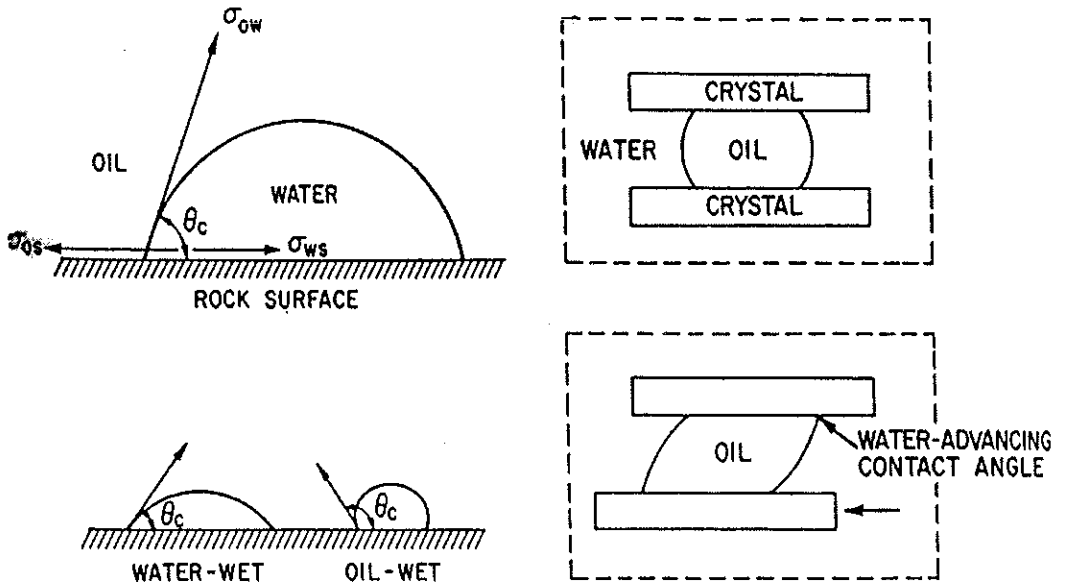
ความสามารถในการดั่งคูดของเหลวของหิน (rock wettability)

สำหรับความสามารถในการดั่งคูดของเหลวของหินจะเป็นความสามารถที่ของเหลว เช่น น้ำหรือน้ำมัน จะสามารถยึดเกาะกับหินได้ดีกว่าของเหลวชนิดอื่นๆ โดยทั่วไปจะแบ่งความสามารถในการดั่งคูดของเหลวของหินเป็น 2 รูปแบบคือ

- รูปแบบที่ 1 น้ำสามารถยึดเกาะหินได้ดีกว่าน้ำมัน (water-wet)
- รูปแบบที่ 2 น้ำมันสามารถยึดเกาะหินได้ดีกว่าน้ำ (oil-wet)

ซึ่งสำหรับวิธีการทดสอบหินตัวอย่างเพื่อให้ทราบว่ามีความสามารถในการดั่งคูดของเหลวของหินเป็นรูปแบบใด จะสามารถทำได้โดยการหยดของเหลวลงบนหินตัวอย่าง

และตรวจสอบมุมสัมผัสของของเหลวที่เกิดบนหิน ซึ่งถ้าเป็นรูปแบบที่ 1 จะมีค่าของมุมสัมผัสน้อยกว่า 90° ส่วนในกรณีที่เป็นรูปแบบที่ 2 จะมีค่าของมุมสัมผัสมากกว่า 90° (รูปที่ 4.6)



รูปที่ 4.6 แสดงลักษณะของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินในรูปแบบต่างๆ (Craig, 1980)

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ในกรณีที่หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีคุณสมบัติของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินเป็นรูปแบบที่ 1 จะเหมาะสมอย่างยิ่งในการนำกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิต โดยวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ เพราะน้ำที่อัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะสามารถทำการขับไล่ น้ำมัน ได้ดีกว่าในรูปแบบที่ 2

ความดันรูเล็ก (capillary pressure)

สำหรับความดันรูเล็กจะเป็นคุณสมบัติที่มีส่วนในการควบคุมลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บ โดยความดันรูเล็กจะเป็นความสัมพันธ์ของความแตกต่างระหว่างความดันของของไหลที่เกิดกับวัตถุที่มีความสามารถในการดึงดูดของไหลชนิดหนึ่งได้ดีกว่าของไหลอีกชนิดหนึ่ง ดังแสดงในสมการที่ 4.1

$$P_{nw} - P_w = \left(\frac{2\sigma_{nw} \cos\theta}{r} \right) \quad \text{----- สมการ 4.1}$$

โดย P_{nw} คือ ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินไม่
ดี (pressure of nonwetting phase)

P_w คือ ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินได้ดี
(pressure of wetting phase)

σ_{mww} คือ แรงตึงผิวระหว่างของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินได้ดีเทียบกับของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินได้ดี

θ คือ มุมสัมผัสที่วัดจากของเหลวที่เป็นน้ำ และ

r คือ รัศมีของหยดของของเหลว

ความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (relative permeability)

สำหรับความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของชั้นหินจะเป็นคุณสมบัติที่มีความสำคัญมากที่จะส่งผลกระทบต่อการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยค่าของความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของหินจะเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่าความสามารถในการให้ของไหลชนิดใดๆซึมผ่านได้ต่อความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สมบูรณ์ของหิน ดังแสดงในสมการ 4.2 ถึงสมการ 4.4

กรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำ

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad \text{----- สมการ 4.2}$$

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำมัน

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad \text{----- สมการ 4.3}$$

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad \text{----- สมการ 4.4}$$

โดย k_{rw}, k_{ro}, k_{rg} คือ ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของน้ำ น้ำมันและก๊าซตามลำดับ

k_w, k_o, k_g คือ ความสามารถในการซึมผ่านได้ของน้ำ น้ำมันและก๊าซเมื่อไหลผ่านหินตามลำดับ

k คือ ความสามารถในการซึมผ่านได้สมบูรณ์ของชั้นหิน

1.3 คุณสมบัติการไหลในแหล่งกักเก็บ (flow properties)

สำหรับคุณสมบัติการไหลในแหล่งกักเก็บจะมีความสำคัญที่เกี่ยวข้องกับ

ลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยมีคุณสมบัติที่สำคัญ เช่น อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของของไหล (mobility ratio) ซึ่งเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องโยงมาจากความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์และค่าความหนืดของของไหล ดังแสดงความสัมพันธ์ไว้ในสมการ

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{\mu_w * k_{ro}} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 4.5}$$

โดย M คือ อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของน้ำต่อน้ำมัน

μ_w, μ_o คือ ความหนืดของน้ำและน้ำมันตามลำดับ

โดยในการพิจารณาถึงแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น เช่น ค่าของอัตราส่วนการเคลื่อนที่ของของไหลควรจะมีค่าน้อยกว่า 1

1.4 ความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บ

ปิโตรเลียม (residual oil saturation; S_{or})

สำหรับความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม จะเป็นค่าของปริมาณของน้ำมันที่ไม่สามารถทำการผลิตได้จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งจะส่งผลต่อปริมาณของน้ำมันที่จะสามารถผลิตได้ โดยถ้าค่าของความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีค่าสูง จะมีความหมายว่าจะไม่สามารถทำการผลิตน้ำมันได้ในปริมาณที่น่าพอใจ จึงไม่เหมาะสมต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เนื่องจากปริมาณของน้ำมันที่จะผลิตได้อาจจะไม่คุ้มกับค่าใช้จ่ายที่ต้องใช้ในการทำการผลิต

1.5 คุณสมบัติของน้ำ (water properties)

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทราบถึงคุณสมบัติต่างๆของน้ำที่จะนำมาใช้ในการอัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องจากน้ำที่นำมาใช้จะต้องมีคุณสมบัติเหมาะสม ไม่ว่าจะเป็นส่วนประกอบหรือความเข้มข้นของสารที่ละลายอยู่ในน้ำ ความถ่วงจำเพาะหรือความต้านทานไฟฟ้าและความเป็นกรดเป็นด่างของน้ำ ไม่เช่นนั้นอาจจะส่งผลกระทบต่อการผลิตปิโตรเลียมได้ ยกตัวอย่างเช่นในกรณีที่มีส่วนประกอบหรือความเข้มข้นของสารที่ละลายอยู่ในน้ำมาใช้ทำการอัดลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแตกต่างกับน้ำที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะทำให้เกิดการทำให้ปฏิกิริยาเคมีกันของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปกับน้ำที่มีอยู่เดิมในแหล่งกักเก็บ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการตกผลึกใหม่ของสารประกอบบางชนิดทำให้ไปอุดตันในช่องว่างของหินหรือส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้

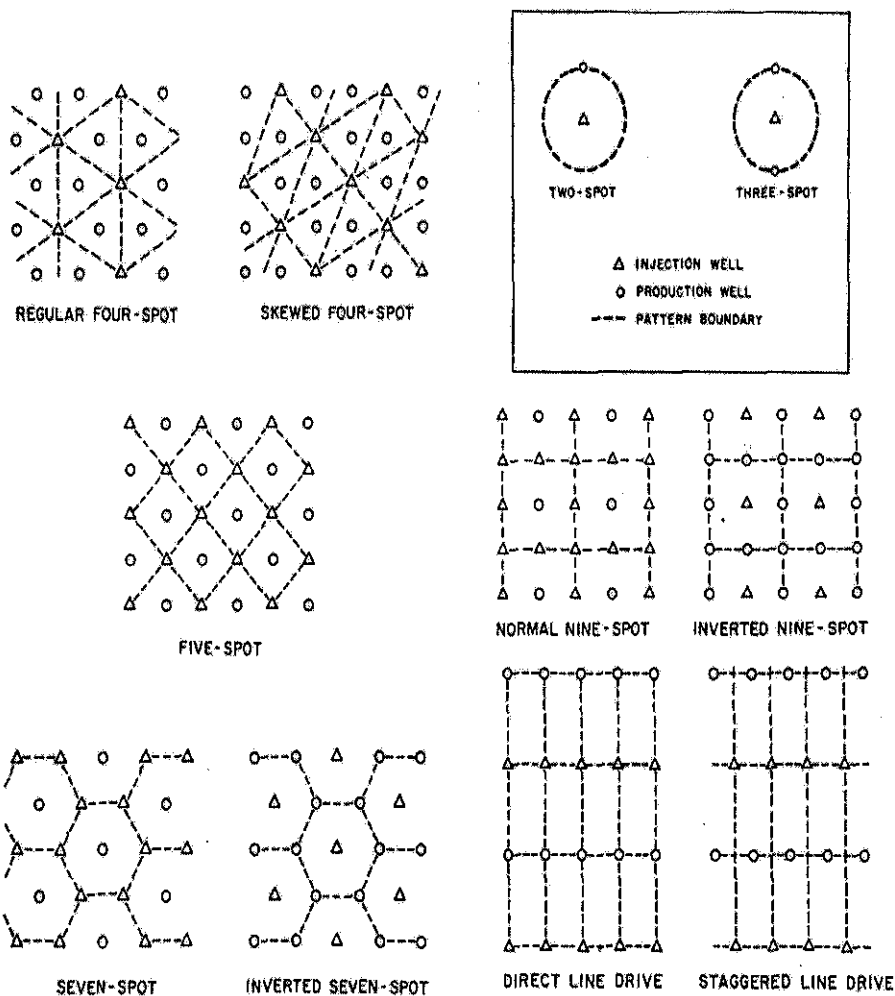
2. ข้อมูลภาคสนาม ซึ่งจะมีข้อมูลต่างๆ ดังนี้

- ปัจจัยควบคุมการอัดน้ำ (water injectivity)
- ความดันบริเวณก้นหลุม (bottom hole pressure)
- การกระจายของของไหลจากหลุมสำหรับอัดน้ำไปสู่แหล่งกักเก็บ

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่เป็นต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้แล้วเสร็จ ก็จะเข้าสู่กระบวนการออกแบบการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพิ่มการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้

- ทำการประเมินลักษณะต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รวมถึงประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บชั้นปฐมภูมิด้วย

- ทำการเลือกรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำให้มีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำจะมีอยู่หลากหลายรูปแบบขึ้นอยู่กับลักษณะการกระจายของหลุมผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่ในแหล่งปิโตรเลียม (รูปที่ 4.7)



รูปที่ 4.7 ภาพแสดงรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำ (Craig, 1980)

- ทำการประเมินอัตราการผลิตปิโตรเลียมและอัตราการอัดน้ำ โดยอัตราการอัดน้ำที่นำมาใช้ในวิธีการขุดด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขุดด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (Willhite, 1986)

<u>Direct Line Drive</u>	
$I = \frac{3.541 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 1.838 \right)}$ <p>$\frac{d}{a} \geq 1$ A</p>	
<u>Staggered Line Drive</u>	
$I = \frac{3.541 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 1.838 \right)}$ <p>..... B</p>	
<u>Five-Spot</u>	
$I = \frac{3.541 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 \right)}$ <p>..... C</p>	
<u>Seven-Spot</u>	
$I = \frac{4.72 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.569 \right)}$ <p>..... D</p>	
<u>Nine-Spot</u>	
$I = \frac{3.541 kh(\Delta p)_{i,c}}{\frac{1+R}{2+R} \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.272 \right) \mu}$ <p>..... E</p>	
$I = \frac{7.082 kh(\Delta p)_{i,s}}{\left[\frac{3+R}{2+R} \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.272 \right) - \frac{0.693}{2+R} \right] \mu}$ <p>..... F</p>	

R = ratio of producing rate of corner well to side well,
 $(\Delta p)_{i,c}$ = pressure difference between injection well and corner well, and
 $(\Delta p)_{i,s}$ = pressure difference between injection well and side well.

*Units in these equations are barrels per day, darcies, feet, pounds per square inch, and centipoise.

ทำการวางแผนการผลิตปิโตรเลียมและคาดการณ์ถึงอายุของการผลิตปิโตรเลียมที่จะได้จากแหล่งกักเก็บเนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆมาประยุกต์ใช้

- ทำการประเมินถึงปัจจัยอื่นๆที่อาจจะเข้ามาเกี่ยวข้องกับเทคนิคต่างๆในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บ

สำหรับคำนวณเพื่อหาประสิทธิภาพในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ (waterflood recovery efficiency) สามารถคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่แสดงในสมการ 4.6

$$E_{RWF} = E_D * E_V \quad \text{----- สมการ 4.6}$$

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

E_D คือ ประสิทธิภาพการแทนที่น้ำมันของน้ำ (displacement efficiency)

E_V คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำ (sweep efficiency)

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

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 * \frac{k * k_{ro} * A}{\mu_o * q_t} * \left[\frac{\partial p_c}{\partial L} - \Delta \rho * \sin \alpha_d \right]}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \quad \text{----- สมการ 4.7}$$

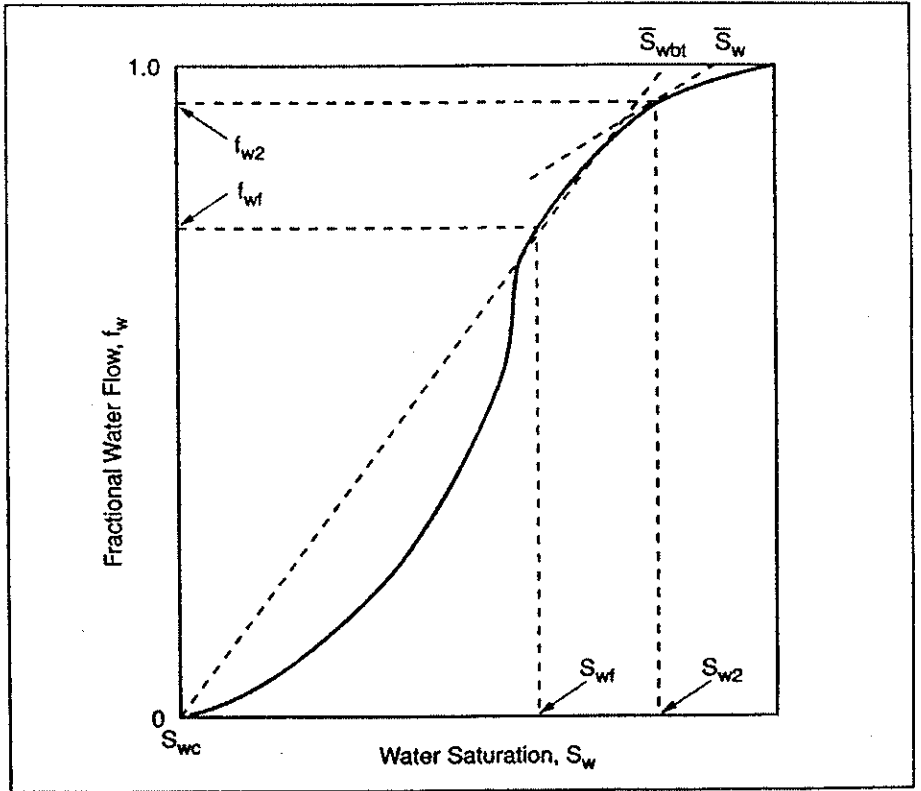
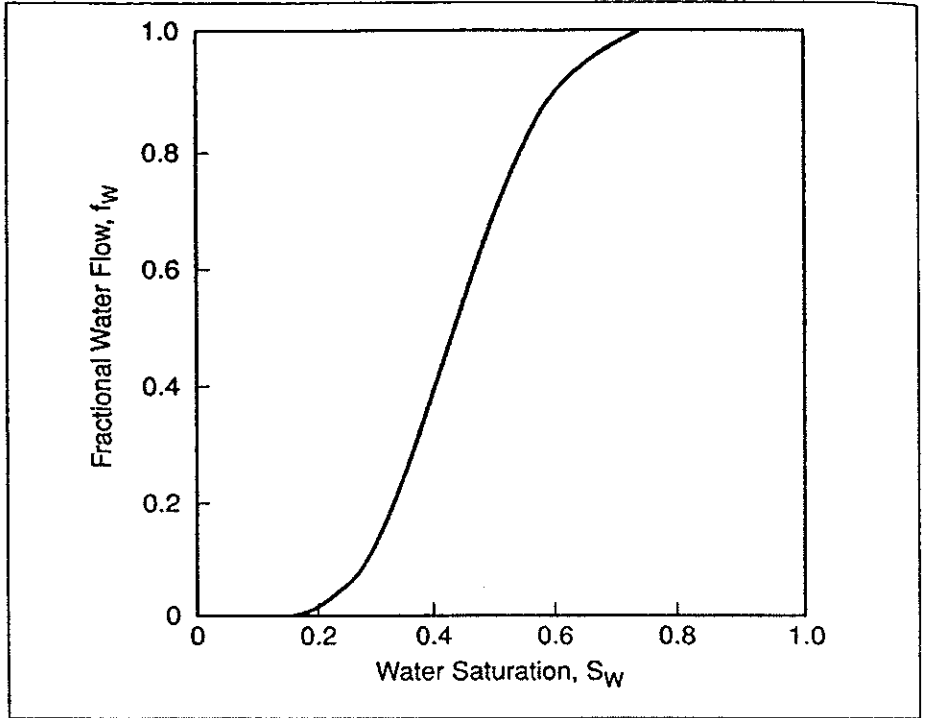
จากสมการ 4.7 จะเป็นสมการของสัดส่วนการไหลที่สมบูรณ์ กล่าวคือเป็นสมการที่มีการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาพิจารณาด้วย แต่ถ้าในการคำนวณไม่ต้องการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาประกอบการคำนวณด้วย จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่ได้แสดงไว้ในสมการ 4.8 คือ

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \quad \text{----- สมการ 4.8}$$

จากสมการของสัดส่วนการไหล จะสามารถพัฒนาไปสู่สมการพื้นฐานที่สำคัญในการคำนวณของวิธีการขับด้วยน้ำที่เรียกว่า "Frontal Advance Equation" ซึ่งจะมีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\left(\frac{\partial X}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{q_t}{A * \phi} * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) \quad \text{----- สมการ 4.9}$$

ความสัมพันธ์ระหว่าง f_w และ S_w สามารถแสดงได้โดยใช้รูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 ภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง f_w และ S_w (Thakur, 1998)

สำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าของประสิทธิภาพการแทนที่น้ำมันของน้ำ (E_D) จะสามารถทำได้โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$E_D = \frac{S_{wor} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{----- สมการ 4.10}$$

โดย S_{wor} คือ ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งของความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำมันเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (residual oil saturation) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w (fractional flow curve) ร่วมกับสมการ 4.11 ดังรูปที่ 4.8

$$S_w = S_{w2} + \frac{\bar{q}_t * t}{A * \phi * L} (1 - f_{w2}) \quad \text{----- สมการ 4.11}$$

และสำหรับประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำ (E_V) จะสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการ 4.11 คือ

$$E_V = E_A * E_I \quad \text{----- สมการ 4.12}$$

โดย E_A คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบ (areal sweep efficiency)

E_I คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวตั้ง (vertical sweep efficiency)

สำหรับค่าของประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบและแนวตั้ง (E_A & E_I) จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$E_A = \frac{\text{SweptArea}}{\text{TotalArea}} \quad \text{----- สมการ 4.13}$$

$$E_A = \frac{W_i}{(\bar{S}_{wbt} - S_{wc}) * V_p} \quad \text{----- สมการ 4.14}$$

$$E_I = \frac{\text{SweptThickness}}{\text{TotalThickness}} \quad \text{----- สมการ 4.15}$$

โดย \bar{S}_{wbt} คือ ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (breakthrough) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w ร่วมกับสมการ 4.11 (รูปที่ 4.8)

4.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขับด้วยน้ำ

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ จะมีข้อดีอยู่หลายประการ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- วิธีการขับด้วยน้ำจัดเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนมากนัก ทำให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจของผู้ปฏิบัติงาน

- วิธีการจับด้วยน้ำเป็นวิธีการที่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการอื่น

- ในการหาทรัพยากรมาใช้ในกระบวนการสำหรับการอัดน้ำ จะสามารถหาได้ต่ำกว่าวิธีการอื่น

- มีประสิทธิภาพเป็นที่น่าพอใจ เมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายและปัจจัยอื่นที่ต้องนำมาใช้ในการดำเนินงาน

กรณีของข้อเสียในการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สำหรับการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม จะมีรายละเอียดดังนี้

- ถ้าทำการเปรียบเทียบปริมาณของปิโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยวิธีการอื่นๆ ปริมาณปิโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นจากวิธีการจับด้วยน้ำอาจจะได้ผลน้อยกว่า ทำให้ยังเหลือปริมาณปิโตรเลียมที่สะสมตัวในแหล่งกักเก็บในปริมาณที่มาก ซึ่งจะส่งผลให้ต้องทำการหาวิธีการอื่นเพื่อนำปริมาณปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ขึ้นมาต่อไปในอนาคต ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

- ในการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำคุณสมบัติที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดปัญหาในการผลิตปิโตรเลียมได้ อาทิเช่น เกิดการอุดตันขึ้นในช่องว่างของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องมาจากเกิดการทำปฏิกิริยากันของสารที่ละลายในน้ำที่อัดลงไปแหล่งกักเก็บกับน้ำที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ ทำให้เกิดการตกผลึกของสารละลายหรือแร่ใหม่ หรือถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีความเป็นกรดเป็นด่างอยู่ปริมาณที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดการกัดกร่อนหรือผุพังของท่อที่ใช้ในหลุมอัดน้ำหรือหุผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือที่ใช้ในการปฏิบัติงานได้

- ถ้ามีความผิดพลาดขึ้นในกระบวนการอัดน้ำและน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการคุณสมบัติทางเคมีที่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม อาจจะทำให้เกิดการปนเปื้อนของน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการเข้าสู่ชั้นน้ำบาดาลส่งผลให้เกิดปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมตามมาได้ในอนาคต

บทที่ 5

แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

5.1 ทฤษฎี

แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) เกิดจากการใช้เทคนิคสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณพฤติกรรมการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม (mathematical mode) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยคำนวณแบบจำลองคณิตศาสตร์ของลักษณะและผลการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจำลองให้ได้ผลออกมาสมจริงดังการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจริง ๆ

แบบจำลองคณิตศาสตร์คอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมนี้ได้รับการนำมาประยุกต์ใช้ทั่วไปอย่างกว้างขวาง เพราะสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ที่วิธีคำนวณแบบอื่นๆ ทำไม่ได้ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์แบบนี้สามารถอธิบายปริมาณการไหลของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน ที่มีแผนการผลิตอย่างไรอย่างหนึ่งได้และนอกจากจะสามารถอธิบายลักษณะของแหล่งปิโตรเลียมได้แล้ว ยังสามารถใช้วางแผนการผลิตปิโตรเลียมได้ตามความต้องการของตลาดเพื่อให้เหมาะสมกับการวางแผนการลงทุนและเหมาะสมตามกฎระเบียบของรัฐบาลเพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่ต้องการ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะแก้ปัญหายากๆ ได้ดี แต่ก็นิยมใช้แก้ปัญหาที่ไม่มีความซับซ้อนมากนัก เพราะการจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์มักจะเป็นวิธีที่ดีที่สุดเนื่องจากความรวดเร็ว ประหยัดและได้ผลที่สมจริงกว่าวิธีอื่นๆ

สำหรับการจัดประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม สามารถแบ่งประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมเป็น 2 ลักษณะคือ

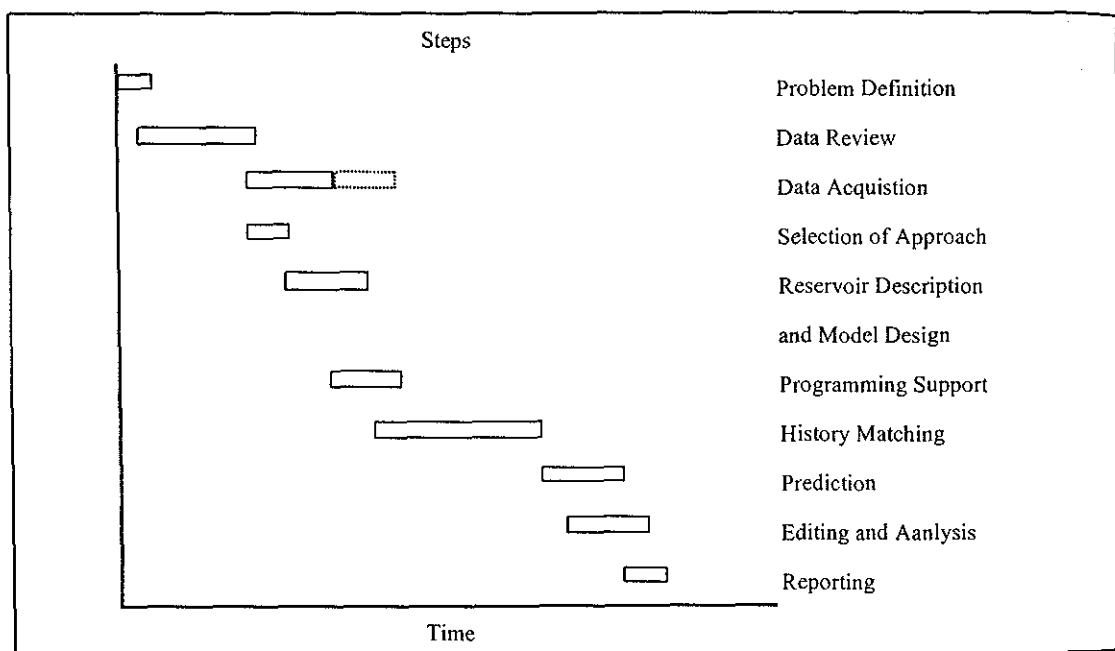
1. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหนึ่งเดียว (Single phase reservoir Simulator)
2. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหลายชนิด (Multiphase Reservoir Simulator)

และในการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม จำเป็นต้องทราบหรือสามารถคาดคะเนข้อมูลต่างๆ ที่สำคัญ ดังนี้

- ประเมินลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์และทำให้เข้าใจถึงพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม

- คาดการณ์ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมกับระยะเวลาการผลิต
- ประมาณอายุการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม
- ทำการประเมินผลการเคลื่อนไหวของข้อมูล (Model sensitivity) เพื่อคาดประมาณค่าต่างๆ คือ 1) ความจำเป็นที่จะต้องใส่ข้อมูลเพิ่ม 2) เปรียบเทียบขบวนการผลิตที่แตกต่างกันหลายแบบ 3) วางแผนเพื่อพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมและทางเลือกต่าง ๆ และ 4) เพื่อออกแบบการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่ได้ประโยชน์สูงสุด

ในการทำกิจกรรมแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการวางแผนและปฏิบัติตามแผนต่าง ๆ ดังแสดงในเห็นแผนการปฏิบัติตามรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

การกำหนดข้อปัญหา (Problem Definition)

ขั้นแรกของการศึกษาคือกำหนดปัญหาพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมรวมทั้งปัญหาที่เกิดขึ้นในการดำเนินการและในขั้นตอนการกำหนดปัญหานี้ จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมในการดำเนินการให้เพียงพอที่จะบ่งชี้ว่าพฤติกรรมการผลิตและการดำเนินการเช่นไร เป็นที่ต้องการในอนาคตและควรที่จะเกิดขึ้นเวลาใด และสิ่งเหล่านี้จะสามารถสนับสนุนอย่างไรต่อแผนการบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียม

การเลือกข้อมูลและวิธีการศึกษา (Selecting the Study Approach)

หลังจากมีการกำหนดปัญหาลักษณะการไหลของของไหลแล้วจะต้องตัดสินใจว่าแบบจำลองประเภทใดที่จะเหมาะสมกับแหล่งปีโตรเลียมนั้น ๆ มากที่สุด และสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ได้ดีที่สุด ซึ่งปกติแล้วจะไม่จำเป็นต้องจำลองแหล่งปีโตรเลียมหมดทั้งแหล่ง โดยตัวประกอบที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและสร้างแบบจำลองประกอบไปด้วย

ก. ความสามารถของคอมพิวเตอร์โปรแกรมที่ใช้ในการแก้ปัญหาต่างๆ ของกลศาสตร์แหล่งปีโตรเลียม

ข. การเปลี่ยนแปลงที่จะต้องกระทำในการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่างๆ

ค. ชนิดและจำนวนที่จะทดลองผลิตในแบบจำลองเพื่อให้ครบตามจุดประสงค์ของการศึกษาวิจัย

ง. เวลา กำลังคน เครื่องคอมพิวเตอร์ และงบประมาณที่มีอยู่สำหรับการศึกษาวิจัย

จ. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบผลการจำลอง

ฉ. ความพร้อมของทรัพยากรต่างๆ ที่อยู่โดยรอบที่จะช่วยให้การศึกษาวิจัยสมบูรณ์ในขณะนั้น

การรายงาน (Reporting)

ขั้นตอนสุดท้ายของการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียมคือการรวบรวมผล สรุปเป็นรายงานที่ชัดเจน สั้น และกะทัดรัด แบบรายงานจะมีตั้งแต่ บันทึก บริคณฑ์ สนธิระหว่างหน่วยงานอย่างสั้นๆ สำหรับการศึกษานขนาดเล็ก ไปกระทั่งรายงานฉบับหน้าที่สมบูรณ์ไปโดยรูปแสดงสีต่างๆ สำหรับการศึกษแหล่งปีโตรเลียมขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะเป็นรายงานแบบไหนขนาดไหน รายงานจะต้องกำหนดเป้าหมายของการศึกษา อธิบายการใช้แบบจำลอง และแสดงผล และสรุปผลโดยมีคำอธิบายครบถ้วนเหมาะสมกับเป้าหมายการศึกษานั้นๆ

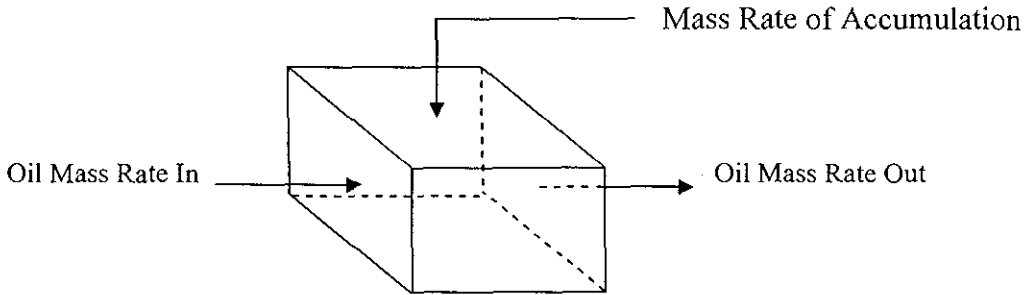
5.1.2 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียม

การได้มาของสมการการไหลของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Flow Equations)

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนามาใช้เทียบเท่ากับเหมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ชนิดเดียวทีละชนิด โดยเริ่มพิจารณาจาก

น้ำมัน เริ่มจากหน่วยส่วนเล็ก ๆ (element) ในแหล่งปีโตรเลียมที่มีสมการการไหลของน้ำมันที่รวมสมการการไหลต่อเนื่อง (Continuity) สมการการไหลในช่องว่างหิน (Darcy Flow) และสมการสถานะของไหล (equation of state) เข้าด้วยกัน

การสมดุลย์ของสสารใช้หน่วยปริมาตรต่อเวลาของน้ำมันดังแสดงต่อไปนี้



รูปที่ 5.2 การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system)

การไหลเชิงเส้น (Linear system)

มวลไหลเข้า - มวลไหลออก = มวลสะสมในหน่วยส่วน

$$\left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_x - \left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_{x+\Delta x} = V \left[\frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^n}{\Delta t} \right] \quad \text{สมการ 5.1}$$

เมื่อ

$$A = \Delta y \Delta z$$

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

ใส่ข้อกำหนดขนาดให้เล็กลงเข้าใกล้ศูนย์สมการ (5.1) เขียนเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{สมการ 5.2}$$

สำหรับการไหลแบบรัศมี (radial system) สมการจะเขียนเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{สมการ 5.3}$$

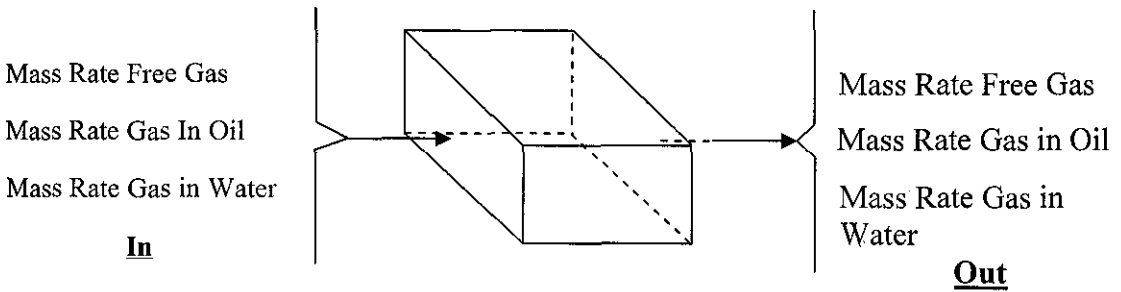
ก๊าซ การสมดุลย์มวลสารของก๊าซจะต้องรวมเอาก๊าซทั้งหมดที่อยู่ในระบบคือ ก๊าซอิสระ ก๊าซที่ละลายในน้ำและน้ำมัน

มวลก๊าซไหลเข้า - มวลก๊าซไหลออก = มวลก๊าซสะสมในหน่วยส่วนก๊าซจากส่วน

ต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ

ดังแสดงในรูป 5.3 เขียนอยู่ในรูปของมวลน้ำหนัก ดังนี้

$$\begin{aligned} & \left[-A \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_x - \left[-A \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_{x+\Delta x} \\ & = V \left[\frac{\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^n}{\Delta t} \right] \quad \text{----- สมการ 5.4} \end{aligned}$$



รูปที่ 5.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน

เมื่อกำหนดส่วนให้เล็กเข้าใกล้ศูนย์สมการจะเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 5.5}$$

สำหรับการไหลแบบบรอดมีสมการดังนี้

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 5.6}$$

น้ำ ในการพิจารณาของไหลที่เป็นน้ำ จะทำการพิจารณาเหมือนของของไหลชนิดอื่นๆ โดยจะสามารถเขียนสมการการไหล สำหรับการไหลเชิงเส้นดังต่อไปนี้

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad \text{สมการ 5.7}$$

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมี

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad \text{สมการ 5.8}$$

การขยายสมการในแบบของการไหลรอบรัศมี (Raidal Form)

การทำให้สมการไหลของของไหลหลายชนิด เป็นสมการสากลของการไหลแบบไม่คงตัว (Unsteady-state) ของน้ำมัน ก๊าซ และน้ำในช่องว่างของหินสามารถทำได้โดยนำสมการของไหลแต่ละชนิดมารวมกันเป็นสมการเดียวกัน ในการทำเช่นนี้ ข้อสังเกตและความสัมพันธ์หลายอย่างที่แท้จริงจะต้องนำมาใช้ ดังจะแสดงต่อไป

ความจริงข้อที่ 1 สัดส่วนของของไหลแต่ละชนิดในช่องว่างของหินรวมกันเท่ากับ 1

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{สมการ 5.9}$$

ดังนั้น

$$\frac{\partial}{\partial t} [S_o + S_g + S_w] = 0 \quad \text{สมการ 5.10}$$

อัตราการเปลี่ยนแปลงความดันต่อเวลาถือว่ามิต้าน้อย เมื่อยกกำลังสองค่าของอัตราการเปลี่ยนแปลงความดันต่อเวลาจะมีค่าเข้าใกล้ศูนย์

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)^2 \approx 0 \quad \text{สมการ 5.11}$$

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้ให้อยู่ในรูปของการไหลแบบรัศมีและคูณสมการ 5.7 ด้วย B_o จะได้

$$\begin{aligned} B_o \left[r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \frac{k_o}{\mu_o} \left(-\frac{1}{B_o^2} \right) \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial t} \right] \\ = \varphi B_o \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{-B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{สมการ 5.12} \end{aligned}$$

ทำการขยายสมการ 5.12 โดยใช้สมการเชิงอนุพันธ์ จะได้

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} - \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \varphi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{สมการ 5.13}$$

เนื่องจากเทอมของ $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$ มีค่าน้อยมาก ทำให้สมการ 5.13 กลายเป็น

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 5.14}$$

หรือ

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \frac{k_o}{\mu_o} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 5.15}$$

และสำหรับสมการของก๊าซ จะนำสมการ 5.6 คูณด้วย B_g และขยายเป็น

$$\begin{aligned} & \frac{B_g}{r} \left\{ r \left(\frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \left[\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right. \right. \\ & \left. \left. + \frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \frac{\partial P}{\partial r} \left(\frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \right] \right\} = \phi B_g \left(\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\ & \left. + \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{R_{so} S_o}{B_o^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{R_{sw} S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\ & \left. + \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 5.16} \end{aligned}$$

ทำการรวมเทอมต่างๆเข้าด้วยกัน จะได้

$$\begin{aligned} & \left(\frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\ & - \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_w}{\mu_w} \frac{B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_g}{\mu_g} \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\ & + \left(\frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \\ & = \phi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\ & + \phi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 5.17} \end{aligned}$$

เนื่องจากเทอมของ $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$ มีค่าน้อยมาก ทำให้สมการ 5.17 กลายเป็น

$$\begin{aligned} & \left(\frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \\ & = \phi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\ & + \phi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 5.18} \end{aligned}$$

สำหรับสมการของน้ำ จะนำสมการ 5.8 คูณด้วย B_w และขยายสมการเป็น

$$\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \frac{1}{r} = \phi \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{สมการ 5.19}$$

รวมสมการ 5.18 และสมการ 5.19 เข้าด้วยกันจะได้

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \left[\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial t} - \left(\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \quad \text{สมการ 5.20}$$

ทำการรวมสมการ 5.18 และ สมการ 5.20 เข้าด้วยกันจะได้

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \\ & = \phi \left[\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \right. \\ & \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \\ & \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{สมการ 5.21} \end{aligned}$$

แต่ $S_g + S_o + S_w = 1$ สมการ 5.22

และ $\frac{\partial}{\partial t} (S_g + S_o + S_w) = 0$ สมการ 5.23

ดังนั้น ด้านขวาของสมการ 5.21 จะกลายเป็น

$$\begin{aligned} \text{RHS} = & \phi \left[- \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \right. \\ & \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{สมการ 5.24} \end{aligned}$$

แทนค่าสมการ 5.15 และสมการ 5.19 ลงในสมการ 5.24 ทำให้ด้านซ้ายมือรวมอยู่ใน

เทอมของ $\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$ และเทอมของความสามารถในการอัดตัวของไหลที่สัมพันธ์กับเวลาคือ

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) + \left[\frac{R_{so} B_g}{B_o} \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \phi \\ & + \left[\frac{R_{sw} B_g}{B_w} \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \phi = \phi \left(- \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \right. \\ & \left. \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \\ & - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{สมการ 5.25} \end{aligned}$$

รวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 5.25 และให้

$$c_t = -\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \quad \text{สมการ 5.26}$$

จะได้สมการ 5.25 เป็นสมการ 5.27

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t + \varphi \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \varphi \frac{S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \varphi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \\ & - \varphi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \varphi \left(c_t \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\ & \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \quad \text{สมการ 5.27} \end{aligned}$$

เมื่อความสามารถเคลื่อนไหลทั้งหมดคือ

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

ทำการรวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 5.27 และหักลบเทอมเหมือนที่มีเครื่องหมายตรงข้ามกันจะได้สมการเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t = \varphi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{สมการ 5.28}$$

และสุดท้ายเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\varphi c_t}{\left(\frac{k}{\mu} \right)_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{สมการ 5.29}$$

สมการนี้มีสมมติฐานว่าความสามารถในการเคลื่อนไหลของของไหลไม่เปลี่ยนแปลงไปตามระยะรัศมี สมการ 5.29 เป็นสมการการไหลแบบไม่คงตัวของของไหล 3 ชนิด คือน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ แบบบอรัสมิ โดยถ้าทำการแก้สมการนี้จะได้ค่าของความดันที่จุดต่าง ๆ บนแนวรัศมีในเวลาต่าง ๆ สมการนี้เป็นแบบฉบับพื้นฐานสำหรับวิเคราะห์หาความดันของการไหลของไหลหลายชนิด

การกระจายในแบบแนวเส้นมิติเดียว ให้สมการแต่ละชนิดของของไหลเป็นกรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำมัน

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \varphi_o}{\partial x} \right) + q_o = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_o}{B_o} \right) \quad \text{สมการ 5.30}$$

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำ

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \varphi_w}{\partial x} \right) + q_w = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w}{B_w} \right) \quad \text{สมการ 5.31}$$

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

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

$$= V_R \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 5.32}$$

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้เข้าด้วยกันเพื่อให้ได้สมการการไหลในแหล่งกักเก็บ โดยจะต้องใช้เงื่อนไขบางอย่างเข้ามาช่วยคือ

เทอมพลังงานศักย์อาจเขียนในรูปของ

$$\Phi_o = P_o + \rho_o gh \quad \text{สำหรับน้ำมัน} \quad \text{----- สมการ 5.33}$$

$$\Phi_g = P_g + \rho_g gh \quad \text{สำหรับก๊าซ} \quad \text{----- สมการ 5.34}$$

$$\Phi_w = P_w + \rho_w gh \quad \text{สำหรับน้ำ} \quad \text{----- สมการ 5.35}$$

เทอมความดันรูเล็ก (Capillary Pressure) เขียนเป็น

$$P_{cw} = P_o - P_w \quad \text{----- สมการ 5.36}$$

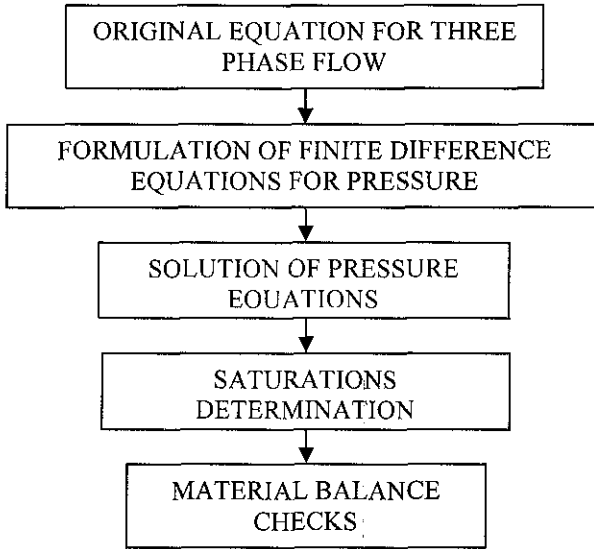
$$P_{cg} = P_g - P_o \quad \text{----- สมการ 5.37}$$

สมการ 5.30 ถึงสมการ 5.37 สามารถรวมกันได้โดยใช้สมการผลรวมของสัดส่วนของไหล จะได้

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_g \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} \right. \\ \left. + \lambda_o \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \right] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \quad \text{----- สมการ 5.38}$$

เมื่อ λ -variables เป็นเทอมความสามารถไหล β_1 -variables เป็นฟังก์ชันของ P (pressure-volume-temperature) terms, และ β_2 -variables เป็นเทอมอัตราผลิต

สำหรับสมการการไหลแบบ 2 มิติ ในการเขียนสมการสามารถพิจารณาสมการไหลในแนวแกน X และแกน Y แล้วทำการรวมเข้าด้วยกัน โดยวิธีที่จะแก้สมการนี้มี 2 วิธีพื้นฐาน แนวทางที่หนึ่งจะทำการแก้สมการดังแสดงให้เห็นจากรูปขั้นตอนการแก้ปัญหาต่อไปนี้



รูป 5.4 ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล

Finite-Difference Analog

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

สมการ 5.39

สมการ 5.39 สามารถดำเนินต่อไปโดยแทนที่ด้วยสมการเชิงอนุพันธ์ขั้นแรกสมมติว่าไม่ใช้การทำซ้ำ (noniterative) เพื่อหาค่าเทอม ความดัน สัดส่วนของไหลและความดันรูเล็ก (pressure, saturation, and capillary) ซึ่งในกรณีเช่นนี้เราสามารถใช้เวลาช่วงเวลาดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned}
 A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right)^n \\
 + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g^n \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o^n \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w^n \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \right) \\
 = \beta_1 \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial t} + \beta_2^{n+1}
 \end{aligned}$$

----- สมการ 5.40

แต่ละเทอมของสมการ 5.40 สามารถแยกสมการเชิงอนุพันธ์ได้ โดยสิ่งสำคัญที่สุดคือ เทอมแรกที่เป็นความดันของน้ำมันที่ระดับเวลา (n+1) เมื่อทุกตัวอื่นอยู่ระดับเวลา n ต่างก็สมมติ

ว่ารู้ค่าแล้วทำให้สามารถรวมกลุ่มกันและย้ายมาอยู่ด้านขวามือ ดังนั้นสมการแบบ finite-difference ของเทอมแรกด้านซ้ายของสมการ 5.40 จะเป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) = A_x \left[\frac{\lambda_{Ti+1/2} \left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \right)} \right) - \lambda_{Ti+1/2} \left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2} \right)} \right)}{\Delta X_i} \right] \quad \text{สมการ 5.41}$$

สำหรับสมการ 5.41 จะตั้งอยู่บนพื้นฐานที่พื้นที่ A_x คงตัว ถ้าพื้นที่เปลี่ยนแปลงได้ ค่าของ A_x ต้องเข้ามาอยู่ในวงเล็บ ดังนั้นสมการ 5.41 จะเปลี่ยนรูปไปเป็นสมการ 5.42

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \lambda^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) = \frac{1}{\Delta X_i} \left[A_{xi+1/2} \lambda_{Ti+1/2} \left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \right)} \right) - A_{xi-1/2} \lambda_{Ti-1/2} \left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2} \right)} \right) \right] \quad \text{สมการ 5.42}$$

เทอม mobility $\lambda_{Ti \pm 1/2}$ ถูกประเมินค่าระหว่างเซลล์ที่อยู่ต่อเนื่องกัน เมื่อการไหลเกิดขึ้น เทอมนี้ปกติทั่วไปแล้วจะถูกเลือกเพื่อหาค่าการเคลื่อนไหล (mobility) ของเซลล์ต้นทาง สมการ 5.41 และสมการ 5.43 สามารถทำให้ง่ายเข้าเพื่อให้ได้ค่าเทอมต่าง ๆ โดยจะทำการรวมค่าการเคลื่อนไหลและขนาด (geometry) เข้าด้วยกัน และคงเทอมความดัน (pressure) ไว้ยกตัวอย่างทำด้านซ้ายของสมการให้ง่ายเข้าและให้เท่ากับด้านขวามือเราจะได้

$$X_{i+1/2} (P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2} (P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{\partial P_{oi}^{n+1}}{\partial t} + C^n \quad \text{สมการ 5.43}$$

ในสมการ 5.43 เทอม X อยู่ทางด้านซ้ายมือได้รวมเอาเทอม Mobility และการเคลื่อนไหลและขนาดของหิน (rock geometry) เข้าด้วยกันและเทอม C^n ทางด้านขวาของสมการได้รวมเอาค่าต่าง ๆ ที่ทราบค่าจากการคำนวณมาก่อนที่ระดับเวลา n เทอม derivative ของความดันเทียบกับเวลาสามารถเขียนได้เป็น

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial t} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t^n} \quad \text{สมการ 5.44}$$

และเมื่อขึ้นระดับเวลาใหม่ (n+1) ค่าความดันที่ระดับเวลาใหม่ในสมการ 5.43 จะสามารถเขียนได้ดังนี้

$$X_{i+1/2}(P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2}(P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t_n} + C^n \quad \text{สมการ 5.45}$$

เมื่อทำการรวมเทอม (n+1) เราจะได้

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

สมการ 5.46

และสมการ 5.46 คือสมการของความดันที่เป็น finite-difference เทียบกับสมการ partial differential ดังเดิมที่เขียนที่เซลล์หนึ่ง (i) ในแบบจำลอง สมการจะมีความคล้ายคลึงกันทำให้สามารถเขียนได้ทุก ๆ เซลล์ในแบบจำลองและคำนวณค่าความดันทุกระดับเวลา (n+1) โดยในการไหลแบบ 1 มิติ จะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 3 ตัวแปร ส่วนค่าของความดันจะมีค่าที่ซ้ำกันอยู่ 1 คู่และในการไหลแบบ 2 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 5 ตัวแปร ส่วนการไหลแบบ 3 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 7 ตัวแปร

สมการแบบ finite-difference ที่ความดันใดๆ สามารถแก้สมการได้ด้วยวิธีการที่เหมาะสม เช่น ADIP, LSOR, SIP เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายตัวของความดันและการกระจายตัวของพลังงานศักย์ (Potential) โดยสามารถคำนวณได้จากค่าการกระจายตัวของพลังงานศักย์และสำหรับค่าความสามารถในการอิ่มตัวของไหล (Saturation) ใหม่ ก็สามารถคำนวณได้ดังวิธีการต่อไปนี้

Computation of Saturation at New Level

$$\begin{aligned} \left[\frac{S_o}{B_o} \right]^{n+1} &= \left[\frac{S_o}{B_o} \right]^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \right] = \frac{S_o^n}{B_o} + \sum_i^4 \text{FlowTerms} \\ \frac{\left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)^n}{\Delta t} &= \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \end{aligned} \quad \text{สมการ 5.47}$$

เมื่อจัดเรียงเทอมของค่าในการอิ่มตัวของไหลใหม่จะสามารถคำนวณได้ดัง

สมการ 5.48

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} = \left(\frac{S_o}{B_o} \right)^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \right] = S_o^n + \sum \text{Fluxterms} \quad \text{สมการ 5.48}$$

5.1.3 การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulator)

ข้อมูลที่สำคัญสำหรับการทดลองผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบ่งเป็นกลุ่มต่างๆ ดังนี้

- ก. ข้อมูลของไหล (Fluid Data)
- ข. ข้อมูลเกี่ยวกับหิน (Rock Data)
- ค. ข้อมูลการผลิต (Production Data)
- ง. ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate Data)
- จ. ข้อมูลเกี่ยวกับอุปกรณ์และการดำเนินการ (Mechanical and operation Data)
- ฉ. ข้อมูลเศรษฐศาสตร์ (Economic Data)
- ช. ข้อมูลอื่นๆ ที่จำเป็น (Miscellaneous Data)

โดยแต่ละกลุ่มจะมีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลของไหล (Fluid Data)

คุณสมบัติของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการประเมินหลาย ๆ ครั้ง ในขณะที่มีการทดลองทำการผลิต (Simulation) ด้วยคอมพิวเตอร์ภายใต้การลดลงของพลังการผลิต (depletion) หรือภายใต้กลไกของการผลิตขั้นที่สอง (Secondary) หรือขั้นที่สาม (Tertiary) โดยคุณสมบัติของของไหลที่สำคัญ คือ

คุณสมบัติของของไหลที่ผันแปรตามความดันได้แก่

- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตร (Formation volume factors)
- ความหนืดของของไหล (Fluid Viscosity)
- อัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ (Solution gas – oil Ratio)

คุณสมบัติเหล่านี้โดยทั่วไปแล้วจะได้จากห้องปฏิบัติการในการศึกษาตัวอย่างของไหลและตัวอย่างหิน ไม่คำนึงถึงวิธีการในการป้อนข้อมูลแต่การป้อนข้อมูลเกี่ยวกับน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ จะต้องเป็นไปตามเมนูของโปรแกรมแต่ละโปรแกรมที่กำหนดหาให้ โดยมีคุณสมบัติที่มีความจำเป็นต่อการทดสอบดังนี้

1. ค่าความกดได้ของน้ำมันที่ไม่อิ่มตัว (The under-saturated oil compressibility)
2. ค่าความชันของความหนืดของไหล (The under-saturated oil viscosity slope)
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure)
4. ความถ่วงจำเพาะของของไหล (Specific Gravity)
5. ค่าความหนืดของน้ำ (Water viscosity)
6. ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ (Water formation volume factor)

ข. ข้อมูลของหิน

ข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต่อการหาขอบเขตของหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อวิเคราะห์การไหลผ่านได้ของของไหล (transmissibilities) ในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์จะต้องใส่เข้าไปในโปรแกรมแบบใดแบบหนึ่ง โดยข้อมูลที่มีความจำเป็นต้องใช้ในการประกอบการพิจารณาได้แก่

1. ค่าความซึมผ่านได้ (Permeability) สามารถหาได้จากหลากหลายวิธีการ เช่น
 - การวัดความดันเพิ่มหลังทดสอบอัตราการไหล (Pressure build up data)
 - การวัดความดันที่ลดลงในขณะทดสอบอัตราการไหล (Pressure fall off data)
 - การวัดความดันอีกหลุมหนึ่งในขณะผลิต (Interference tests)
 - การทดสอบอัตราการไหล (Initial potential test)
 - การวิเคราะห์จากข้อมูลเก่า (Regression analysis (case history approach))
 - การวัดจากห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)
2. ค่าความพรุน (Porosity) สามารถทราบได้จาก
 - การวัดคุณสมบัติของหลุมเจาะ (Logging data in the form of sonic/acoustic logs)
 - การวัดจากห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)
 - ข้อมูลเผยแพร่ต่าง ๆ (Published correlations)
3. ความหนาของแหล่งปิโตรเลียม (Formation Thickness) จะได้ข้อมูลมาจาก
 - แผนที่ความหนาชั้นหินรวม (gross isopach map)
 - แผนที่ความหนาชั้นหินสุทธิ (net isopach map)
 - แผนที่แสดงความลึกของชั้นหิน (Structural contour map)
4. ระดับความลึกของแหล่งปิโตรเลียมจะได้จากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและจากการบันทึกในขณะการเจาะสำรวจ
5. ข้อมูลความสามารถในการถูกกดทับจะได้จากการวิเคราะห์จากห้องปฏิบัติการและจากเอกสารตีพิมพ์ต่าง ๆ
6. ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (Relative Permeability) ซึ่งอาจได้มาจากหนึ่งในห้าวิธีต่อไปนี้
 - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลคงตัว (Steady-state)
 - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลไม่คงตัว (Unsteady-state)
 - คำนวณจากข้อมูลความดันรูเล็ก (Capillary Pressure)
 - คำนวณจากข้อมูลภาคสนาม
 - คำนวณจากสูตรสำเร็จที่มีการเผยแพร่

7. ความสามารถในการอิ่มตัวของไหลในหิน (Fluid saturation) ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะมี 2 ระบายที่มีความสำคัญในการหาระดับความอิ่มตัวของของไหลคือ รอยต่อระหว่างก๊าซกับน้ำมัน (GOC) และรอยต่อระหว่างน้ำมันกับน้ำ (OWC) การคำนวณระดับความอิ่มตัวของของไหลในหินคำนวณจากตำแหน่งของชั้นหินในเซลล์เทียบกับระนาบดังกล่าว ส่วนความอิ่มตัวถาวรของน้ำ (Connate Water) อาจวิเคราะห์จาก

- ตัวอย่างแห่งหิน (Core data)
- การหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Electric logs)
- ความดันในรูเล็ก (Capillary pressure)

ค. ข้อมูลการผลิต

ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตปิโตรเลียมที่มีความสำคัญในการบรรจุลงในโปรแกรมแต่ละหลุมประกอบด้วย

1. ปริมาณการผลิตน้ำมันกับระยะเวลา
2. ปริมาณการผลิตน้ำกับระยะเวลา
3. ปริมาณการผลิตก๊าซกับระยะเวลา
4. ความดันกับระยะเวลา

ง. อัตราและดัชนีการผลิต

ข้อมูลอัตราการผลิตมีความจำเป็นที่จะป้อนเข้าไปในคอมพิวเตอร์ เพื่อคำนวณความสามารถในการผลิตของหลุมผลิตในระบบข้อมูลเหล่านี้ได้แก่

1. ดัชนีการผลิต (Productivity index)
2. ดัชนีการอัดน้ำ (Injectivity index)
3. อัตราการไหลสูงสุด (Optimum flow rates)
4. อัตราลดสูงสุดที่กำหนด (Maximum allowable drawdowns)

การไหลของน้ำมันและก๊าซมักจะแสดงให้เห็น การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (gas-oil ratio) ความดันกันหลุมและอัตราการไหล การเปรียบเทียบให้เข้ากันได้ที่พื้นผิวของความดันกันหลุมกับอัตราการไหลและสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันมีความจำเป็นในการหาตัวประกอบในการไหลต่าง ๆ ในหลุมในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ โดยข้อมูลที่ต้องการในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หิน ตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการ ไหลของหลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดดัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุม เจาะ (Core analyses, Well logs)
ความซึมผ่านสัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างใน ห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)
ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลใน หิน (Fluid Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง และการทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตรา การไหล (Seismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขั้บดิน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของ สสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแยก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตรา การไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)
การต่อเนื่อง (Connectivity)	ประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Wellbore performance)

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ต่อ)

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
อัตราการไหลและความดัน (Rate and pressure data)	ลักษณะของแหล่งในอดีต (Field performance history)
ข้อมูลการเตรียมหลุมเพื่อการผลิต (Completion and work-over data)	รายงานหลุมเจาะและเตรียมหลุมผลิต (Completion and work-over report of wells)

5.2 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model)

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

1. แบบจำลองทางฟิสิกส์ (Physical Models)

สำหรับแบบจำลองทางฟิสิกส์ จะเป็นแบบจำลองที่สร้างในห้องปฏิบัติการให้คุณสมบัติทางฟิสิกส์เหมือนแหล่งปิโตรเลียมจริงแต่จะย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog Models)

สำหรับแบบจำลองเทียบเหมือน เป็นแบบจำลองที่ใช้การไหลเทียบเหมือนกับการไหลของของไหลผ่านชั้นหิน (Porous Media) อาทิเช่น การไหลของกระแสไฟฟ้าในตัวนำ โดยทดลองวัดกระแสไฟฟ้าเทียบเหมือนปริมาณของไหลความดันทานเทียบเหมือนชั้นหิน ความดันศักดิ์เทียบเหมือนความดัน (Pressure) เป็นต้น

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Models)

สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการศึกษา โดยแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริงๆ และแหล่งปิโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการ แหล่งปิโตรเลียมจำลองถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณสมบัติและลักษณะการประพฤติกรรมตัวของระบบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปิโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปิโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิตและแหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทำการทดลองผลิตปิโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ส่วนแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนิยมใช้ในห้องปฏิบัติการเนื่องจากจะใช้สำหรับการศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนของการผลิตปิโตรเลียมที่

เฉพาะเจาะจงบางอย่างซึ่งผลจากแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับการผลิตในแหล่งปิโตรเลียมจริง

5.3 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สำหรับประโยชน์ของการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมมีหลายประการ ดังนี้

1. รวบรวมข้อมูลทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับแหล่งปิโตรเลียมมาอยู่ในฐานข้อมูลที่กะทัดรัดและเก็บไว้ในแหล่งเดียวกัน
2. สามารถช่วยให้มีโอกาสทดลองผลิตแหล่งปิโตรเลียมก่อนที่จะมีการผลิตจริง ๆ ได้
3. สามารถผลิตแหล่งปิโตรเลียมหลายครั้ง เพื่อตรวจสอบทางเลือกต่าง ๆ
4. สามารถใช้เป็นเครื่องมือบริหารจัดการสำหรับที่จะเลือกแผนการพัฒนาและวิธีการดำเนินการผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงได้
5. แสดงให้เห็นข้อมูลพื้นฐานร่วมกันระหว่างบริษัทผู้ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากรปิโตรเลียม

บทที่ 6

การทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์

6.1 โปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ในปัจจุบันสำหรับโปรแกรมที่ใช้ในการสร้างและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีอยู่หลากหลายโปรแกรม อาทิเช่น Desktop VIP, Eclipse Office เป็นต้น โดยแต่ละโปรแกรมจะมีรูปแบบการทำงานที่อาจจะคล้ายคลึงกันหรือแตกต่างกันตามลักษณะของการใช้ประโยชน์ หรือตามลักษณะการจัดสร้างโปรแกรมของผู้ผลิต และสำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ใช้โปรแกรมที่เรียกว่า “Eclipse Office” ในการสร้างแบบจำลองและทดสอบพฤติกรรมต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ โดยสาเหตุที่เลือกใช้โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเนื่องจาก

- โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเป็นโปรแกรมที่มีประสิทธิภาพเพียงพอและเหมาะสมต่อการใช้งาน
- มีแหล่งทรัพยากรพร้อมในการทำการทดสอบ เนื่องจากโปรแกรมที่เกี่ยวข้องกับการสร้างและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยทั่วไปจะมีราคาสูง ทำให้ในการทดสอบ ผู้วิจัยต้องขอความอนุเคราะห์ไปยังหน่วยงานราชการที่มีศักยภาพพร้อมให้การสนับสนุน

โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่จัดทำให้กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ปัจจุบันเรียกว่า กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ) โดยบริษัท Schlumberger เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการทำแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมที่แก้ปัญหาของแหล่งปิโตรเลียมที่มีของไหล หนึ่งชนิด หรือสองชนิด หรือสามชนิดก็ได้ และมีลักษณะการไหลทิศทางเดียว สองทิศทางหรือแม้แต่การไหลแบบ 3 ทิศทาง (3-dimensions) ก็สามารถวิเคราะห์พฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมได้

โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ที่พัฒนาขึ้นมาใช้ในการจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยได้รับการพัฒนามาอย่างต่อเนื่องและในปัจจุบันก็ยังคงได้รับความนิยมในการนำมาใช้ศึกษาแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยโปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศสามารถจำลองการไหลของน้ำมัน น้ำ และก๊าซ และสามารถใช้ได้สำหรับปริมาณก๊าซที่ละลายในน้ำมันที่เปลี่ยนแปลงไปตามความดัน แต่ไม่สามารถจำลองการเปลี่ยนแปลง ส่วนประกอบ (Composition) ในน้ำมันหรือก๊าซได้ เมื่อแหล่งจำลองแบบจำลองที่จัดทำขึ้นถูกใช้อย่างถูกต้อง ผู้ใช้สามารถเชื่อมั่นได้ว่าผลการคำนวณออกมาจะได้คำตอบที่เป็นจริงและเชื่อถือได้ ถ้าข้อมูลที่ใส่เข้าไปมีความสมบูรณ์และตรงกับความจริงอย่างสมเหตุสมผล

6.2 แบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในการศึกษาวิจัย

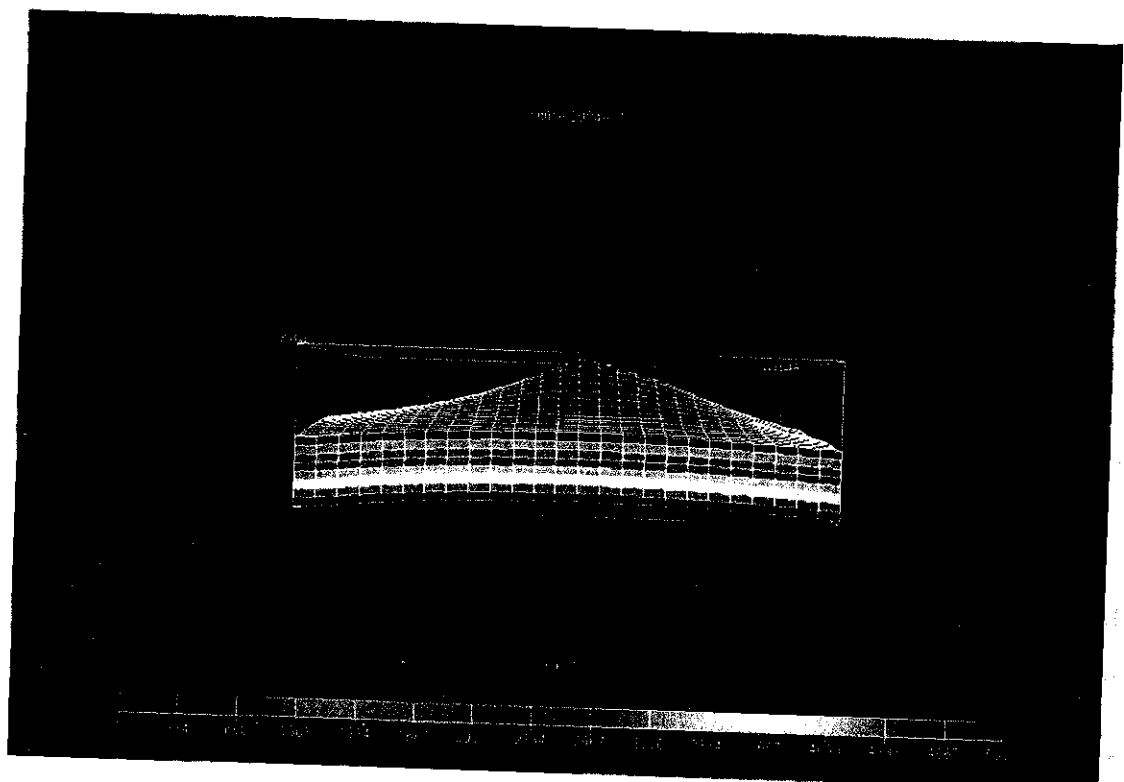
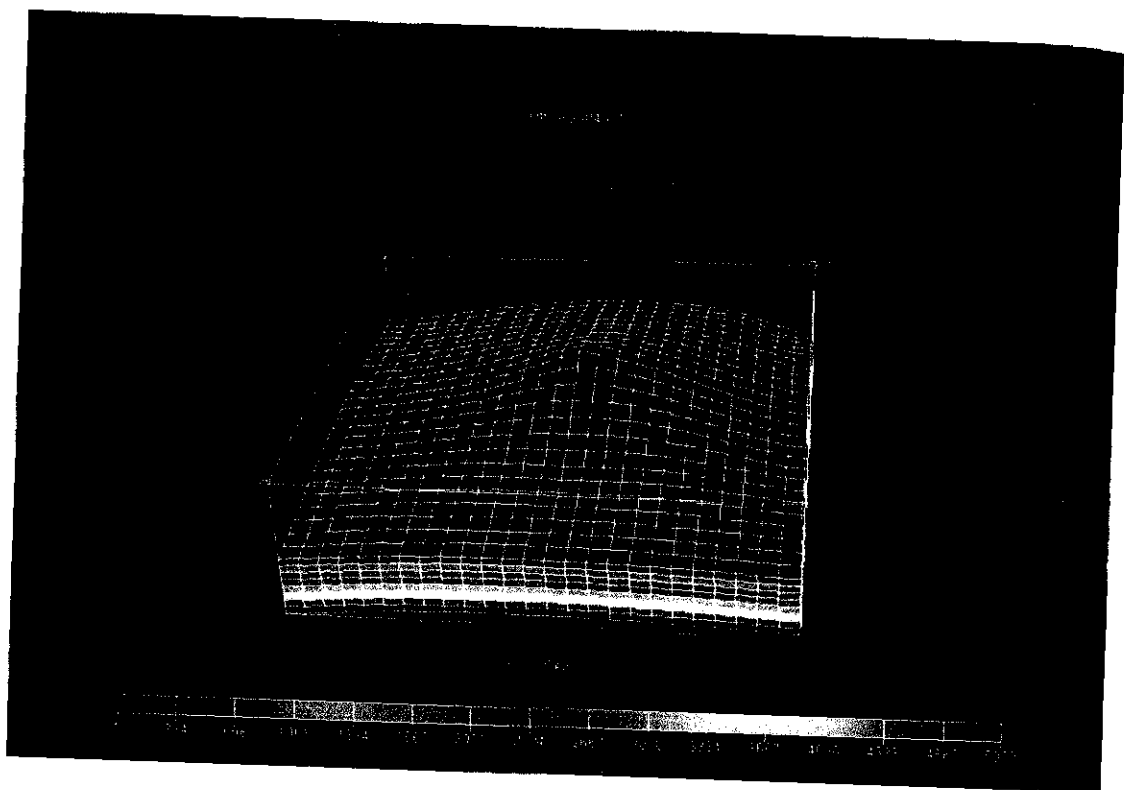
สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาครั้งนี้โดยใช้โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศ สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 รูปแบบดังนี้

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

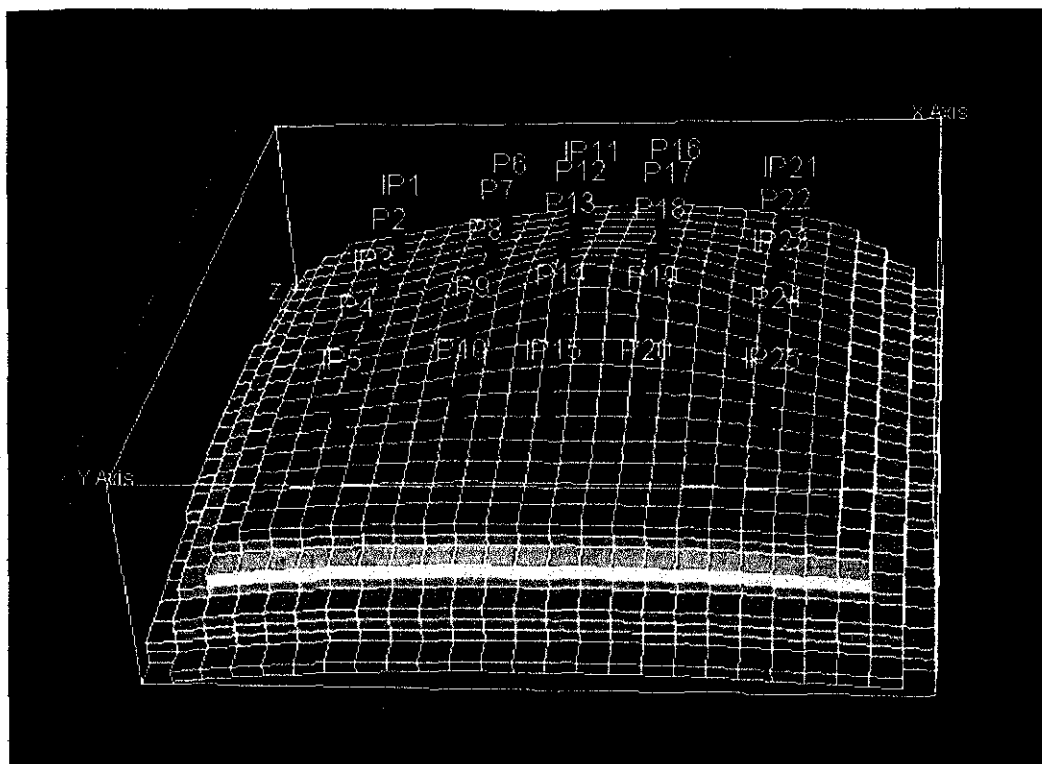
โดยในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแต่ละรูปแบบ จะมีการนำข้อมูลต่างๆของแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทยมาใช้ในการจัดสร้างขึ้น อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์หรือแหล่งน้ำมันผาง เป็นต้น สำหรับรายละเอียดของแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ ดังนี้

6.2.1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 100000000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 39062500 ตารางฟุต (~900 เฮกเตอร์) และมีขนาด 5000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล ดังแสดงในรูปที่ 6.1 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 โดยหลุมผลิตทั้ง 25 หลุมจะกระจายอยู่ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 6.2 และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 1 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 19-26% และ 9.20-586.00 md ตามลำดับส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 3500 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ ส่วนใหญ่จะได้มาจากข้อมูลของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ อ. ลานกระบือ จ. กำแพงเพชร ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด(มหาชน)



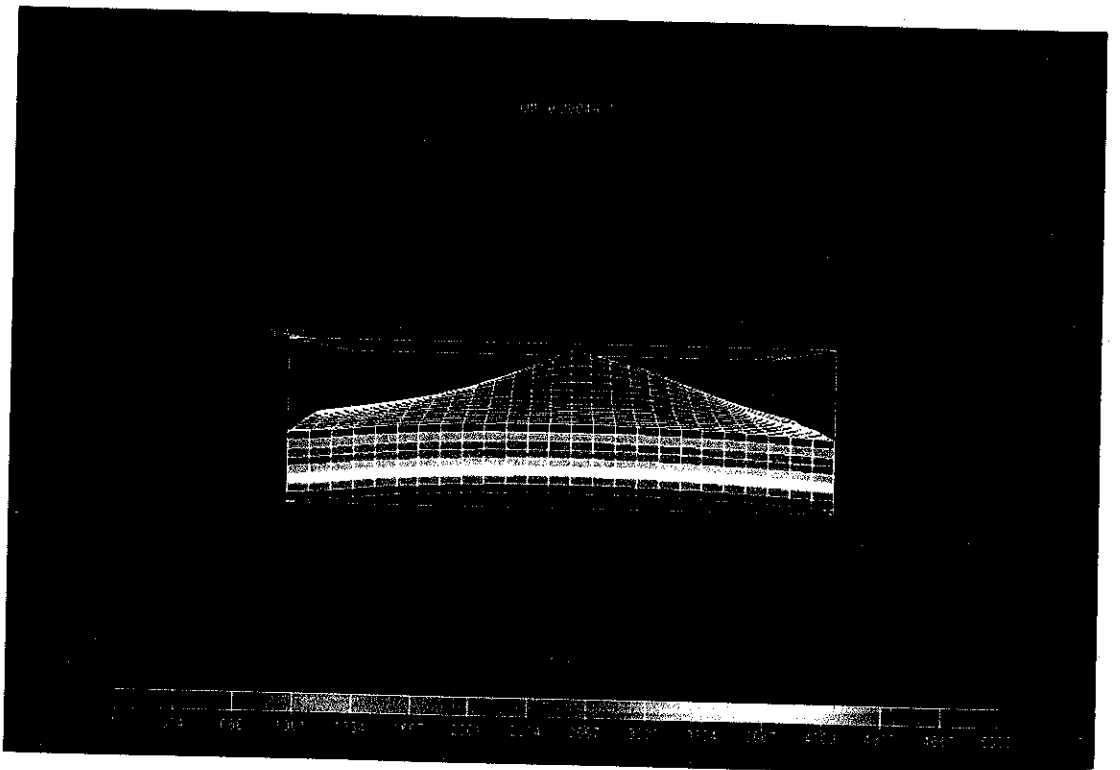
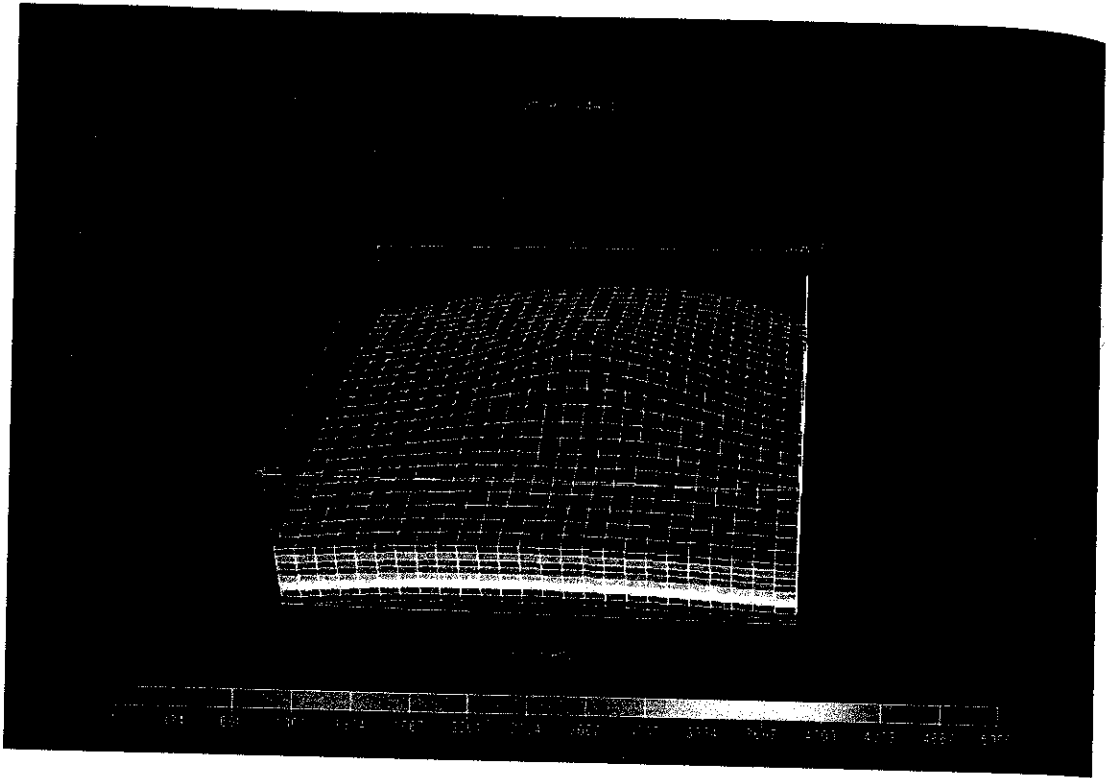
รูปที่ 6.1 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1



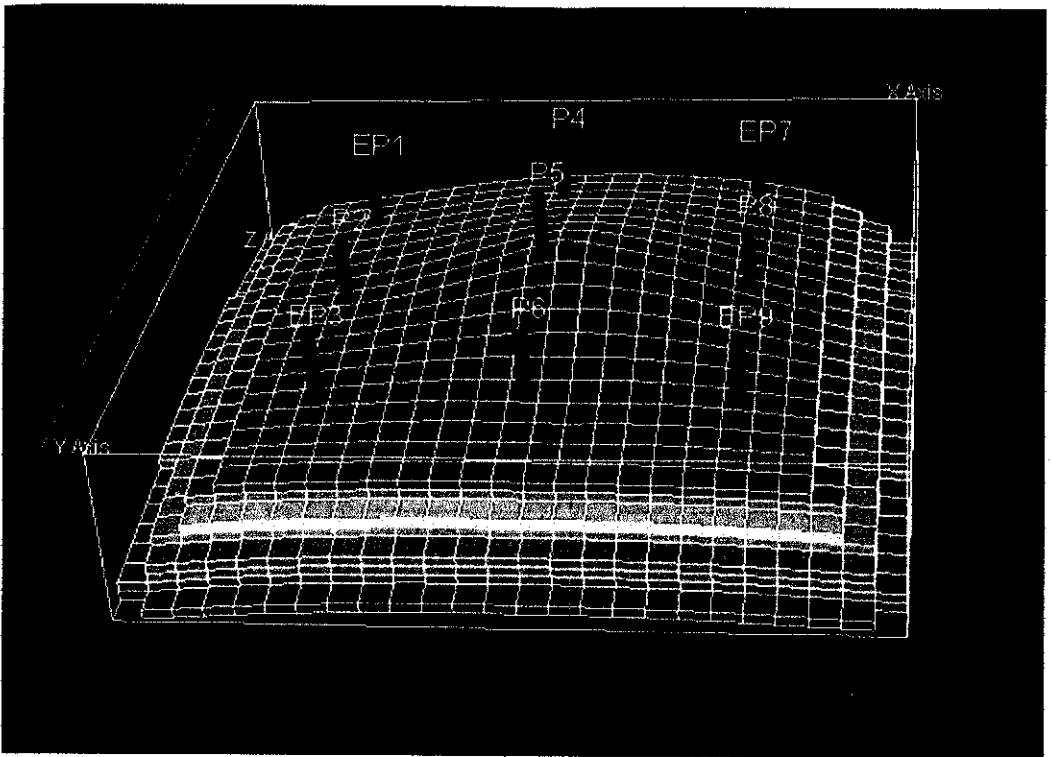
รูปที่ 6.2 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

6.2.2 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

สำหรับแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดปานกลาง มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 30000000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 9000000 ตารางฟุต (~210 เอเคอร์) และมีขนาด 5000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล ดังแสดงในรูปที่ 6.3 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวคิ่งทั้งหมด 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 โดยหลุมผลิตทั้ง 9 หลุมจะกระจายอยู่ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 6.4 และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 2 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 18-25% และ 30-100 md ตามลำดับ ส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 3500 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ ส่วนใหญ่จะได้อาจมาจากข้อมูลของแหล่งน้ำมันอู่ทอง อ. อู่ทอง จ. สุพรรณบุรี ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด(มหาชน)



รูปที่ 6.3 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 2



รูปที่ 6.4 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

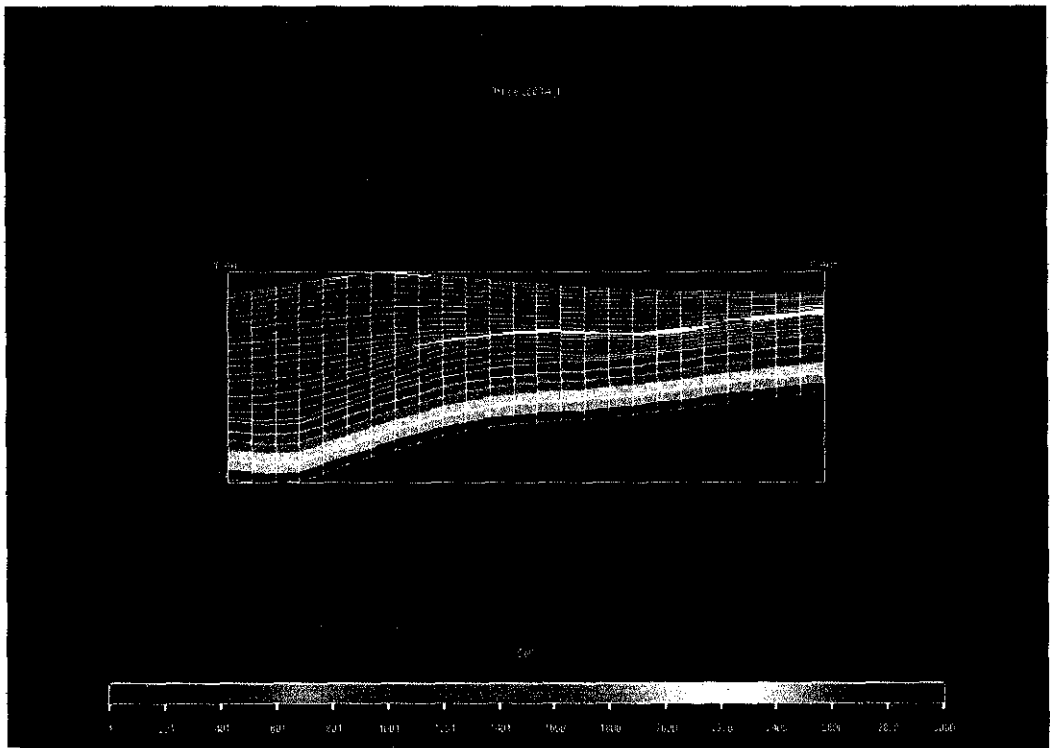
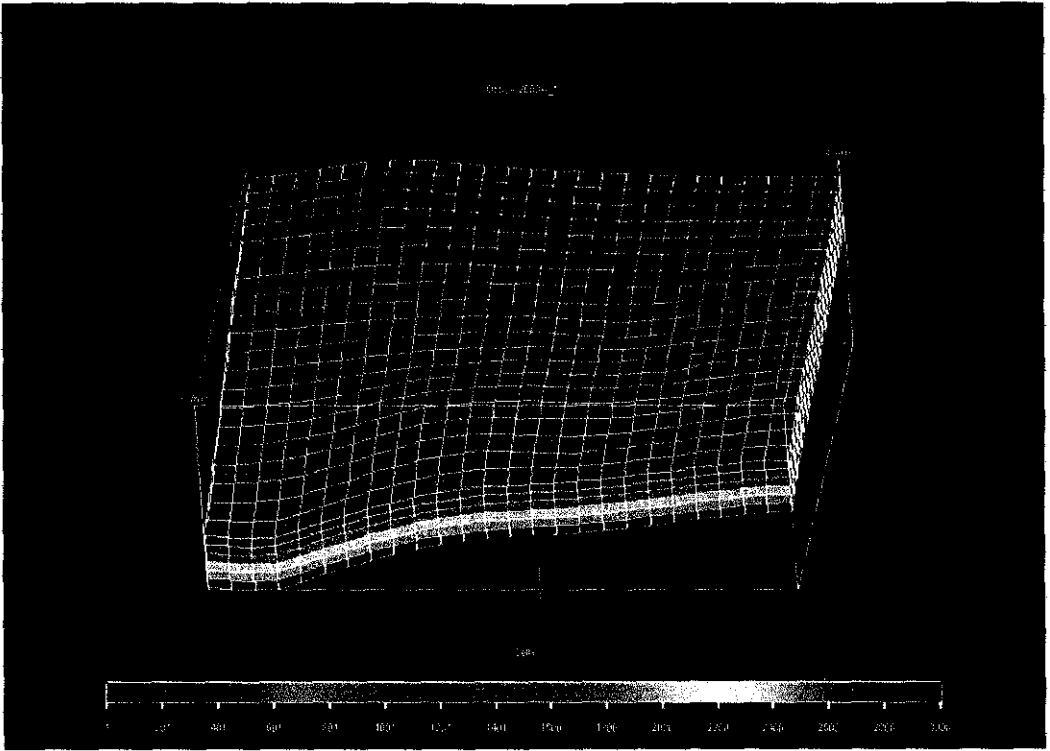
6.2.3 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3

สำหรับแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็ก มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 5000000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 3120000 ตารางฟุต (~70 เอเคอร์) และมีขนาด 3000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 6 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 500 เซล ดังแสดงในรูปที่ 6.5 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 5 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต S3 หลุมผลิต S6 หลุมผลิต S7 หลุมผลิต S10 และหลุมผลิต S11 โดยหลุมผลิตทั้ง 5 จะกระจายอยู่บริเวณส่วนบนของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 6.6 ซึ่งหลุมผลิตทั้ง 5 หลุมจะเริ่มดำเนินการผลิตไม่พร้อมกัน โดยมีรายละเอียดดังนี้

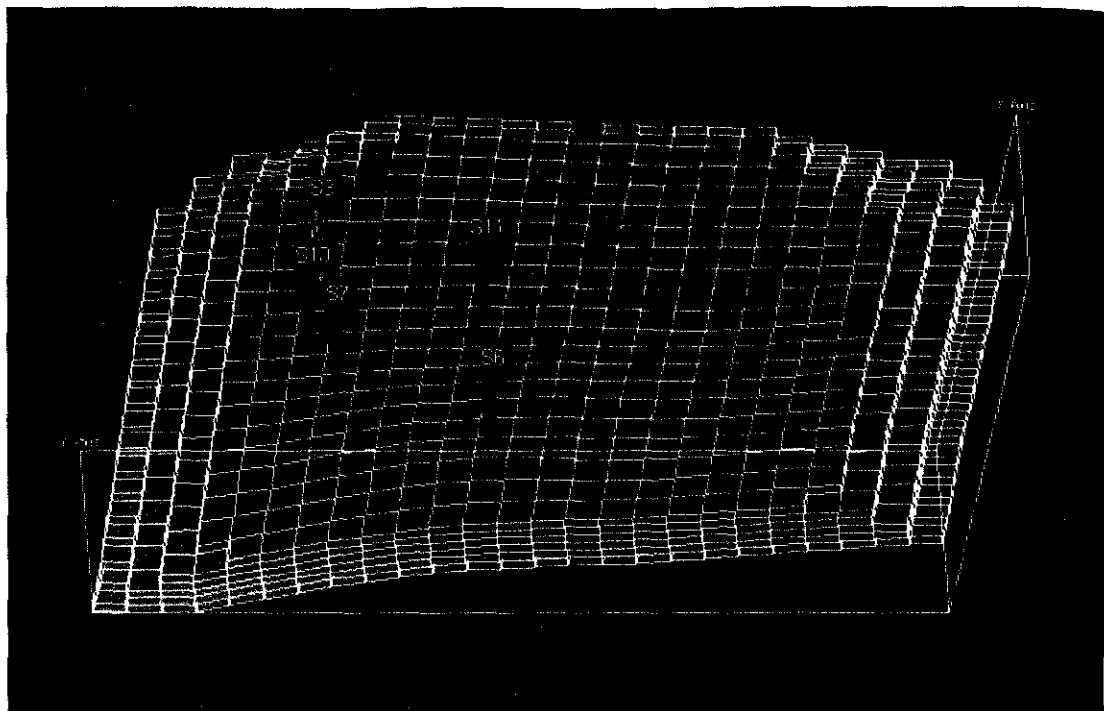
- หลุมผลิต S3 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 0
- หลุมผลิต S6 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 3 (ณ วันที่ 730)
- หลุมผลิต S7 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 3 (ณ วันที่ 730)

- หลุมผลิต S10 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 8 (ณ วันที่ 2557)
- หลุมผลิต S11 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 10 (ณ วันที่ 3287)

สำหรับหลุมอัดน้ำที่จัดทำขึ้นจะเริ่มทำการอัดน้ำในทุกหลุม เมื่อเริ่มปีที่ 14 หรือ ณ วันที่ 4748 วันนับจากวันที่เริ่มทำการผลิตในปีแรก และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 3 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 23-28% และ 110-190 md ตามลำดับส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 1000 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ ส่วนใหญ่จะได้อามาจากข้อมูลของแหล่งน้ำมันสันทราย ซึ่งเป็น โครงสร้างแหล่งน้ำมันขนาดเล็กที่กระจายอยู่ในแหล่งน้ำมันฝาง อ. ฝาง จ. เชียงใหม่ ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม



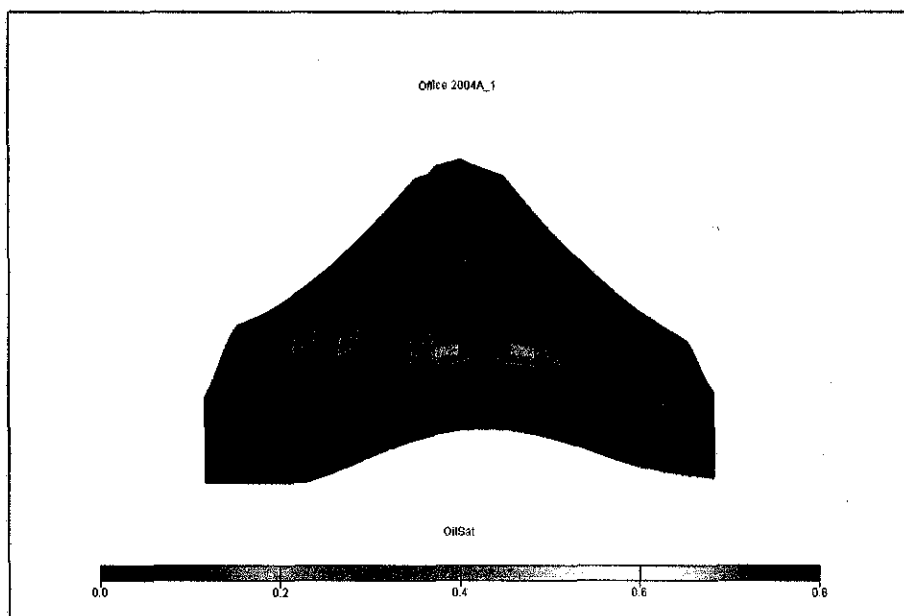
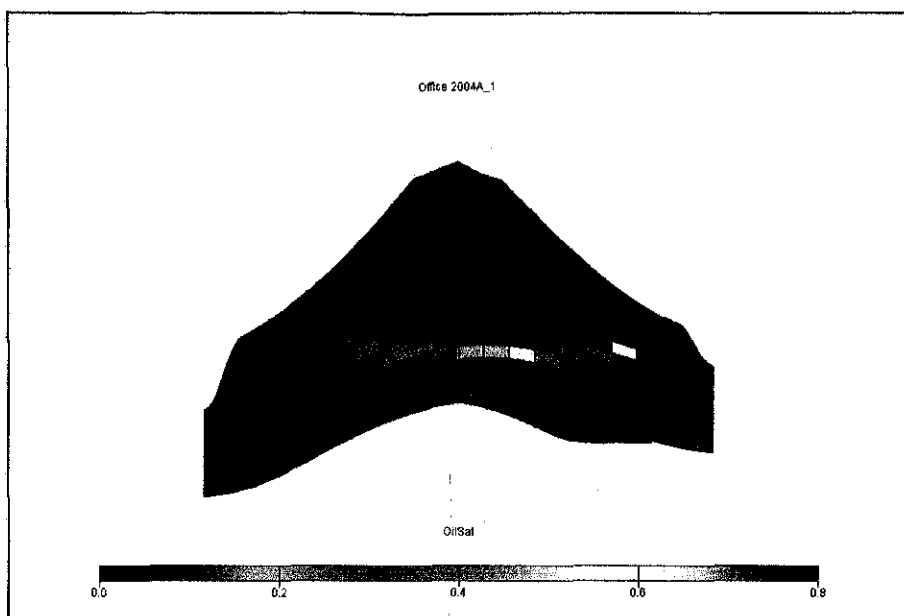
รูปที่ 6.5 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 3



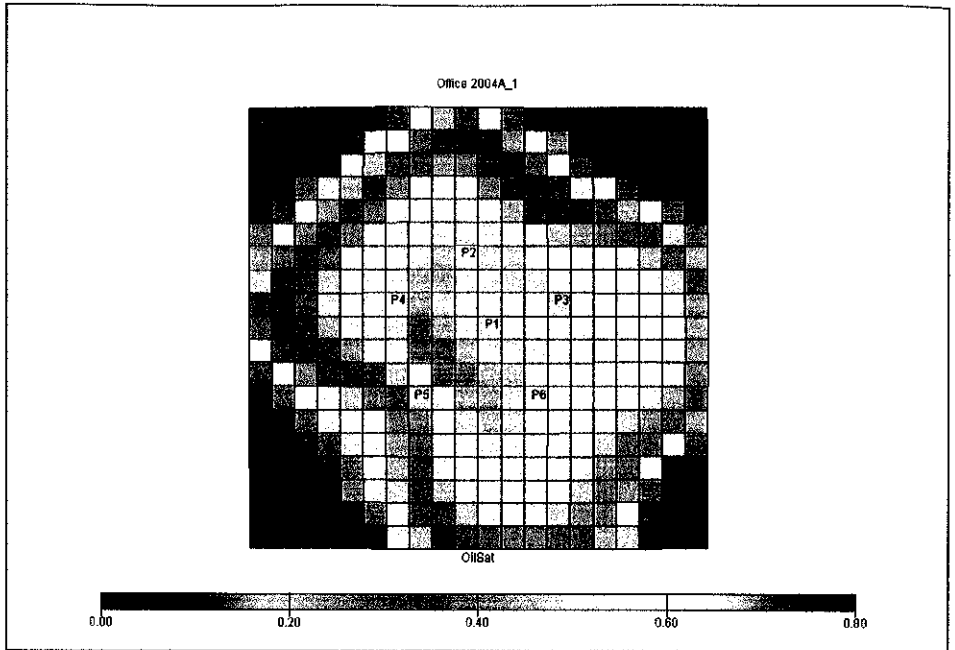
รูปที่ 6.6 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

6.2.4 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 4

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 4 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กถึงปานกลาง มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บมากกว่า 5000000 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 15,681,600 ตารางฟุต (~360 เอเคอร์) และมีขนาด 3200 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 400 เซล ดังแสดงในรูปที่ 6.7 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวคิ่งทั้งหมด 6 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต P1 หลุมผลิต P2 หลุมผลิต P3 หลุมผลิต P4 หลุมผลิต P5 และหลุมผลิต P6 โดยหลุมผลิตทั้ง 6 จะกระจายอยู่บริเวณส่วนบนของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 6.8



รูปที่ 6.7 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 4



รูปที่ 6.8 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 4 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 19% และ 60.12 md ตามลำดับ ส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 1800 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ จะสามารถเทียบเคียงได้กับข้อมูลของแหล่งน้ำมันอู่ทอง อ. อู่ทอง จ. สุพรรณบุรี ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด(มหาชน)

6.3 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ ได้จัดทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากรวบรวมข้อมูลต่างๆของหน่วยงานราชการและเอกชนที่มีหน้าที่ในการจัดการดูแลแหล่งน้ำมันต่างๆ และสำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าใน โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศเพื่อนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

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

โดยข้อมูลต่างๆที่นำมาใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บแต่ละรูปแบบ จะมีรายละเอียดดังนี้

โดยข้อมูลต่างๆที่นำมาใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บแต่ละรูปแบบ จะมีรายละเอียดดังนี้

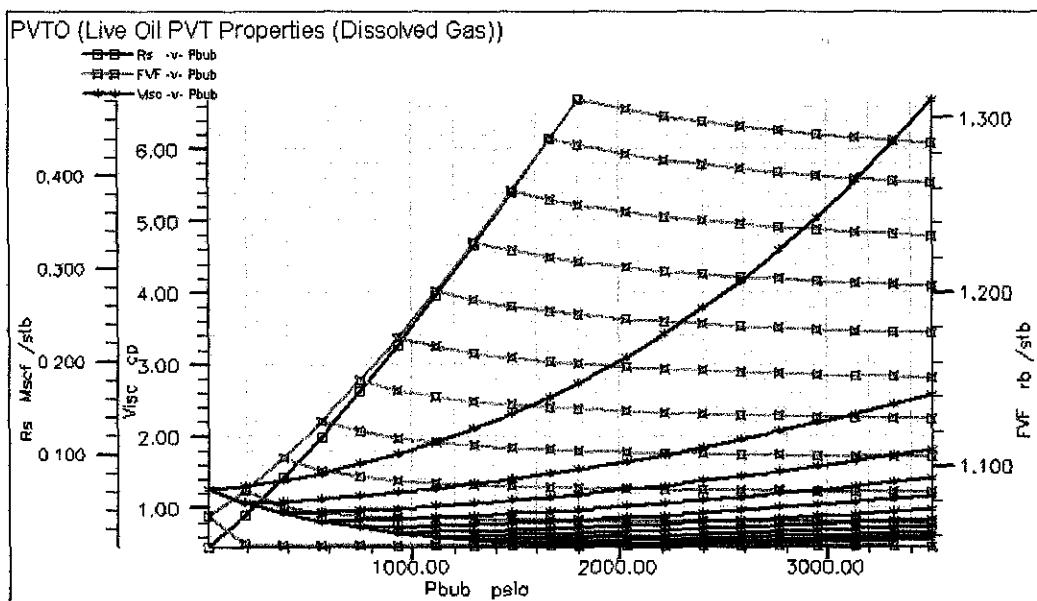
6.3.1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

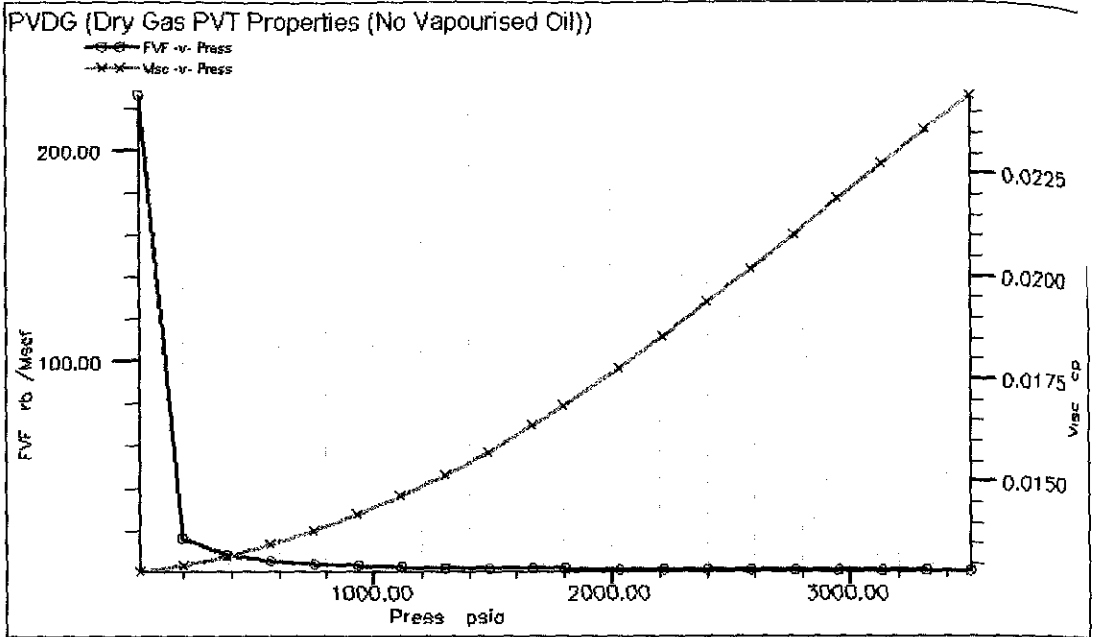
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความตึงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 39.4 °API
- ความตึงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.8
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 3500 psi = 3.081×10^{-6} psi⁻¹
- ความหนืดของน้ำ = 0.296 cp
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.055-1.286 bb/STB
- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.482 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.1-6.7 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.013-0.024 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.9 และรูปที่ 6.10 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของ โปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.9 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



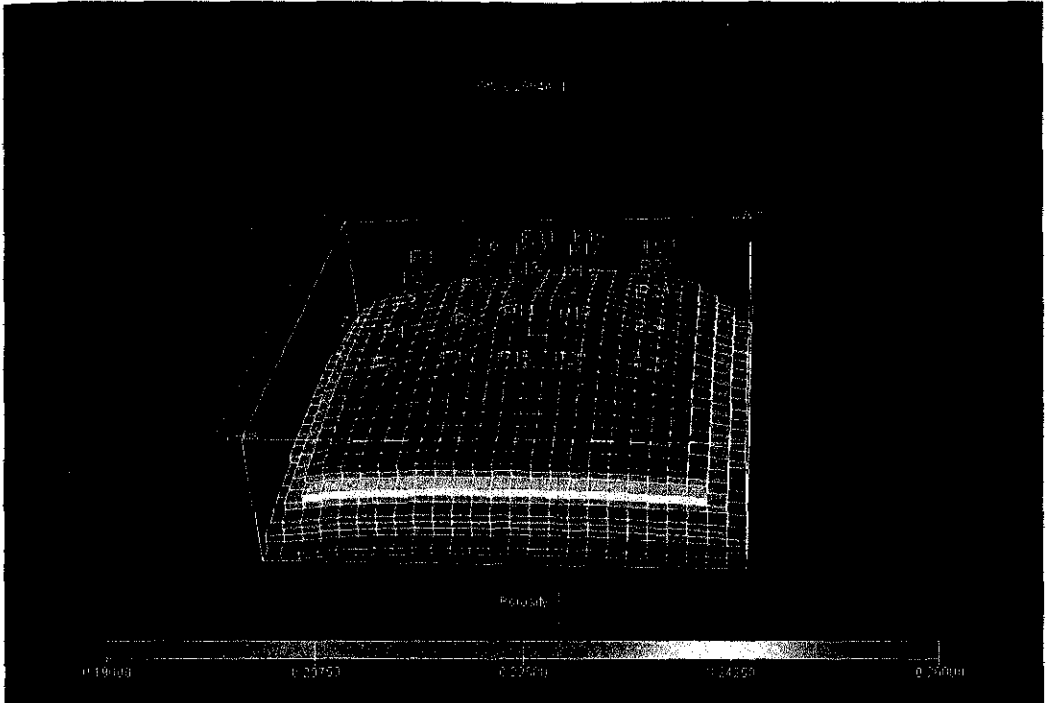
รูปที่ 6.10 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซกับความดัน ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

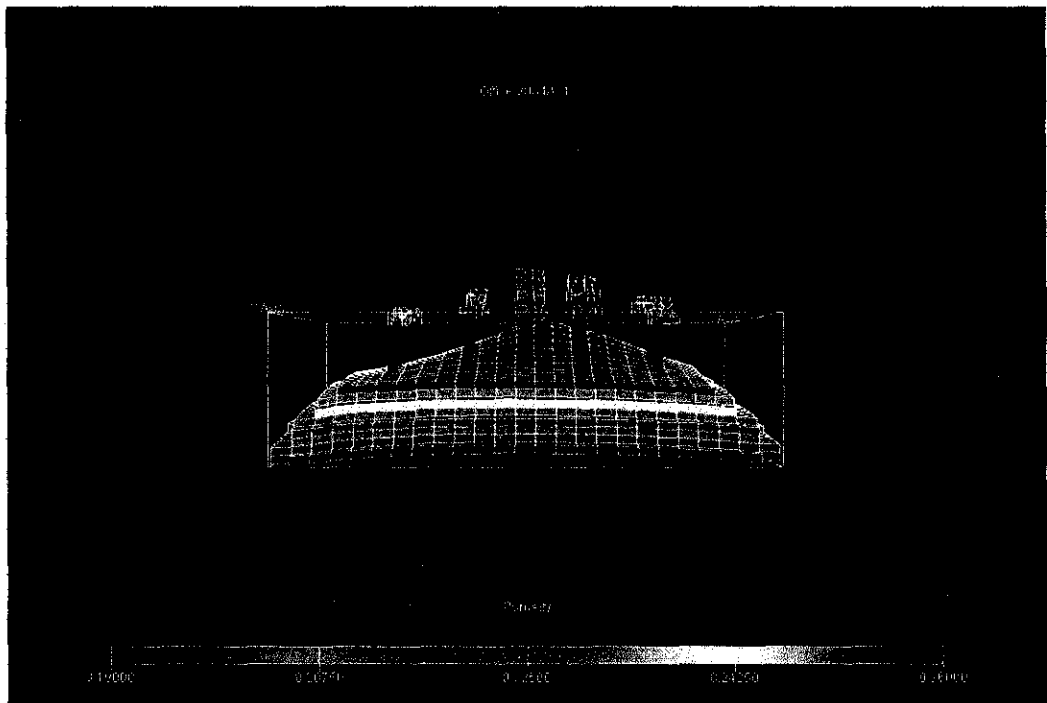
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

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

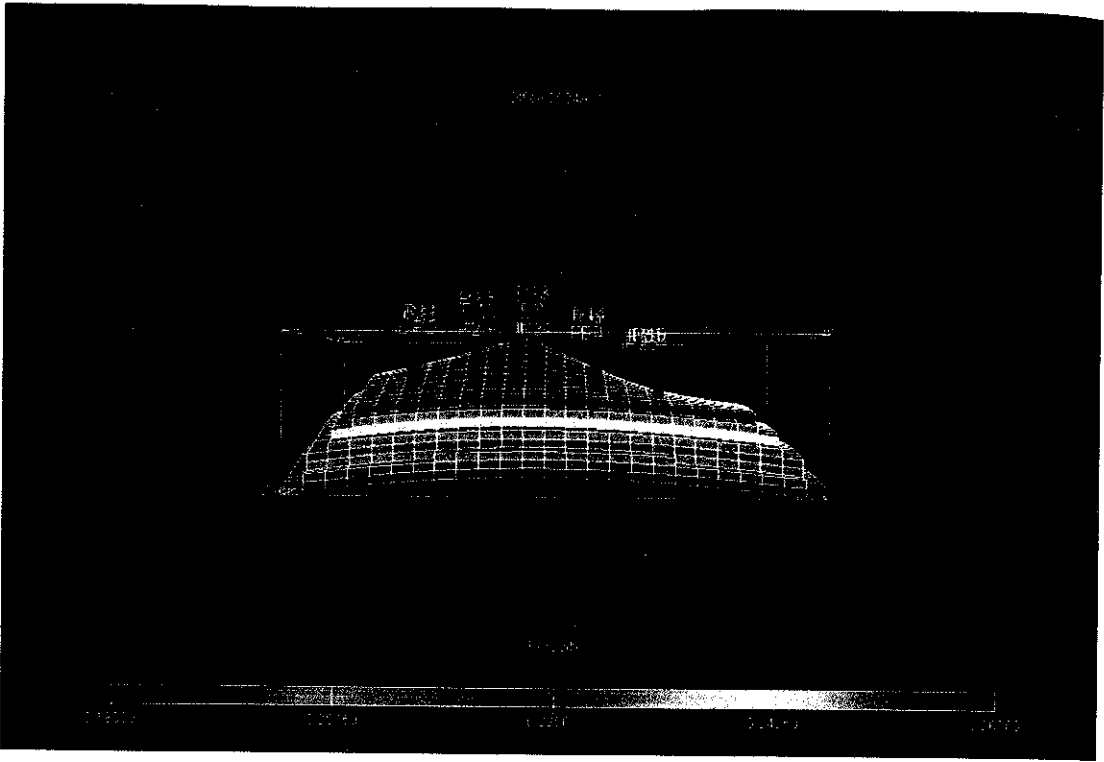
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และรูปที่ 6.11 ถึง 6.15 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยเฉลี่ยต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



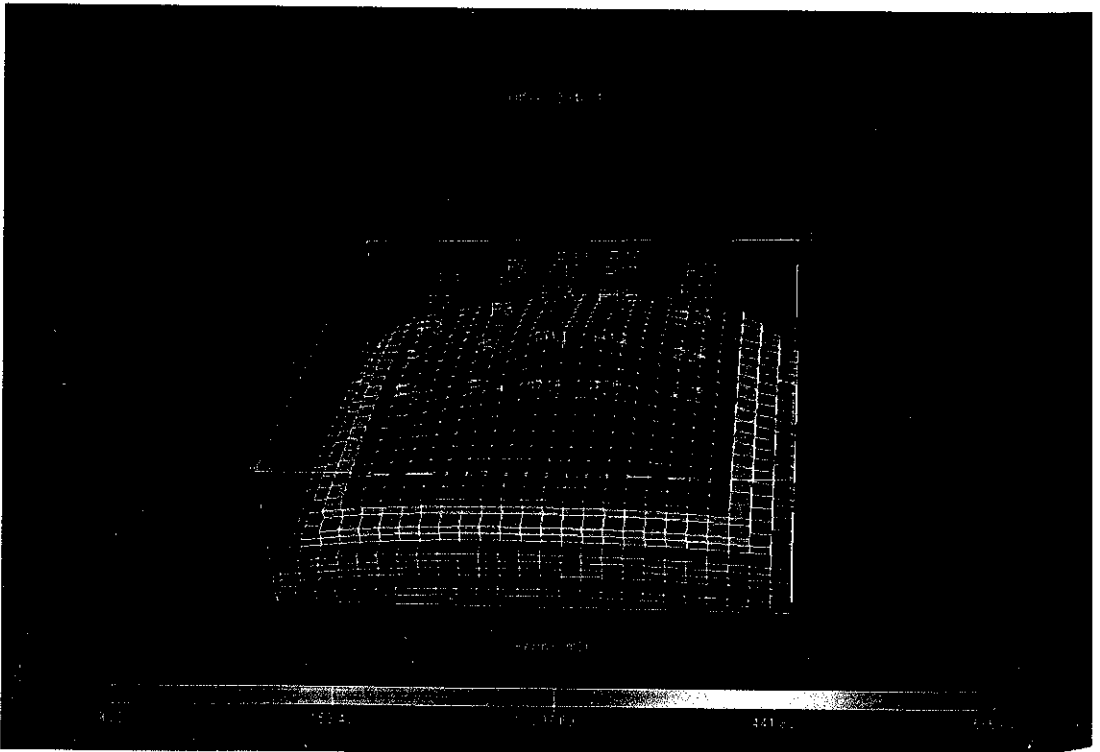
รูปที่ 6.11 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



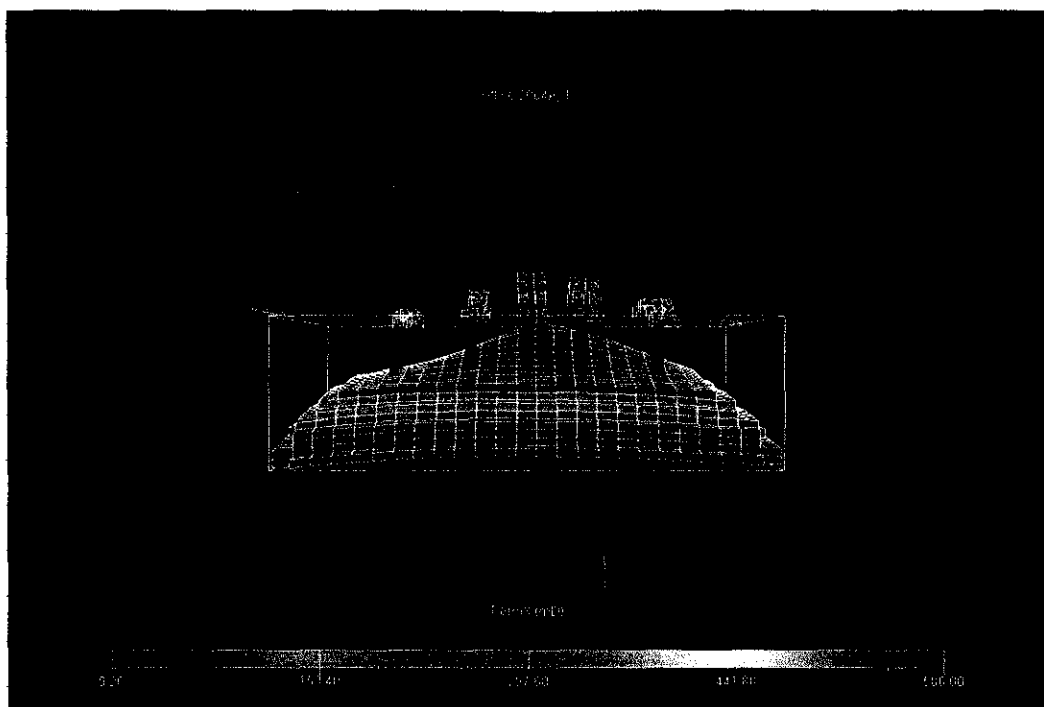
รูปที่ 6.12 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.13 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)



รูปที่ 6.14 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง



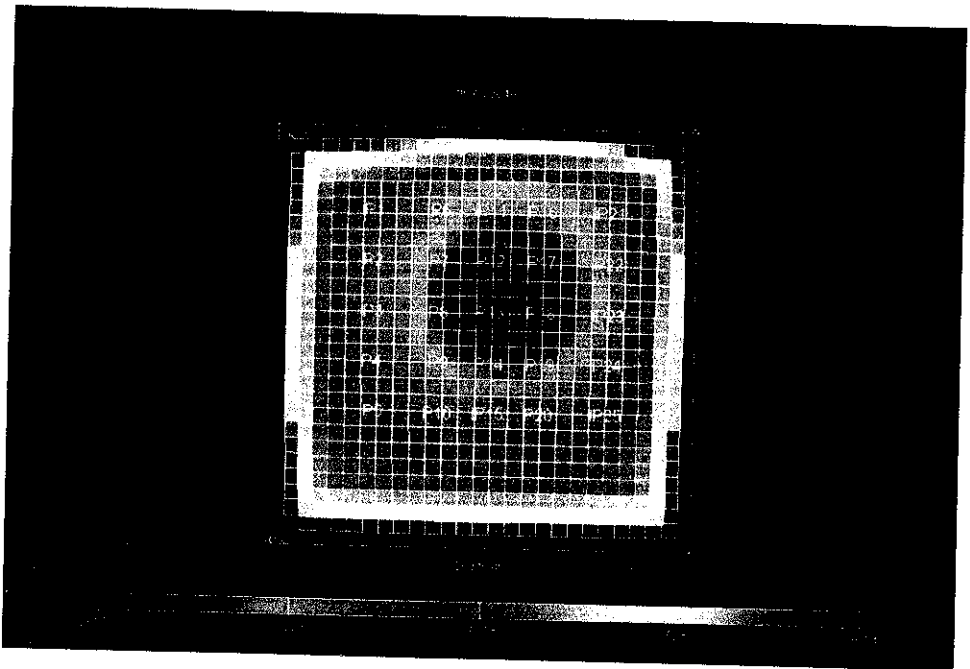
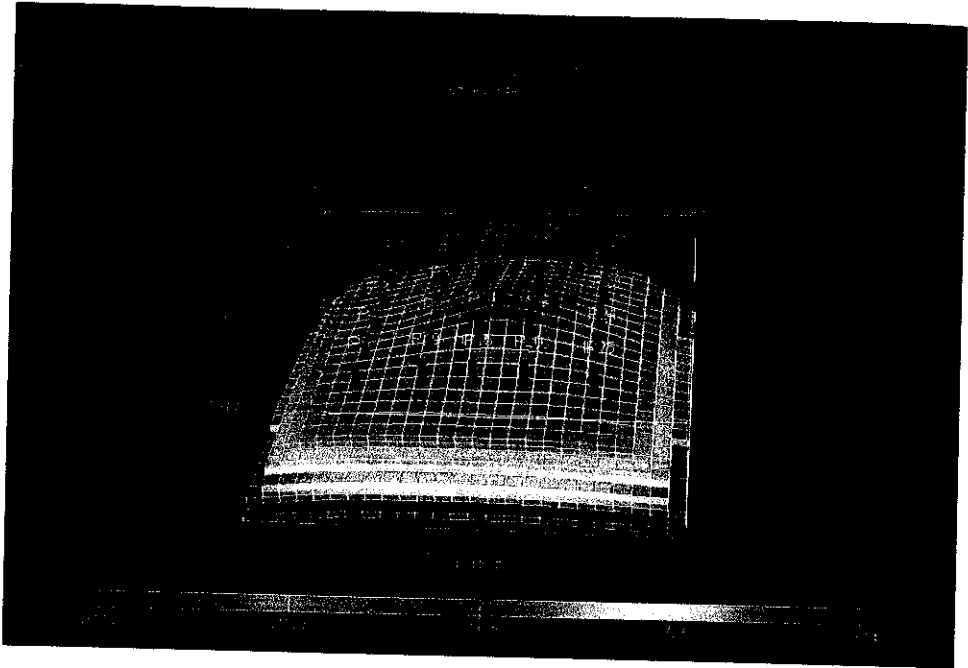
รูปที่ 6.15 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ระดับความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปที่ 6.16
- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) จะอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 3,915 ฟุต
- ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 3,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 3,850 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิตลิปส์ออฟฟิศจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ
- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 1,800 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 203 °F ที่ความลึก

ประมาณ 3,850 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิมัลชันไฟฟ้าจะทำการปรับแ
คำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

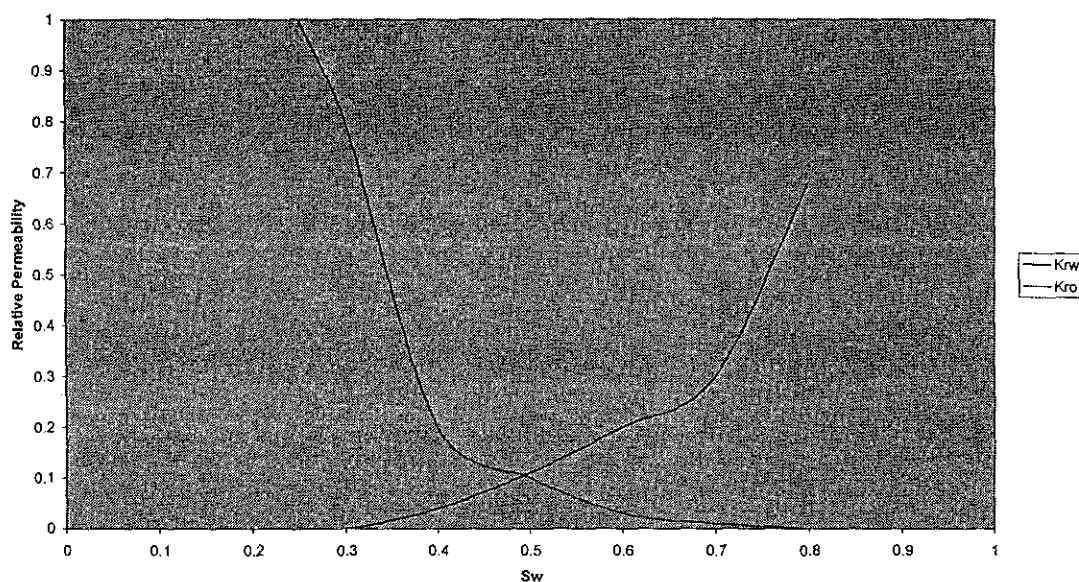


รูปที่ 6.16 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 1

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล(saturation)หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์(relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.17

Sw VS. Kro&Krw



รูปที่ 6.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

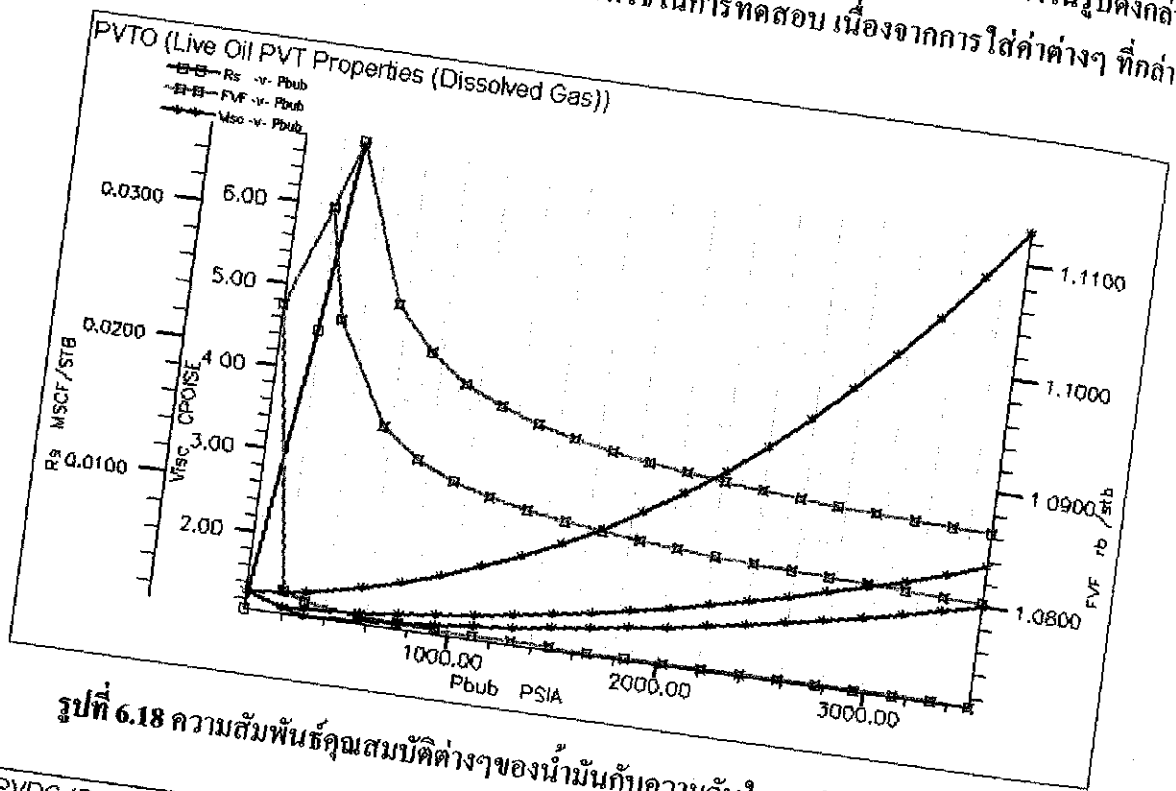
6.3.2 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

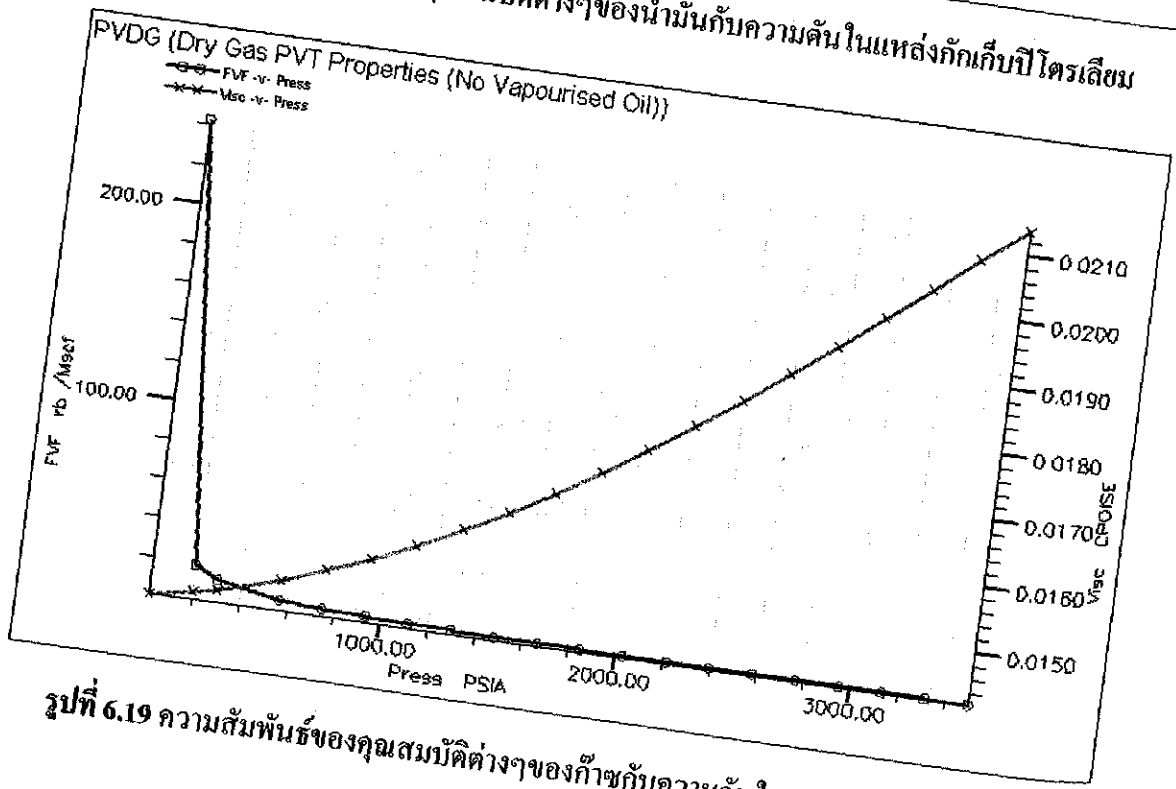
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความตึงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 34 ° API
- ความตึงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.7
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 3500 psi = 3.429×10^{-6} psi⁻¹
- ความหนืดของน้ำ = 0.230 cp
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.071-1.113 bbl/STB
- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.036 MSCF/STB

- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.14-6.81 cp
 - ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.014-0.021 cp
- และสำหรับค่าคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.18 และรูปที่ 6.19 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.18 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



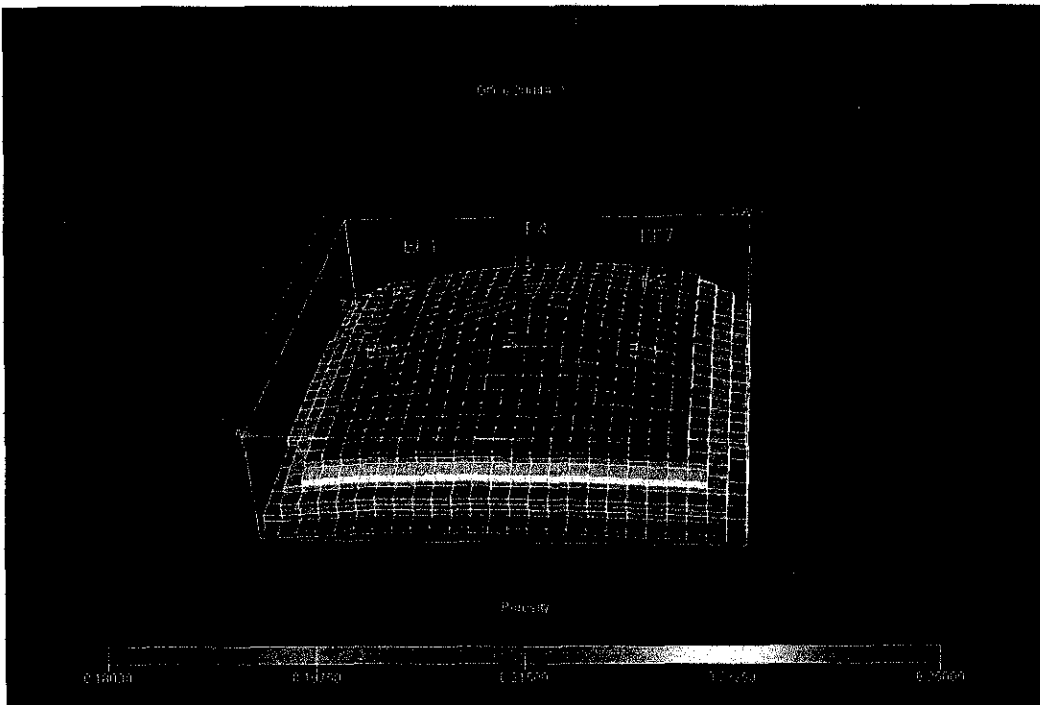
รูปที่ 6.19 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

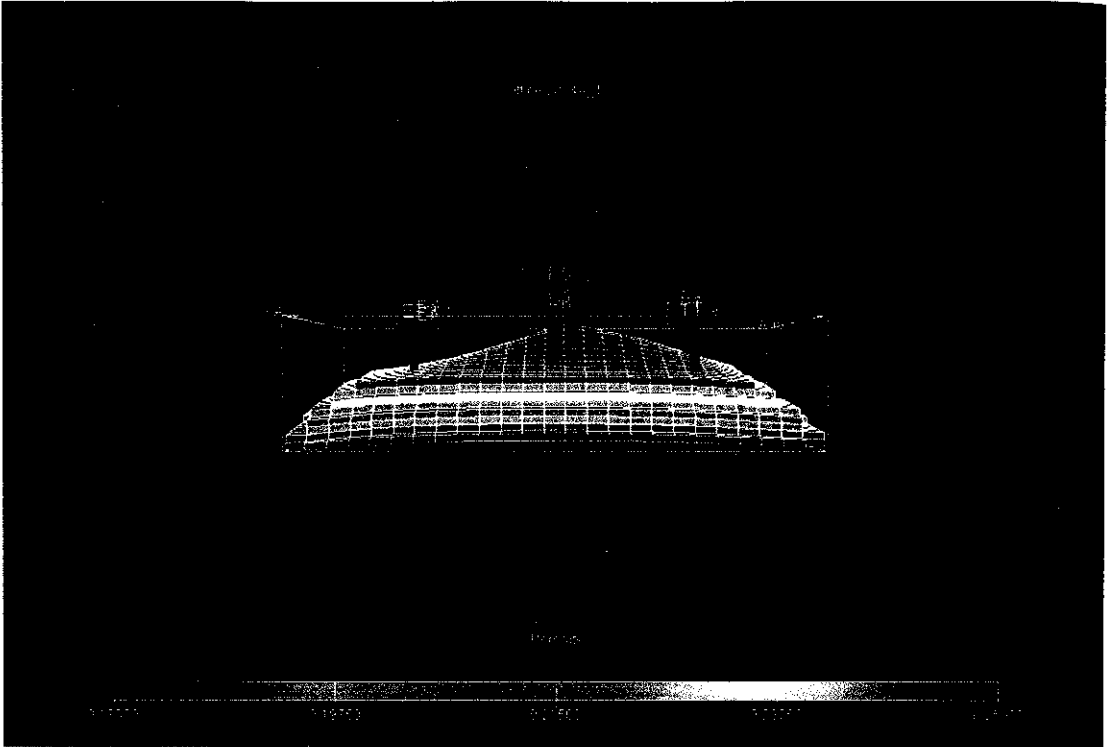
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความพรุนของชั้นทราย มีค่าประมาณ 18-25%
- ความซึมซาบได้ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 30-100 md.

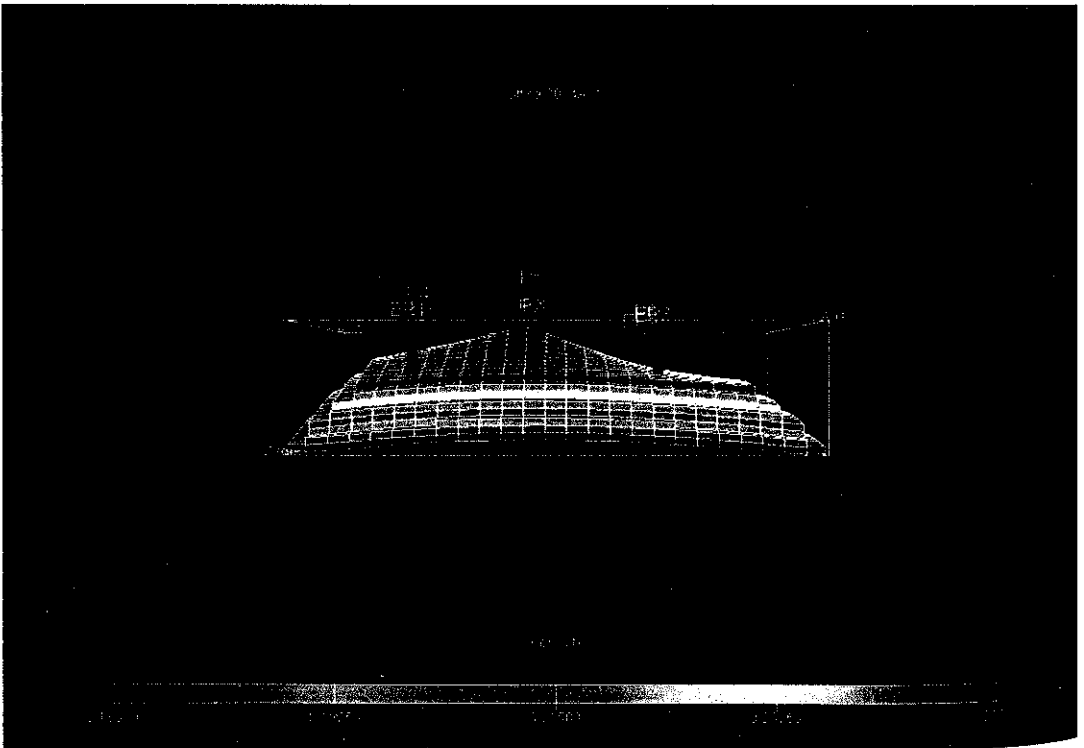
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในแหล่งน้ำมันอุทอง และรูปที่ 6.20 ถึง 6.24 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยแผนที่ต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



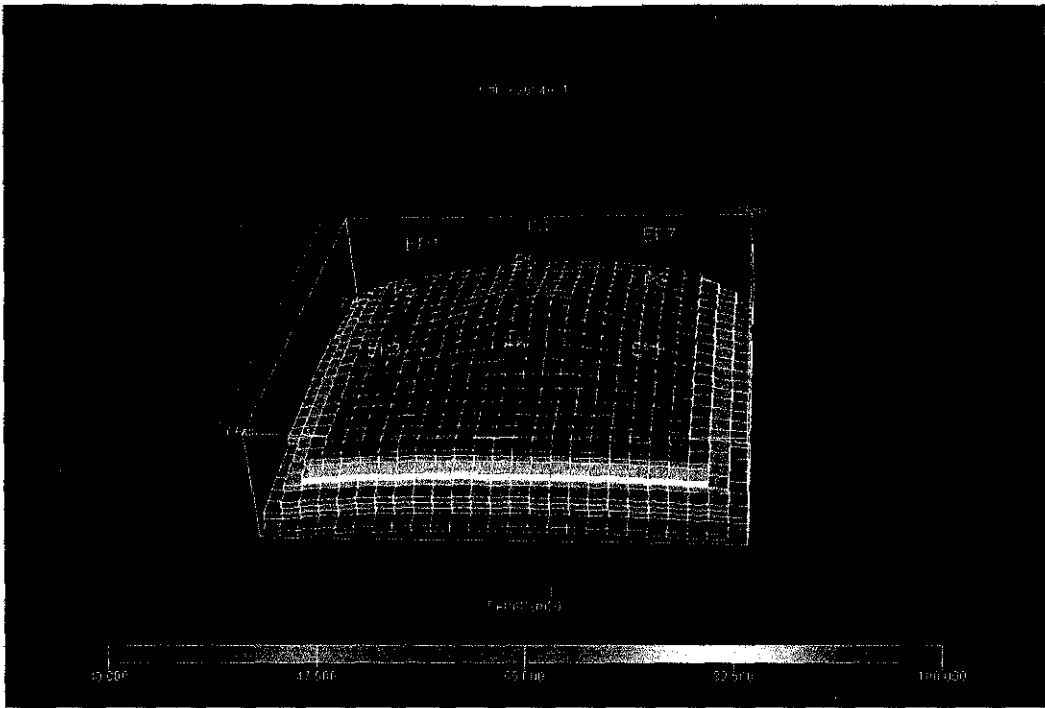
รูปที่ 6.20 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



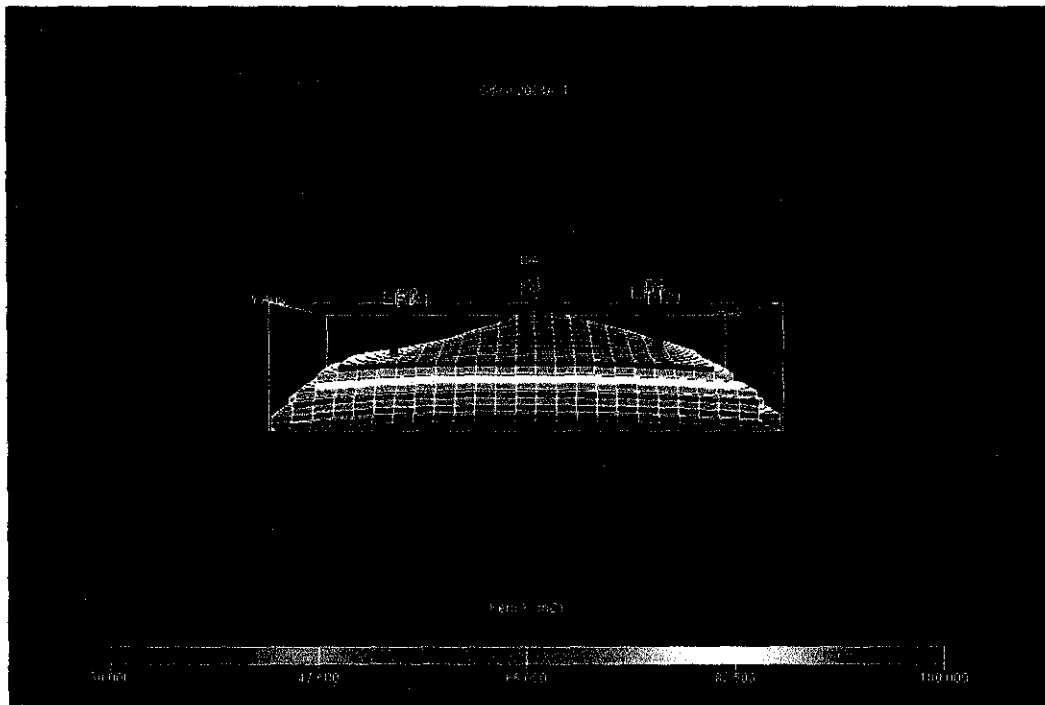
รูปที่ 6.21 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.22 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)



รูปที่ 6.23 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง

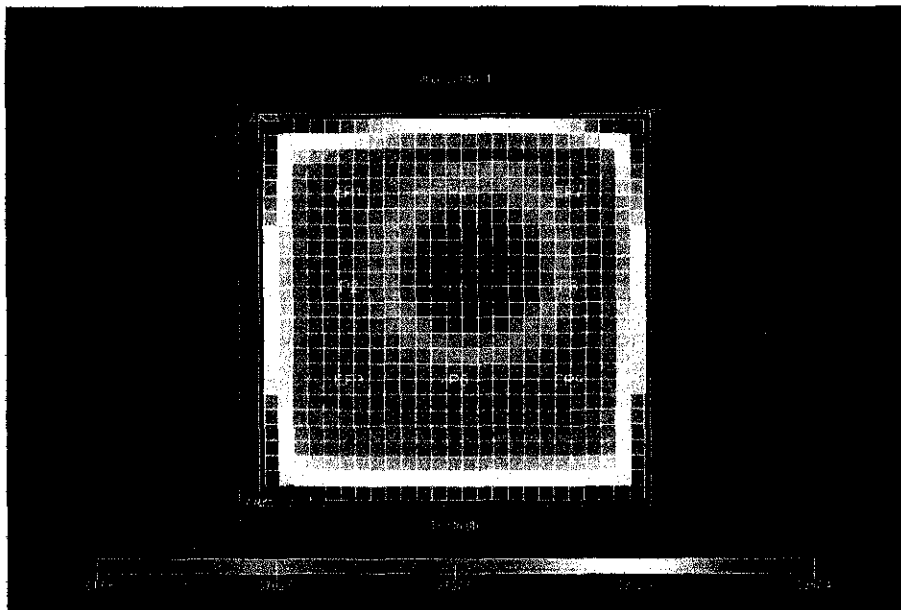
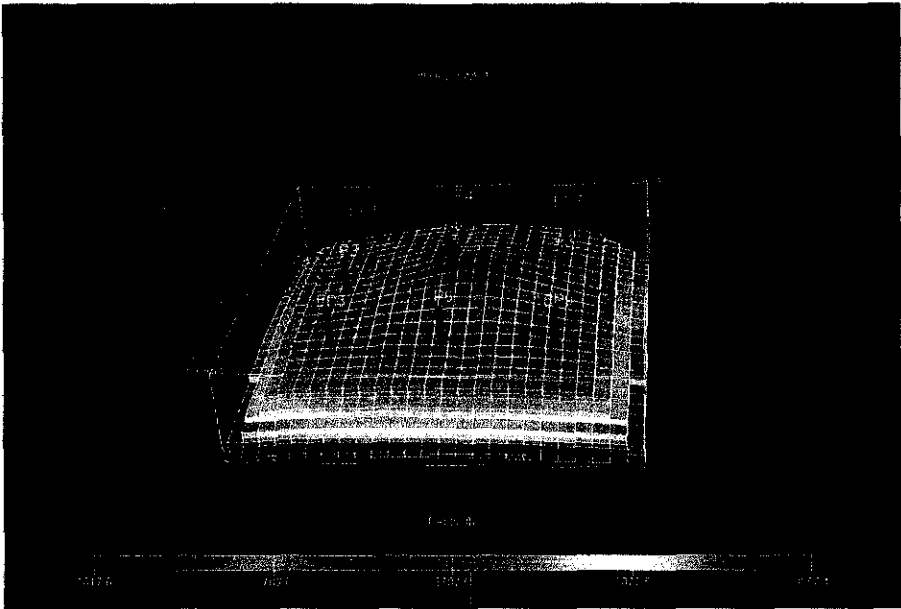


รูปที่ 6.24 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ระดับความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปที่ 6.25
- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) จะอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 3,930 ฟุต
- ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 3,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 3,900 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ
- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 250 °F ที่ความลึกประมาณ 3,900 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

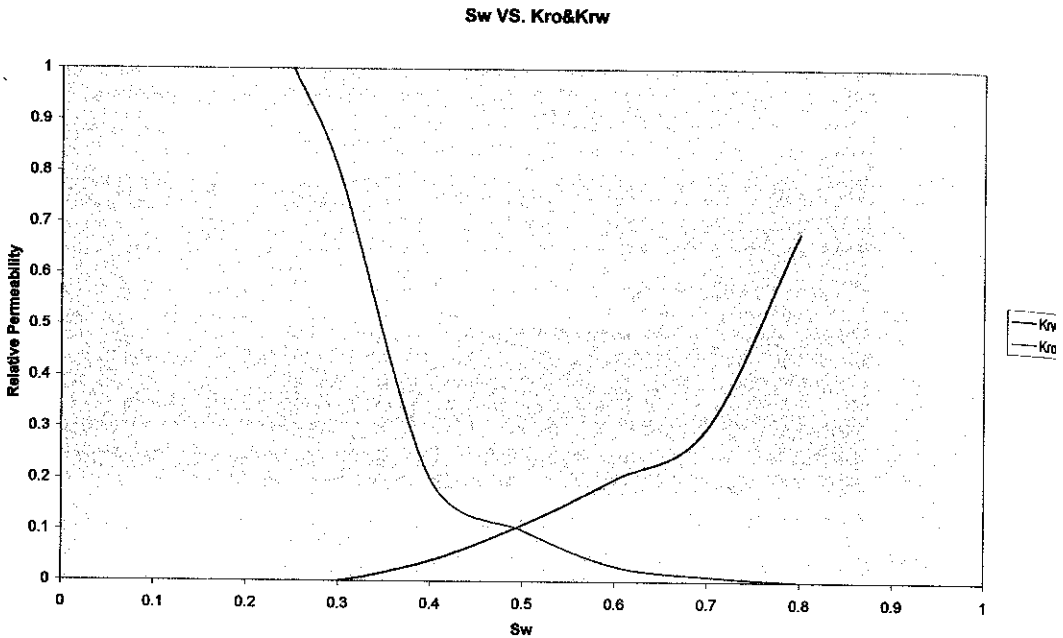


รูปที่ 6.25 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 2

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิ่มตัวของไหล(saturation)

หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์(relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.26



รูปที่ 6.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

6.3.3 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3

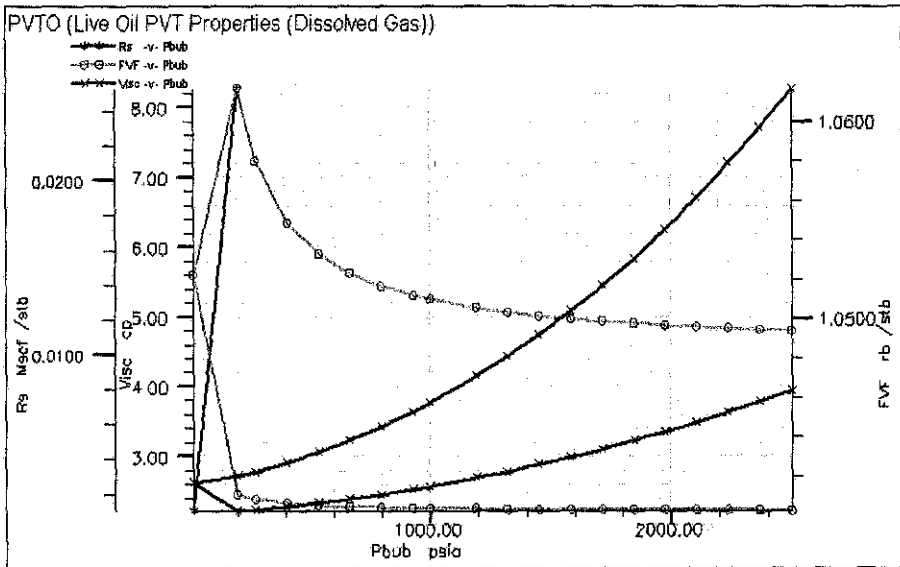
ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

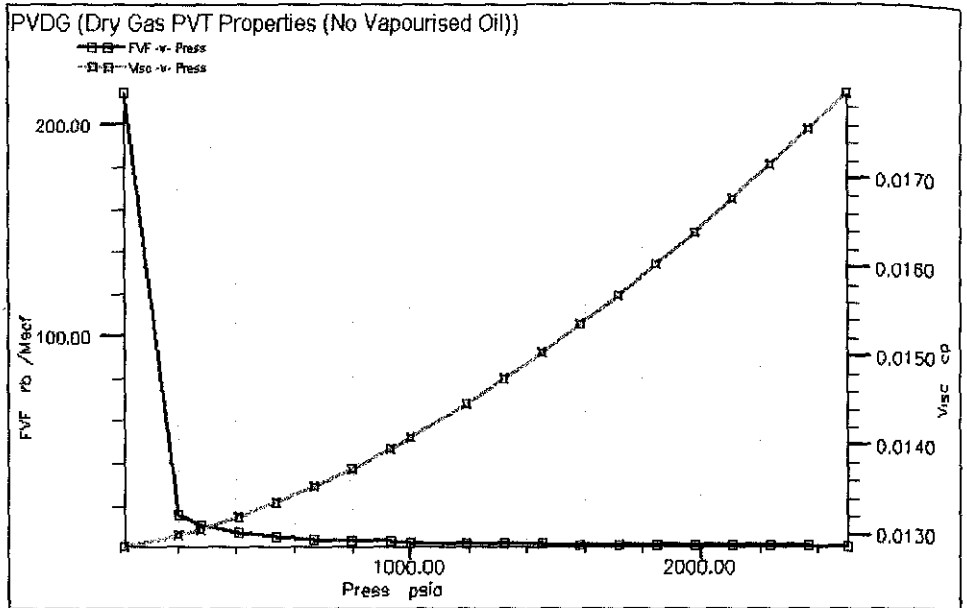
- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 34° API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.658
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 1000 psi = 3.122×10^{-6} psi⁻¹
- ความหนืดของน้ำ = 0.366 cp
- ส่วนประกอบของก๊าซที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอนที่ละลายอยู่ในน้ำมัน ได้แก่
 - ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์(H_2S) = 0.0705 (fraction)
 - ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO_2) = 0.032 (fraction)
 - ก๊าซไนโตรเจน(N_2) = 0.051 (fraction)
- ความเค็มของน้ำ(salinity) = 0.00078 (fraction)

- ความเค็มของน้ำ(salinity) = 0.00078 (fraction)
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.04-1.062 bbl/STB
- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.025 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.3-8.2 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.0128-0.018 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.27 และรูปที่ 6.28 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.27 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



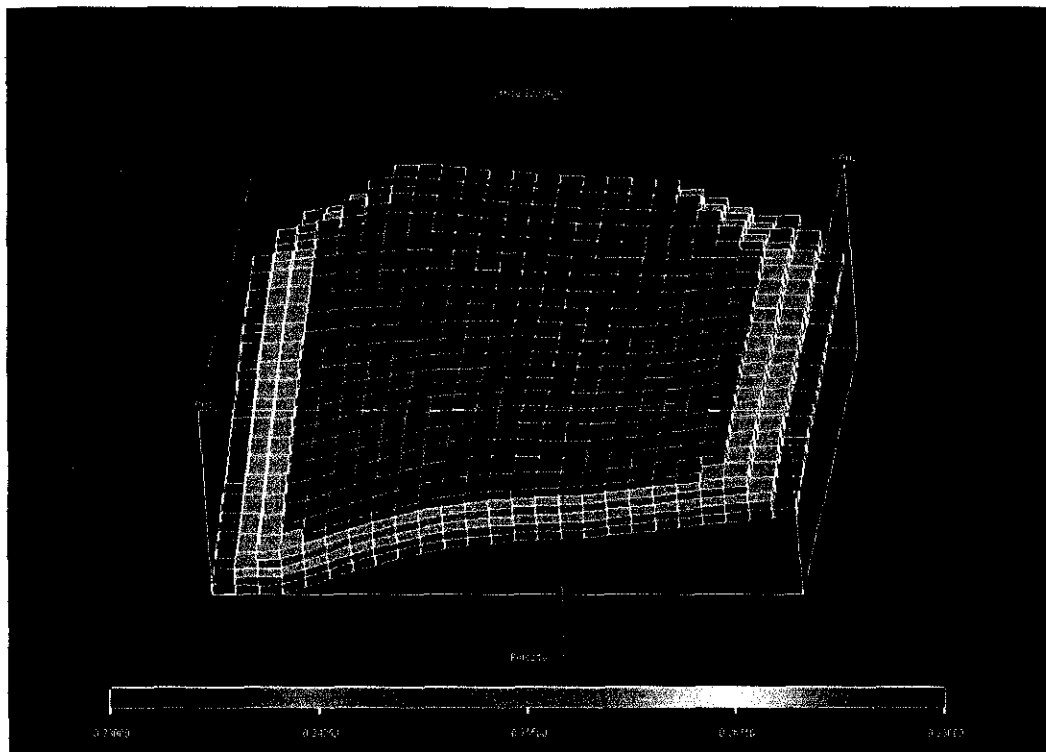
รูปที่ 6.28 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

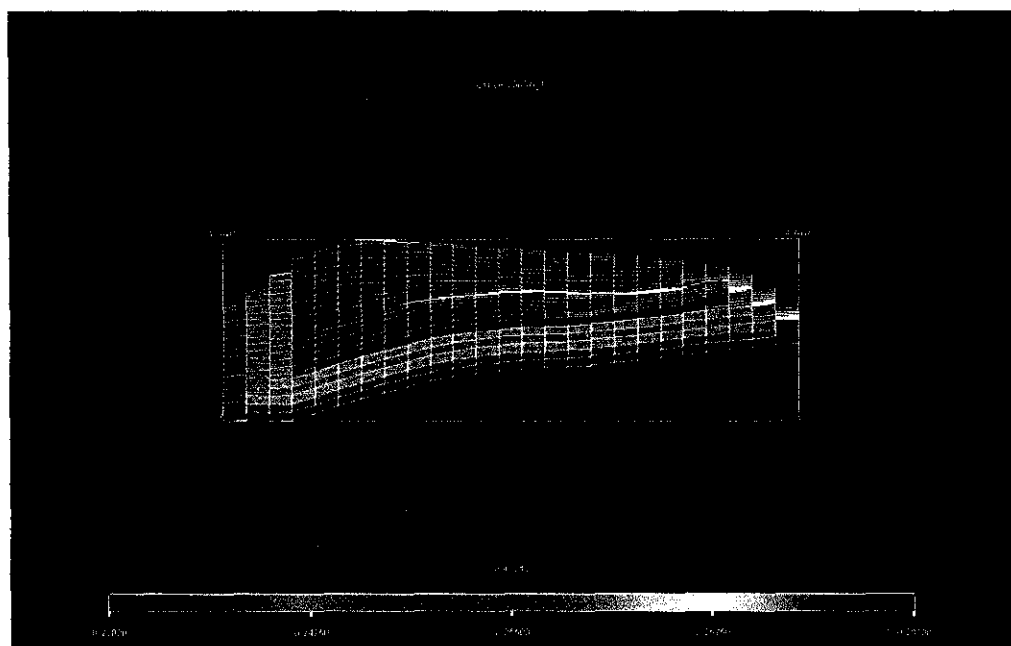
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความพรุนของชั้นทราย มีค่าประมาณ 23-28%
- ความซึมซาบได้ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 110-190 md.

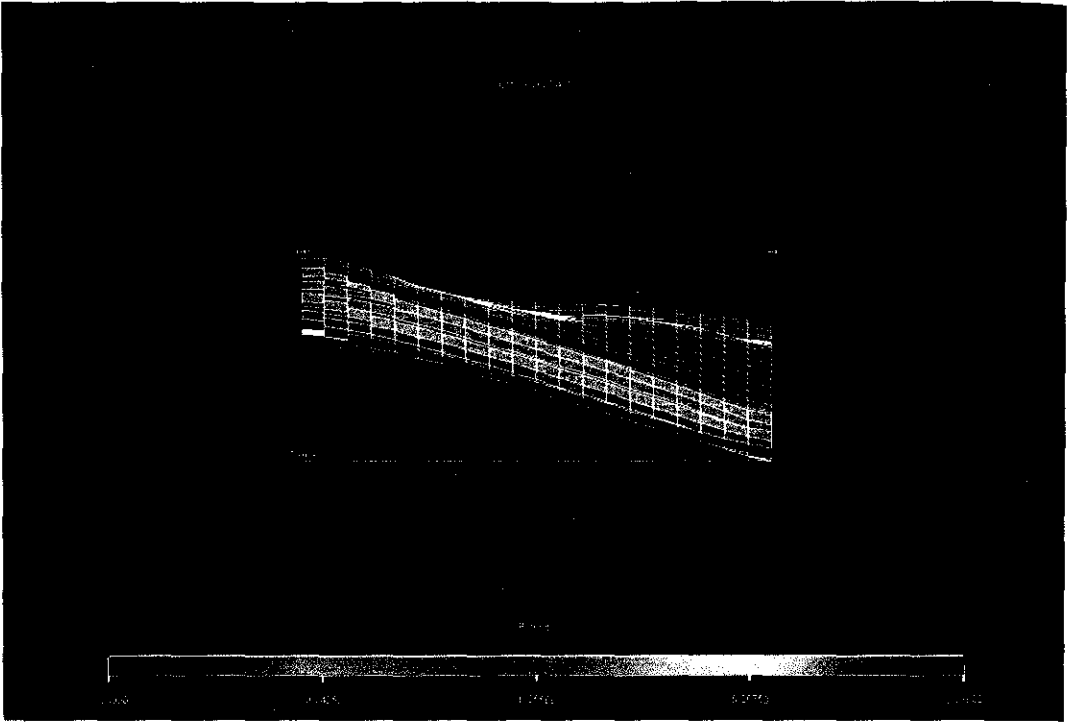
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในหลุม FA-SS-33-03 FA-SS-35-06 FA-SS-35-07 FA-SS-38-09 FA-SS-40-10 และ FA-SS-42-11 ซึ่งจะเป็นค่าที่ได้จากการทดสอบจริงของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหารในแต่ละความลึกของชั้นทรายน้ำมันที่มีการเจาะสำรวจและมีการเปิดชั้นน้ำมันและรูปที่ 6.29 ถึง 6.33 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยจุดสีต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



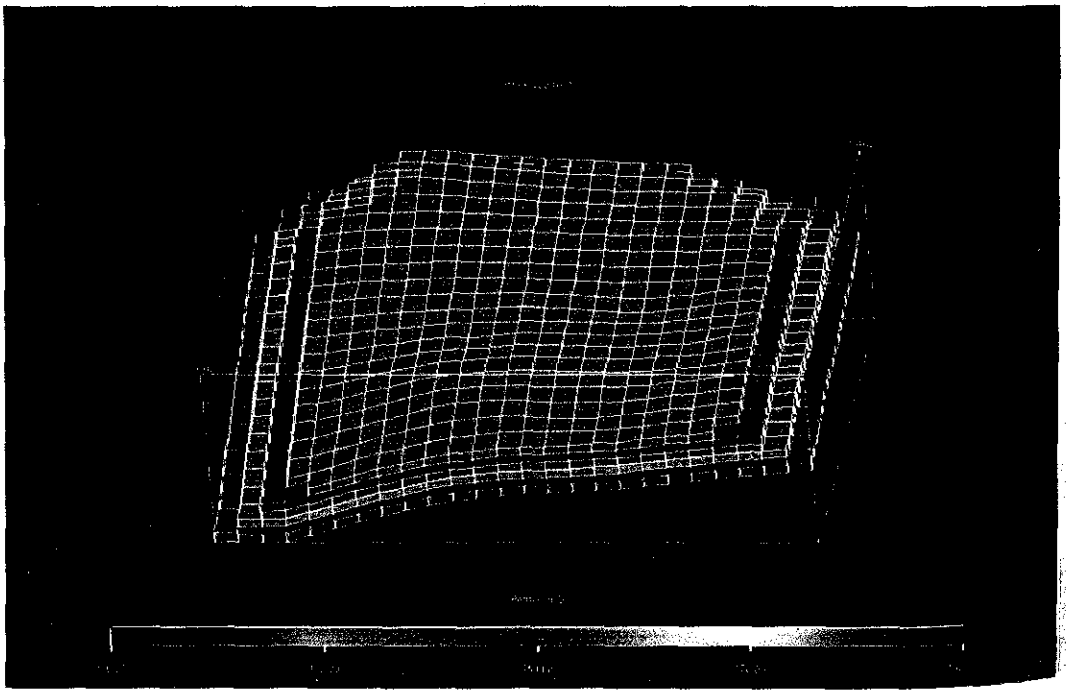
รูปที่ 6.29 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



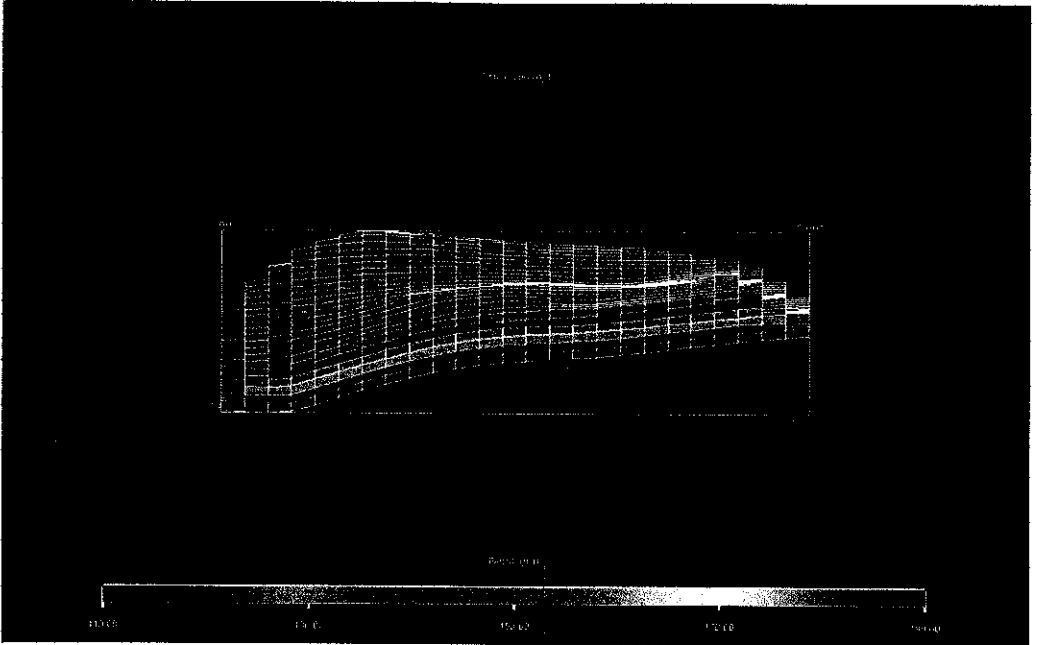
รูปที่ 6.30 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.31 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)



รูปที่ 6.32 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง



รูปที่ 6.33 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

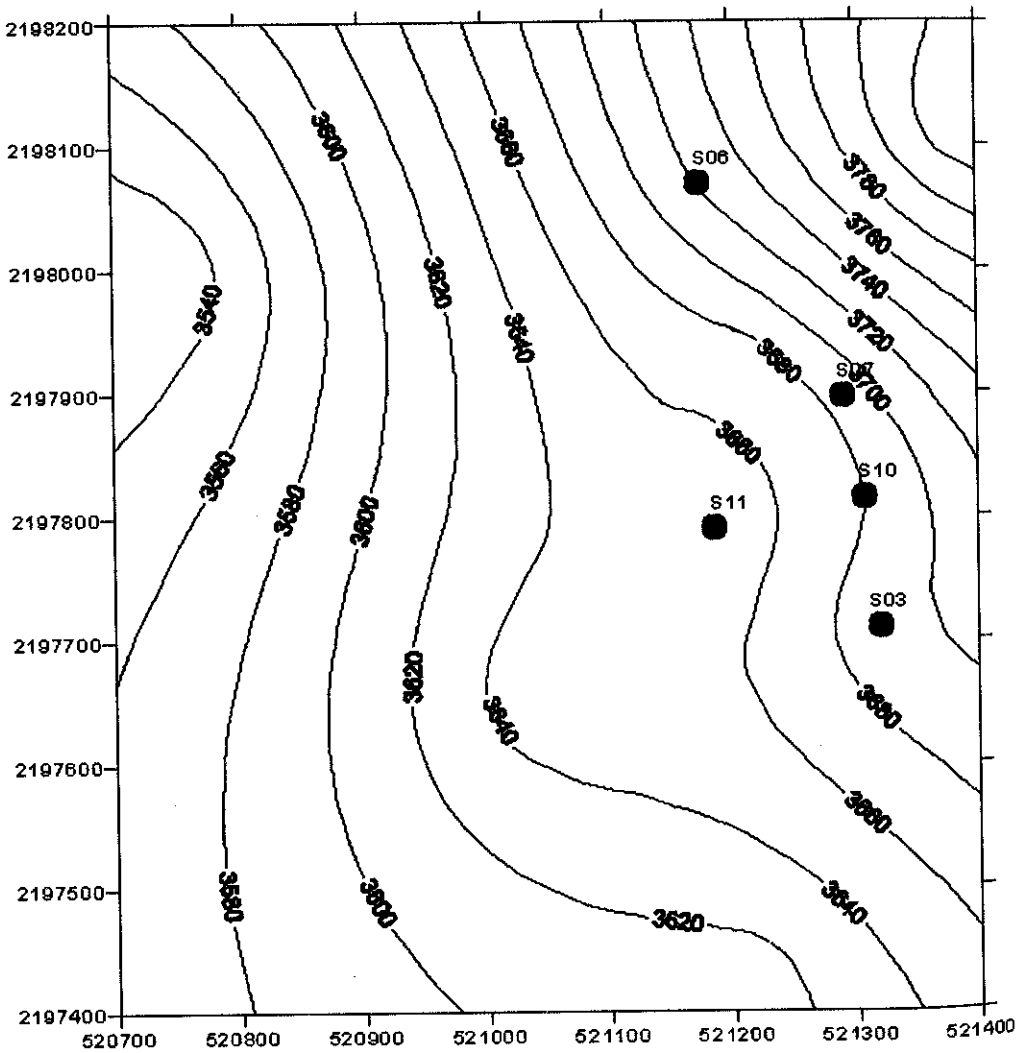
- ความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปแบบของแผนที่ชั้นเส้นความลึก (Depth Contour Map) (รูปที่ 6.34)
- ความหนาของชั้นทราย แสดงในรูปแบบของแผนที่ชั้นเส้นหนา (Isopach Map) (รูปที่ 6.35)
- ลักษณะโครงสร้างของแหล่งกักเก็บ แสดงในรูปแบบของแผนที่โครงสร้างของชั้นทราย (Structural Contour Map) (รูปที่ 6.36)
- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) เป็นข้อมูลที่ได้มาจากการเจาะสำรวจบริเวณพื้นที่แหล่งน้ำมันสันทรายของกรมการพลังงานทหาร ในหลุม FA-SS-38-09 ซึ่งพบว่ารอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำจะอยู่ที่ระดับความลึก ประมาณ 3,838 ฟุต (รูปที่ 6.37)

- ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของ
 กรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 1,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 3,950 ฟุต โดย
 สำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 200
 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของ
 กรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 170 °F ที่ความลึกประมาณ 3,950 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึก
 อื่นๆ โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

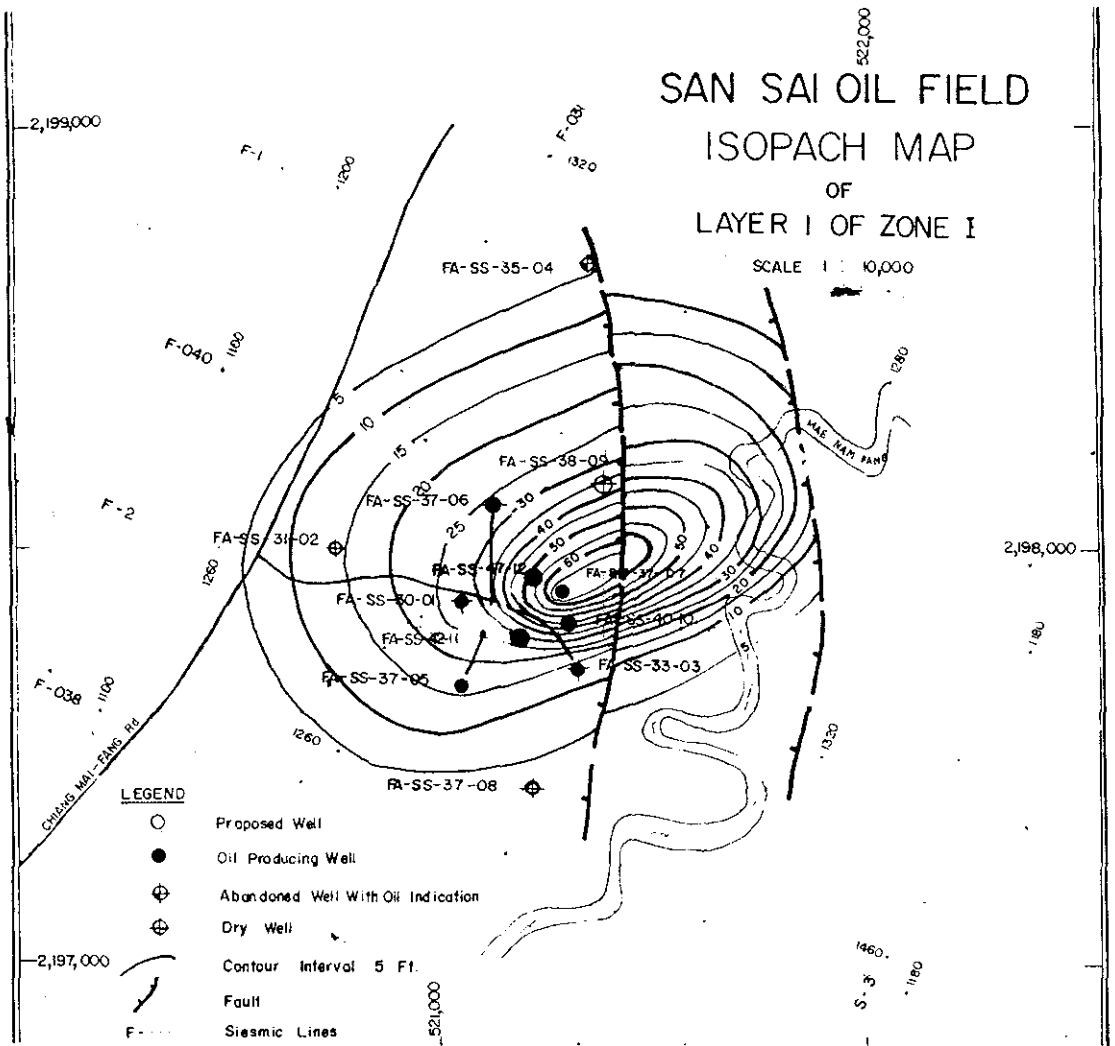
SANSAI OIL FIELD



DEPTH CONTOUR MAP
 OF
 LAYER I OF ZONE I

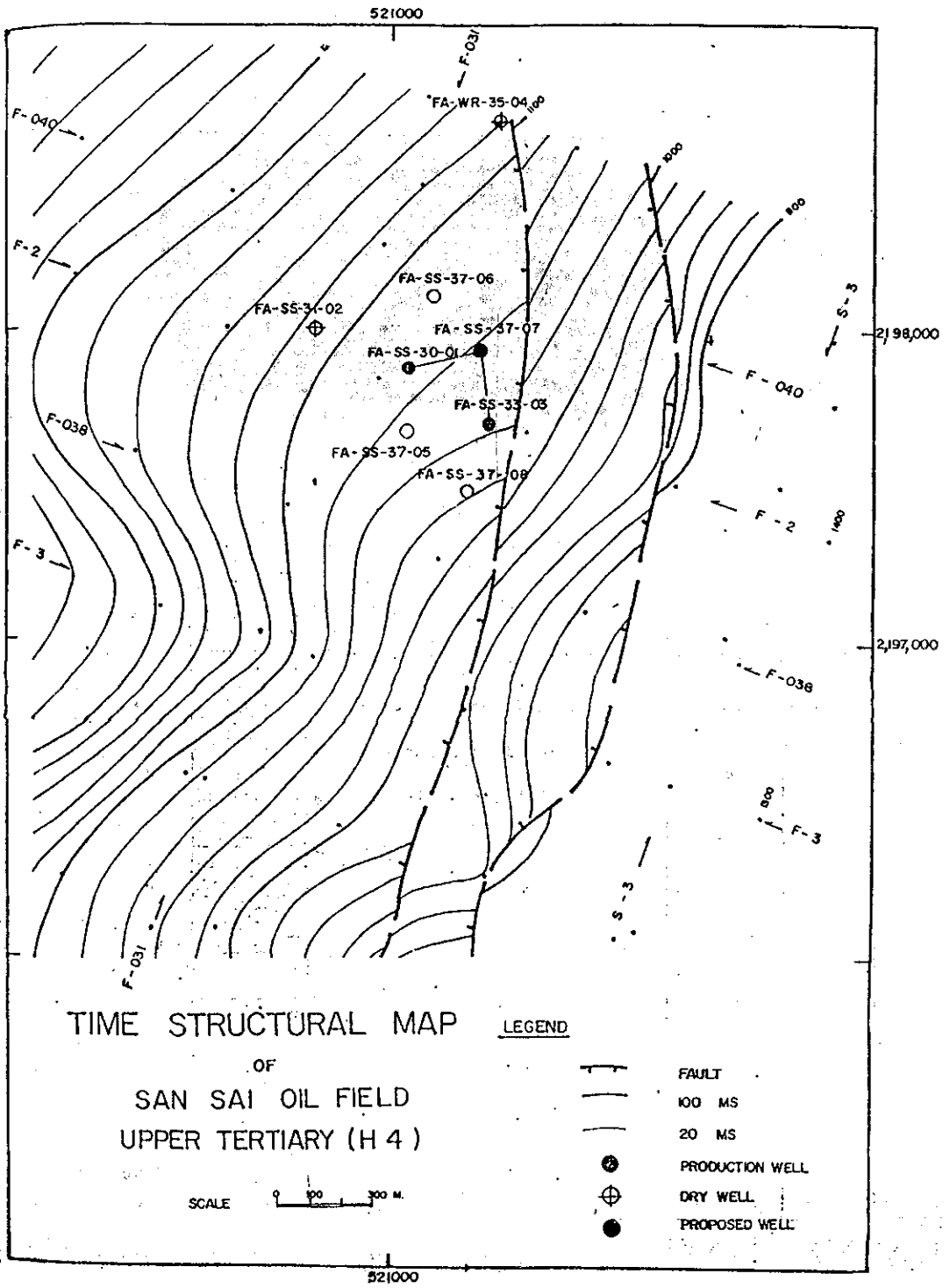
● Production well
 contour interval 20 ft

รูปที่ 6.34 แผนที่แสดงเส้นชั้นความลึก (Depth Contour Map) ของแบบจำลองรูปแบบที่ 3



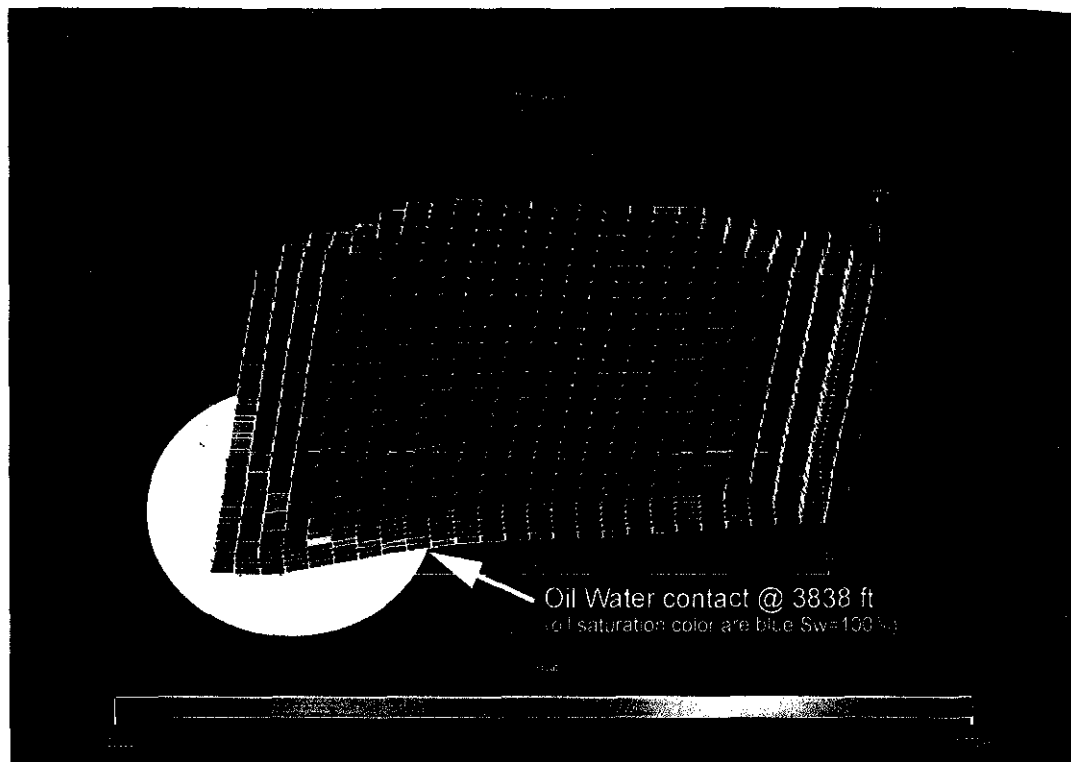
รูปที่ 6.35 แผนที่ชั้นเส้นหนาของแหล่งน้ำมันสันทราย (Isopach Map)

(กรมการพลังงานทหาร, 2543)



รูปที่ 6.37 แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันต้นทรายเป็นเวลา

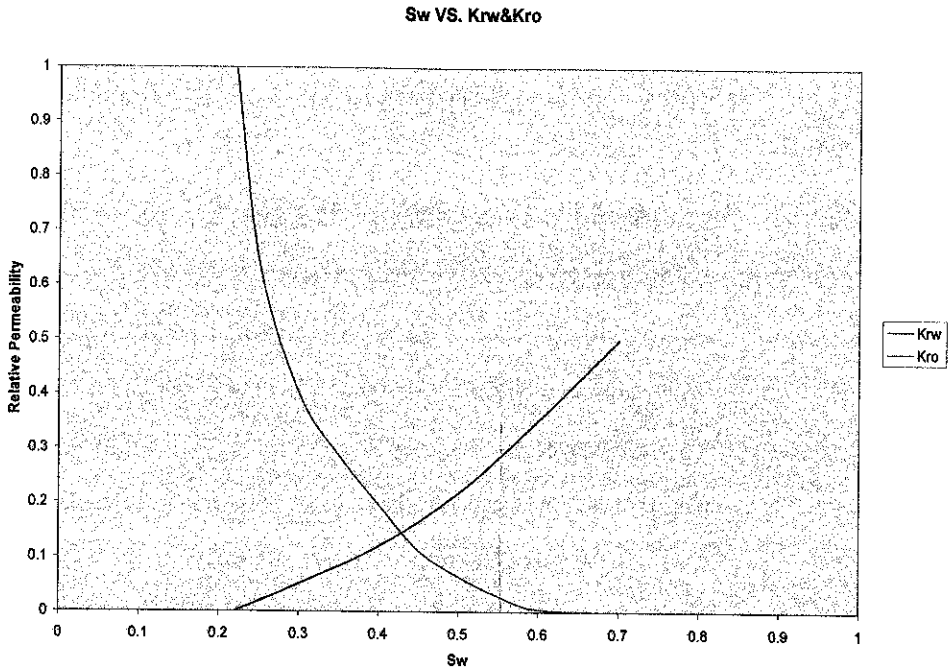
(Time Structural Contour Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2537)



รูปที่ 6.38 แสดงแนวรอยต่อของน้ำกับน้ำมัน (Oil Water Contact) ในแบบจำลองรูปแบบที่ 3

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิมตัวด้วยของไหล(saturation) หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์(relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.39



รูปที่ 6.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความสามารถในการให้ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

จ. ข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย

สำหรับข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทรายที่นำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองจะเป็นข้อมูลของหลุมผลิตน้ำมันที่ทำการผลิตจากชั้นทรายน้ำมันชั้นบน โดยจากข้อมูลของกรมการพลังงานทหารจะมีทั้งสิ้น 5 หลุม ดังนี้

ตารางที่ 6.1 แสดงความสัมพันธ์ของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทรายกับหลุมผลิตในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น

หลุมผลิต	เทียบกับหลุมผลิตในแบบจำลอง
FA-SS-33-03	S3
FA-SS-35-06	S6
FF-SS-35-07	S7
FA-SS-40-10	S10
FA-SS-42-11	S11

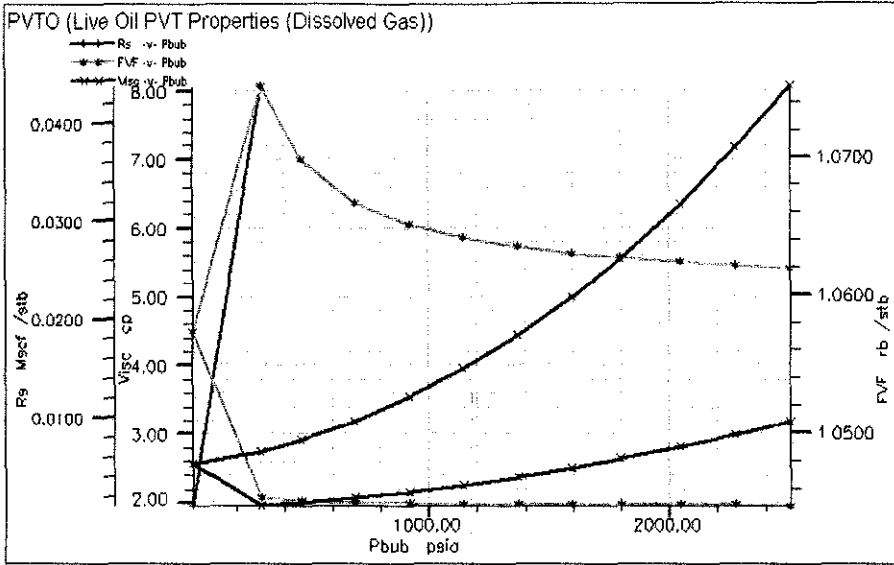
6.3.4 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 4

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

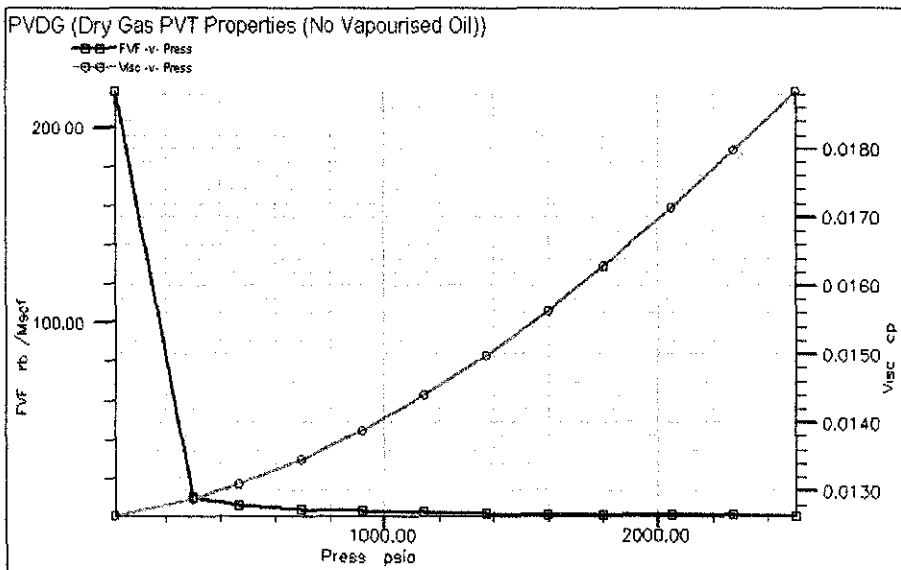
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 33 °API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.74
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 3500 psi = 3.093×10^{-6} psi⁻¹
- ความหนืดของน้ำ = 0.350 cp
- ส่วนประกอบของก๊าซที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอนที่ละลายอยู่ในน้ำมัน ได้แก่
 - ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์(H₂S) = 0.017 (fraction)
 - ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO₂) = 0.06 (fraction)
 - ก๊าซไนโตรเจน(N₂) = 0.03 (fraction)
- ความเค็มของน้ำ(salinity) = 0.01 (fraction)
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.045-1.062 bbl/STB
- อัตราการส่วของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.044 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.7-8.1 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.0129-0.019 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.40 และรูปที่ 6.41 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.40 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



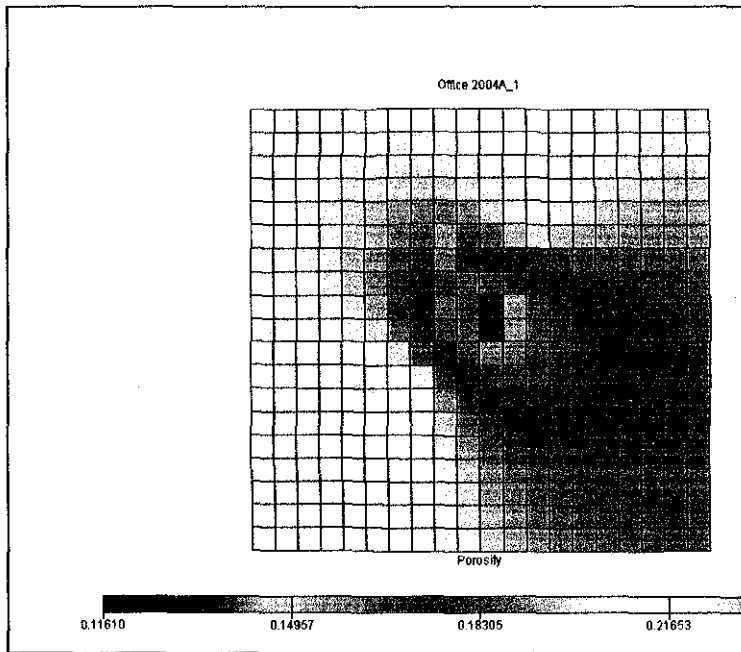
รูปที่ 6.41 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความ
ดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

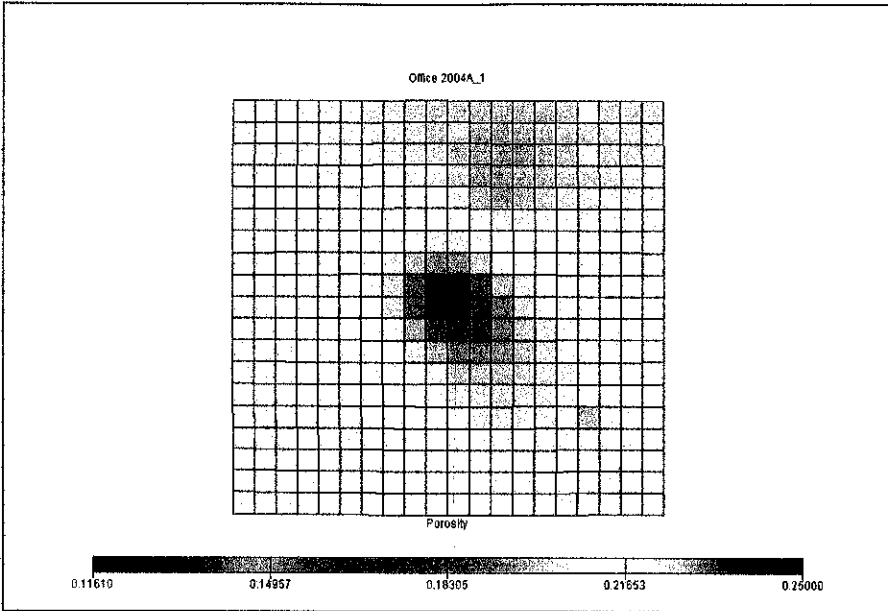
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความพรุนของชั้นทราย มีค่าประมาณ 19%
- ความซึมซาบได้ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 60.12 md.

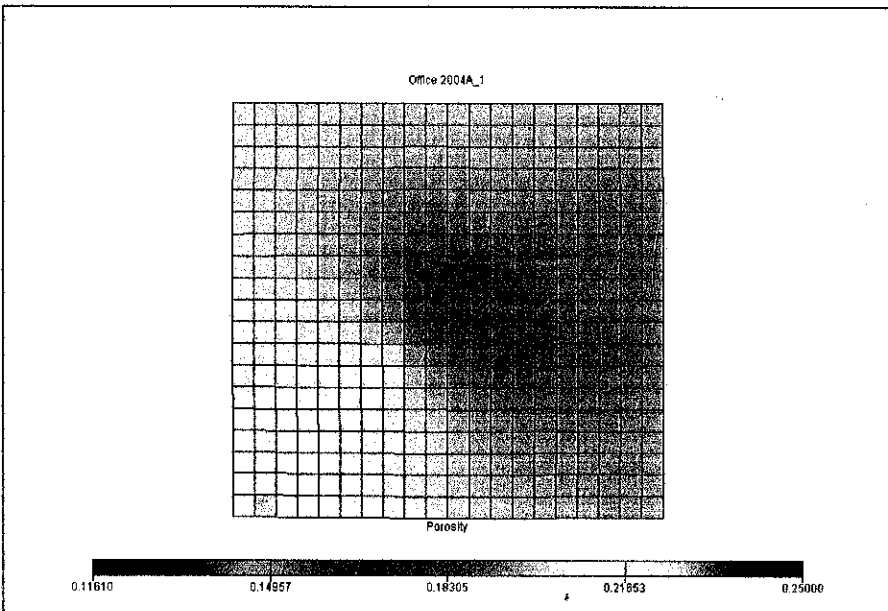
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทอง และรูปที่ 6. กระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านปิโตรเลียม โดยเฉดสีต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



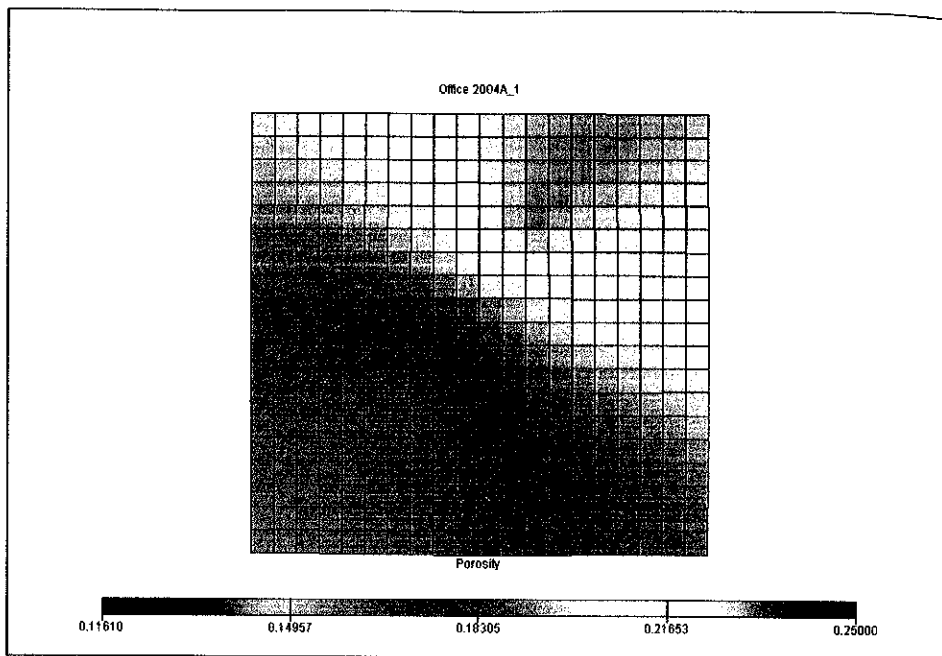
รูปที่ 6.42 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 1 ของแบบ



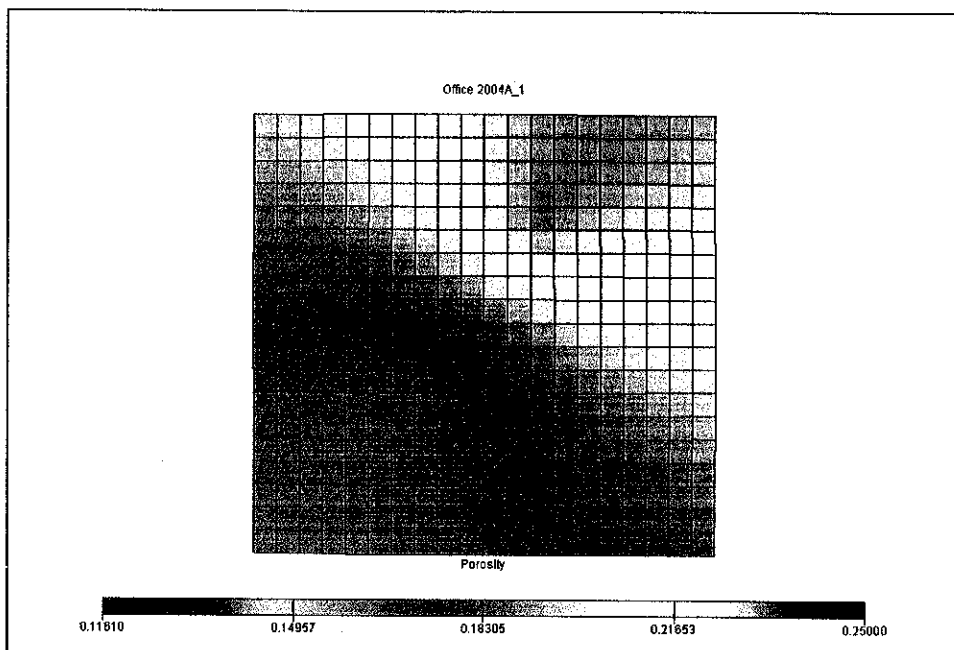
รูปที่ 6.43 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 2 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



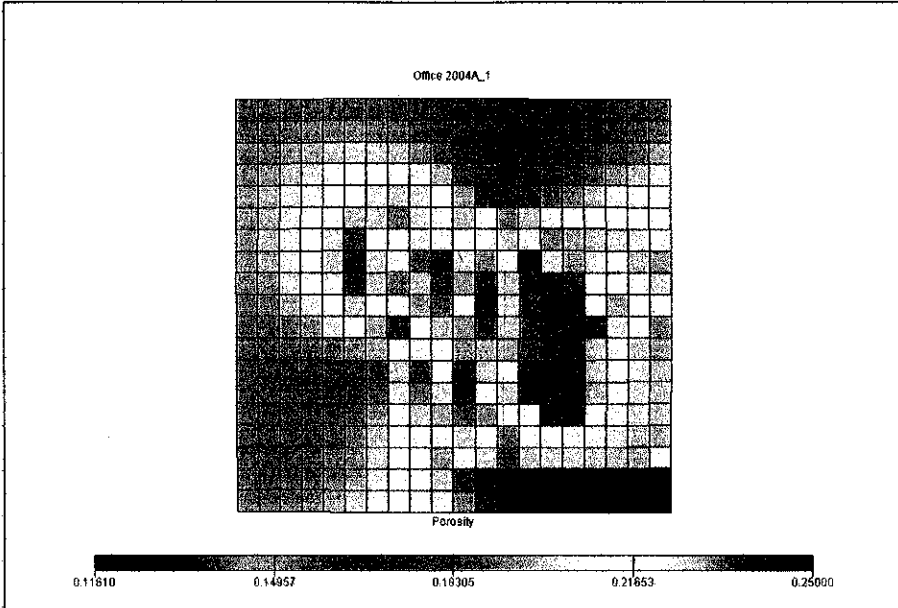
รูปที่ 6.44 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 3 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



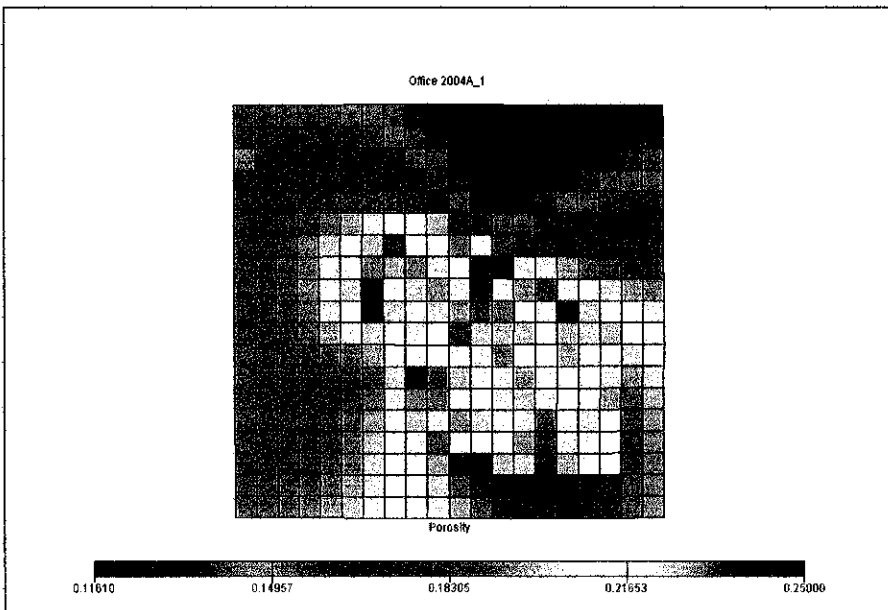
รูปที่ 6.45 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 4 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



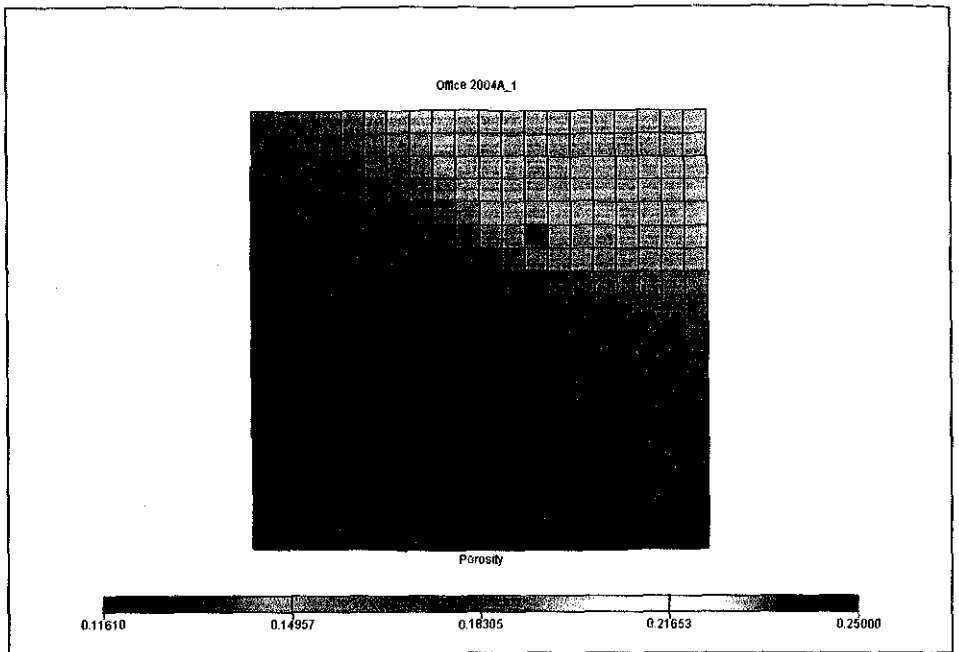
รูปที่ 6.46 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 5 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



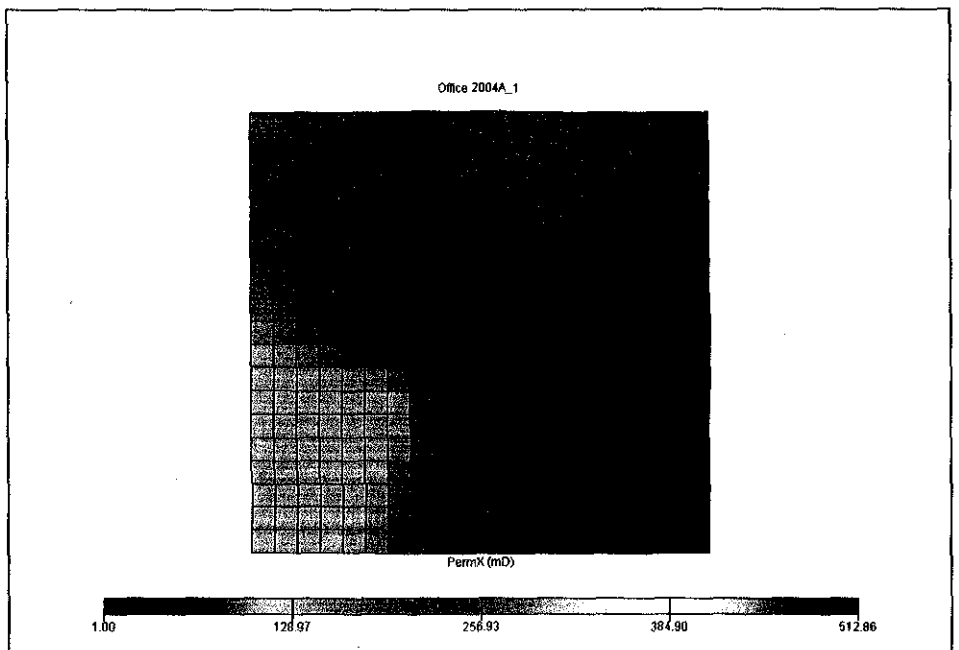
รูปที่ 6.47 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 6 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



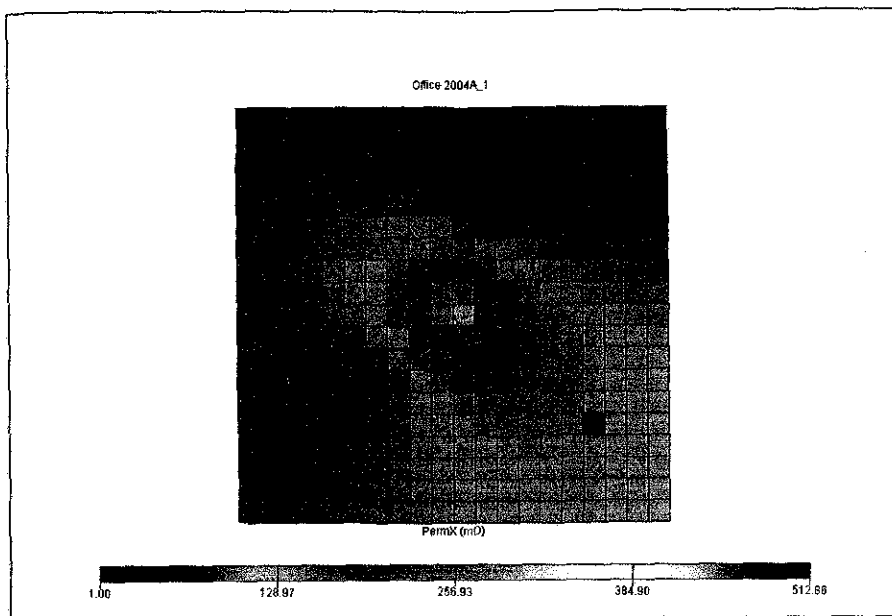
รูปที่ 6.48 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 7 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



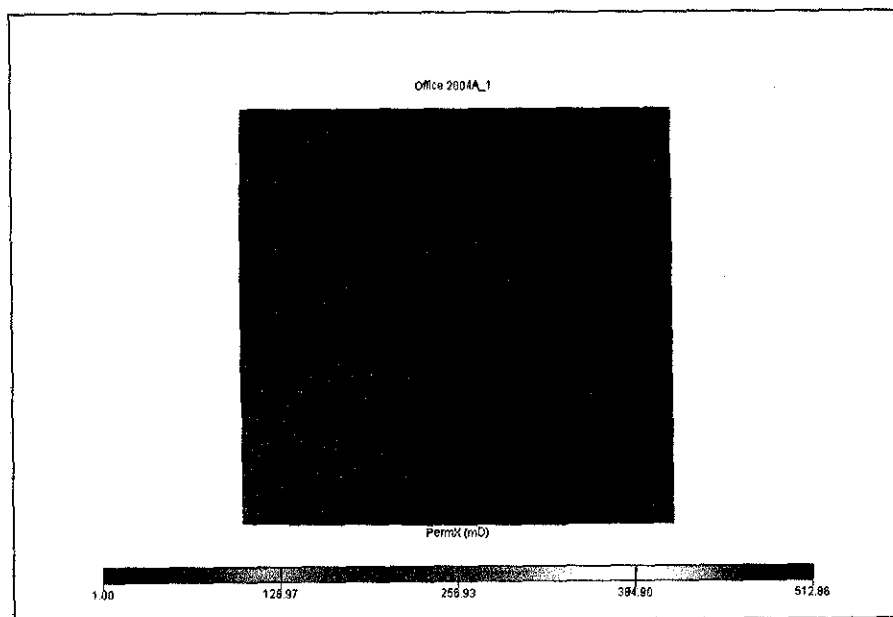
รูปที่ 6.49 การกระจายของความพรุน (Porosity) ในชั้นที่ 8 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



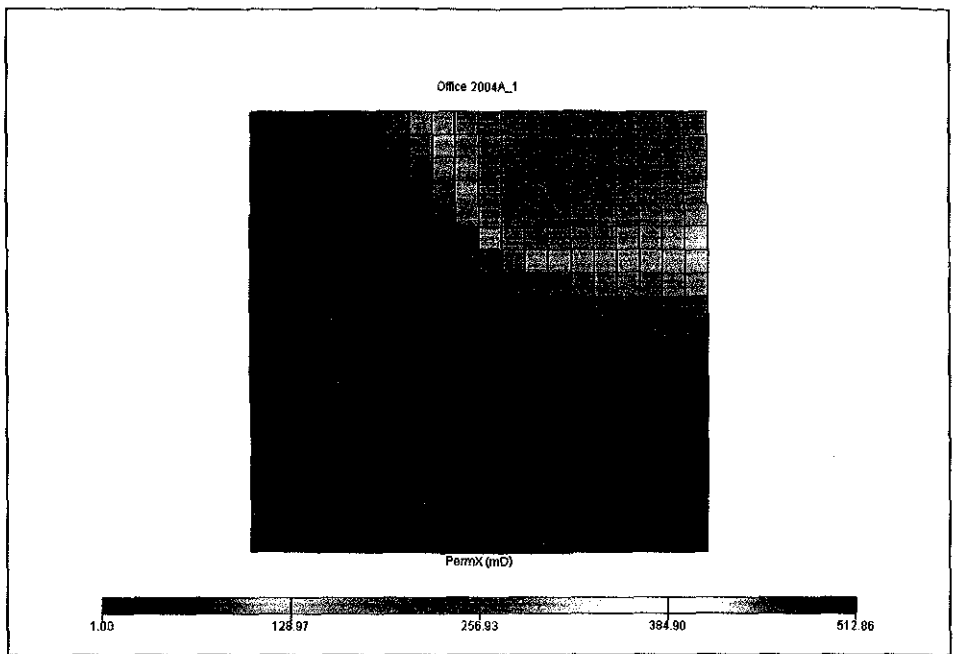
รูปที่ 6.50 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 1 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



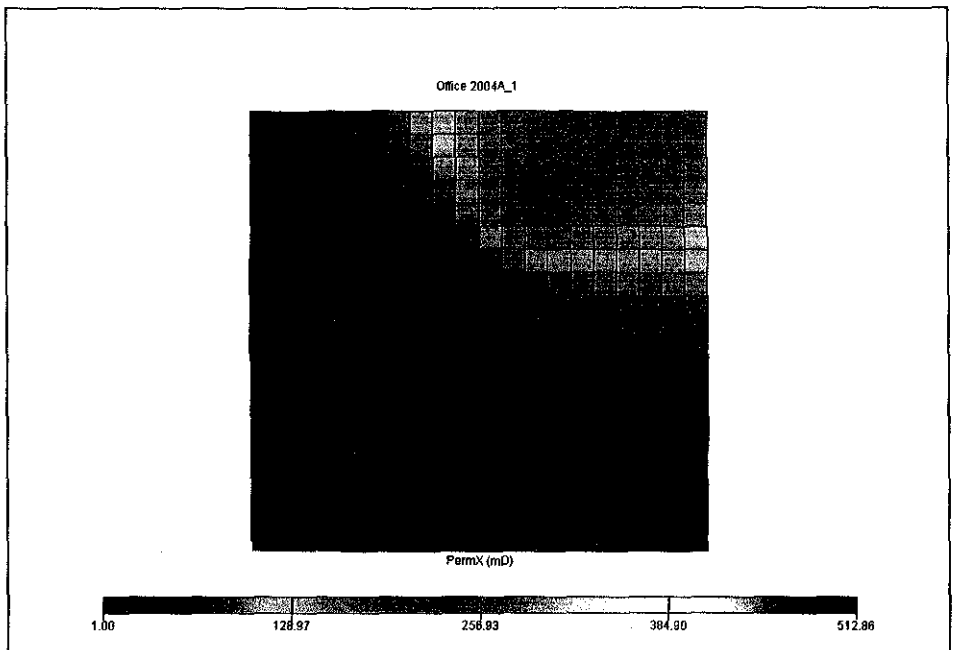
รูปที่ 6.51 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 2 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



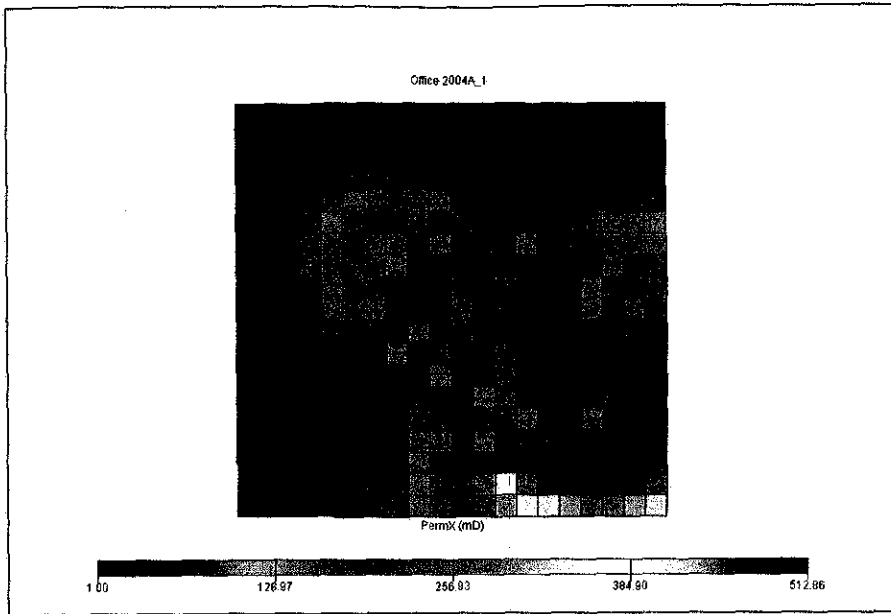
รูปที่ 6.52 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 3 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



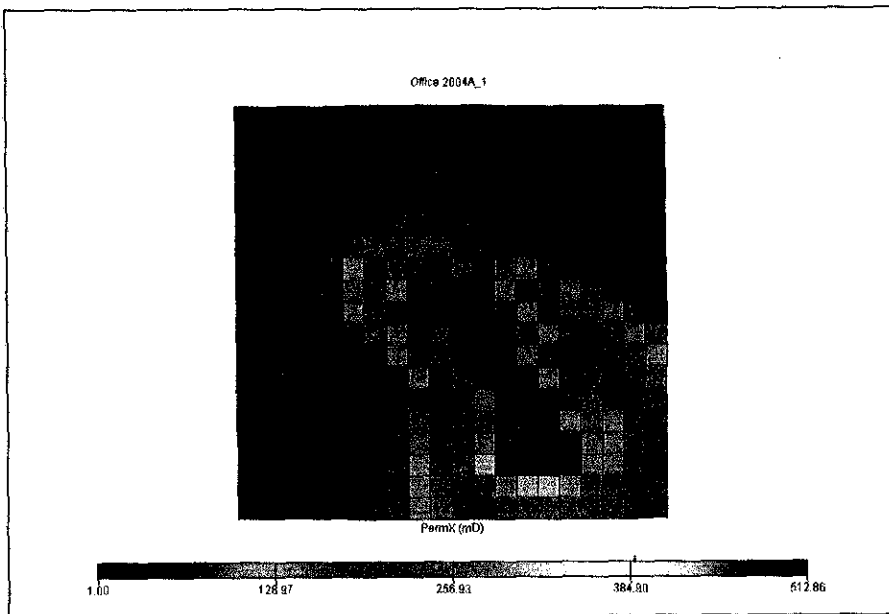
รูปที่ 6.53 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 4 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



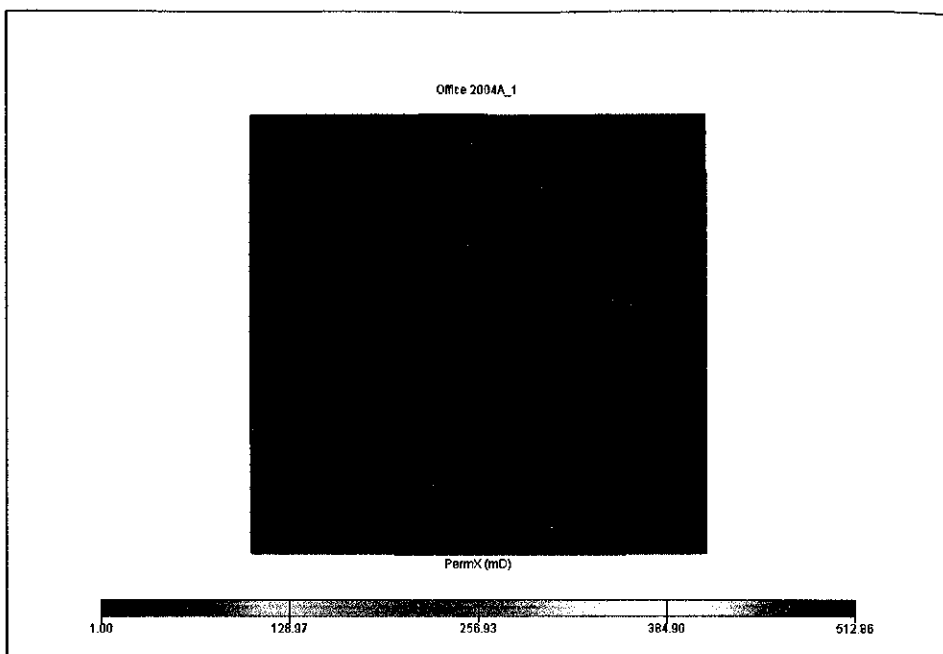
รูปที่ 6.54 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 5 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



รูปที่ 6.55 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 6 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



รูปที่ 6.56 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 7 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4



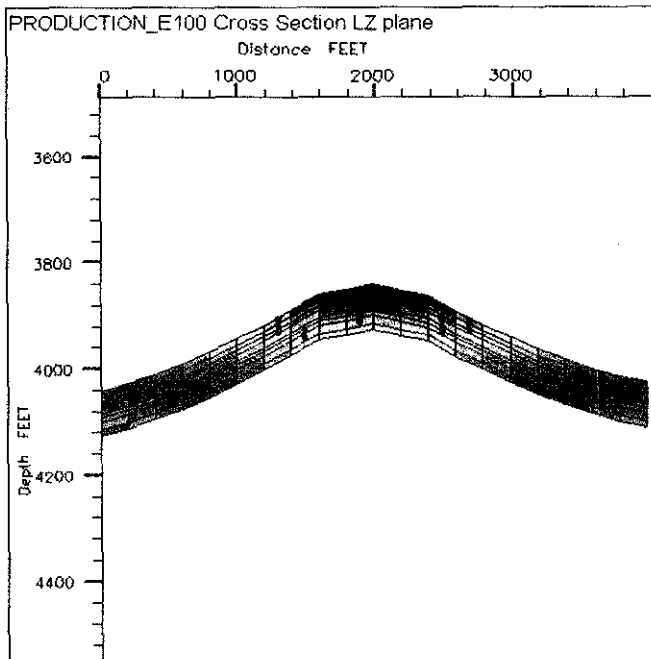
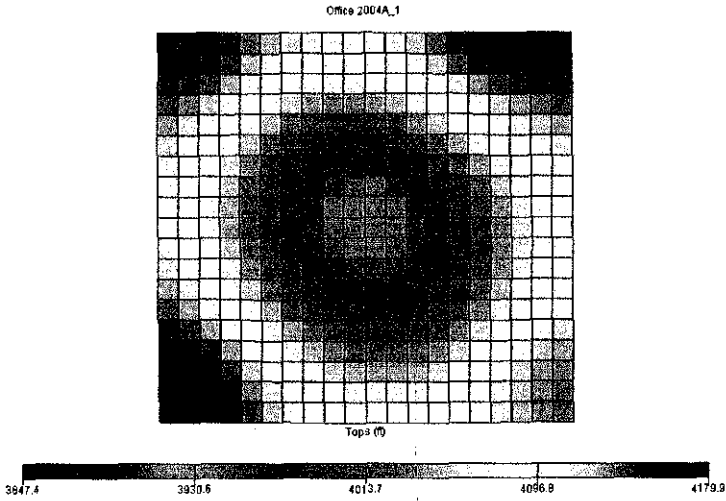
รูปที่ 6.57 การกระจายของความซึมซาบได้ของหินในชั้นที่ 8 ของแบบจำลองรูปแบบที่ 4

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ระดับความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปที่ 6.58
- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) จะอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 4,050 ฟุต
 - ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 1,800 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 4,180 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปลัสออฟฟิศจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ
 - ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
 - อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 250 °F ที่ความลึก

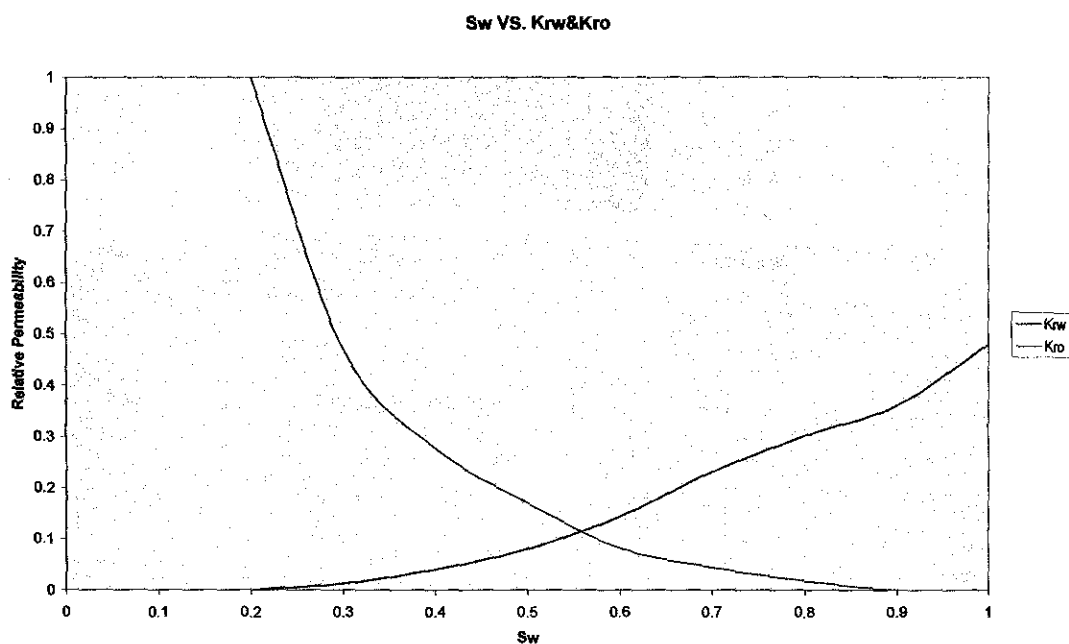
ประมาณ 4,180 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอ็อลลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและ
คำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ



รูปที่ 6.58 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 2

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิ่มตัวของไหล (saturation) หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์ (relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.59



รูปที่ 6.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

6.4 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในแต่ละรูปแบบ จะมีลักษณะการทดสอบที่แตกต่างกันดังแสดงข้อมูลอย่างย่อไว้ในตาราง 6.2 และรายละเอียดในแต่ละรูปแบบดังนี้

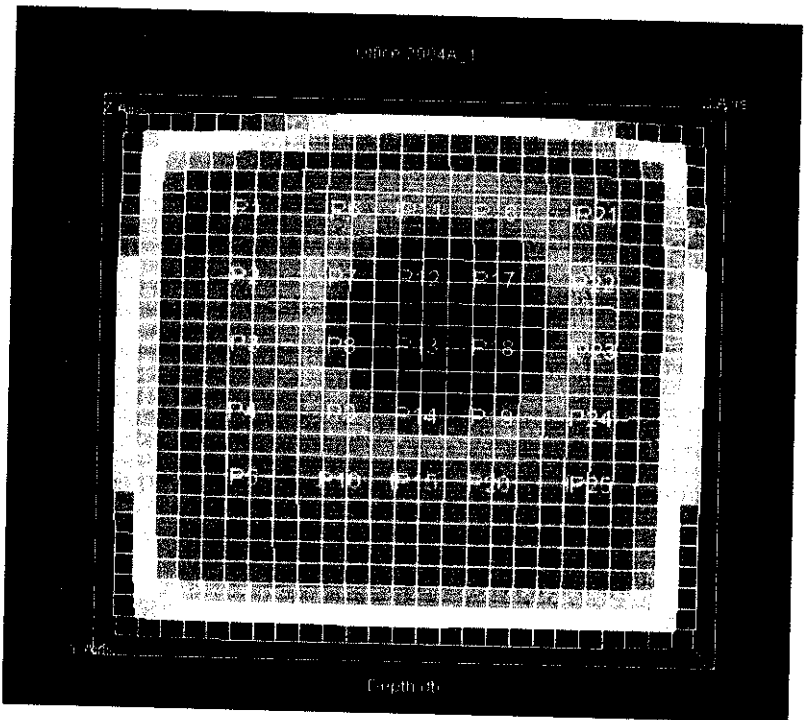
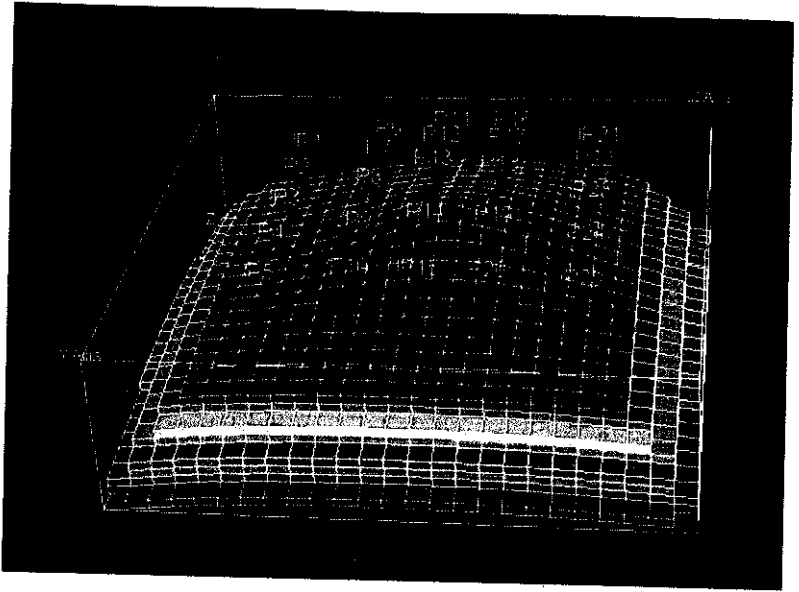
ตารางที่ 6.2 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบ วิธีการอัดน้ำ	รูปแบบ ย่อย	จำนวนหลุมผลิต ก่อนอัดน้ำ/หลังอัดน้ำ	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)
รูปแบบที่ 1	1	25/25	0	0
	2	25/17	8	1000
	3	25/16	9	800
รูปแบบที่ 2	1	9/9	0	0
	2	9/0	4	300
รูปแบบที่ 3	1	5/5	0	0
	2	5/4	1	200
	3	5/5	1	200
รูปแบบที่ 4	1	6/6	0	0
	2	6/6	2	1000-600

6.4.1 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

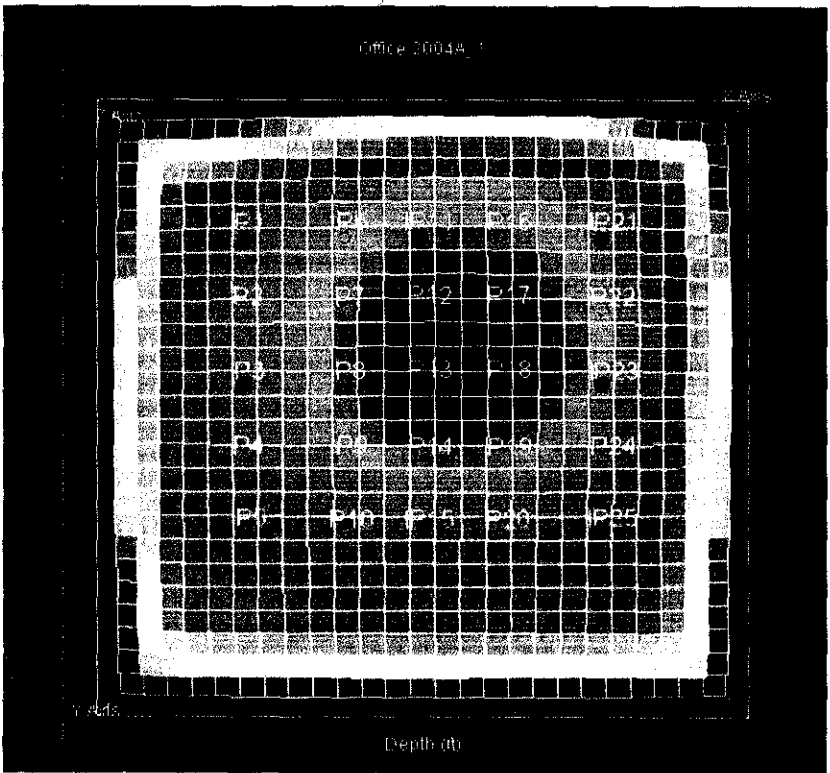
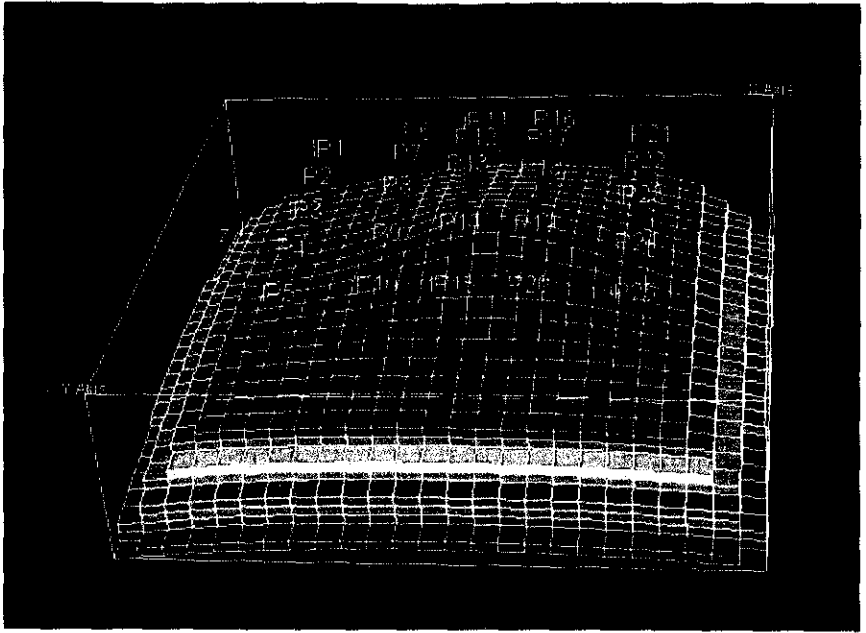
สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1 ได้แบ่งการทำการทดสอบเป็น 3 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้

กรณีที่ 1 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม โดยไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิต เป็นระยะเวลา 25 ปี และสำหรับหลุมผลิตทั้ง 25 หลุม จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.60



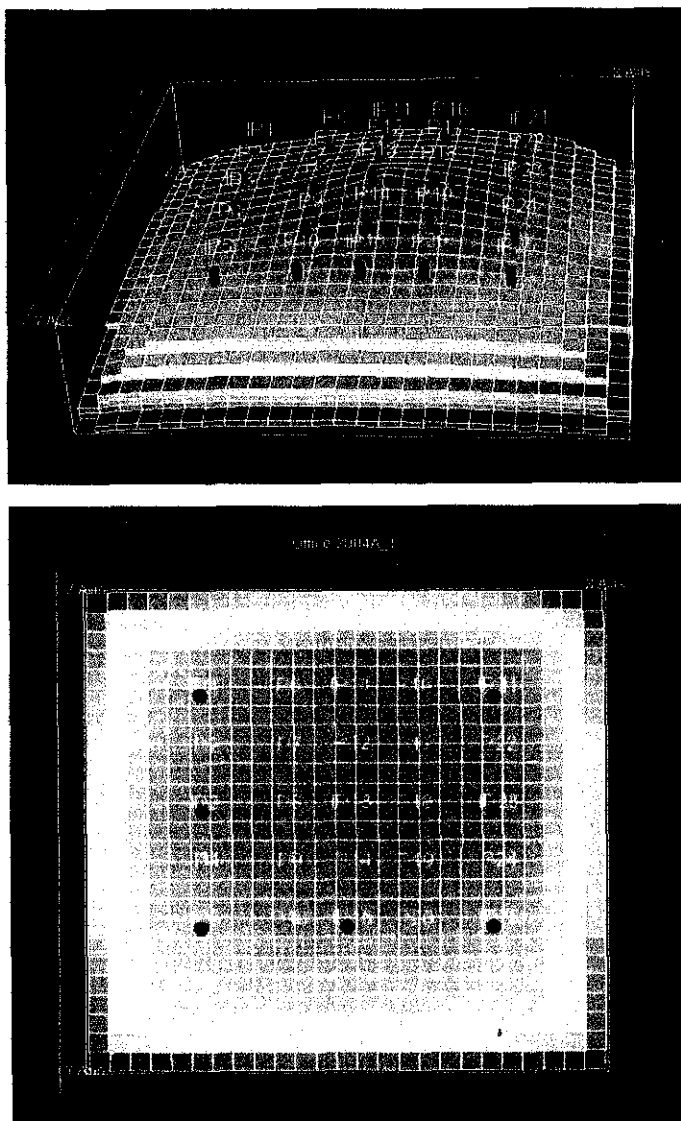
รูปที่ 6.60 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1
ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

กรณีที่ 2 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับจากนั้นจะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 8 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.61



รูปที่ 6.61 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลอง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

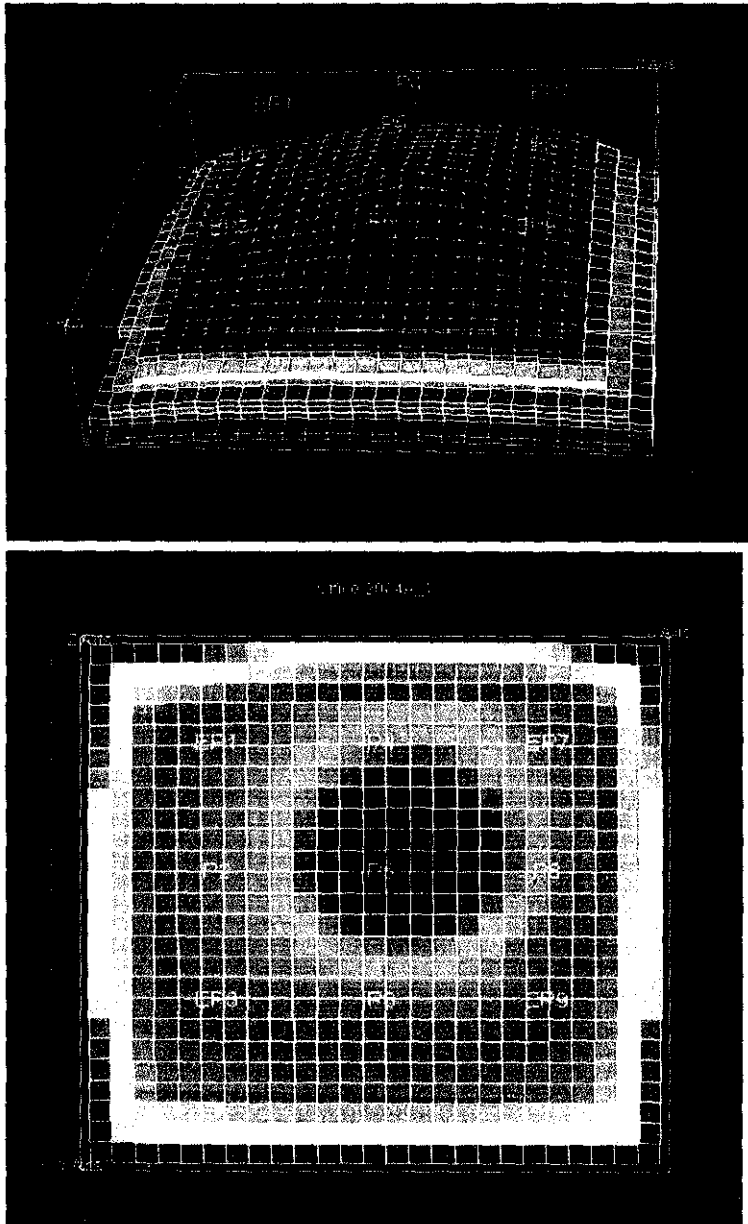
กรณีที่ 3 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับ จากนั้นจะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 9 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP13, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.62



รูปที่ 6.62 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

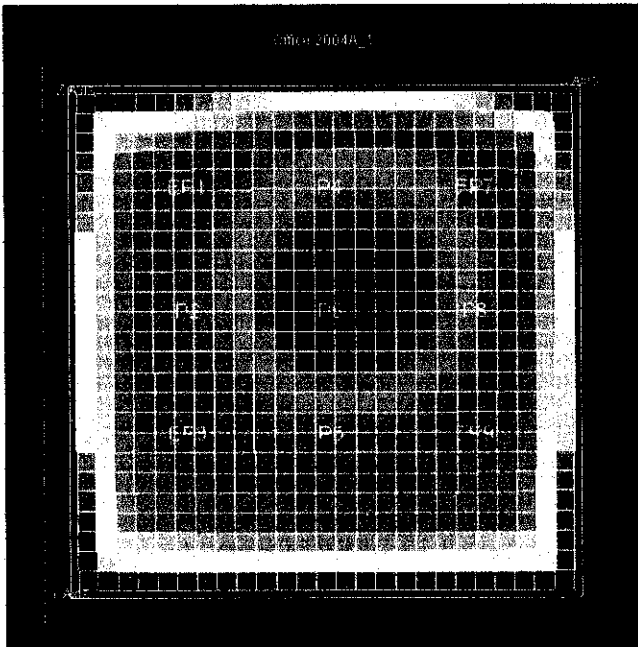
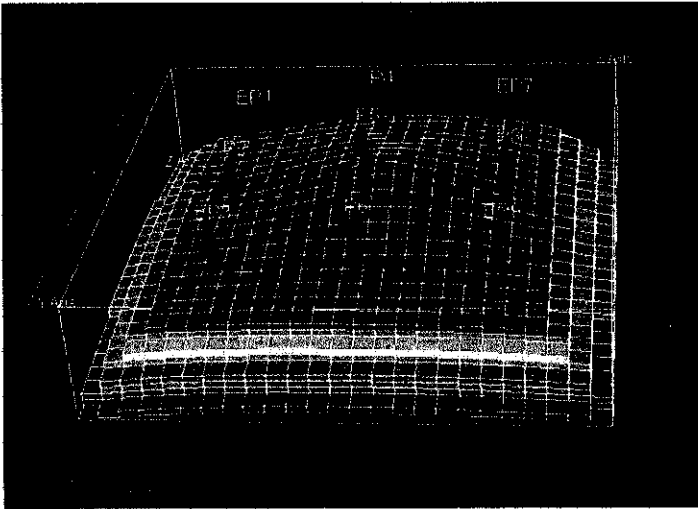
6.4.2 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2 ได้แบ่งการทำการทดสอบเป็น 2 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้ กรณีที่ 1 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม โดยไม่มีการนำวิธีการขับเคลื่อนน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิต เป็นระยะเวลา 25 ปี และสำหรับหลุมผลิตทั้ง 9 หลุม จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.63



รูปที่ 6.63 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2

กรณีที่ 2 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับจากนั้นจะมีการนำวิธีการจับค้ำด้วยน้ำมาใช้ในการเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 4 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม EP1, EP3, EP7, และ EP9 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.64



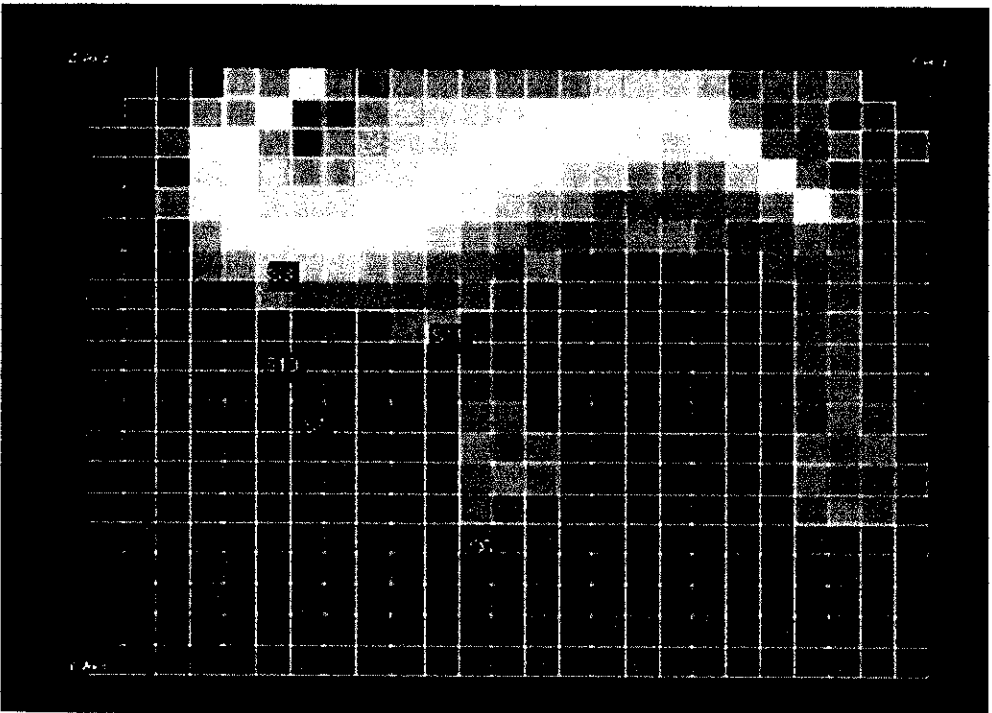
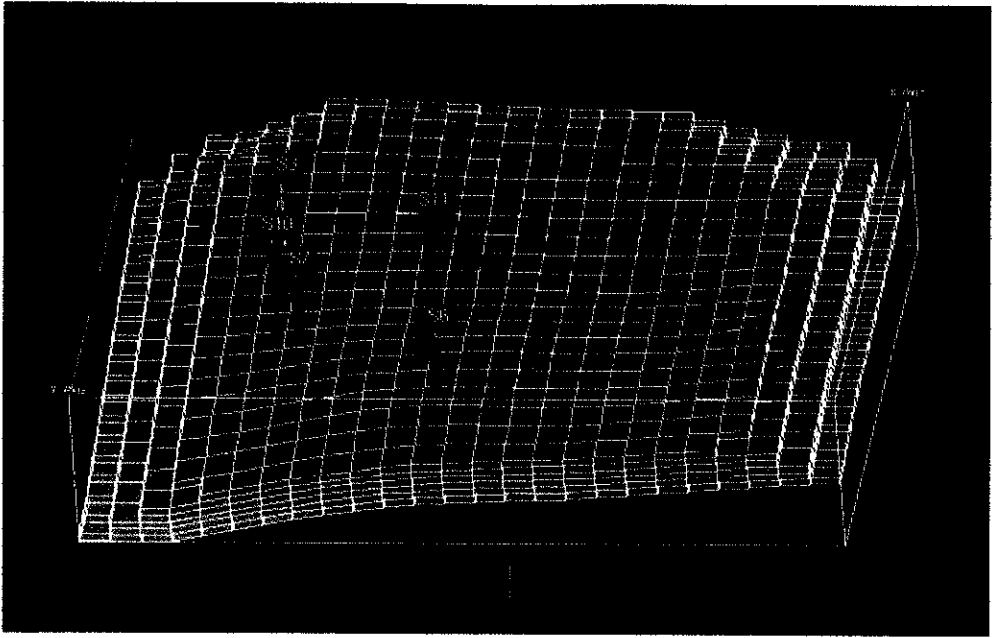
รูปที่ 6.64 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลอง

แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2

6.4.3 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 3

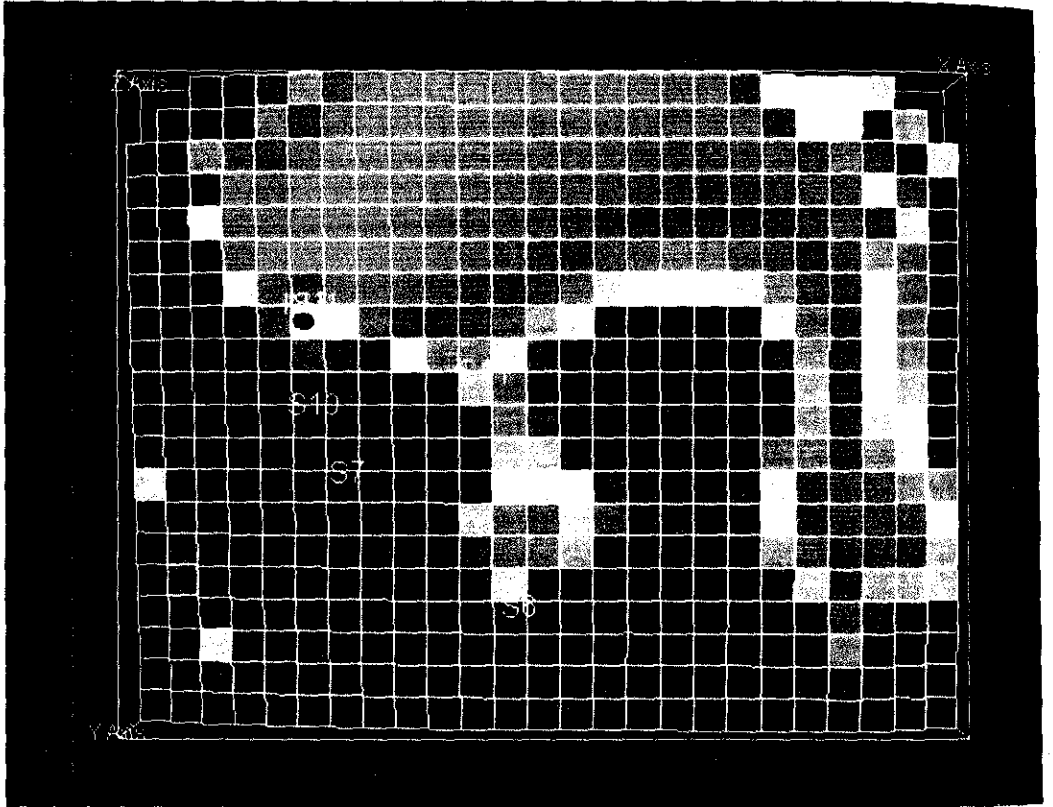
สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 3 ได้แบ่งการทำการทดสอบเป็น 3 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้

กรณีที่ 1 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 5 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต S1, S6, S7, S10, และ หลุมผลิต S11 และทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยไม่มีทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปี โดยทำการควบคุมความดันบริเวณก้นหลุมผลิตให้มีความดันประมาณ 160 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว และสำหรับหลุมผลิตทั้งหมด จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.65



รูปที่ 6.65 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 3

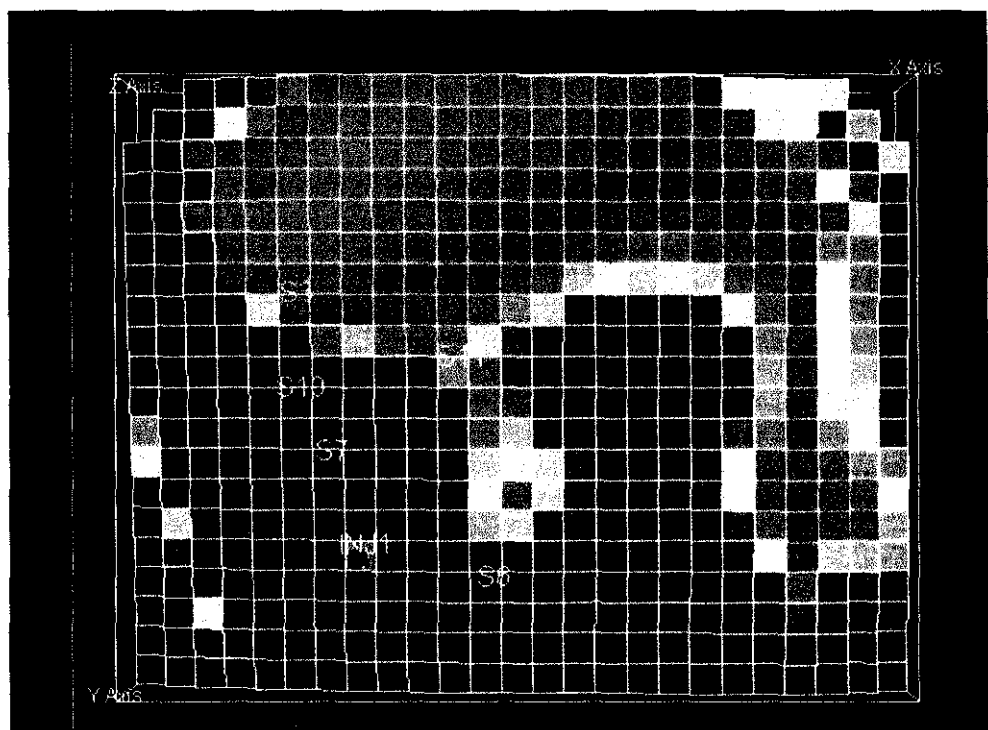
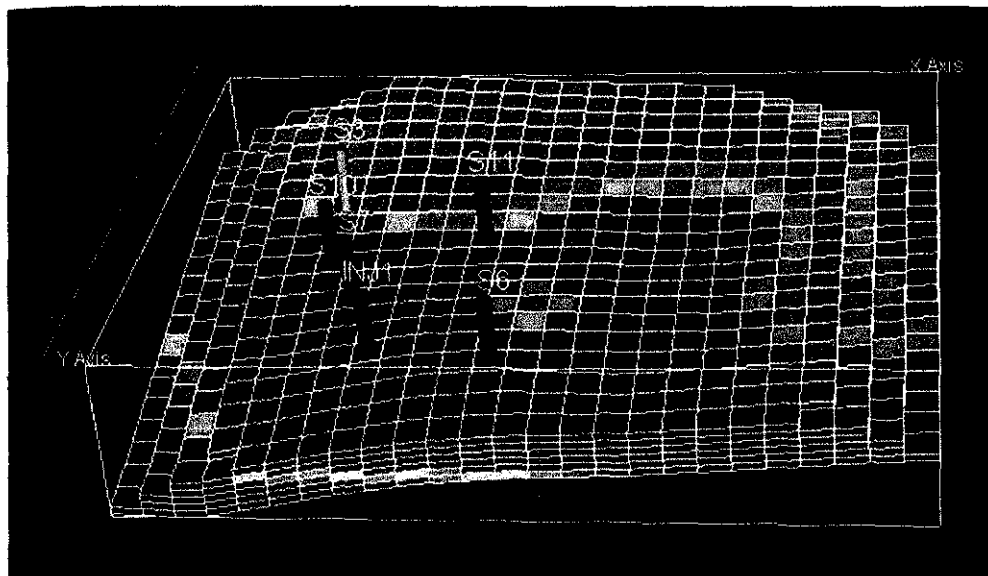
กรณีที่ 2 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 5 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต S1, S6, S7, S10, และ หลุมผลิต S11 และทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 1 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตที่มีอยู่เดิมในแบบจำลอง ได้แก่ หลุม S3 (หลุมที่ผลิตน้ำมันรูปที่ 6.66) โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำดังกล่าวเพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันผาง



รูปที่ 6.66 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 3

กรณีที่ 3 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 5 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต S1, S6, S7, S10, และ หลุมผลิต S11 และทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 1 หลุม ซึ่งอยู่ตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำในปี 14 ของการผลิต จากนั้นทำการผลิตต่อเนื่องไปจนถึงปีที่ 20 เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิต

ได้เนื่องจากการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลอง แหล่งกักเก็บดังกล่าว และสำหรับหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำ จะกระจายในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.67

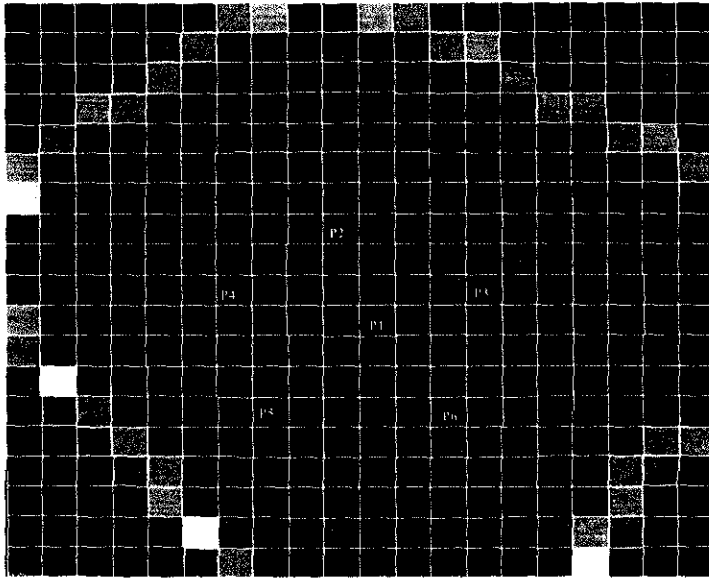


รูปที่ 6.67 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3 ของแบบจำลอง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 3

6.4.4 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 4

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 4 ได้แบ่งการทำการทดสอบเป็น 2 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้

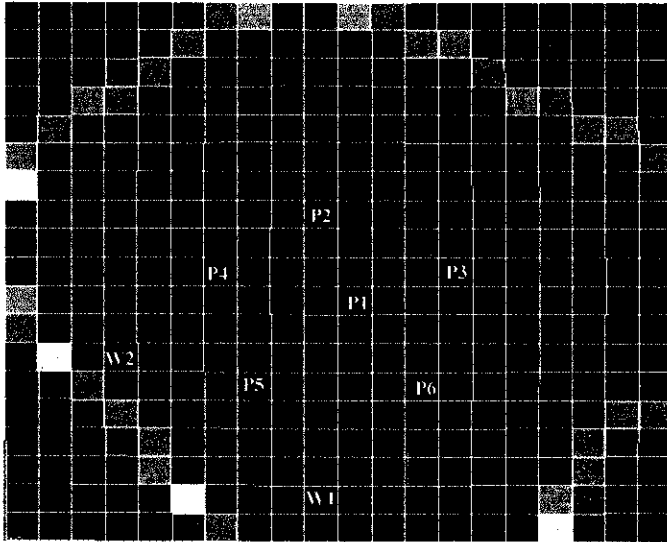
กรณีที่ 1 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 6 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต P1, P2, P3, P4, P5, และ หลุมผลิต P6 โดยให้มีอัตราการผลิตปิโตรเลียมเริ่มต้นเท่ากับ 300, 300, 350, 300, 150 และ 150 บาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ เป็นระยะเวลา 18 ปี และไม่มี การนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บที่จัดทำขึ้น สำหรับหลุมผลิตทั้งหมด จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.68



รูปที่ 6.68 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 4

กรณีที่ 2 ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 6 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต P1, P3, P4, P5, และ หลุมผลิต P6 โดยให้มีอัตราการผลิตปิโตรเลียมเริ่มต้นเท่ากับ 300, 300, 350, 300, 150 และ 150 บาร์เรลต่อวัน ตามลำดับ เป็นระยะเวลา 18 ปี และมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองด้วย โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากผลิตปิโตรเลียมไปประมาณ 3 ปี โดยใช้หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม W1 และ W2 ซึ่งจะอยู่บริเวณตอนล่างของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม และมีอัตราการอัดน้ำเริ่มต้นประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวัน

หลุม และลดลงเป็น 600 บาร์ต่อวันต่อหลุมเมื่อทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 6 ปี และสำหรับหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำ จะกระจายในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.69



รูปที่ 6.69 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 4

6.5 ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นทั้ง 4 รูปแบบ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.5.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

6.5.1.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.70)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.71)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

(รูปที่ 6.72)

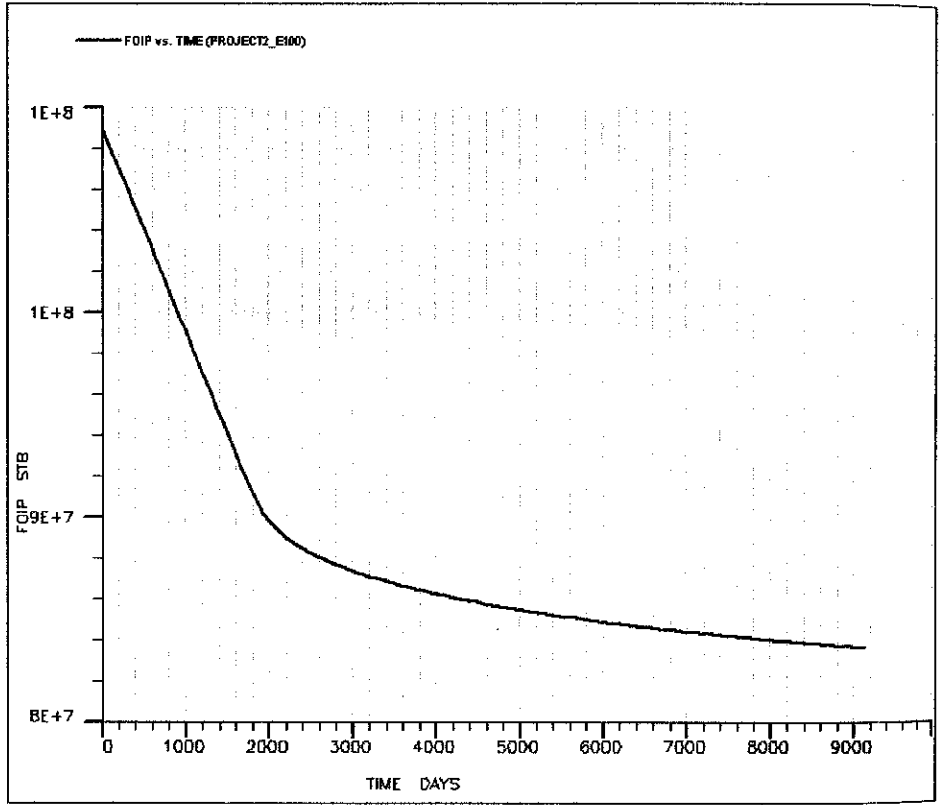
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

(รูปที่ 6.73)

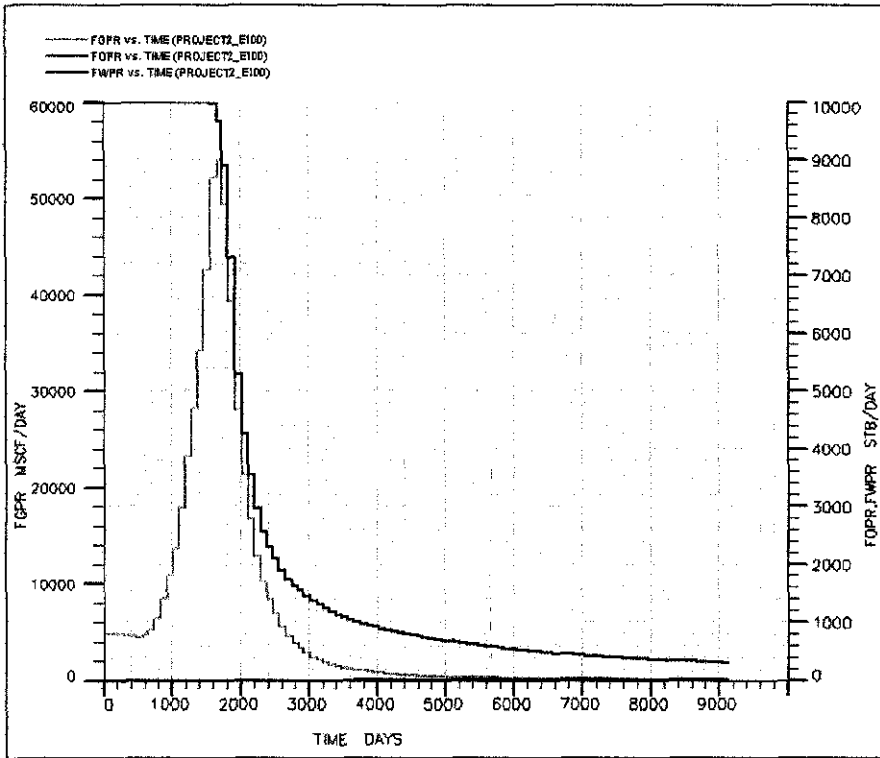
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.74)

- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs

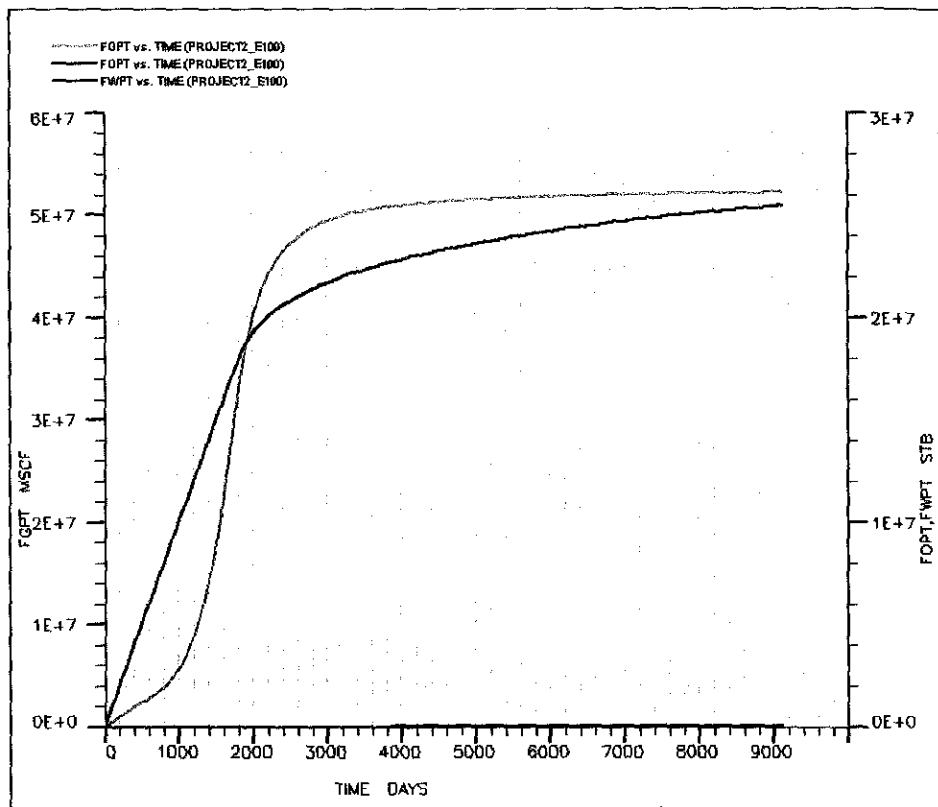
Time) (รูปที่ 6.75)



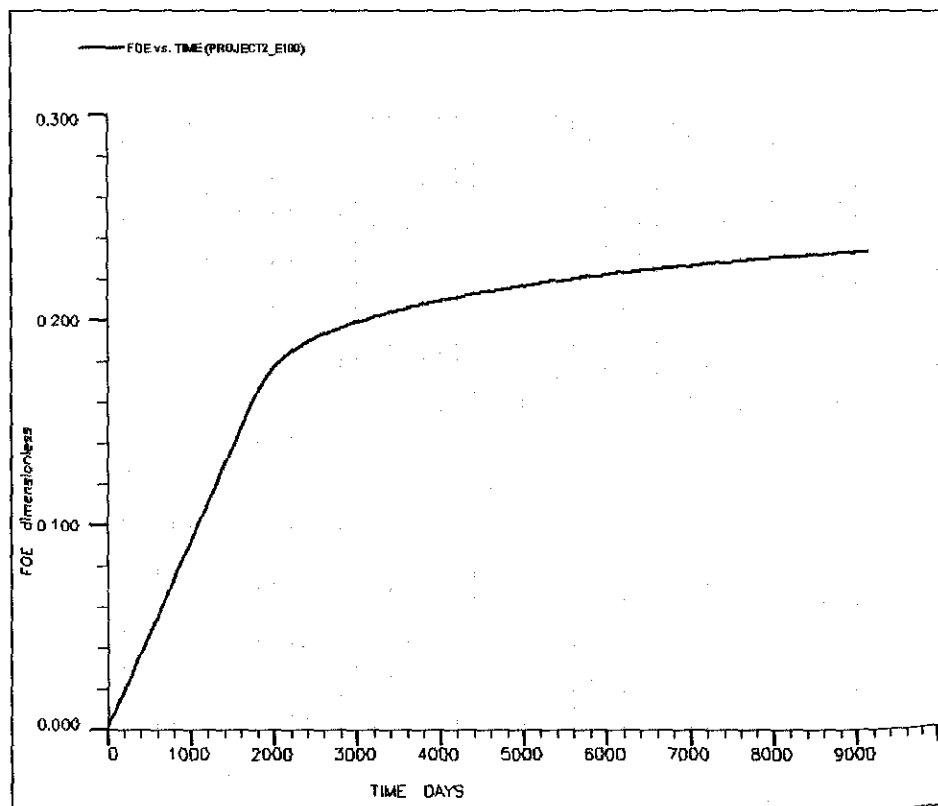
รูปที่ 6.70 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



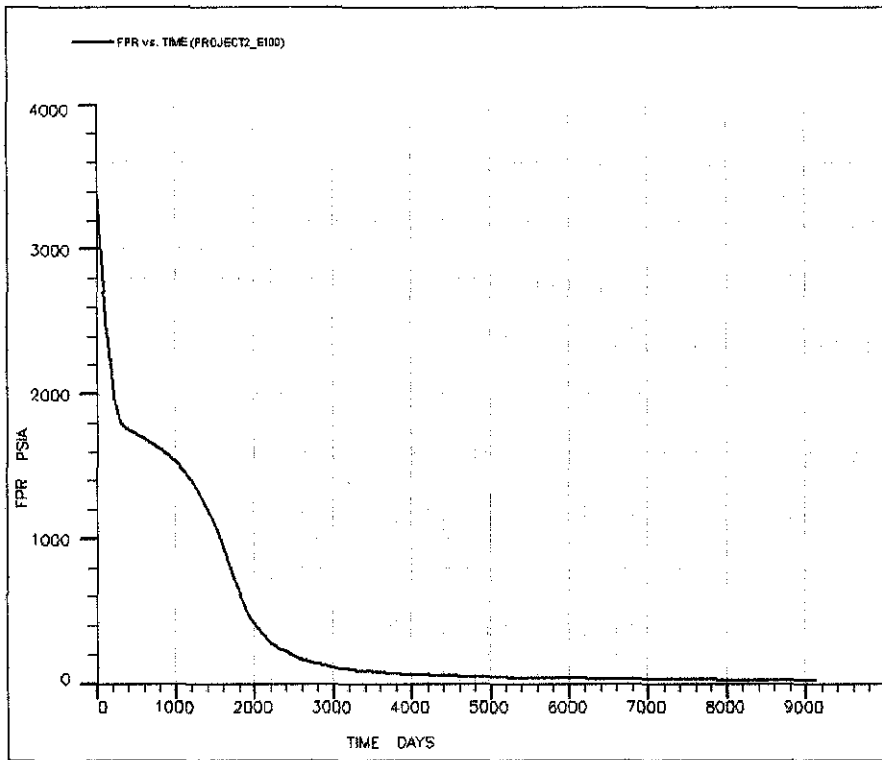
รูปที่ 6.71 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



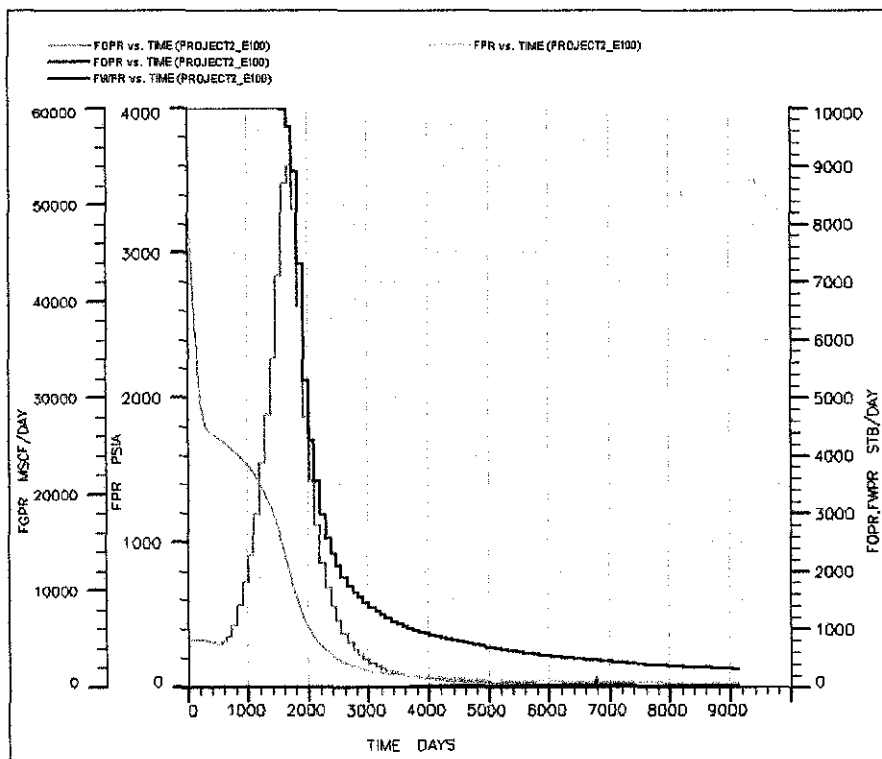
รูปที่ 6.72 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.73 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.74 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.75 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา

(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.1.2 กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 3 ปี, 4 ปี และ 7 ปีตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

6.5.1.2 ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2ก ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

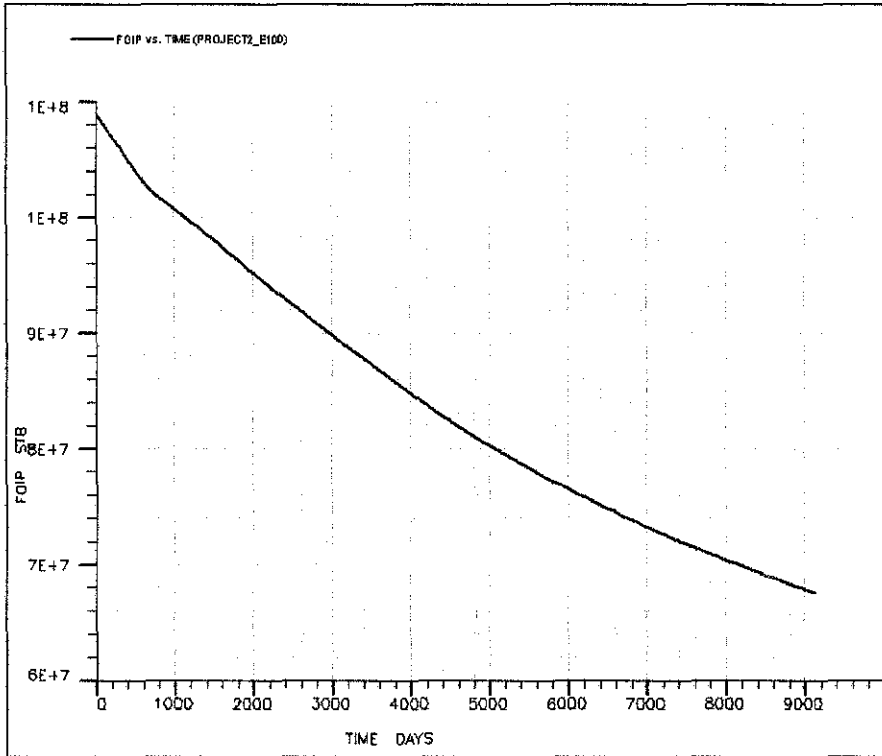
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.76)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.77)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

(รูปที่ 6.78)

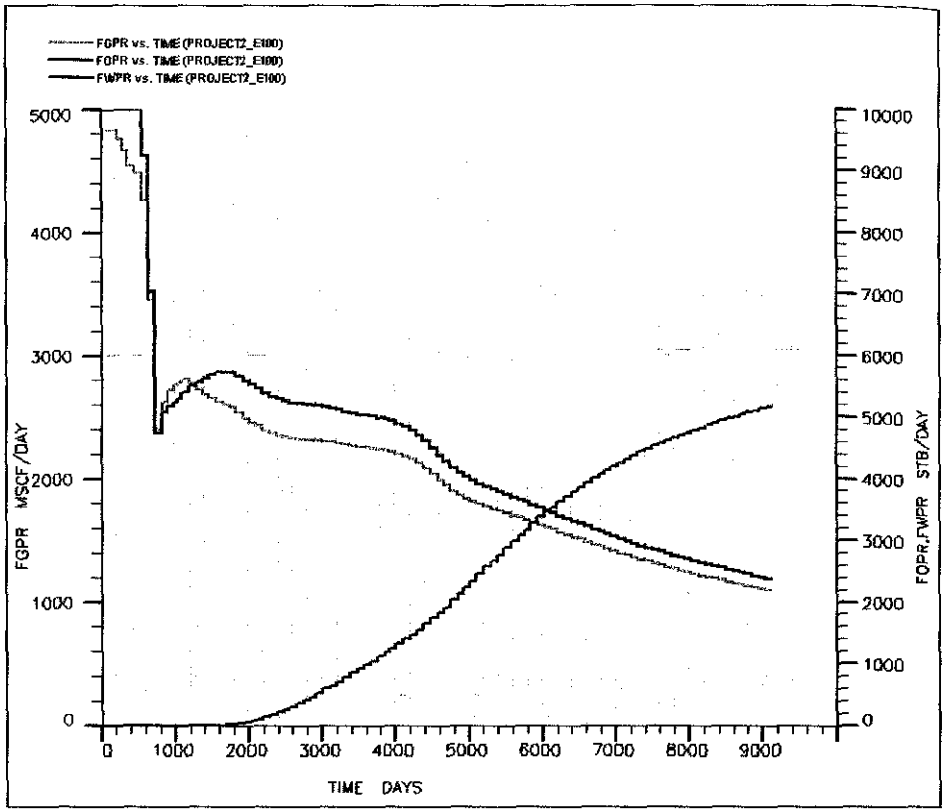
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.79)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.80)

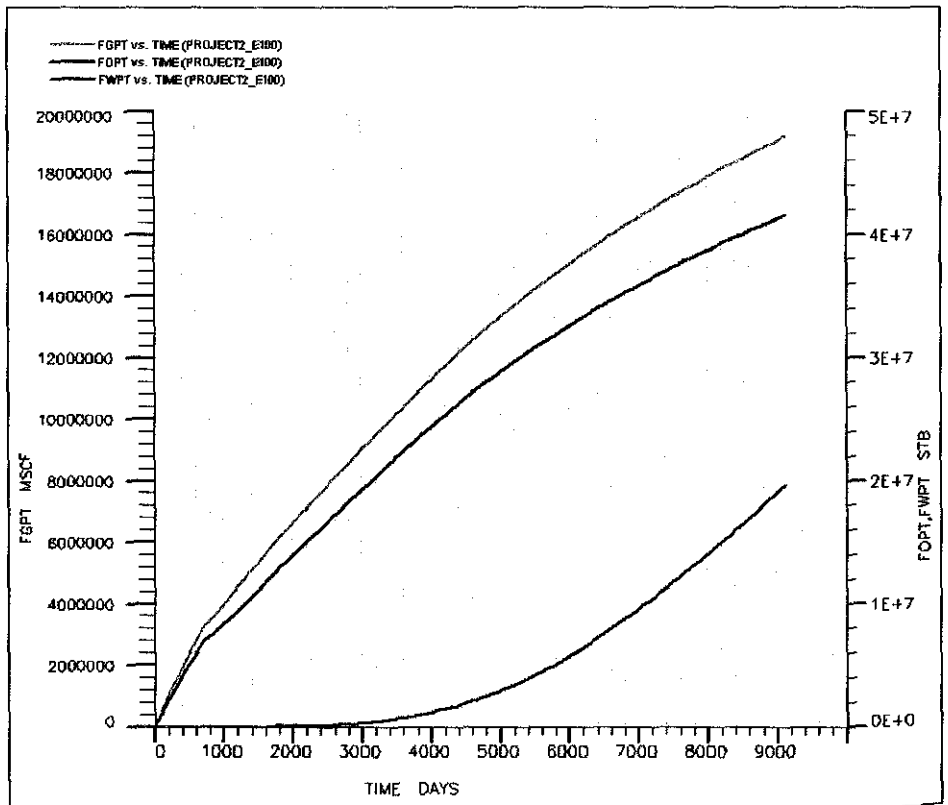
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.81)



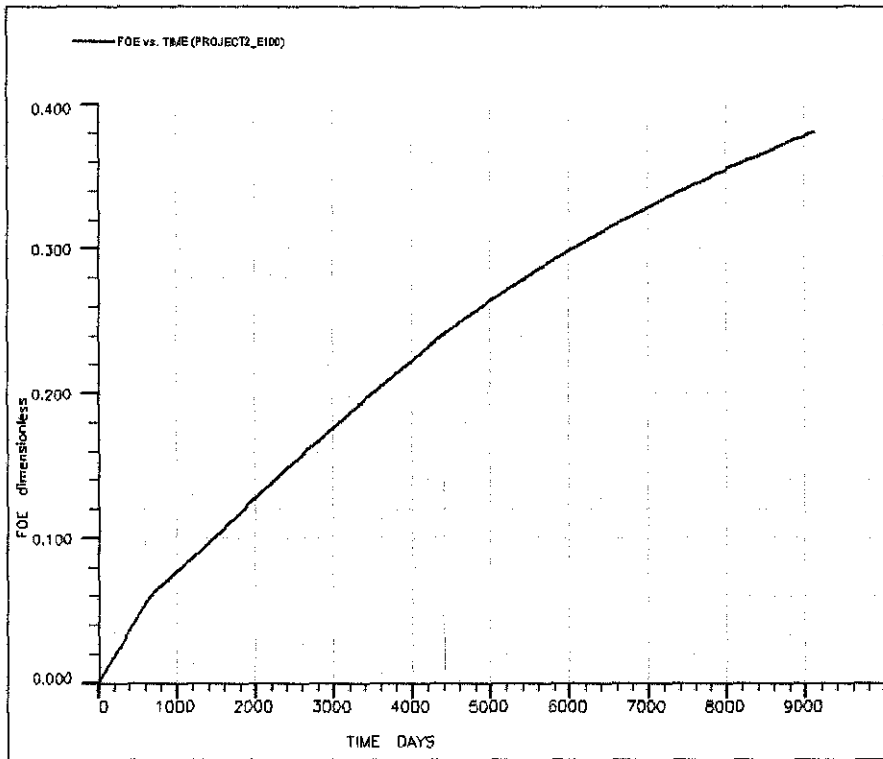
รูปที่ 6.76 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



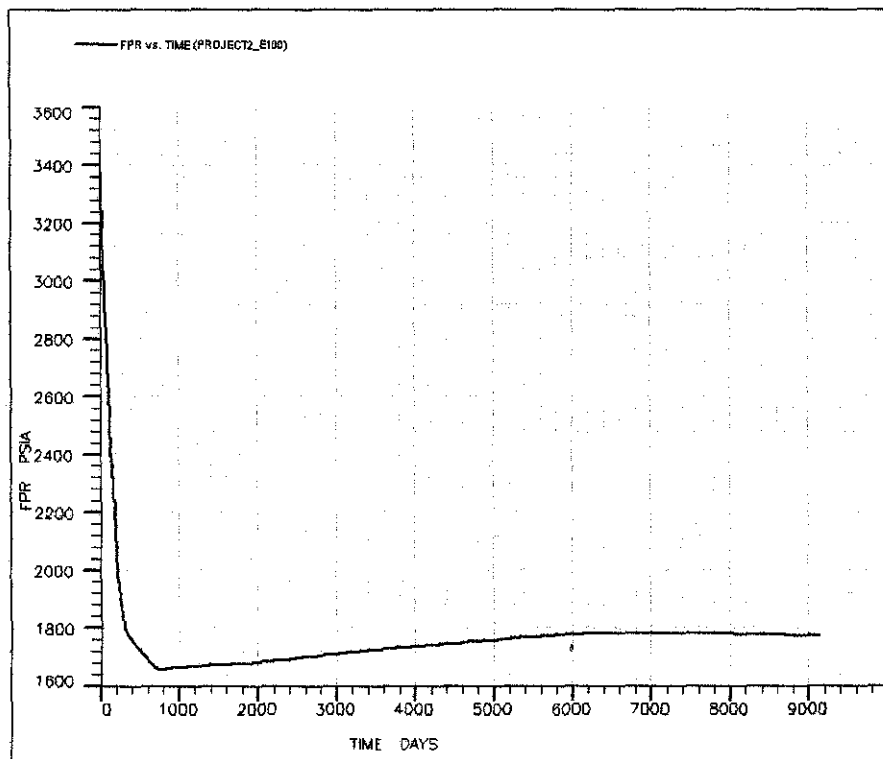
รูปที่ 6.77 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



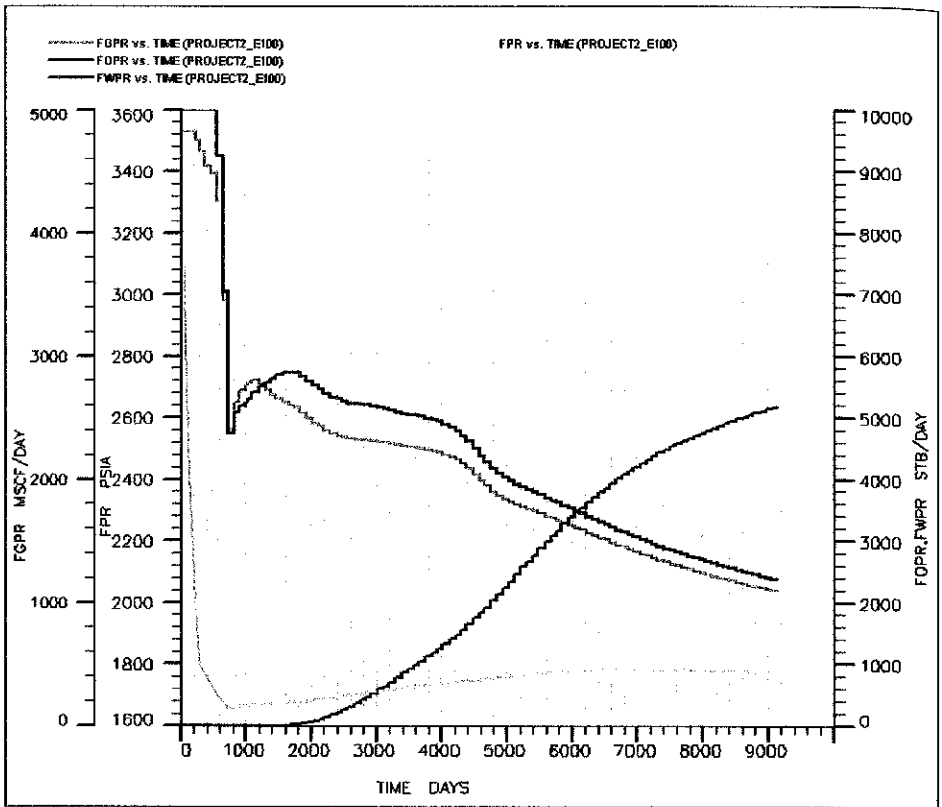
รูปที่ 6.78 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.79 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.80 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

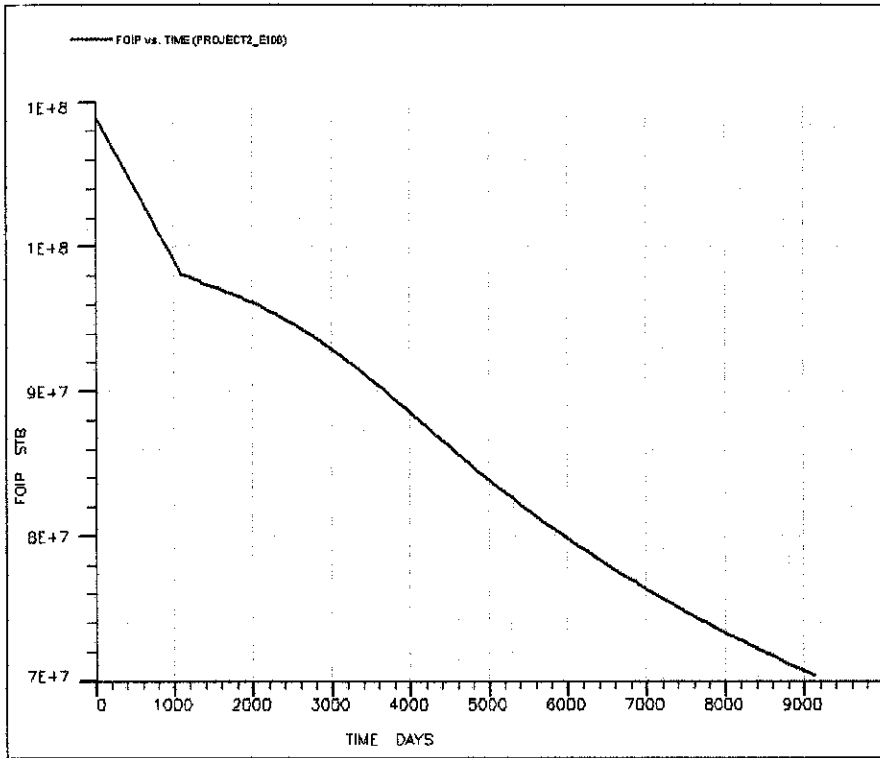


รูปที่ 6.81 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time)

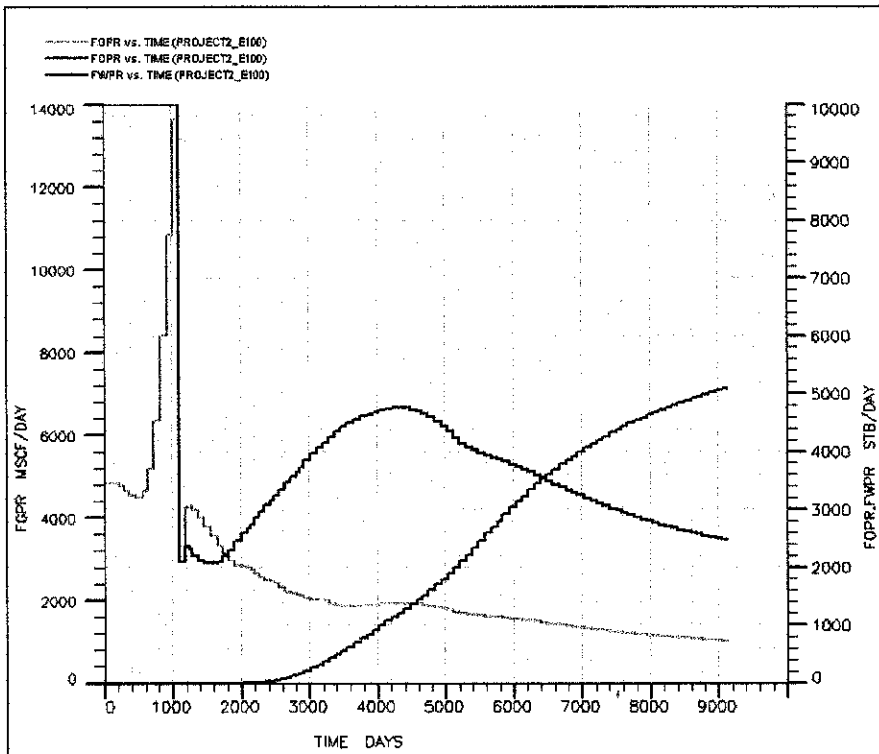
6.5.1.2 ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2x ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

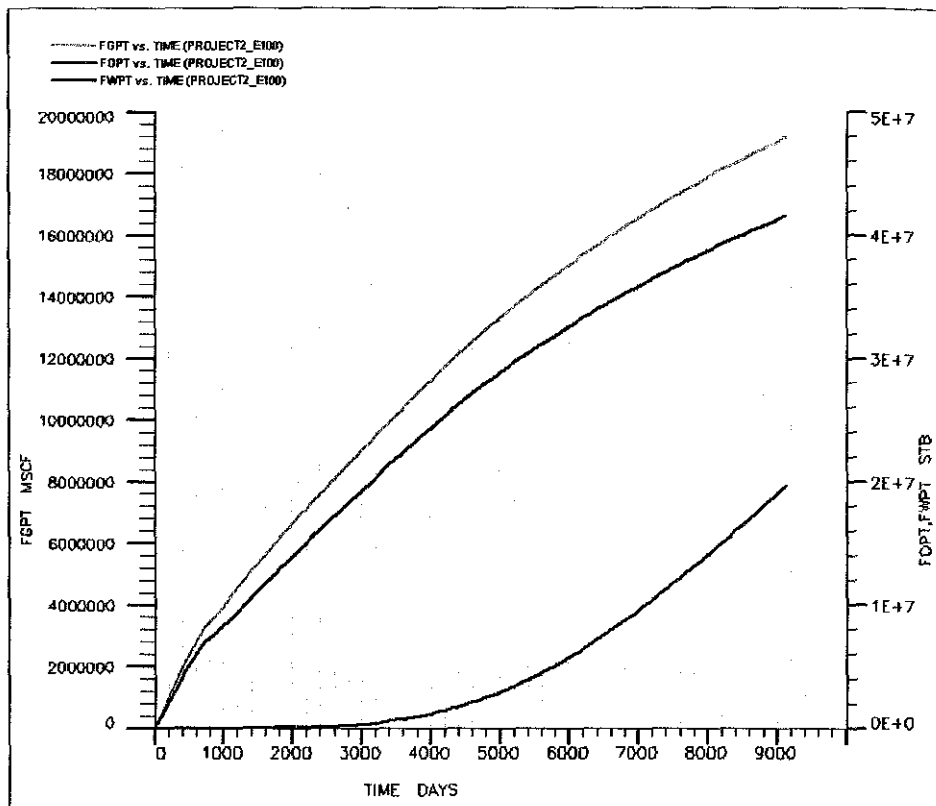
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.82)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.83)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.84)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.85)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.86)
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.87)



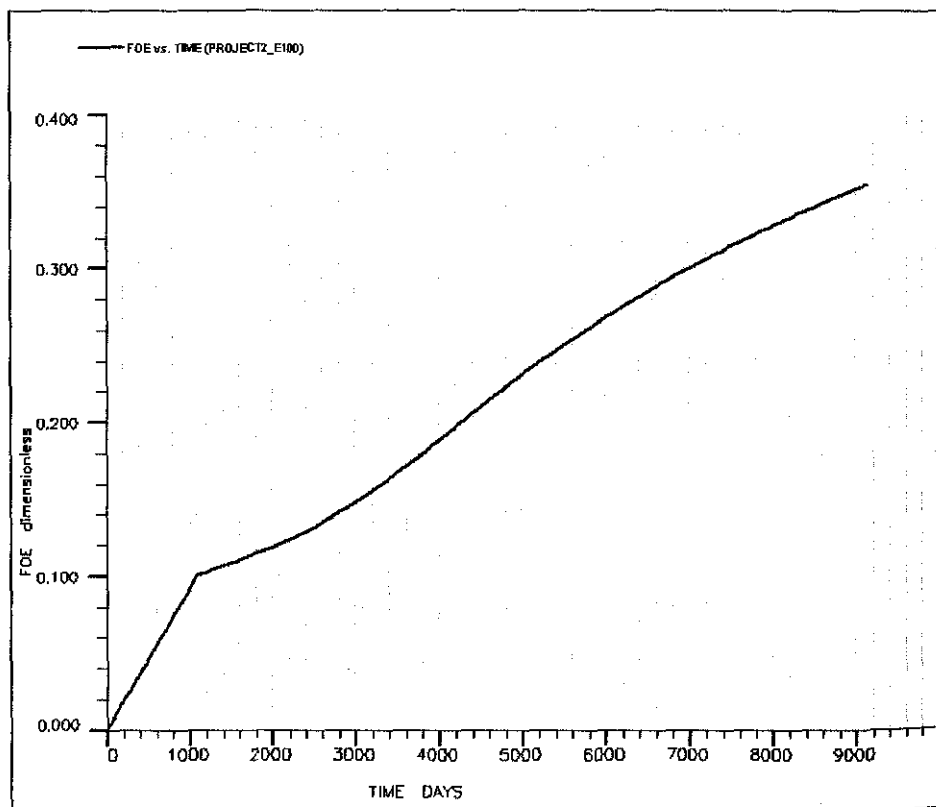
รูปที่ 6.82 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



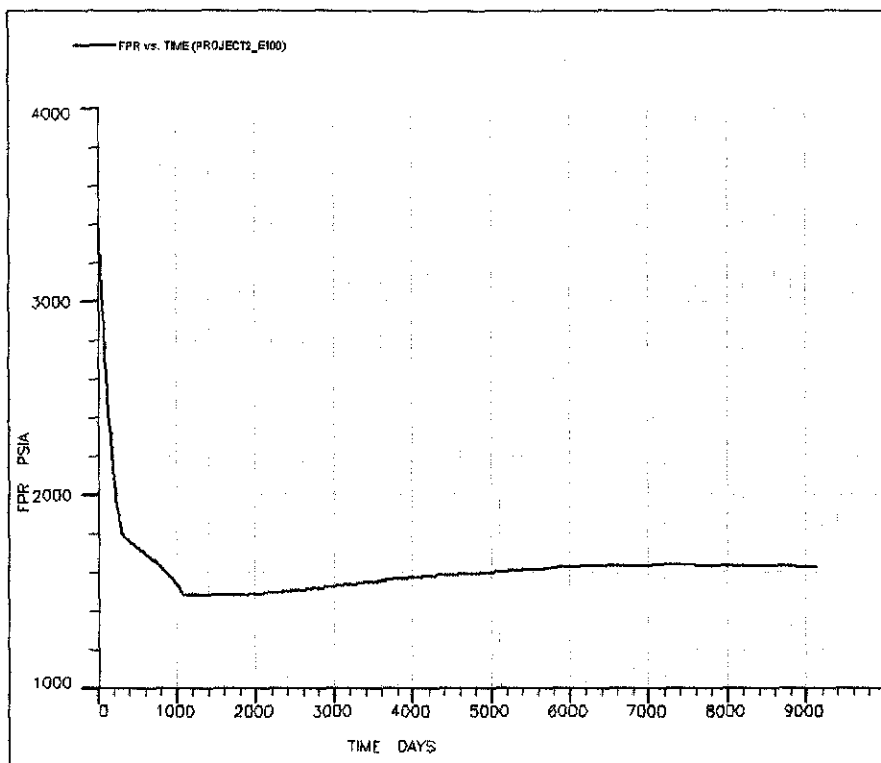
รูปที่ 6.83 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



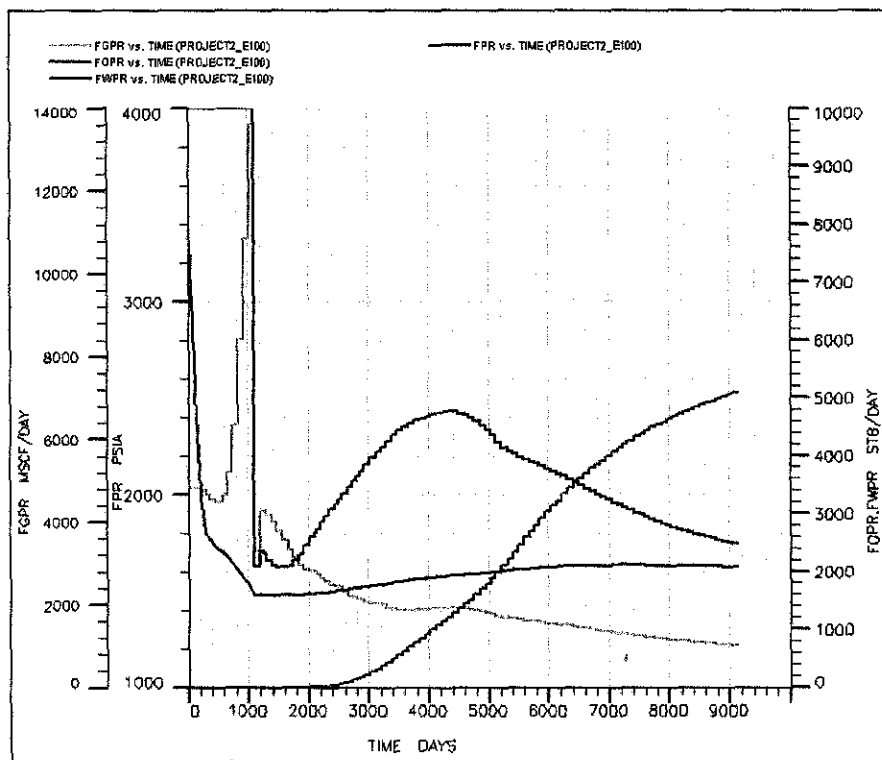
รูปที่ 6.84 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.85 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.86 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

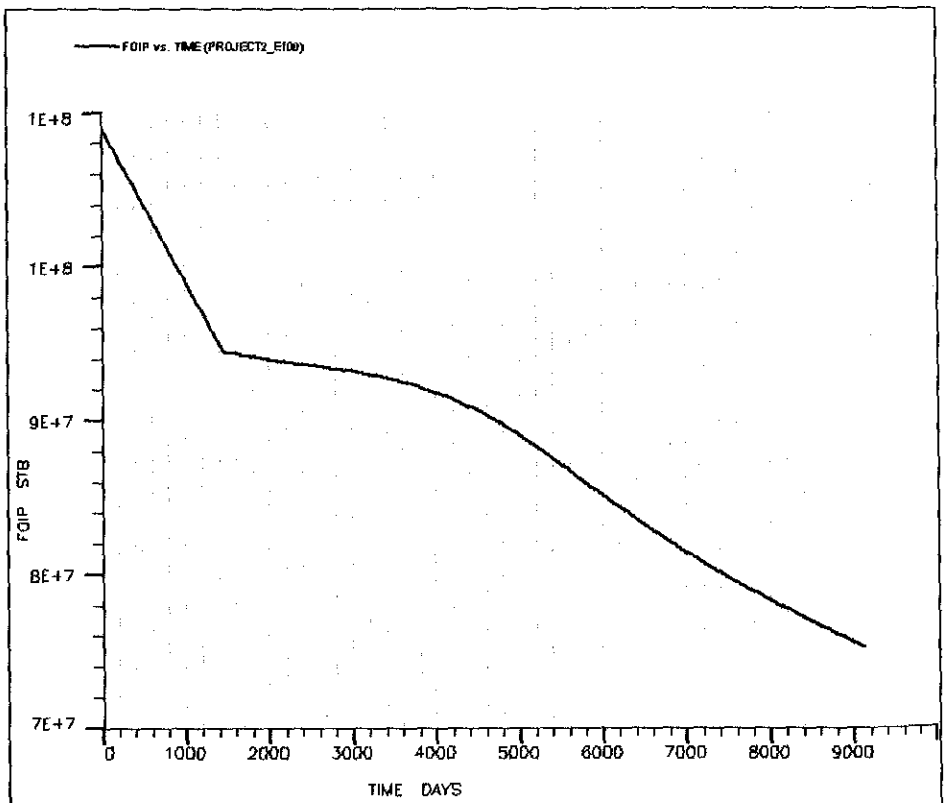


รูปที่ 6.87 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

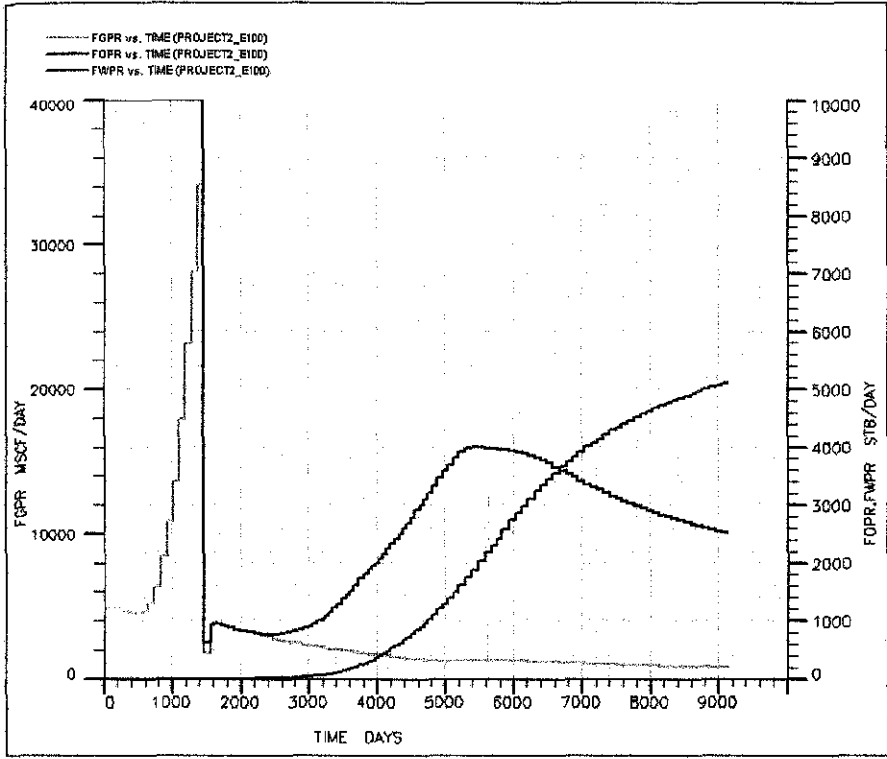
6.5.1.2c มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2c ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

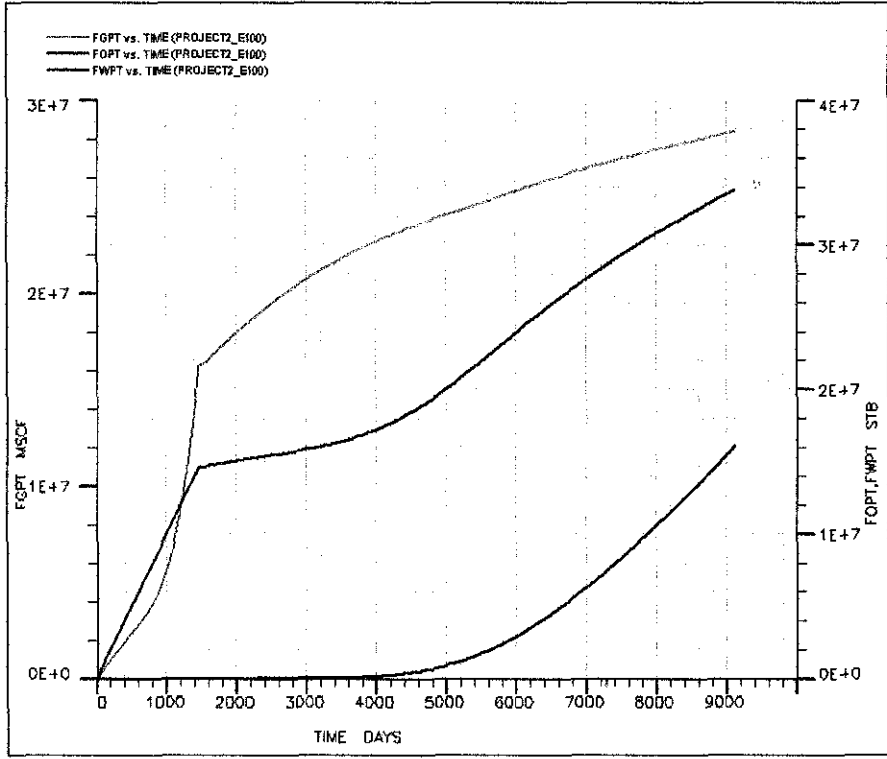
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.88)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.89)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.90)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.91)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.92)
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.93)



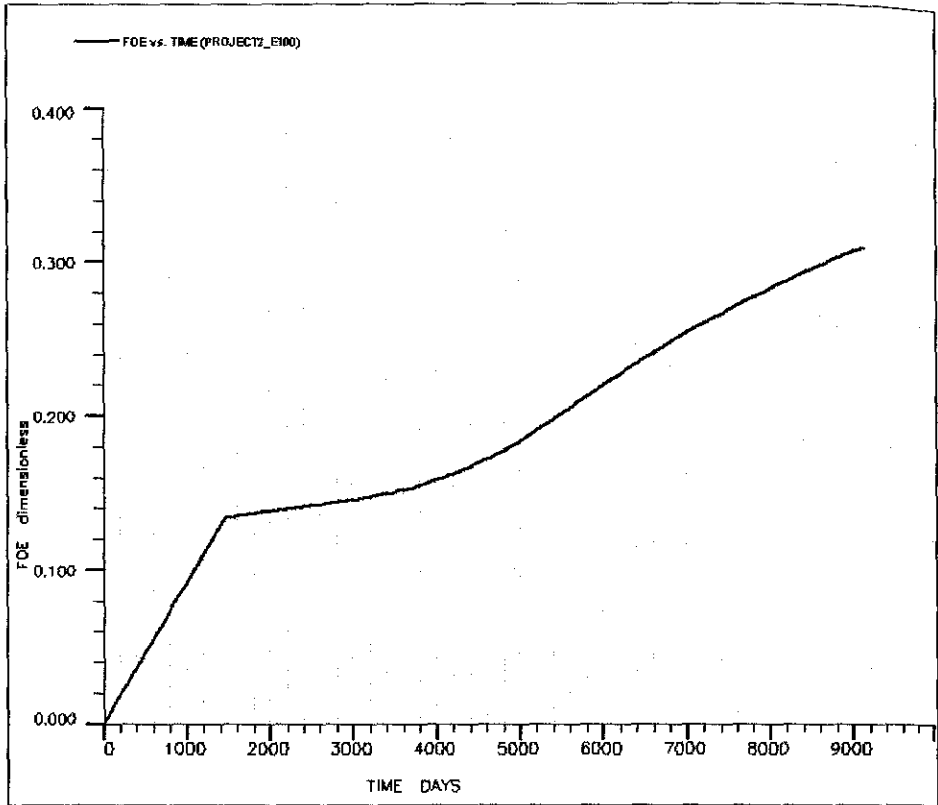
รูปที่ 6.88 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



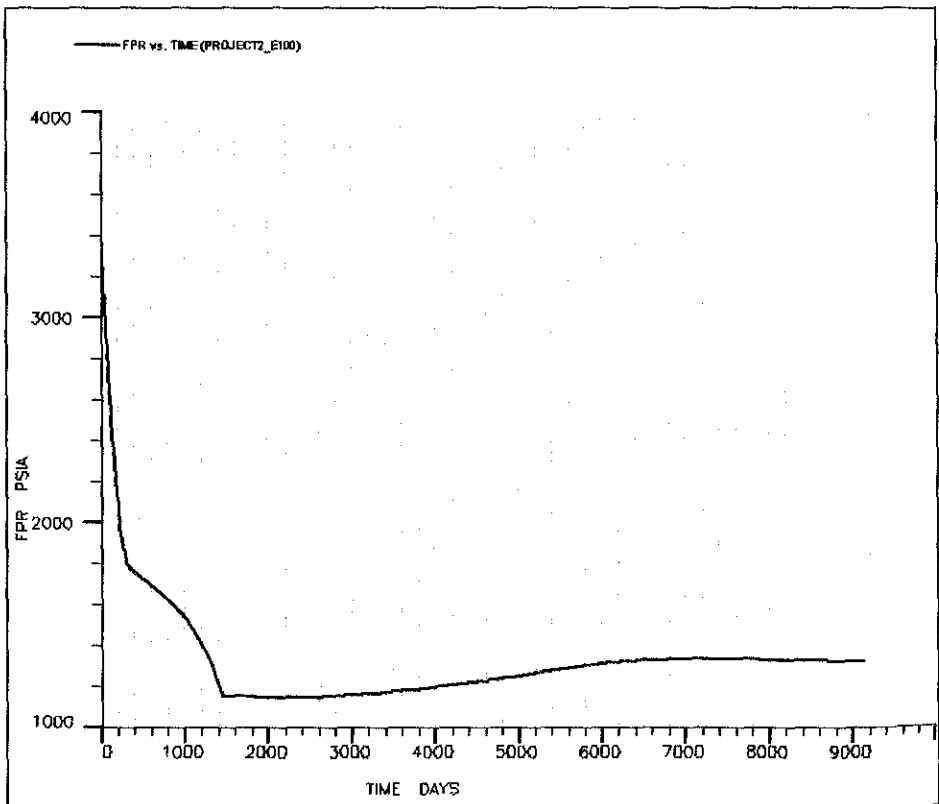
รูปที่ 6.89 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



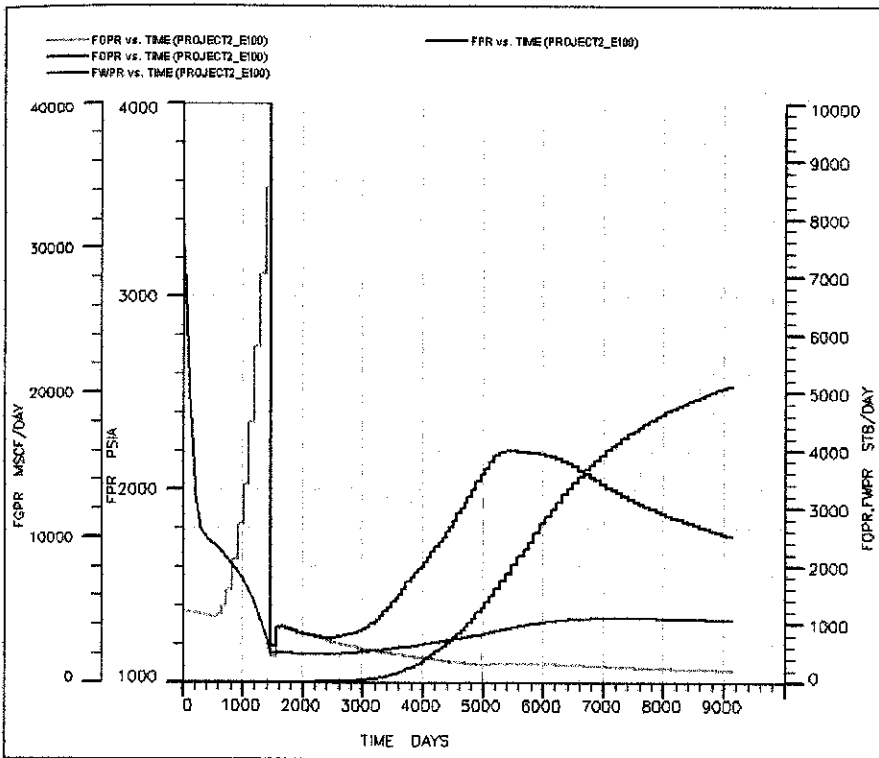
รูปที่ 6.90 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.91 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.92 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



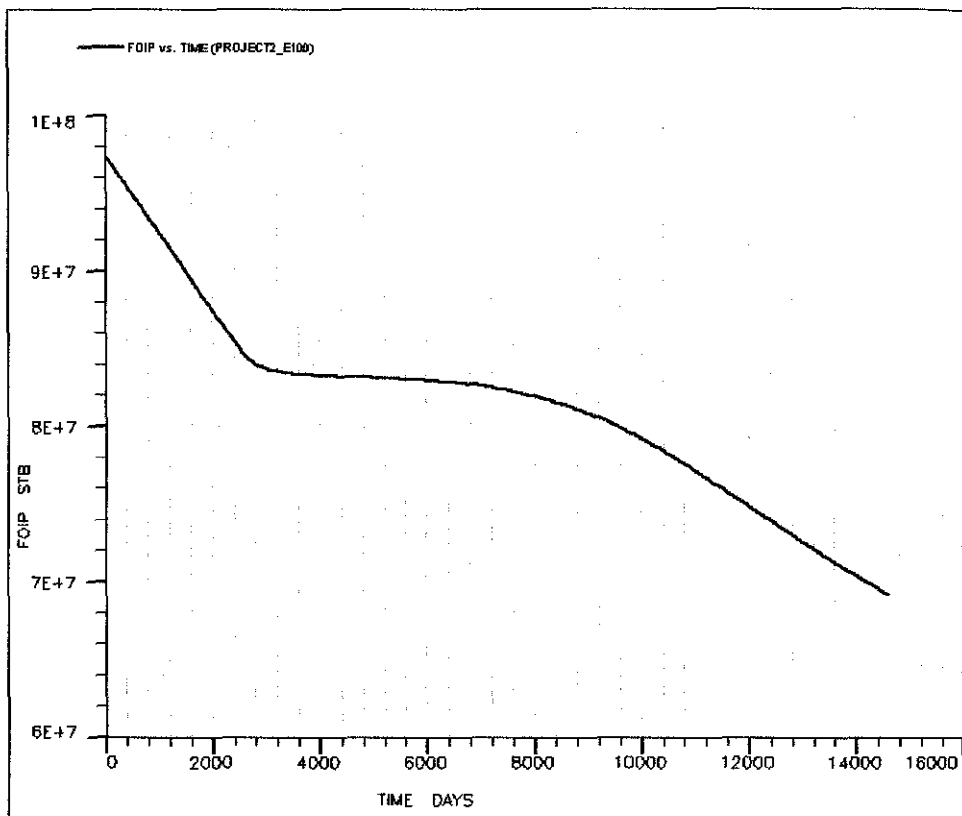
รูปที่ 6.93 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.1.2ง มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี

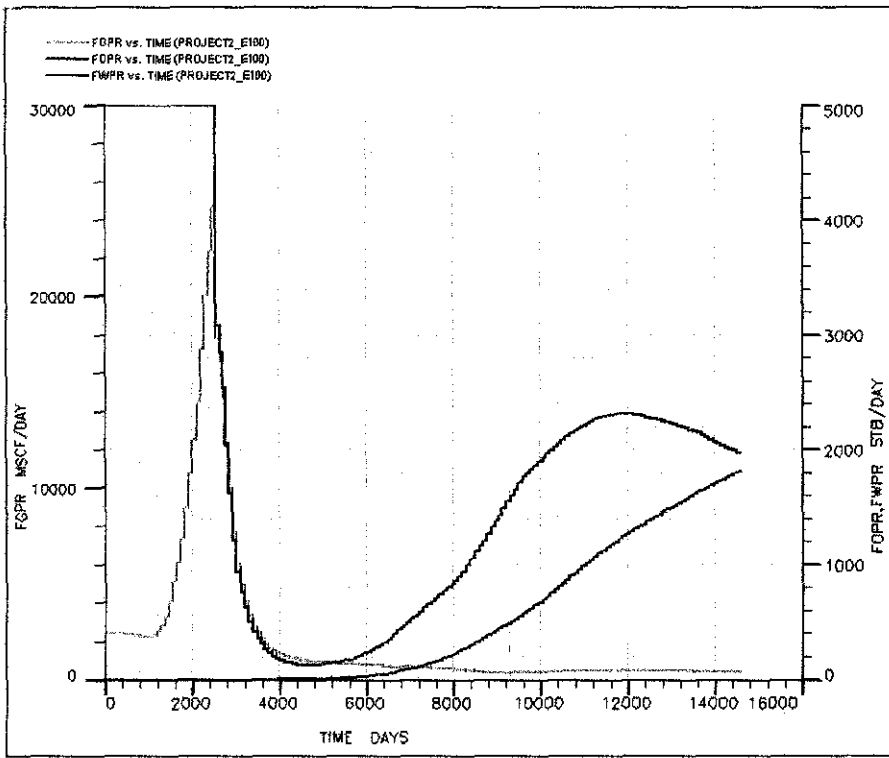
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2 ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.94)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.95)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.96)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.97)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.98)

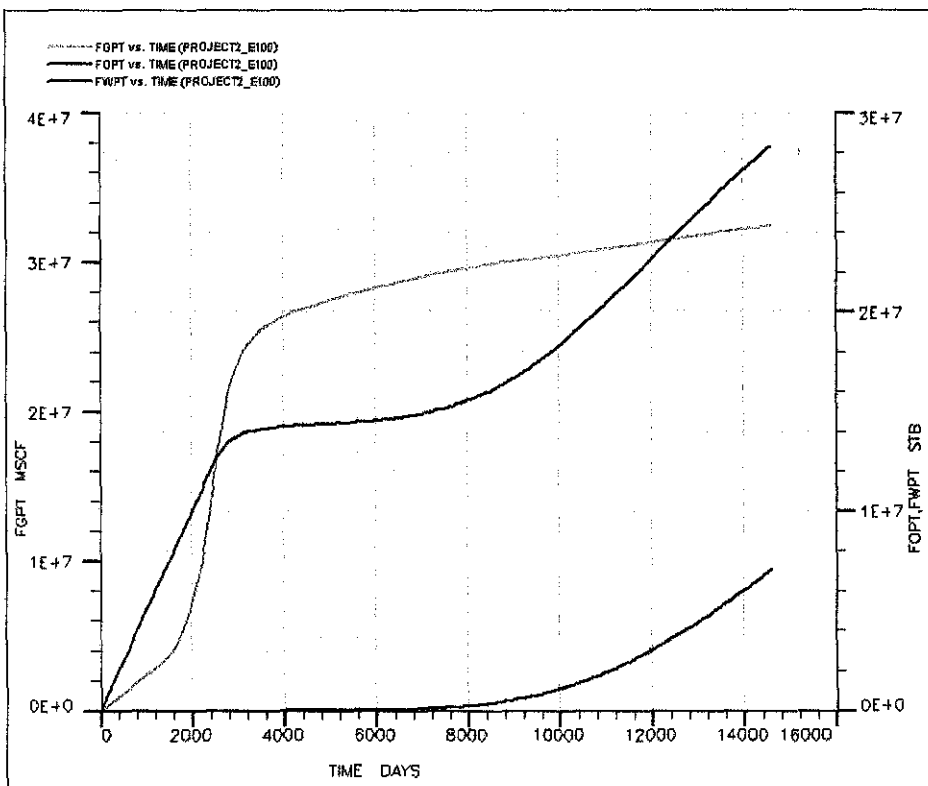
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs Time) (รูปที่ 6.99)



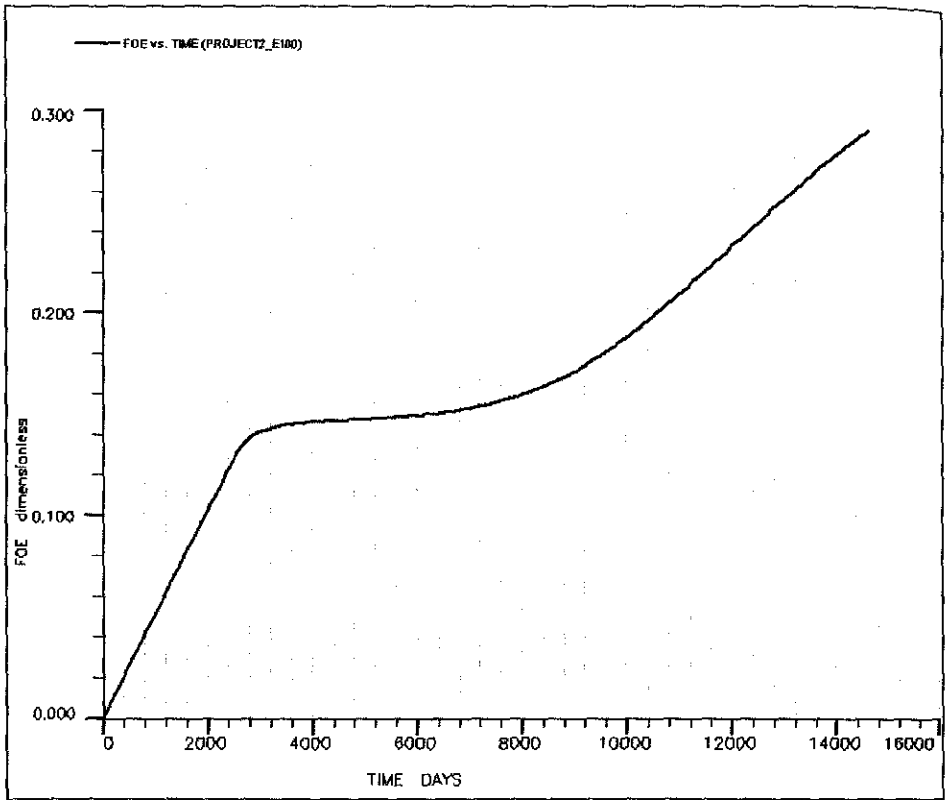
รูปที่ 6.94 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



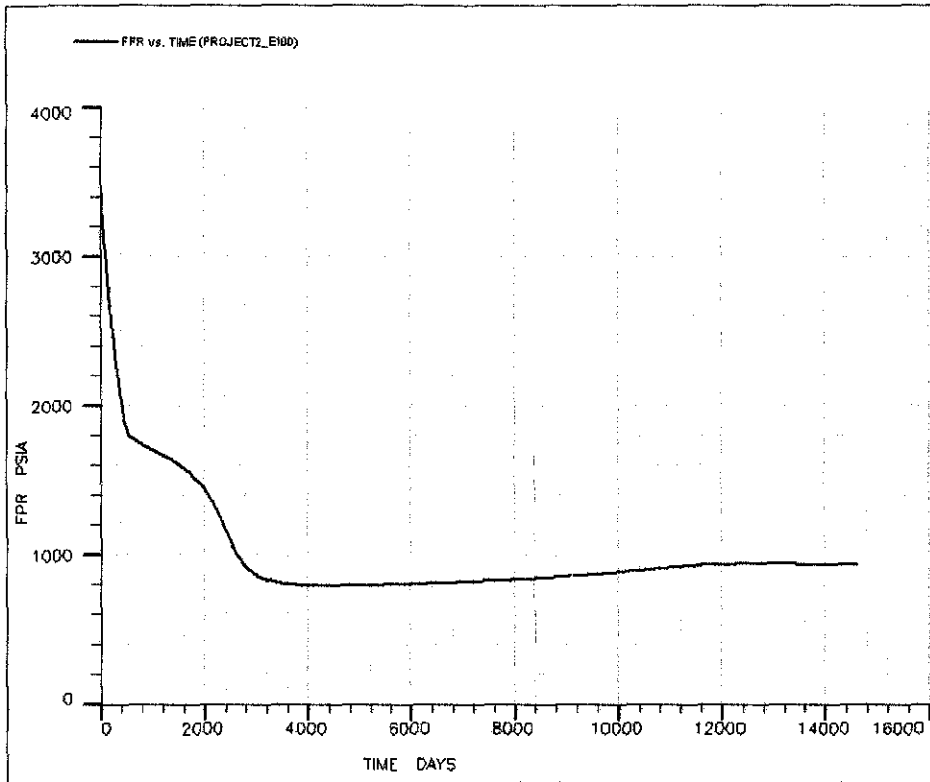
รูปที่ 6.95 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



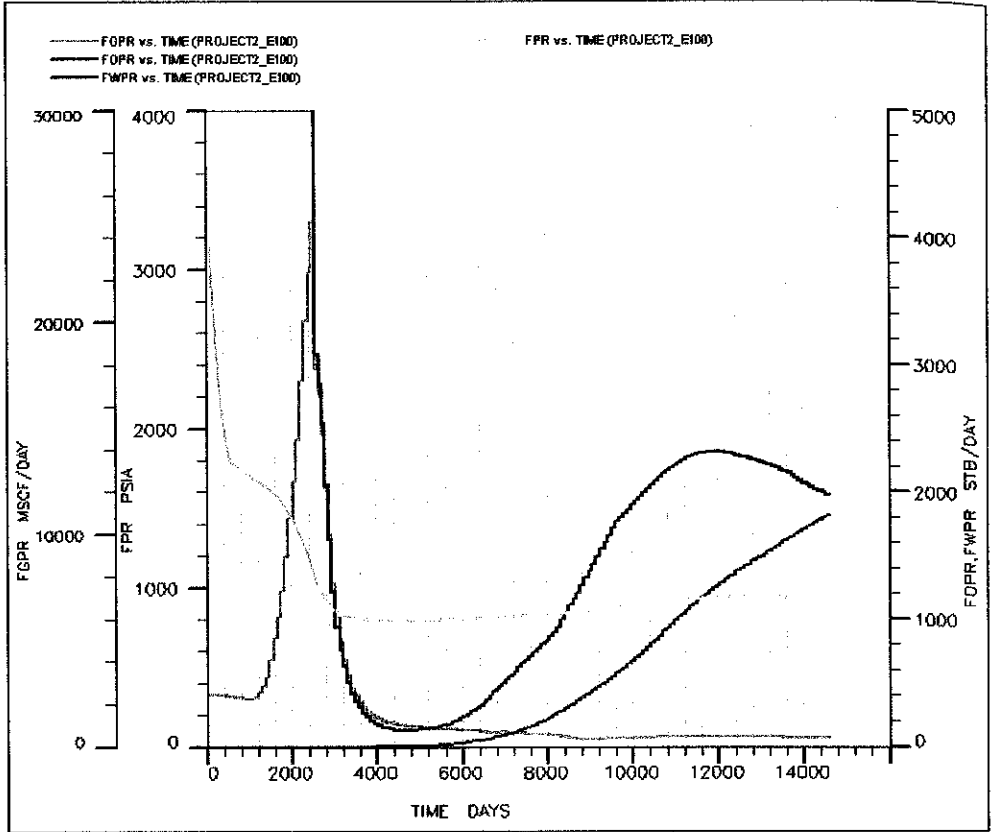
รูปที่ 6.96 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.97 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา
(Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.98 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.99 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.1.3 กรณีที่ 3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

6.5.1.3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 3ก ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

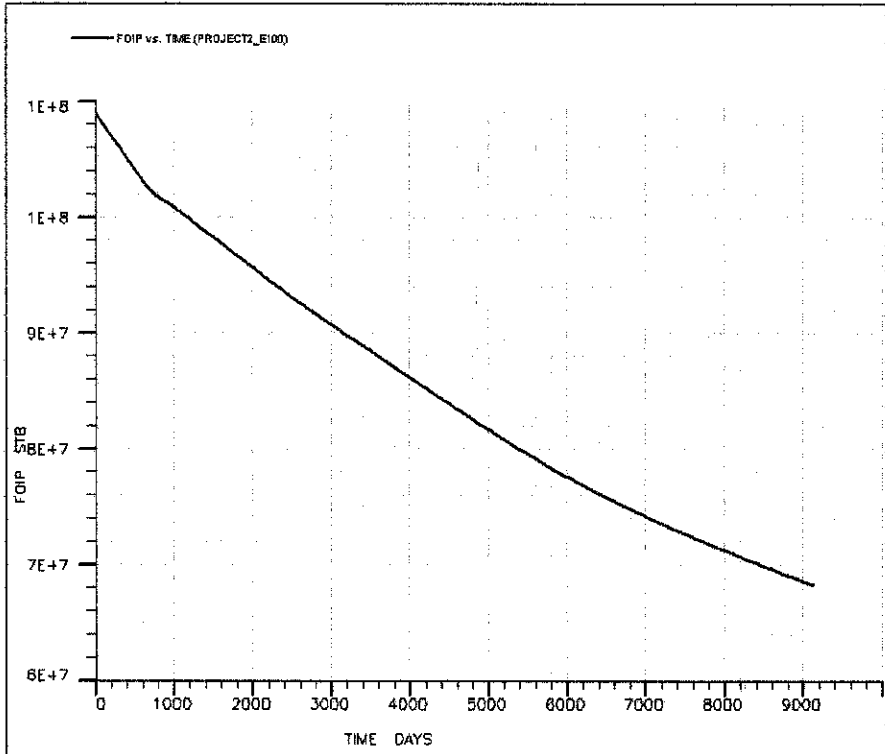
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.100)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.101)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.102)

ที่ 6.102)

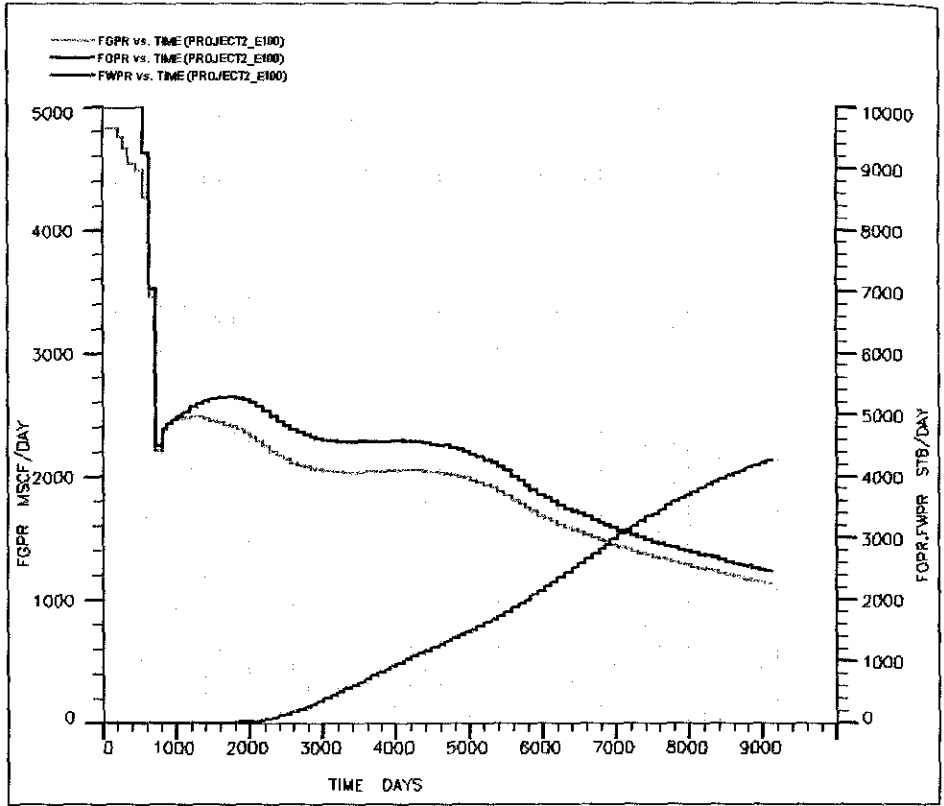
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)
(รูปที่ 6.103)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.104)

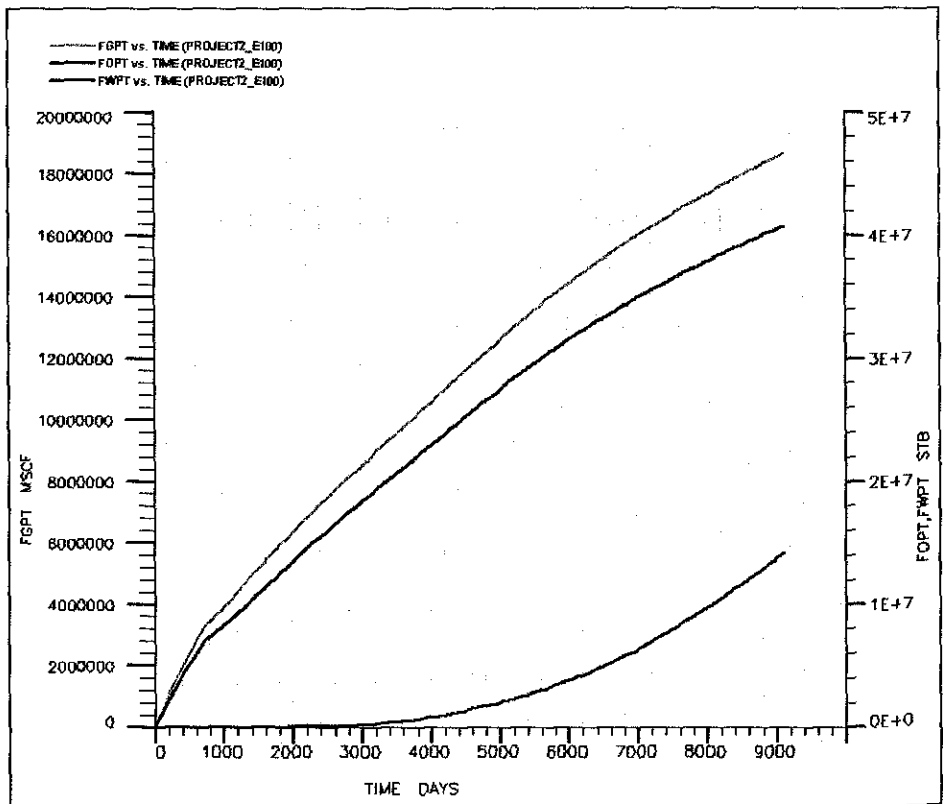
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.105)



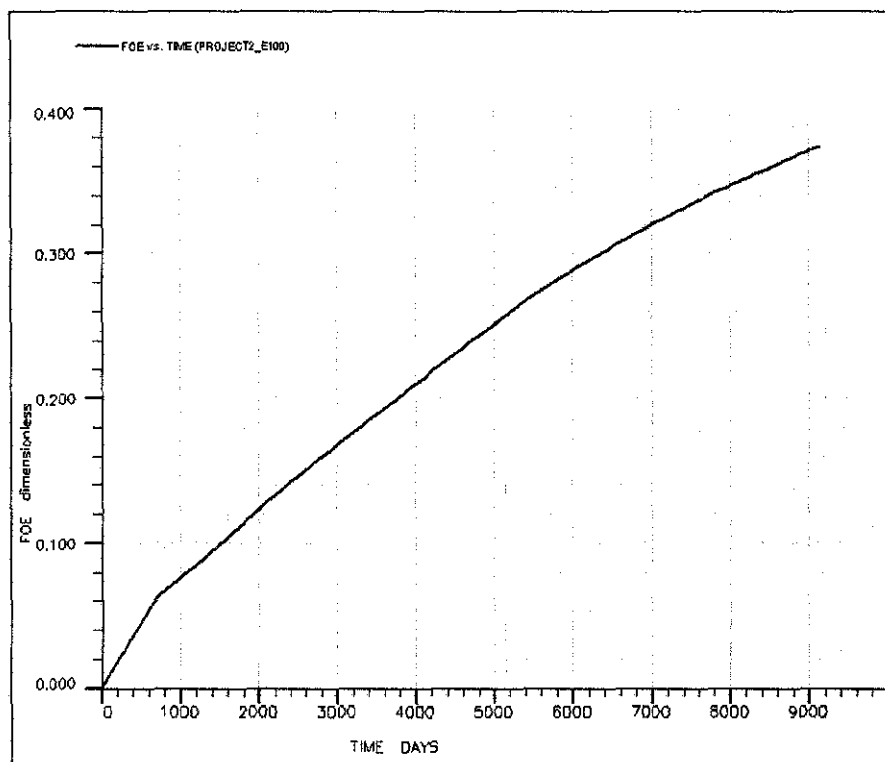
รูปที่ 6.100 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



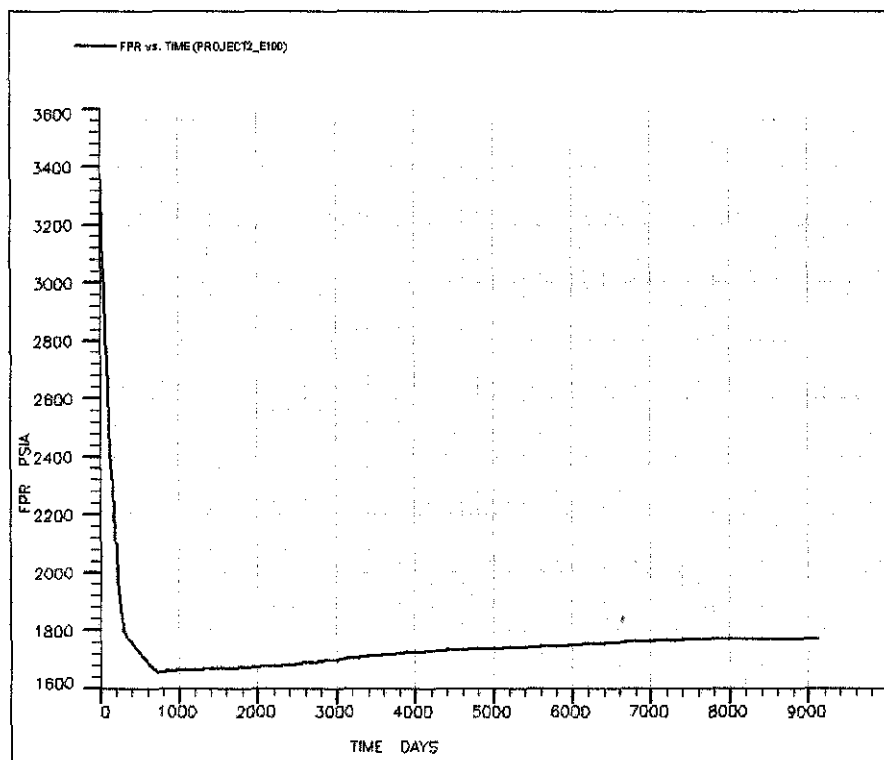
รูปที่ 6.101 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



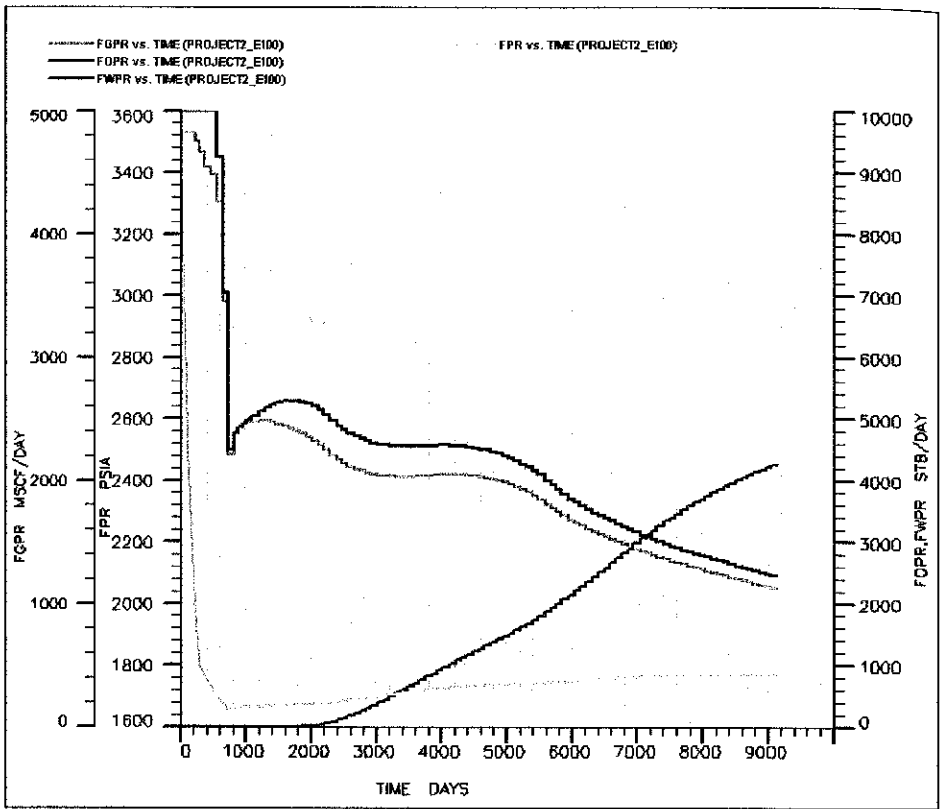
รูปที่ 6.102 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.103 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.104 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



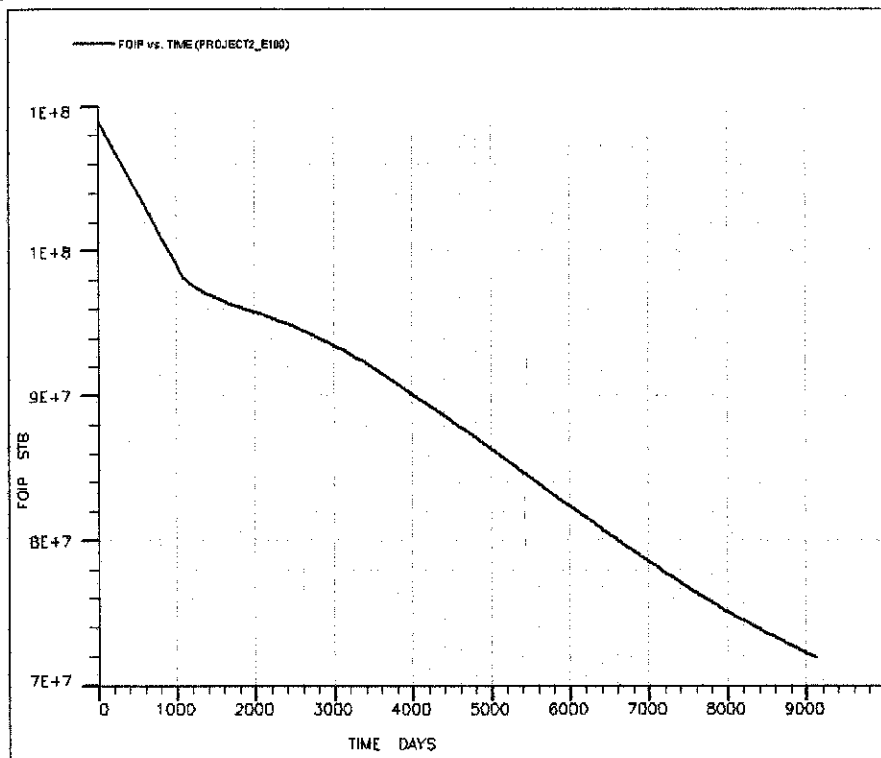
รูปที่ 6.105 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.1.3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

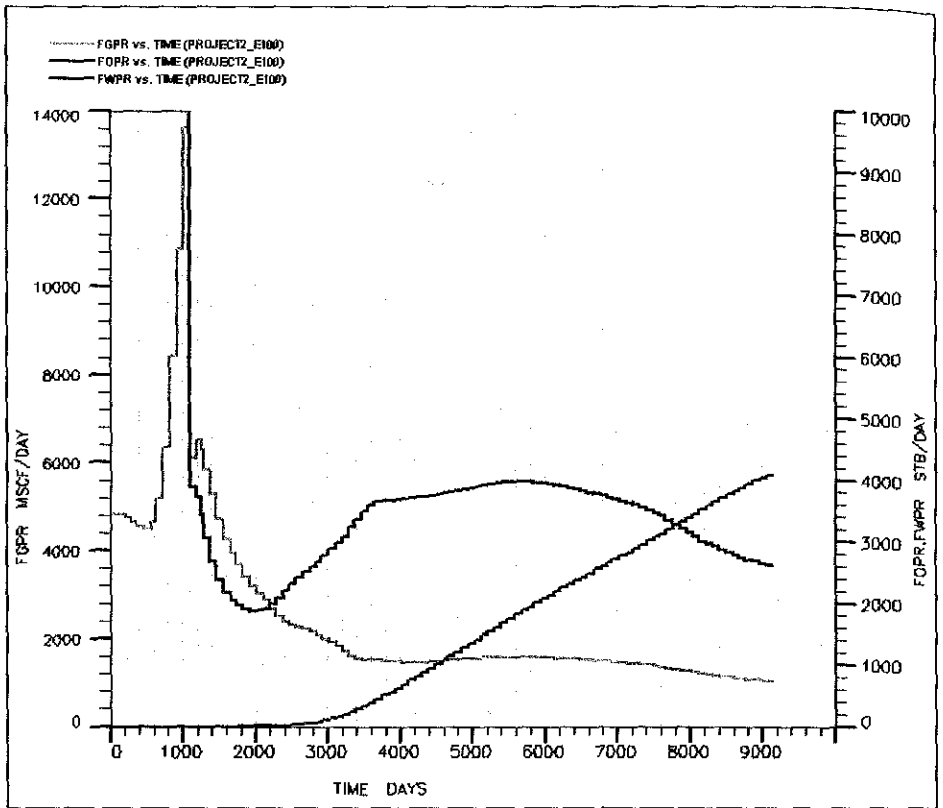
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 3x ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.106)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.107)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.108)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.109)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.110)

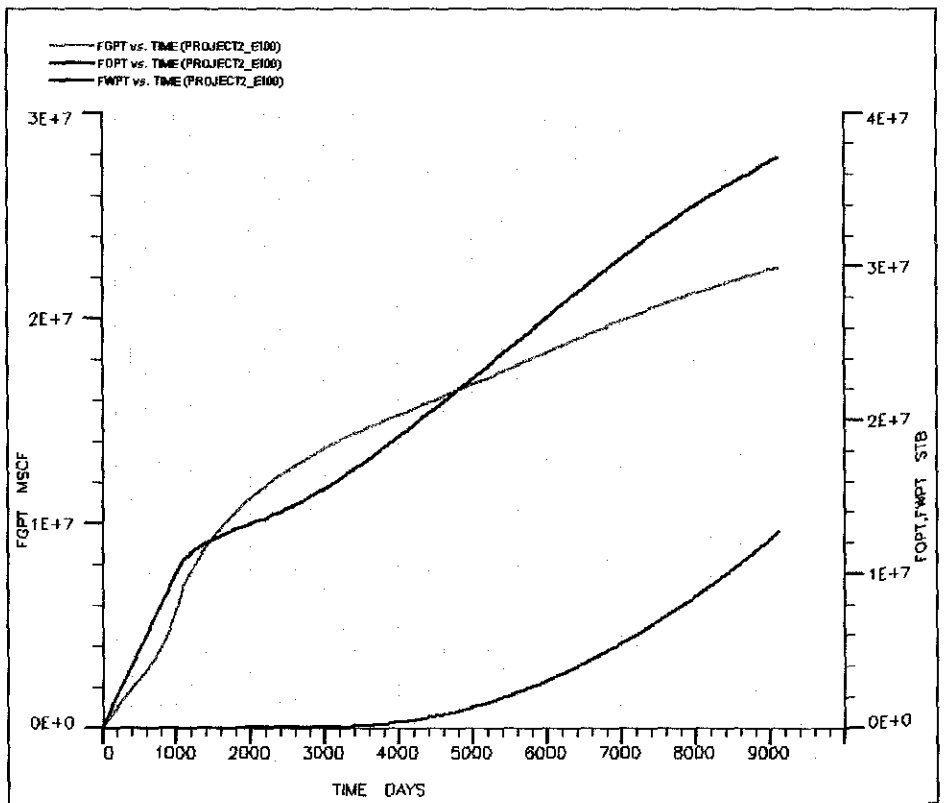
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.111)



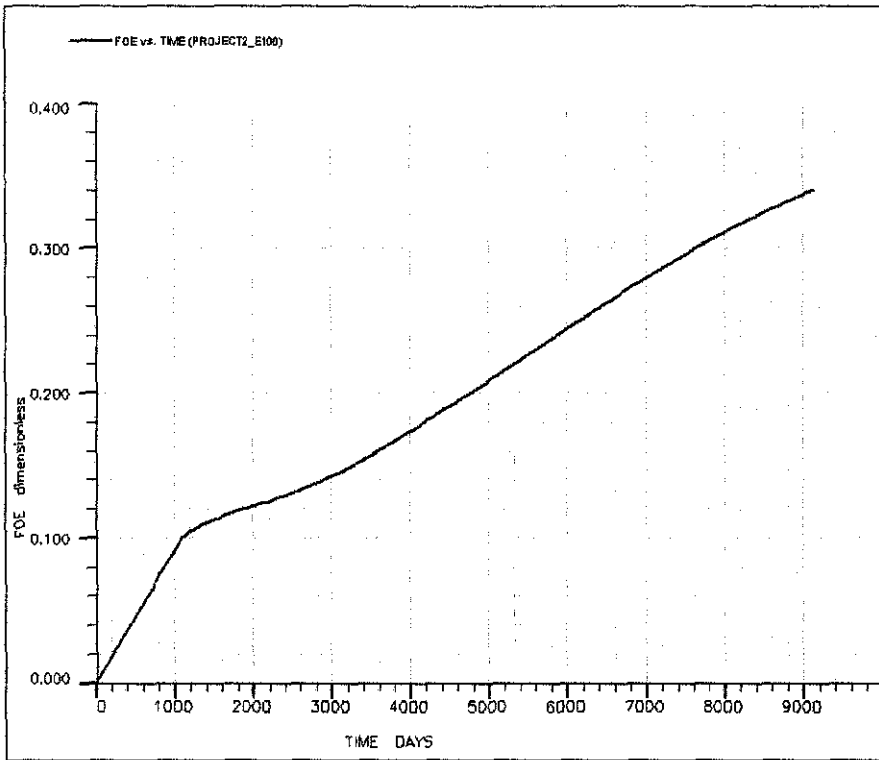
รูปที่ 6.104 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



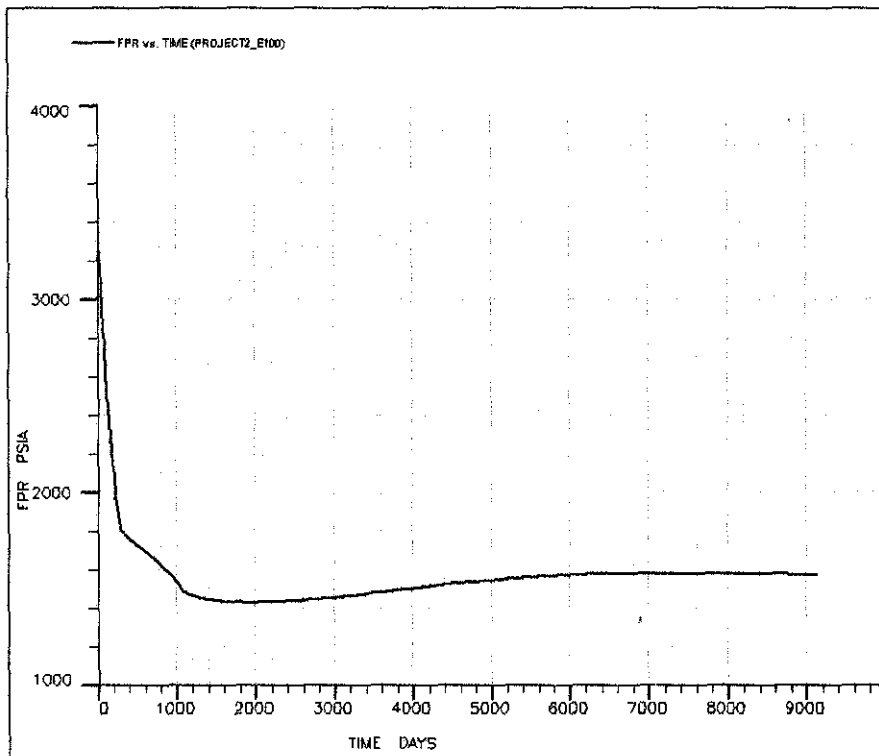
รูปที่ 6.107 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



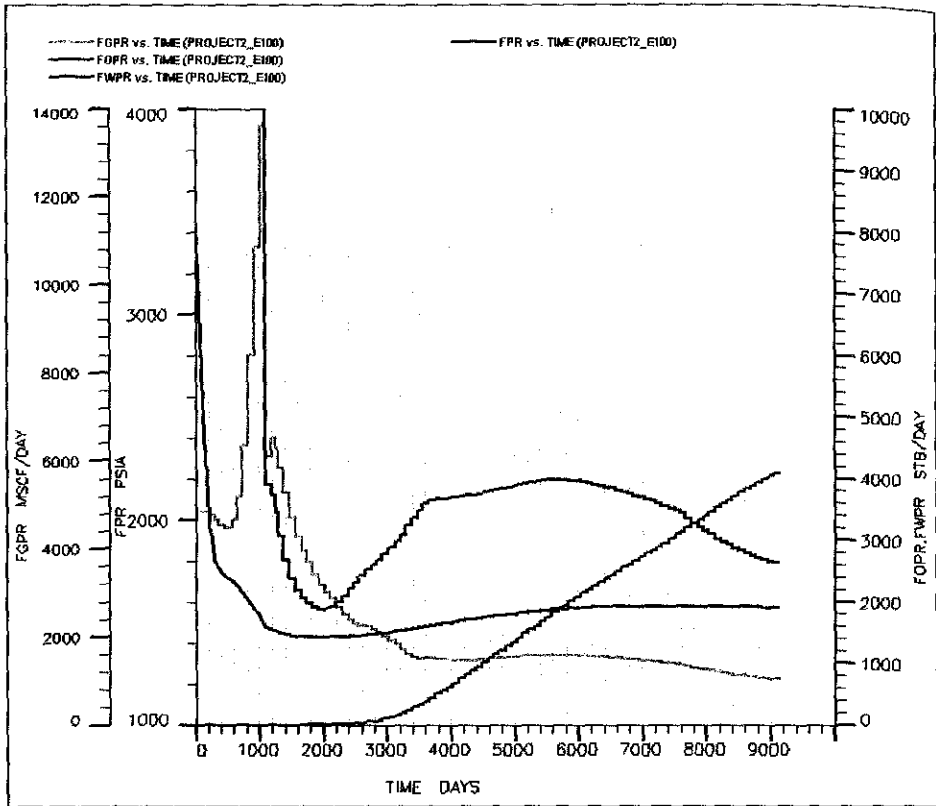
รูปที่ 6.108 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.109 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.110 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



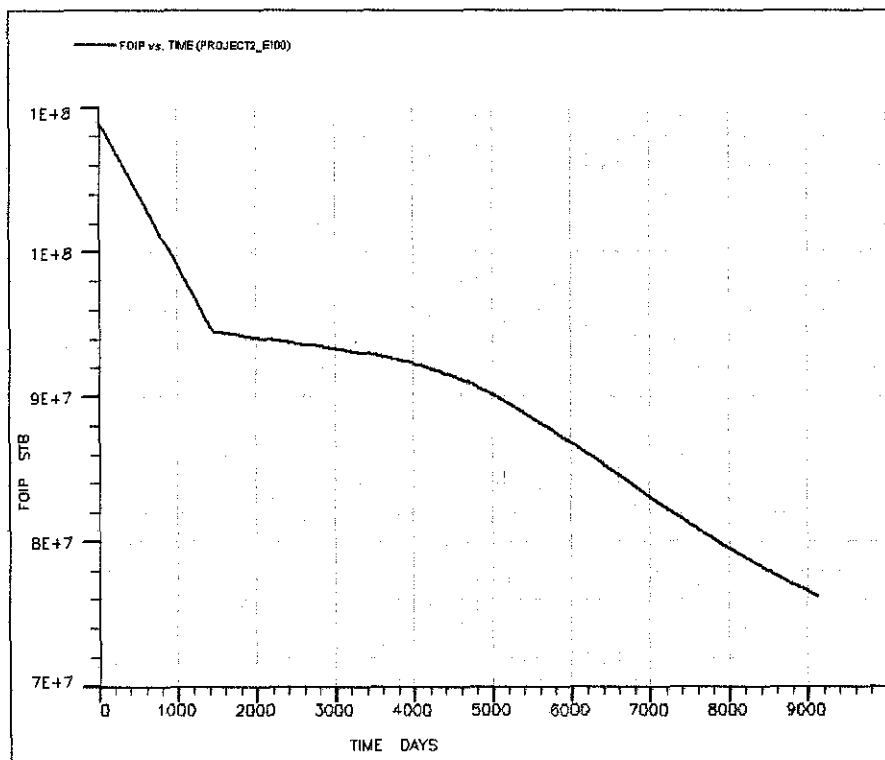
รูปที่ 6.111 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.1.3ค มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

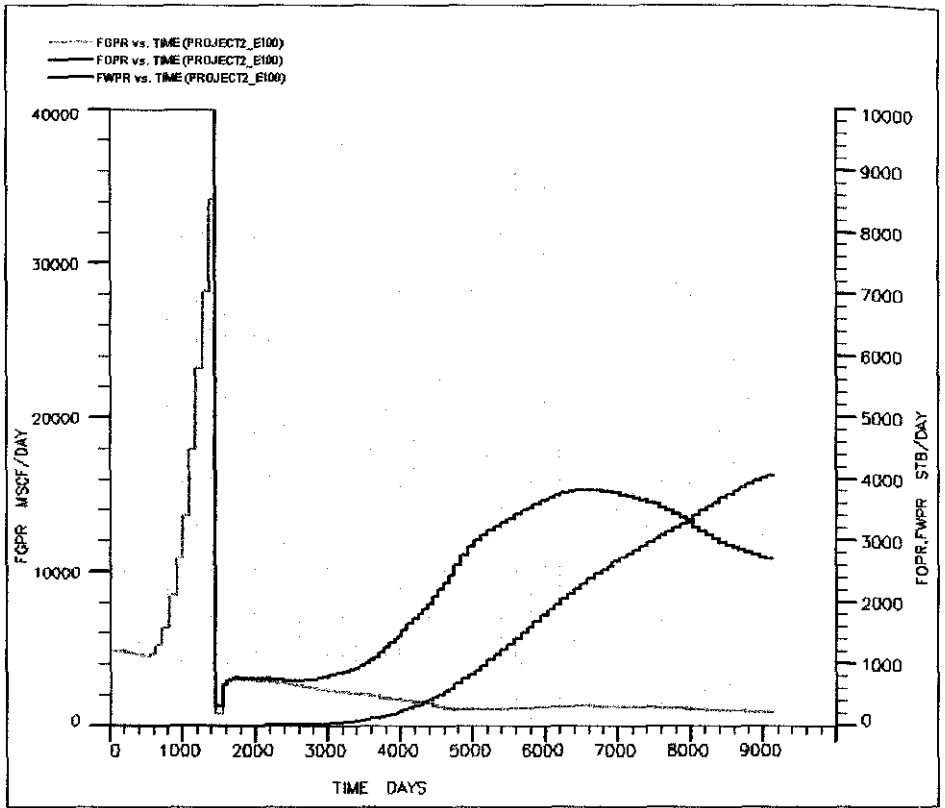
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 3ค ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.112)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.113)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.114)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.115)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.116)

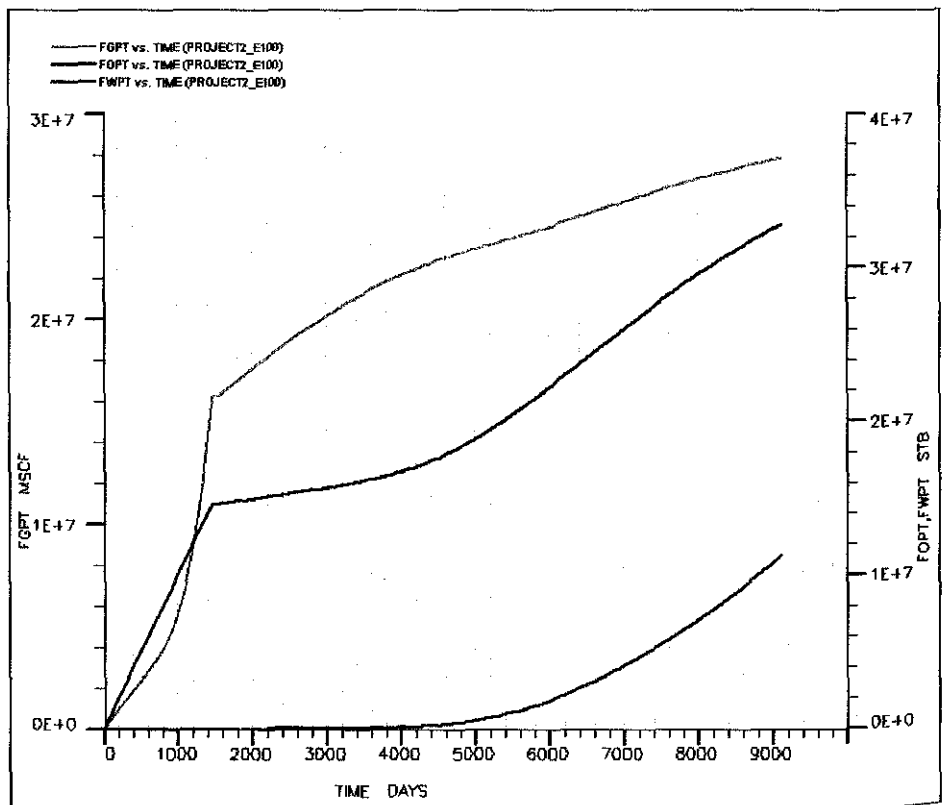
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.117)



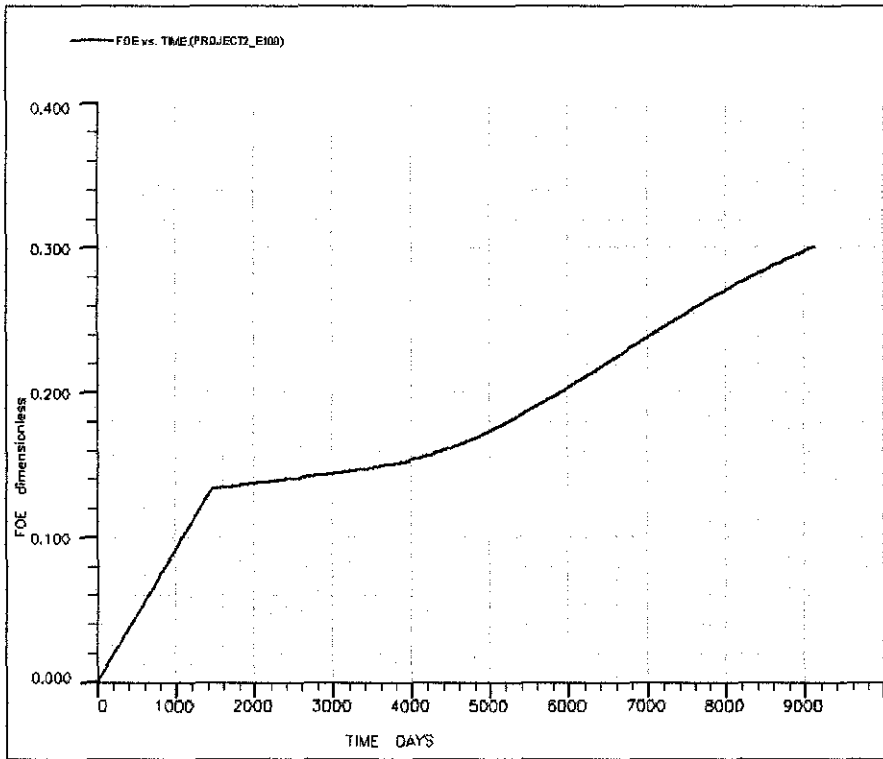
รูปที่ 6.112 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



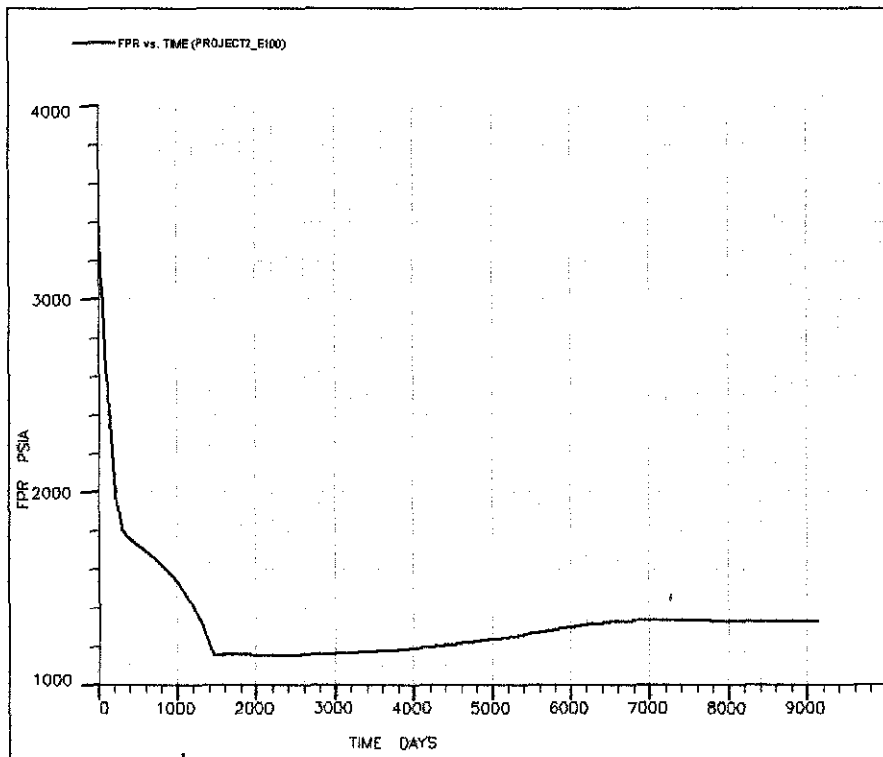
รูปที่ 6.113 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



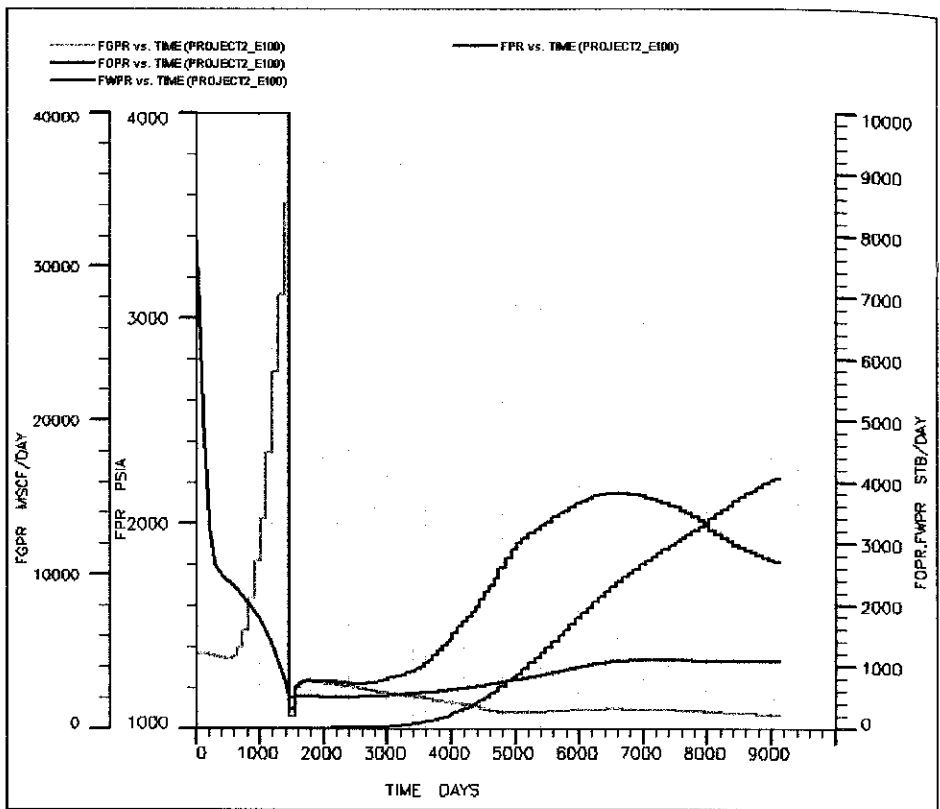
รูปที่ 6.114 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.115 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.116 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.117 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

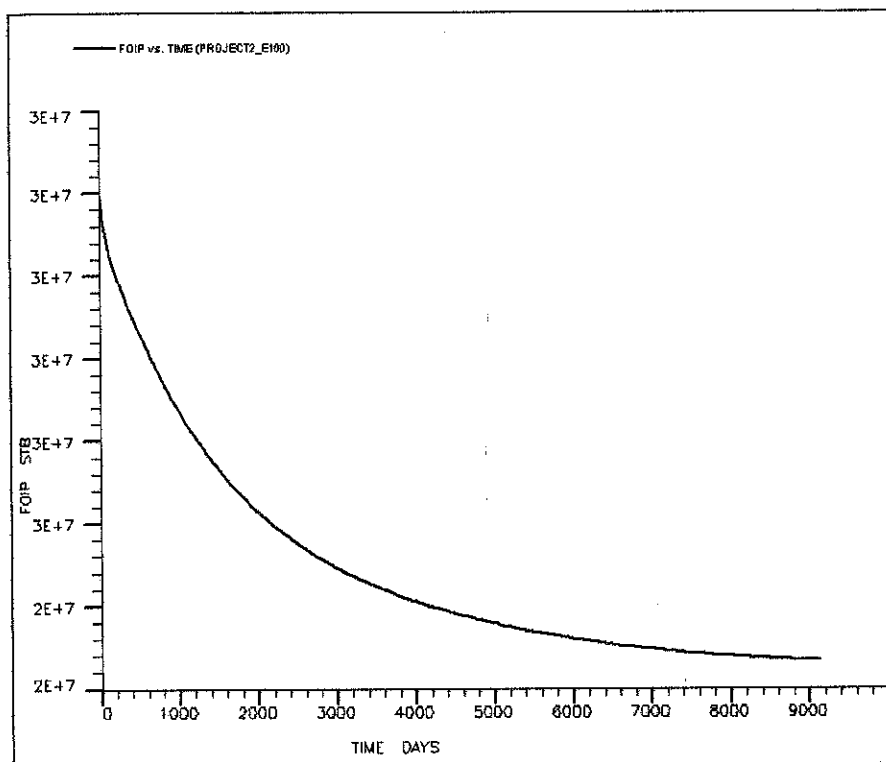
6.5.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

6.5.2.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

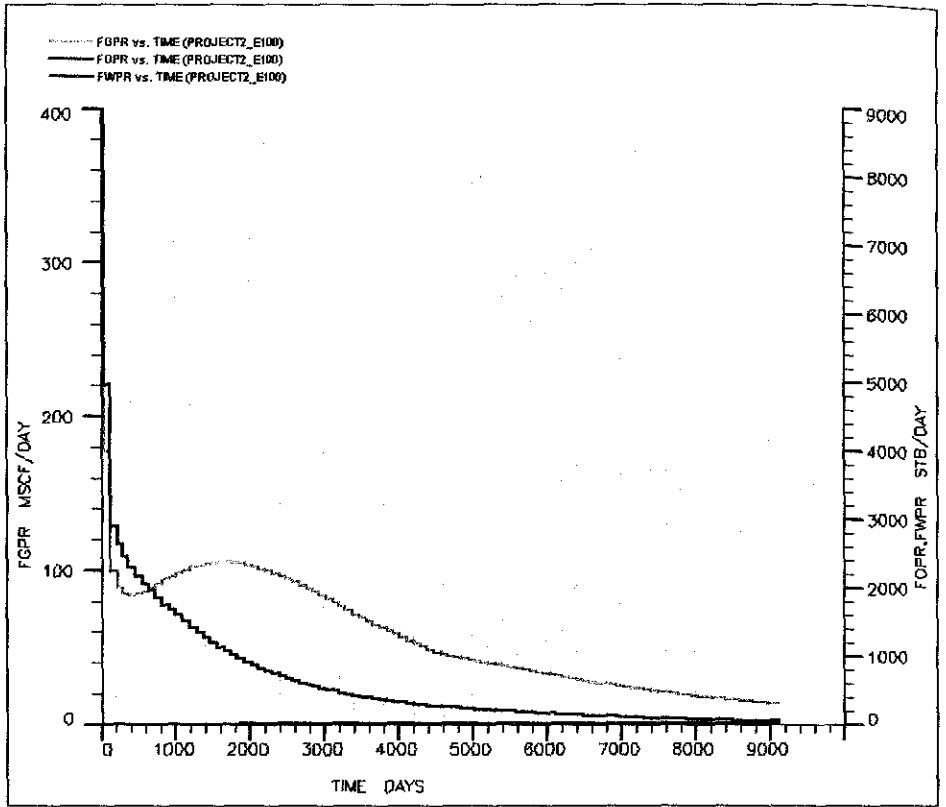
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.118)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.119)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.120)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.121)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.122)

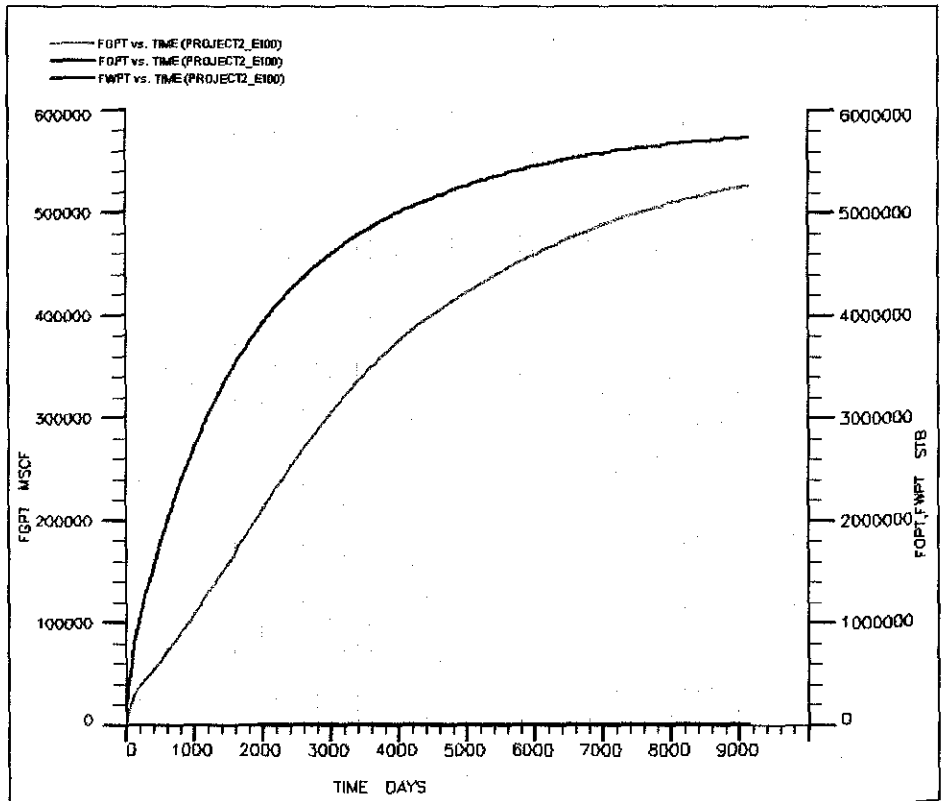
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.123)



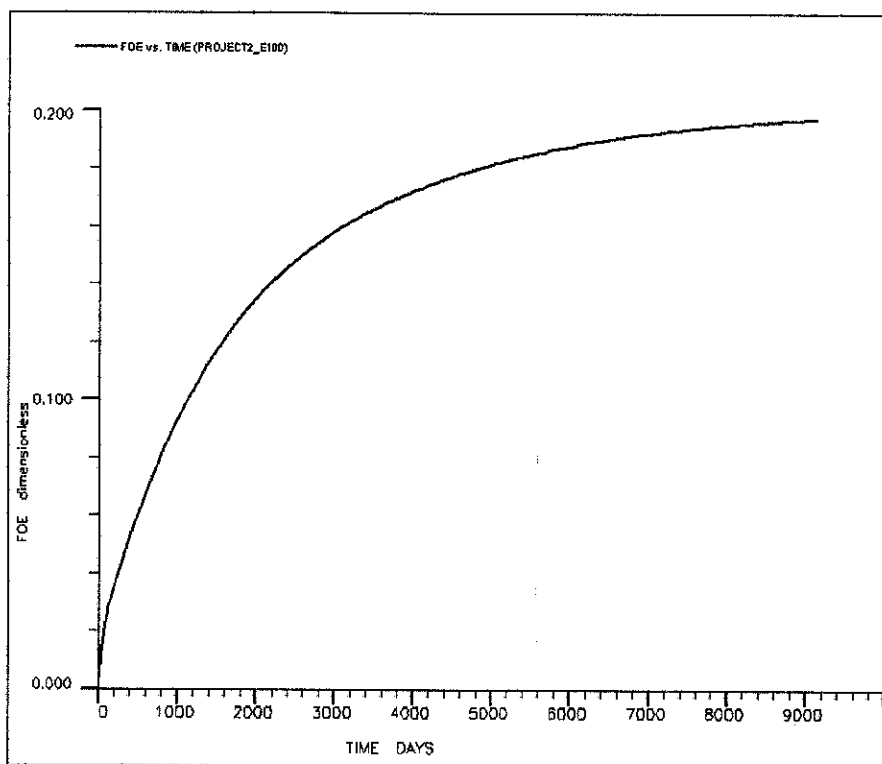
รูปที่ 6.118 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



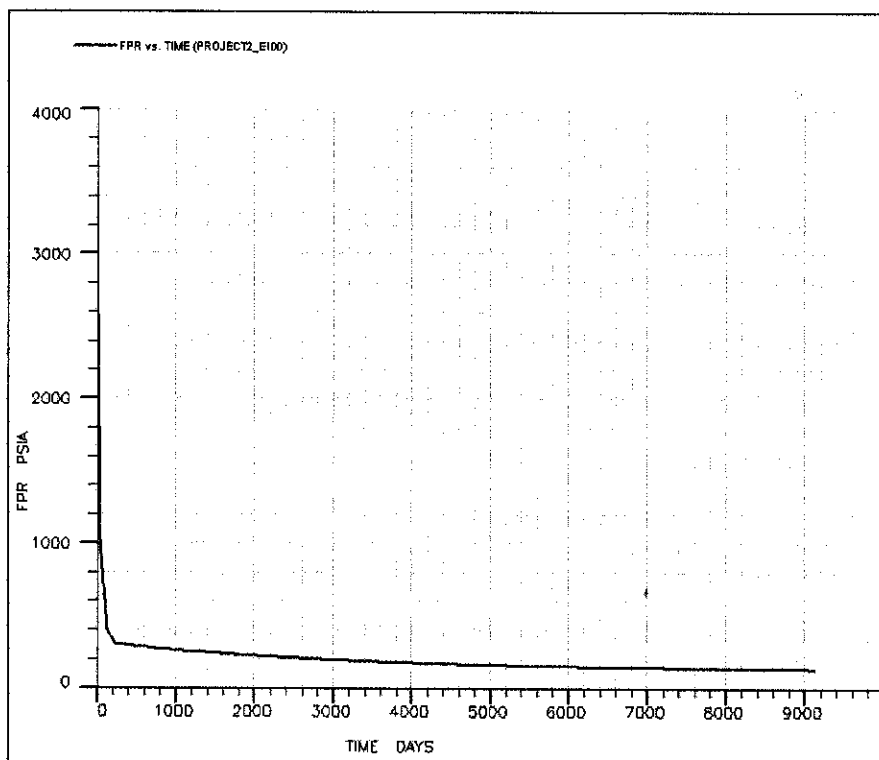
รูปที่ 6.119 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



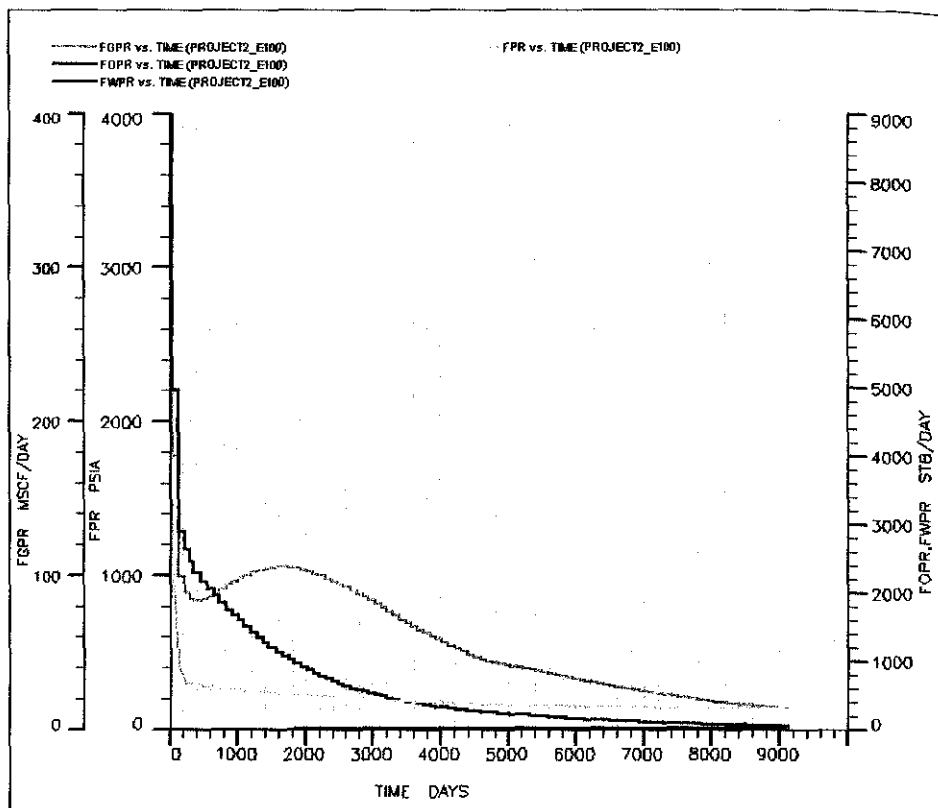
รูปที่ 6.120 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.121 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.122 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.123 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา

(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.2.2 กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 3 ปี, 4 ปี และ 7 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

6.5.2.2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2ก ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.124)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.125)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูป

ที่ 6.126)

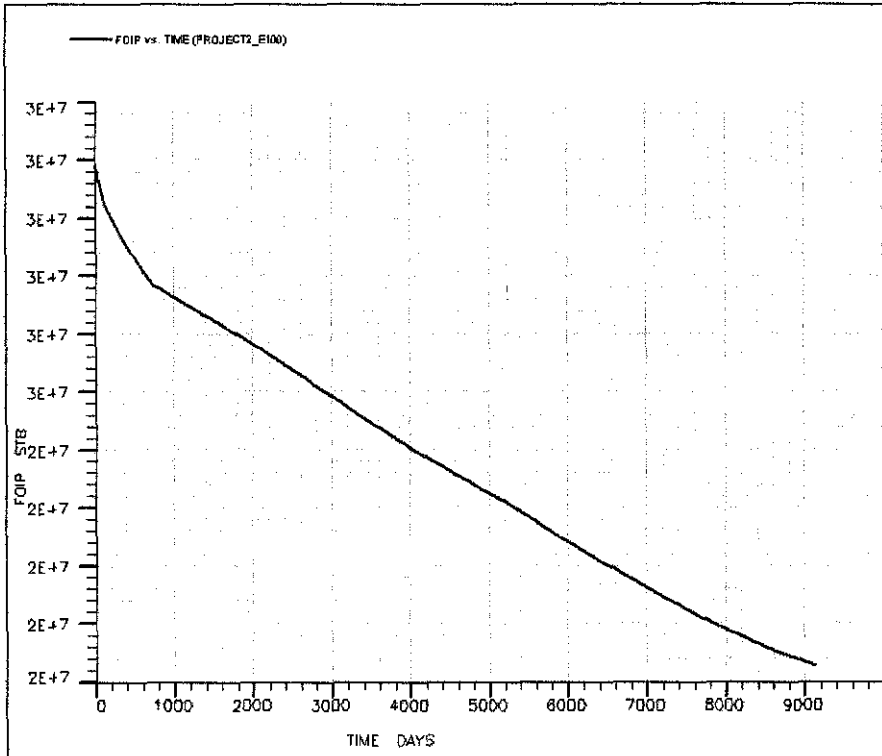
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

(รูปที่ 6.127)

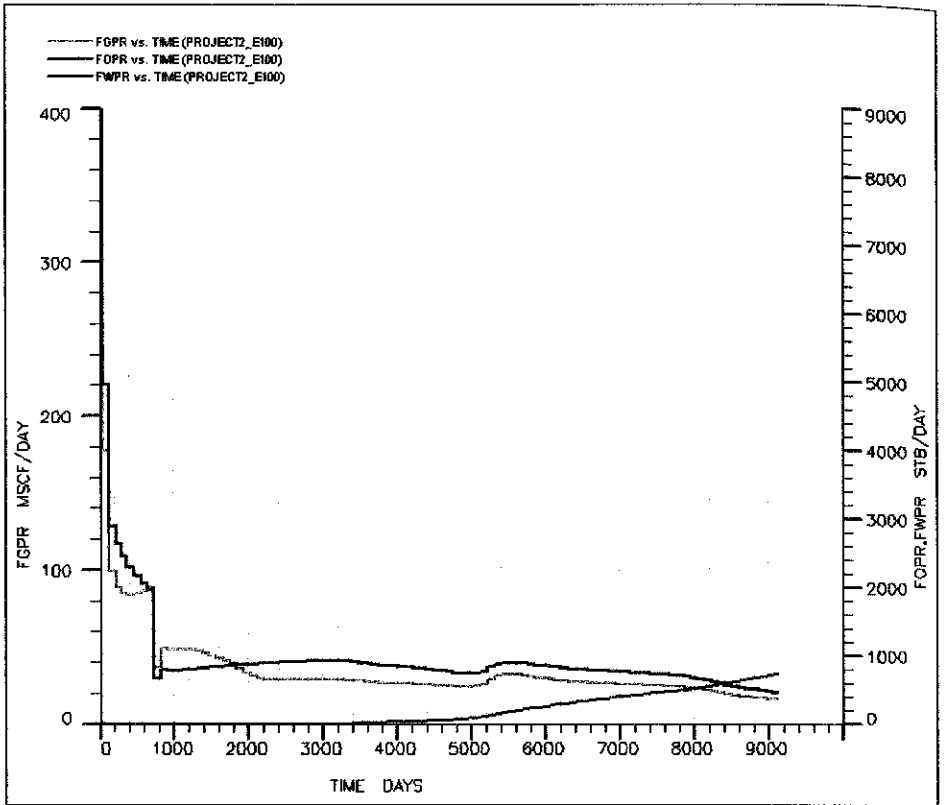
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.128)

- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs.

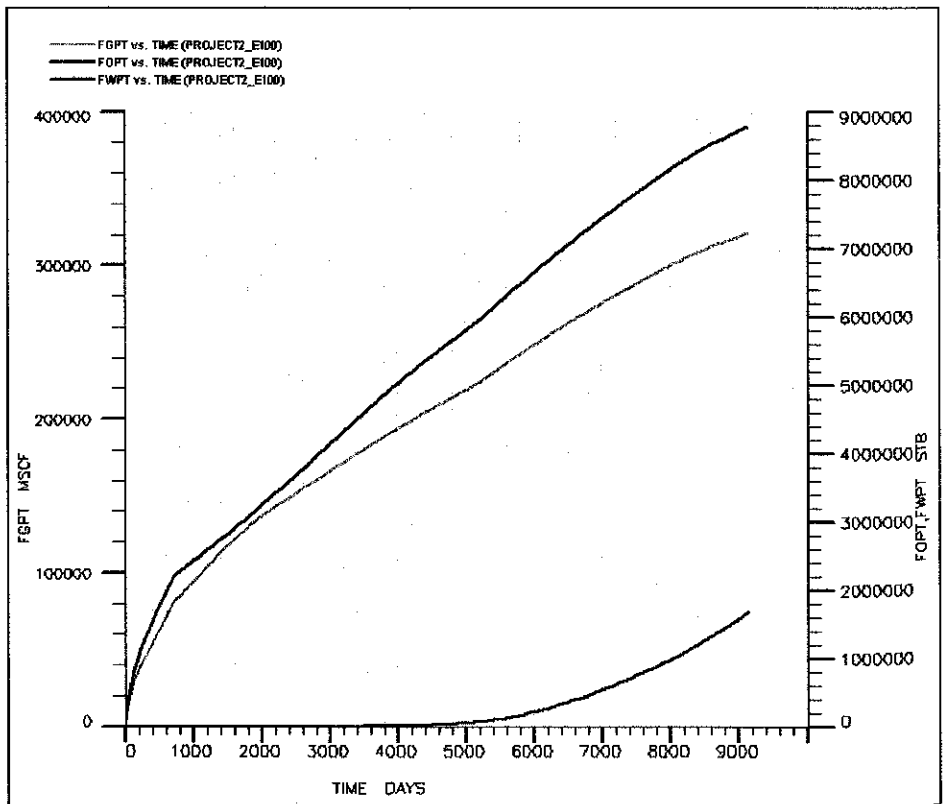
Time) (รูปที่ 6.129)



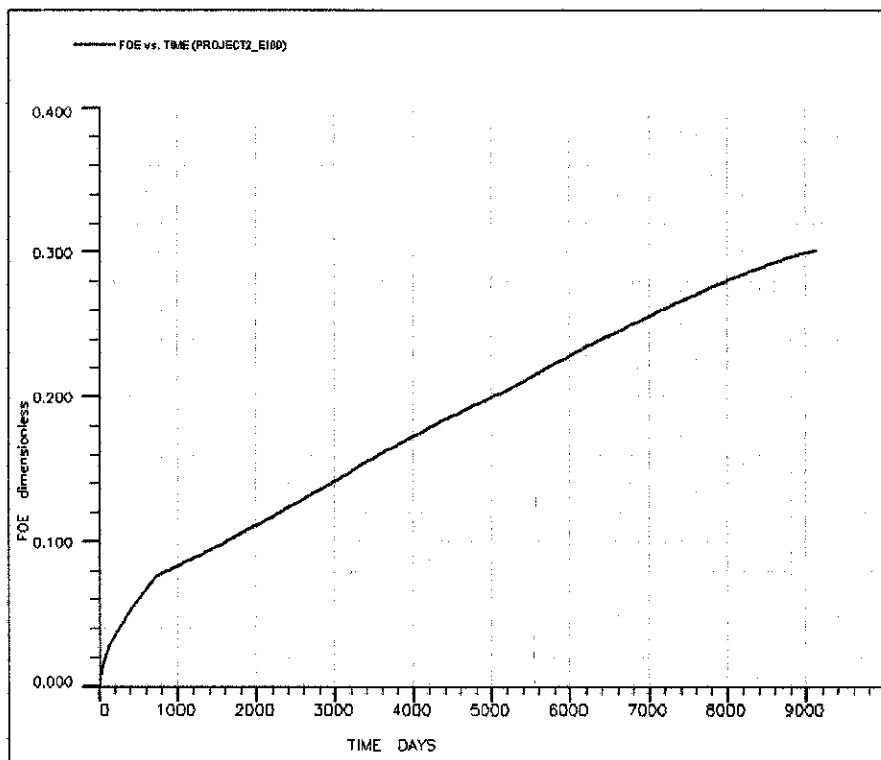
รูปที่ 6.124 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



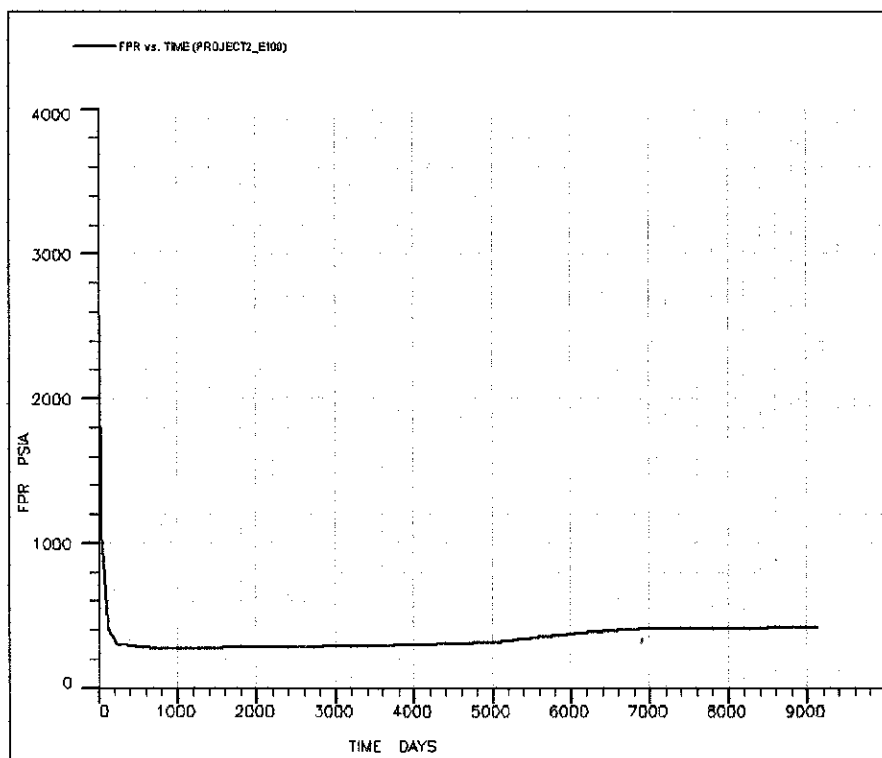
รูปที่ 6.125 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



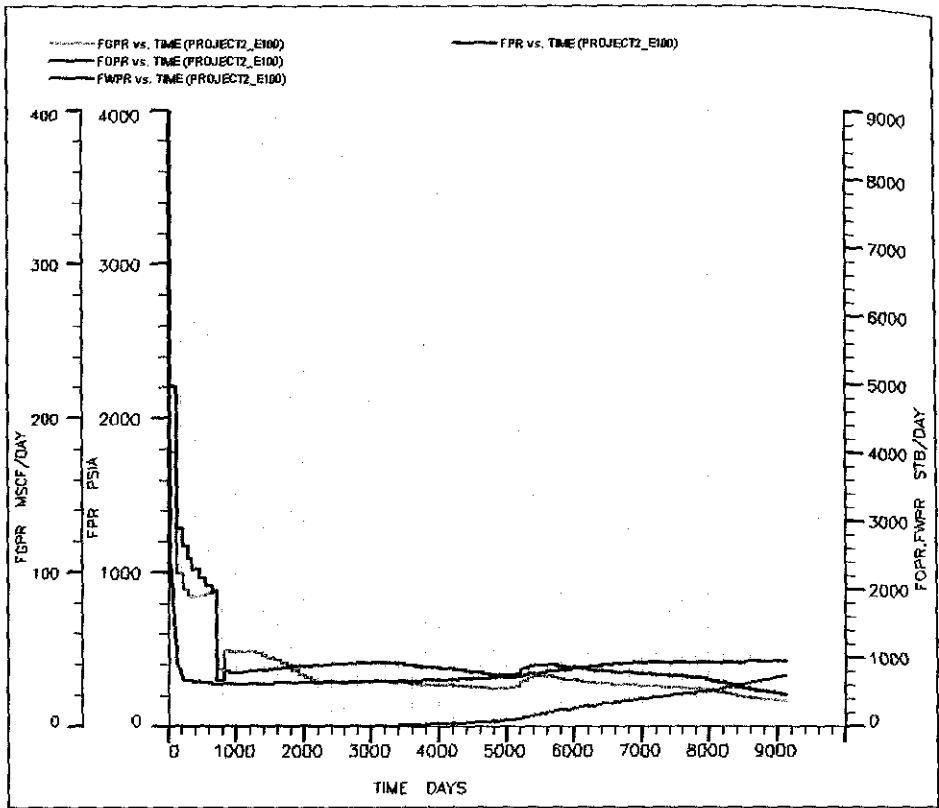
รูปที่ 6.126 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.127 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.128 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

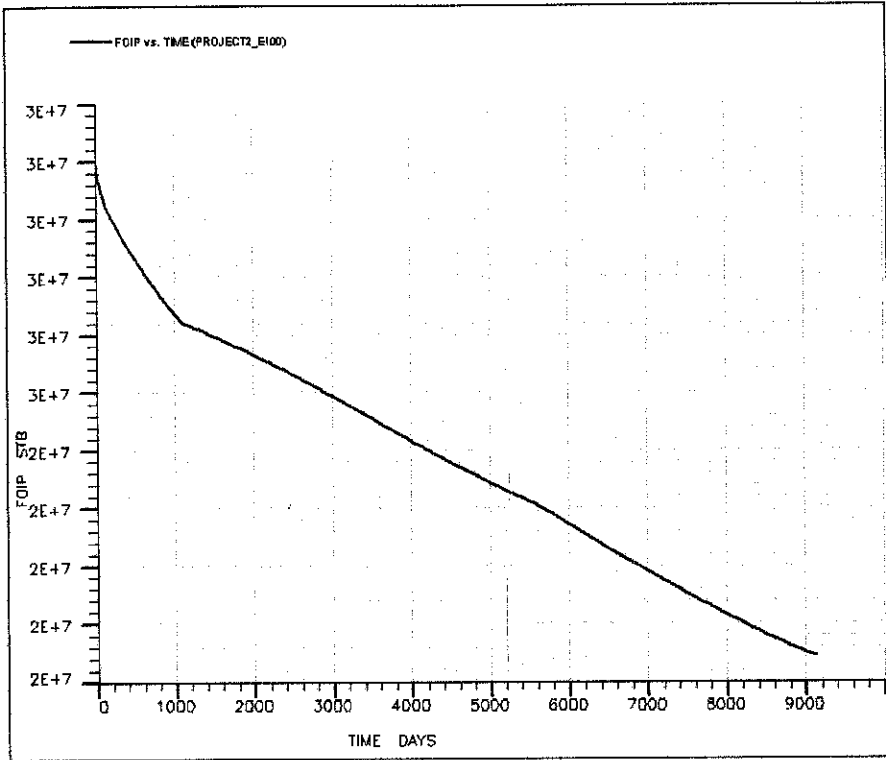


รูปที่ 6.129 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

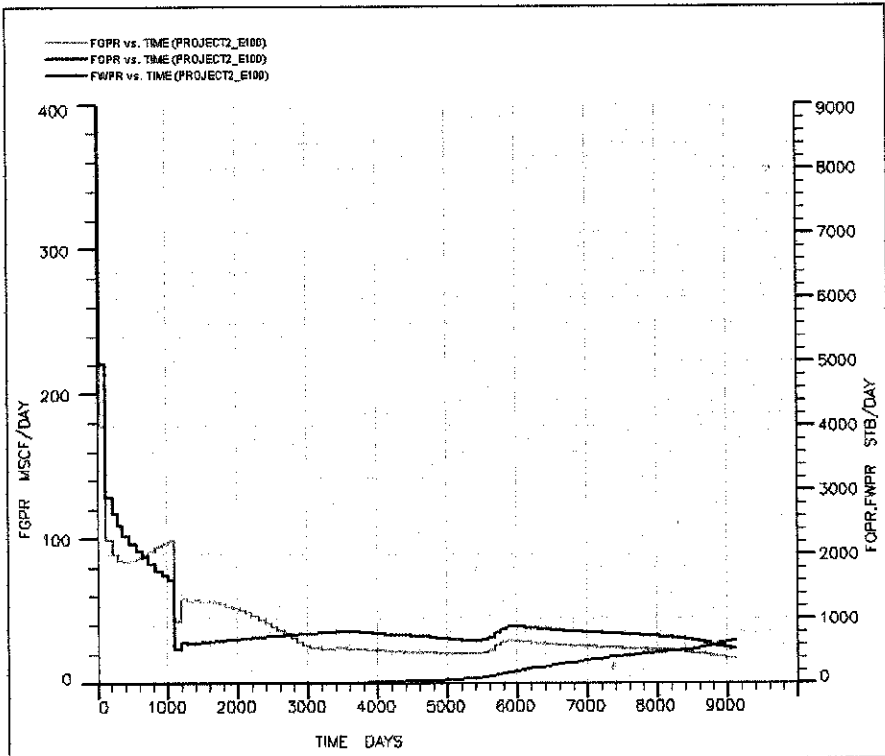
6.5.2.2x มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2x ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

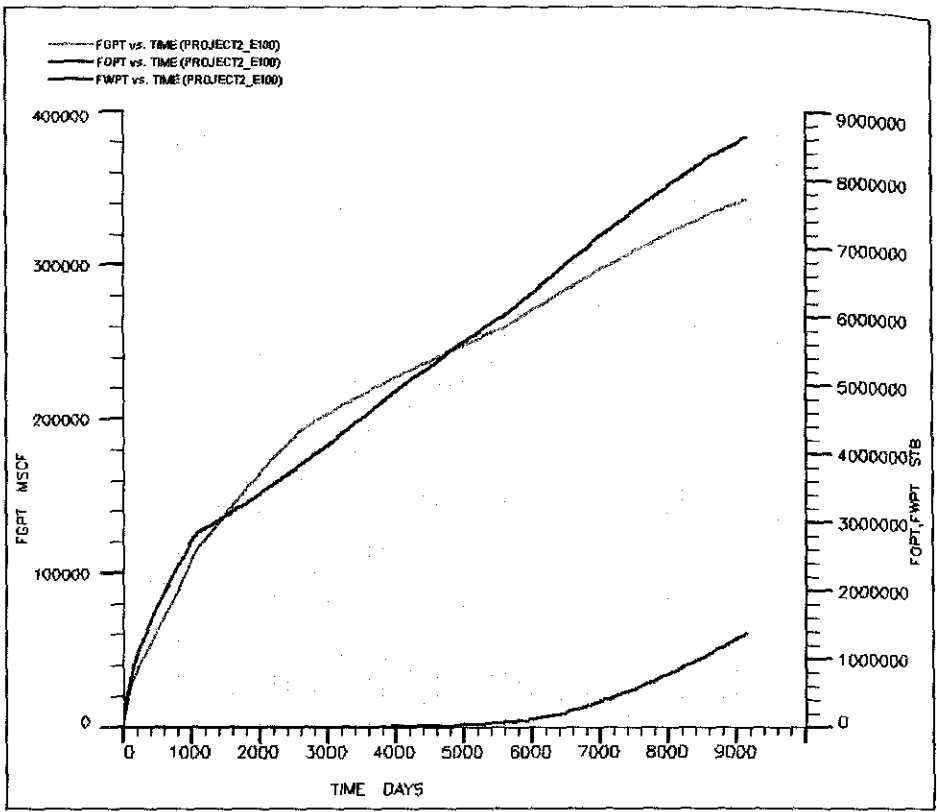
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.130)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.131)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.132)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.133)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.134)
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.135)



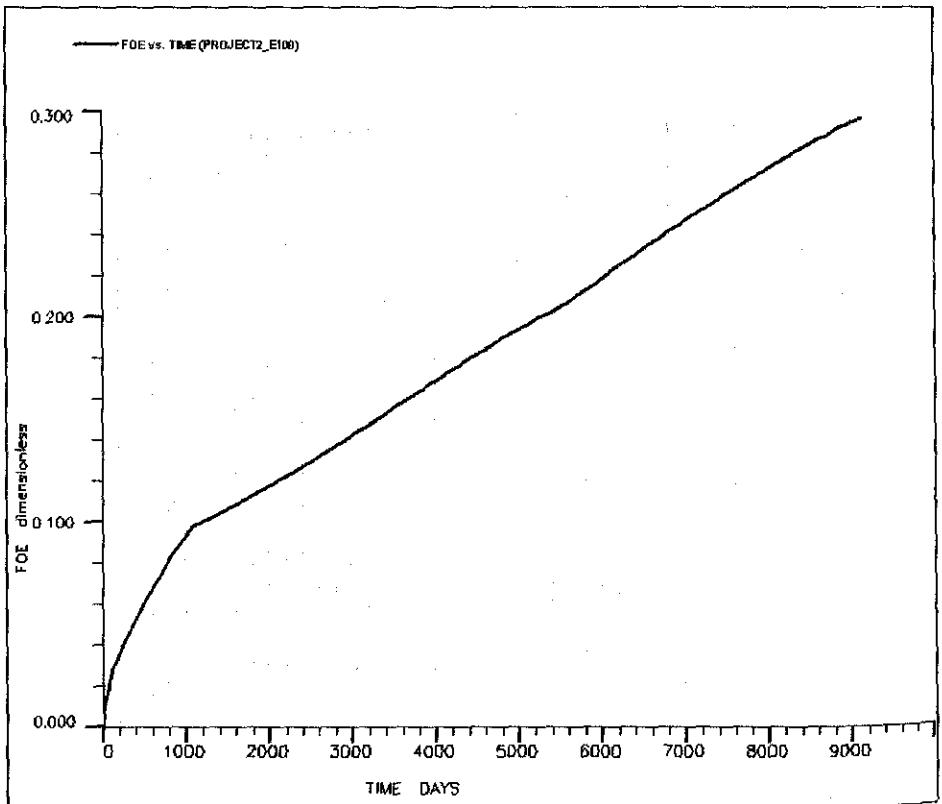
รูปที่ 6.130 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



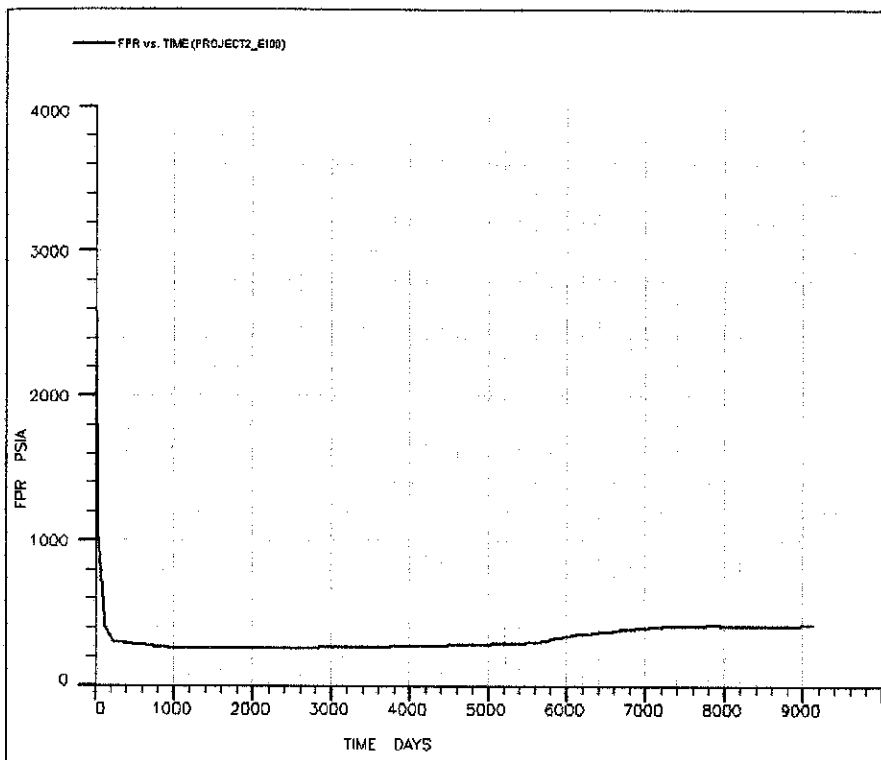
รูปที่ 6.131 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



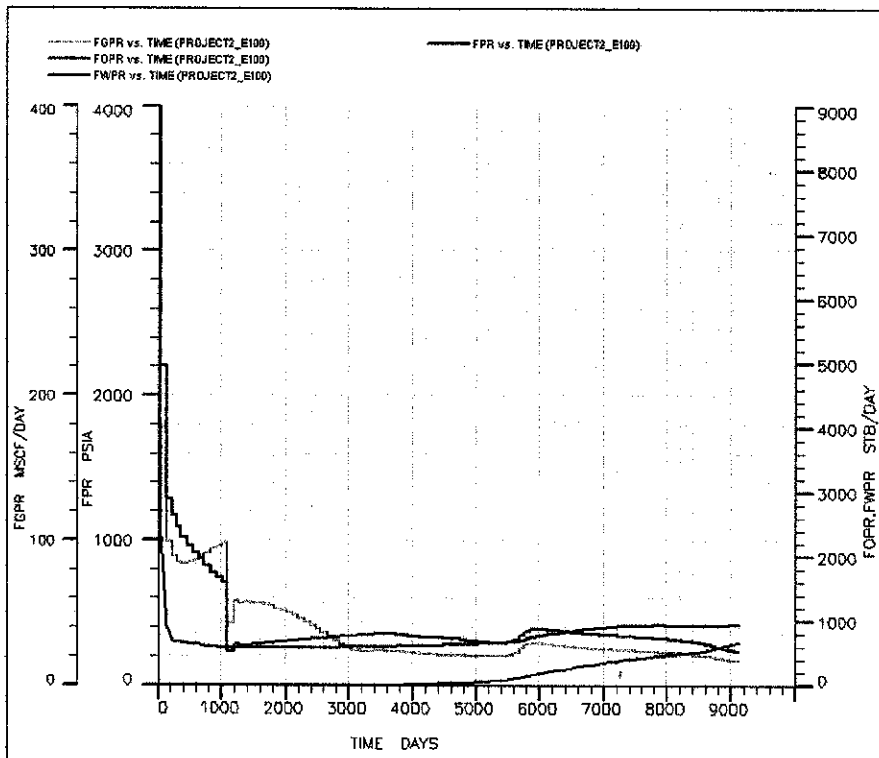
รูปที่ 6.132 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.133 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.134 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.135 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา

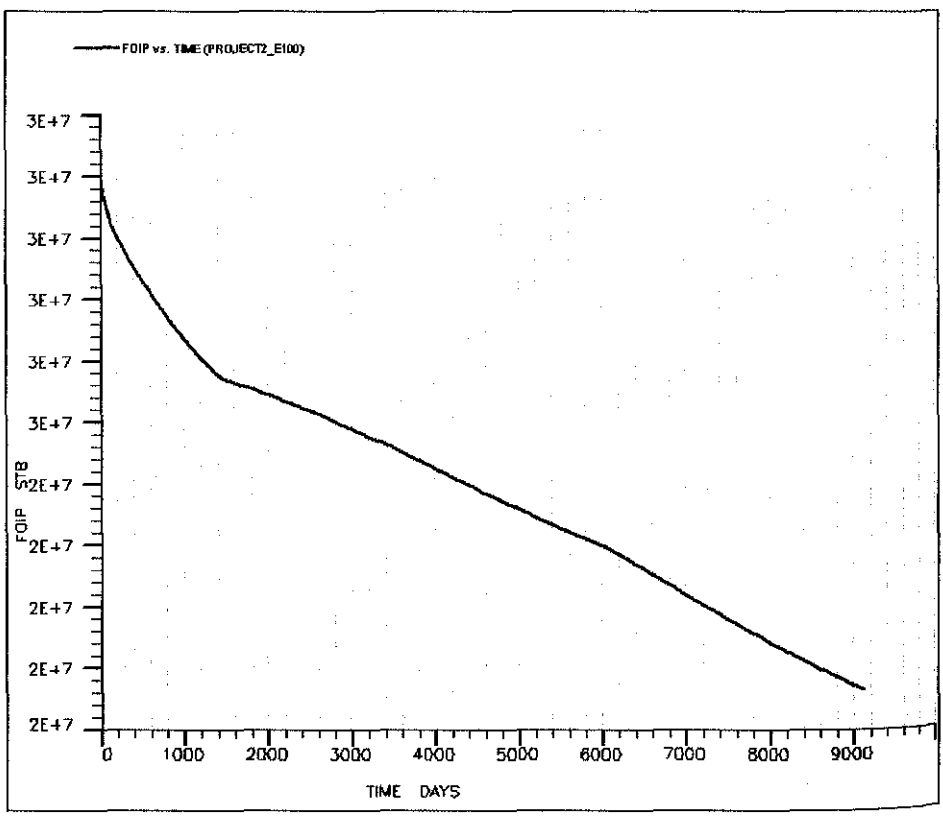
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.2.2c มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

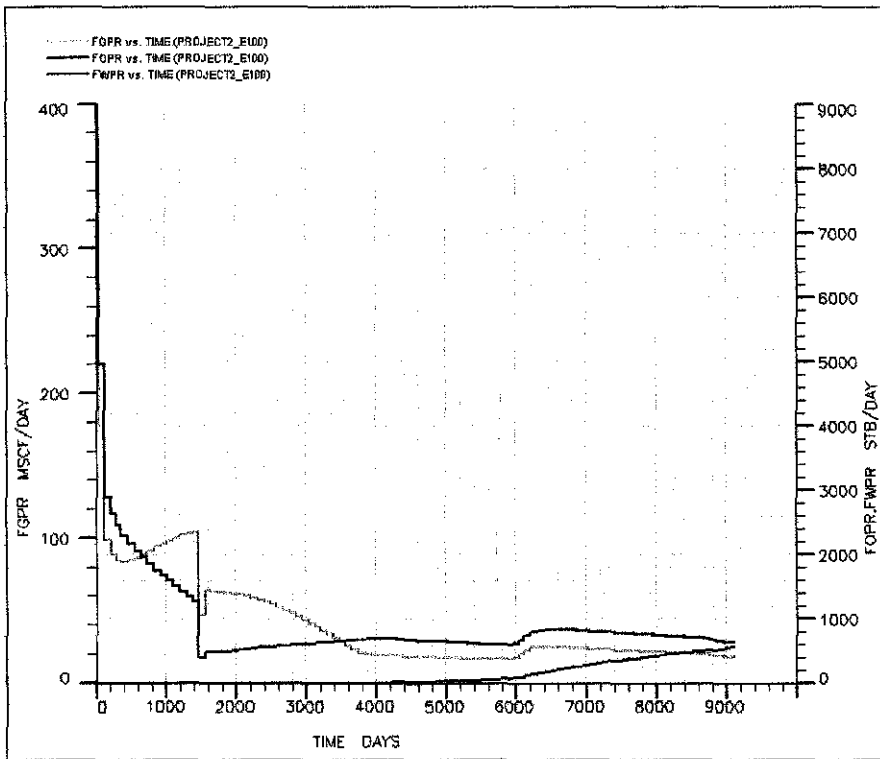
หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2c ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

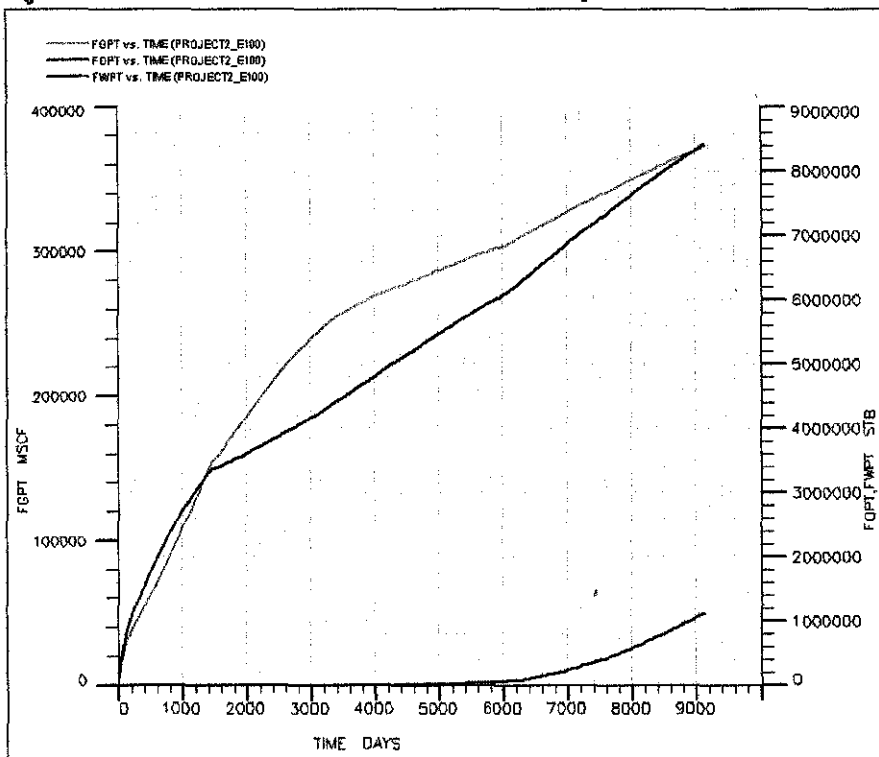
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.136)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.137)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.138)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.139)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.140)
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.141)



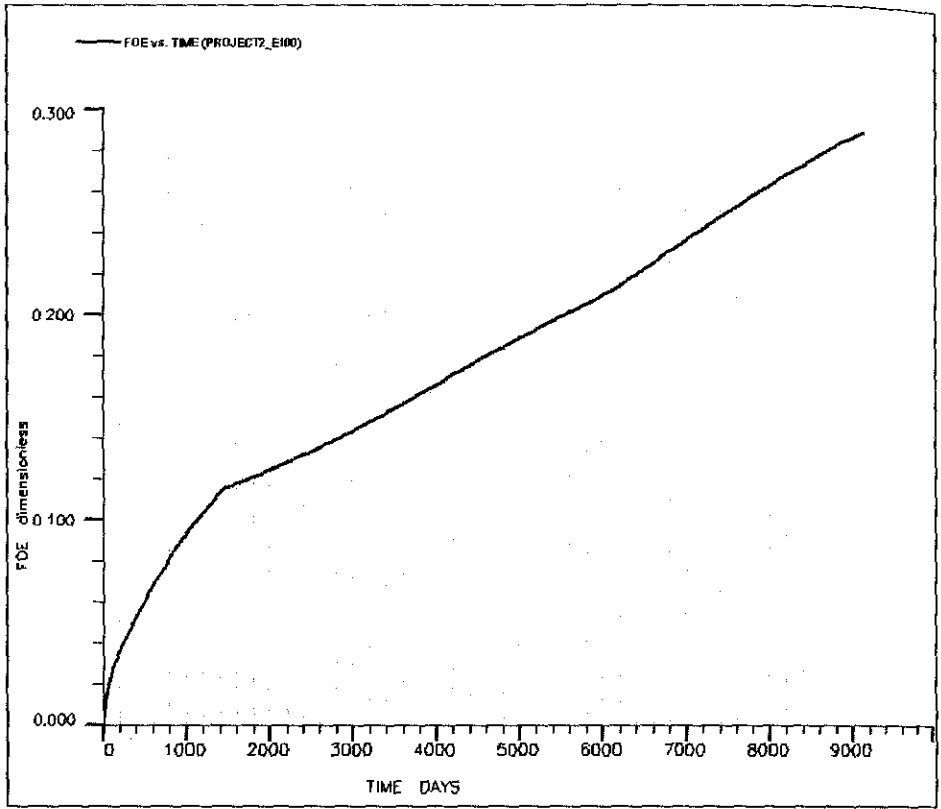
รูปที่ 6.136 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



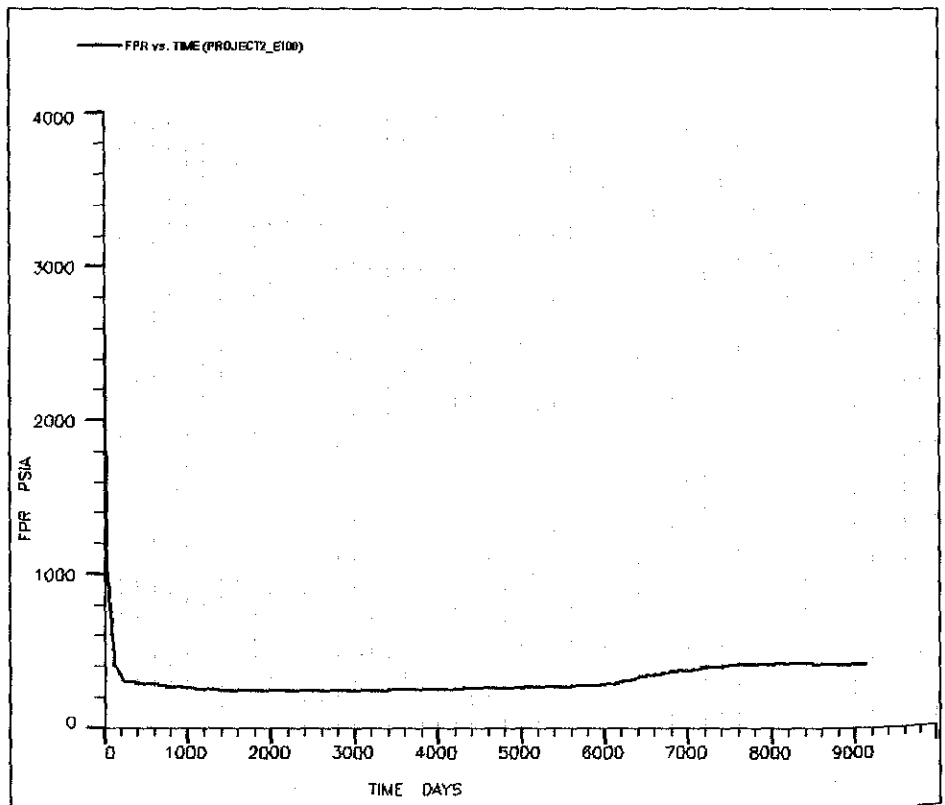
รูปที่ 6.137 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



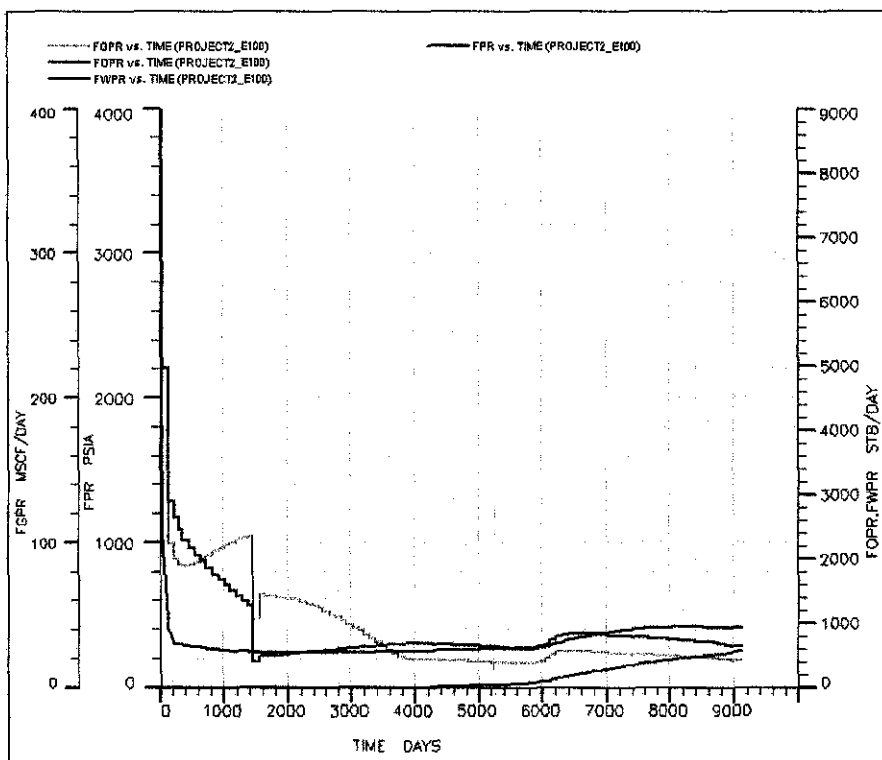
รูปที่ 6.138 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.139 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.140 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.141 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา

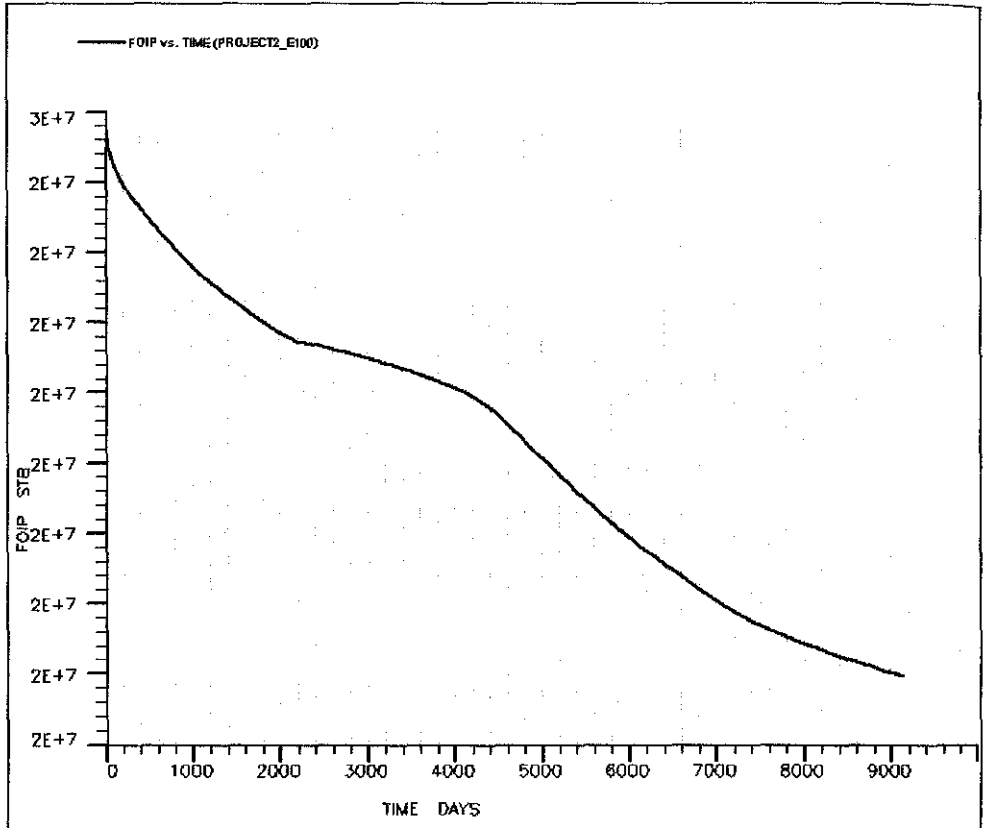
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.2.2g มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี

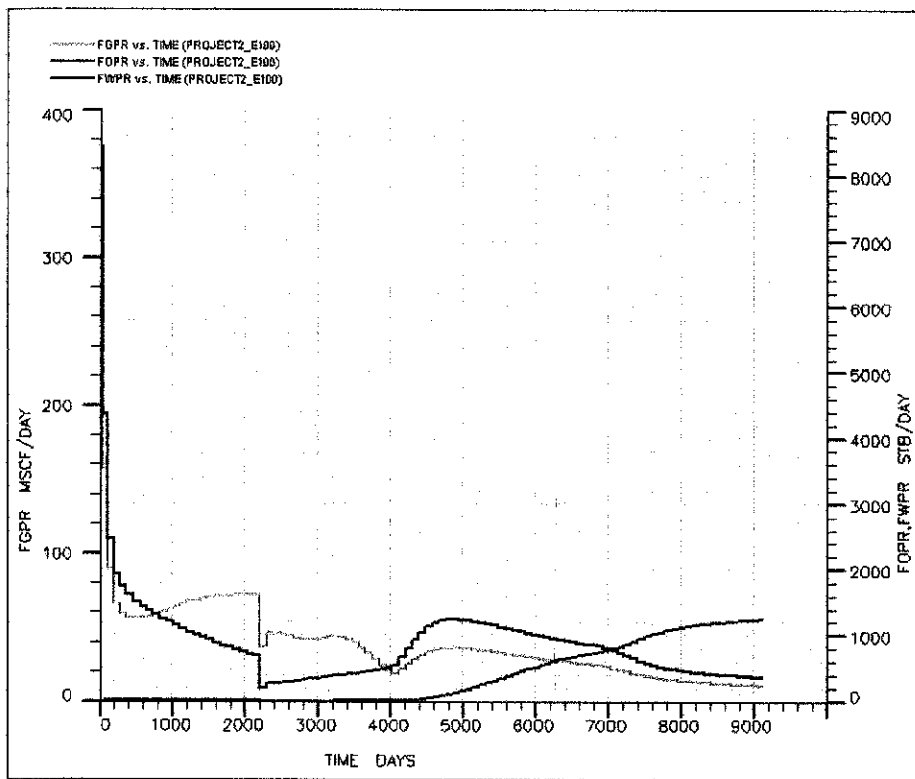
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2 ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.142)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.143)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.144)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.145)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.146)

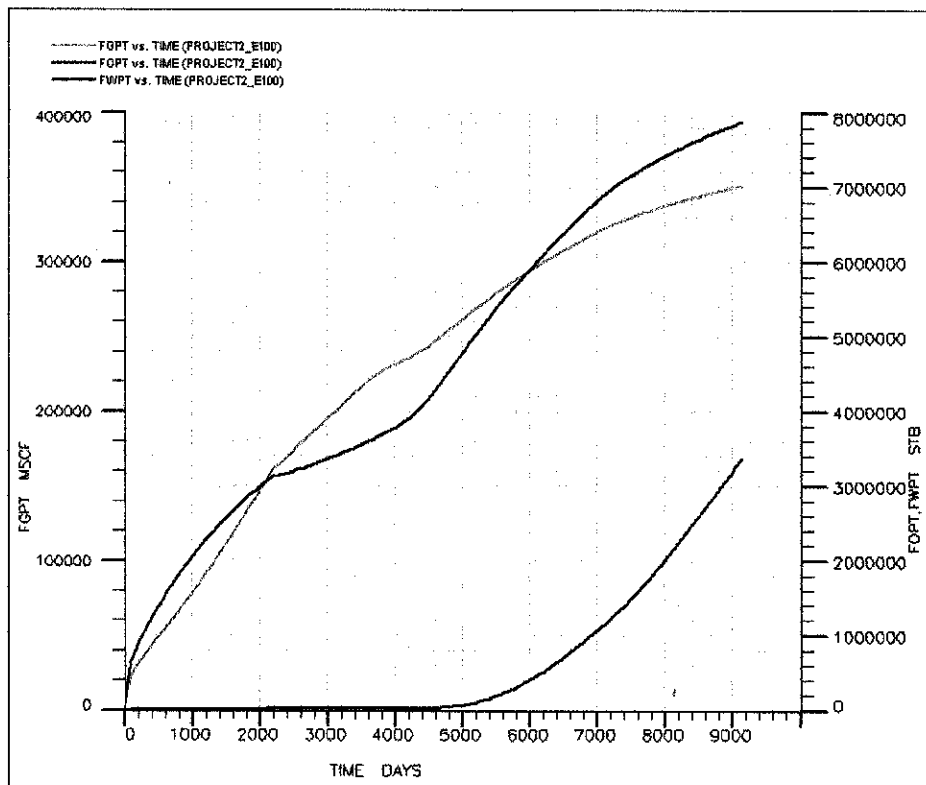
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.147)



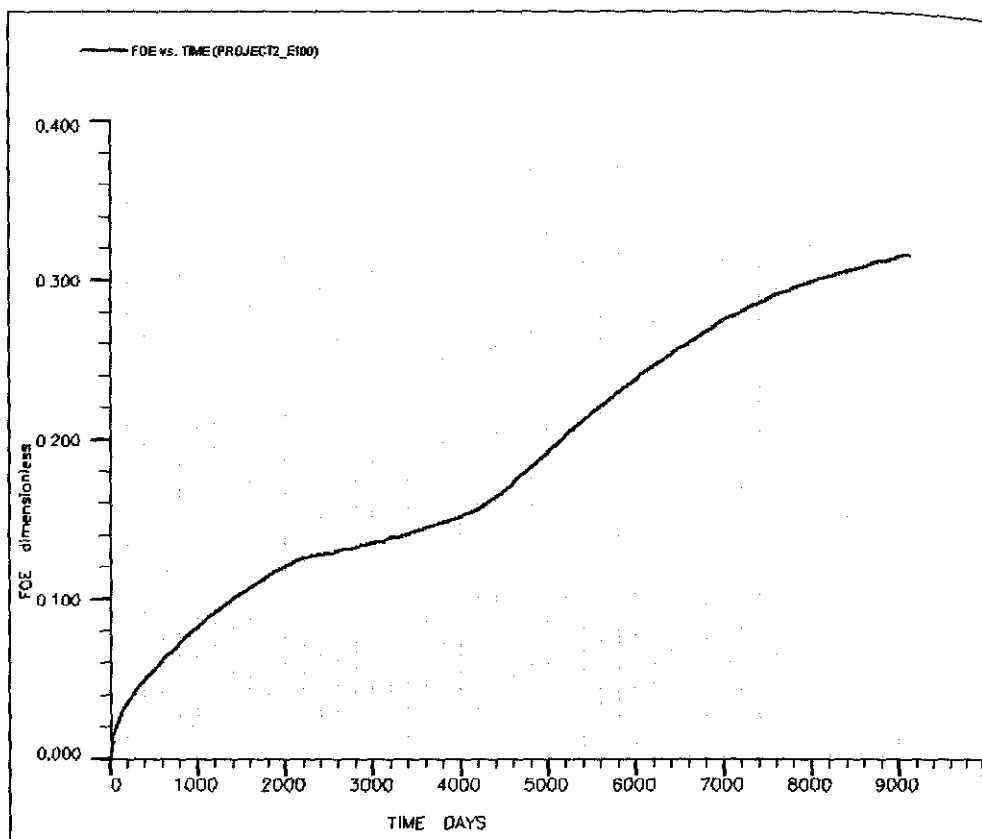
รูปที่ 6.142 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



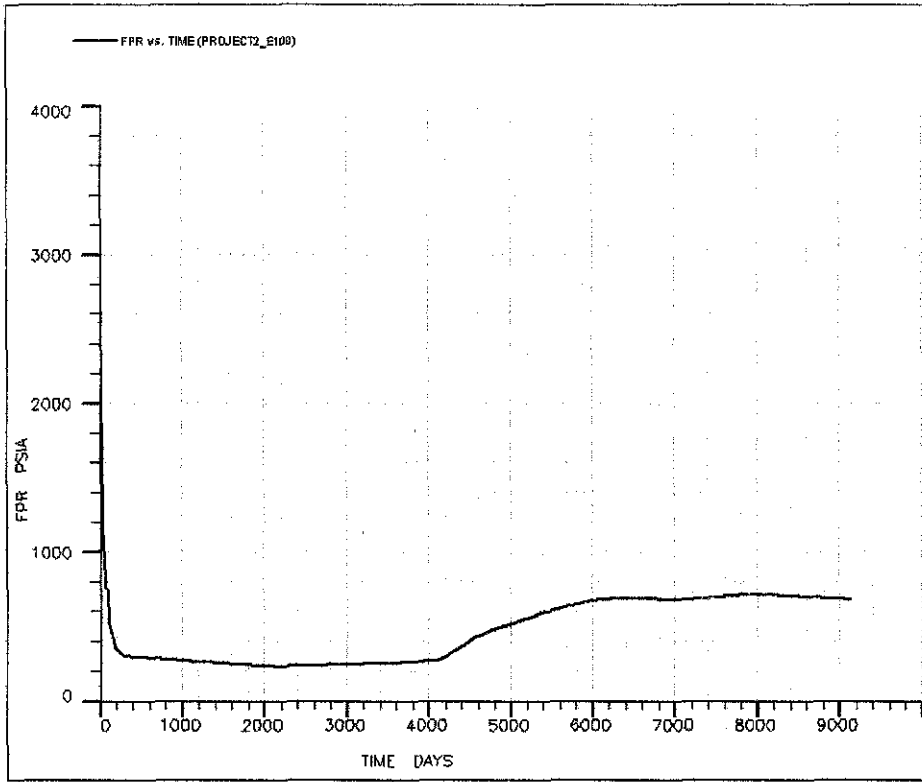
รูปที่ 6.143 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



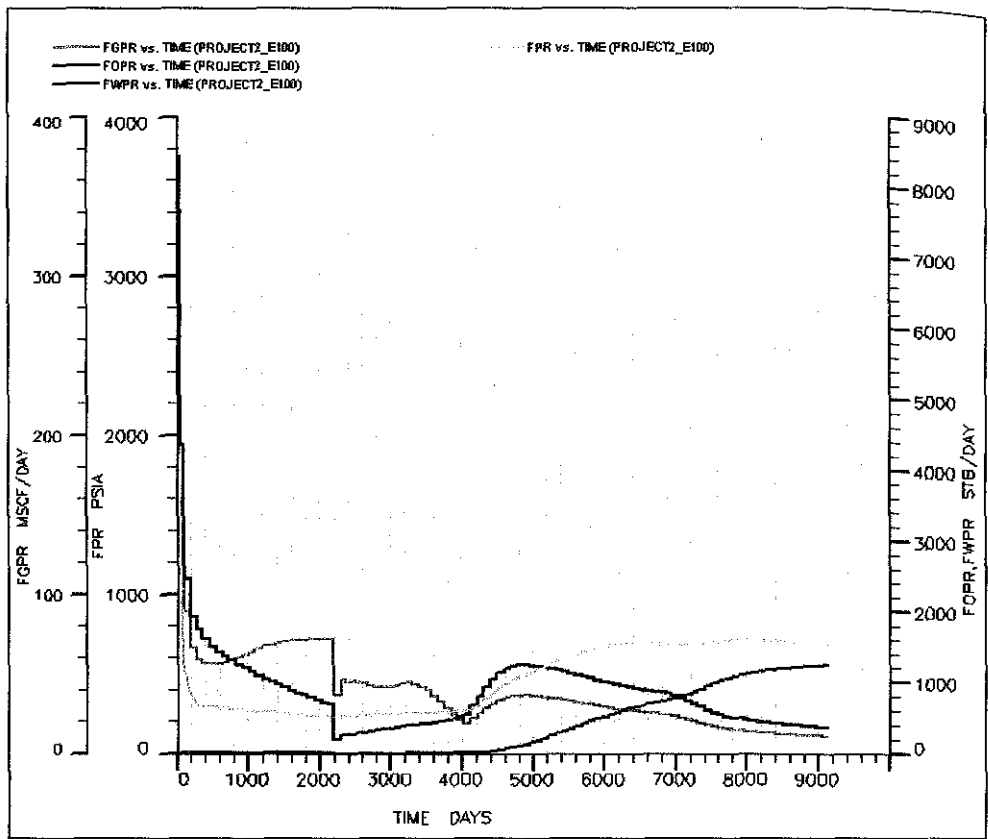
รูปที่ 6.144 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.145 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.146 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.147 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3

6.5.3.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 3 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

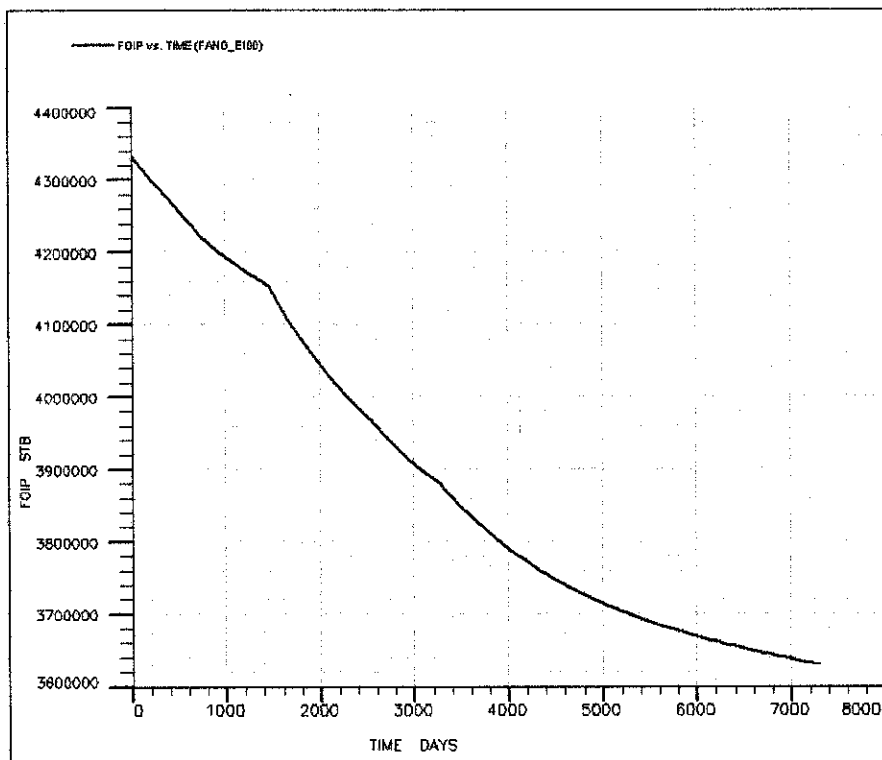
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.148)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.149)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.150)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.151)

(รูปที่ 6.151)

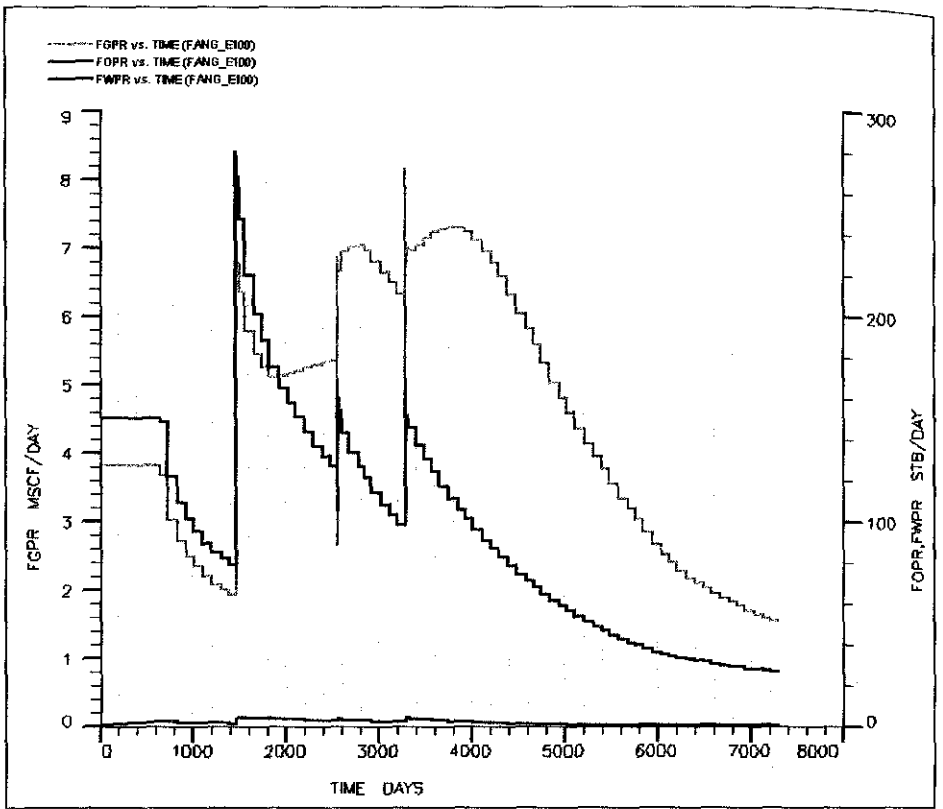
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.152)

- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs.

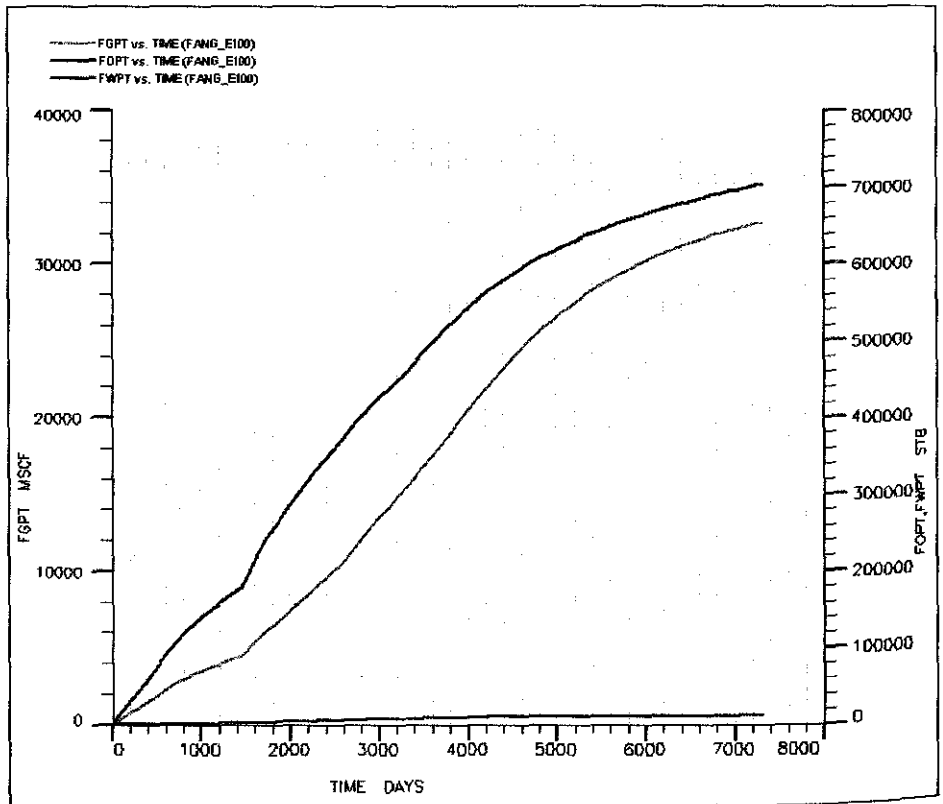
Time) (รูปที่ 6.153)



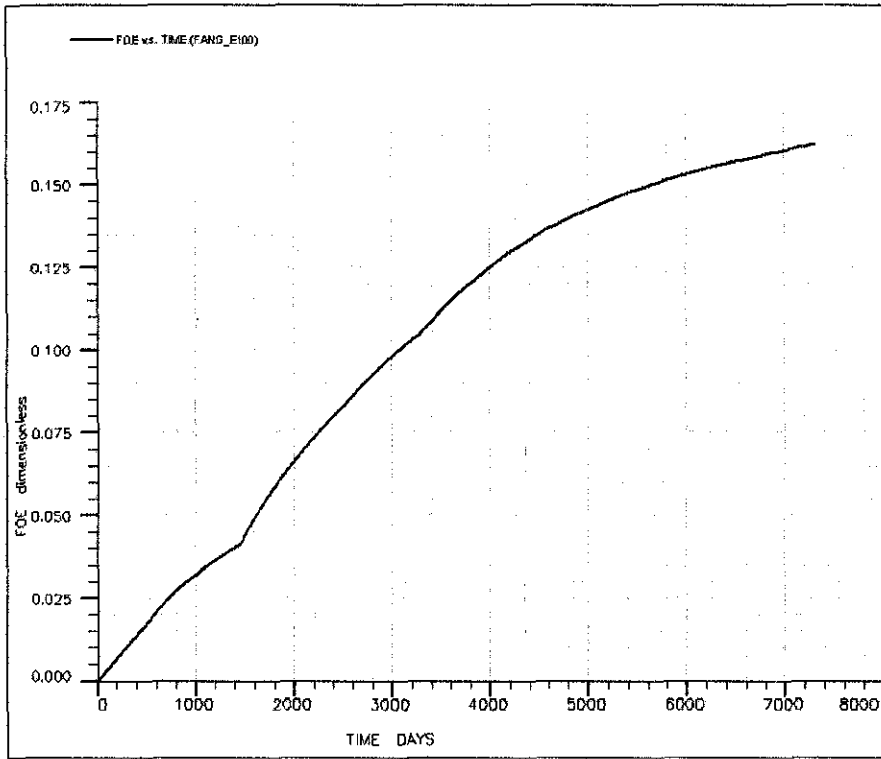
รูปที่ 6.148 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



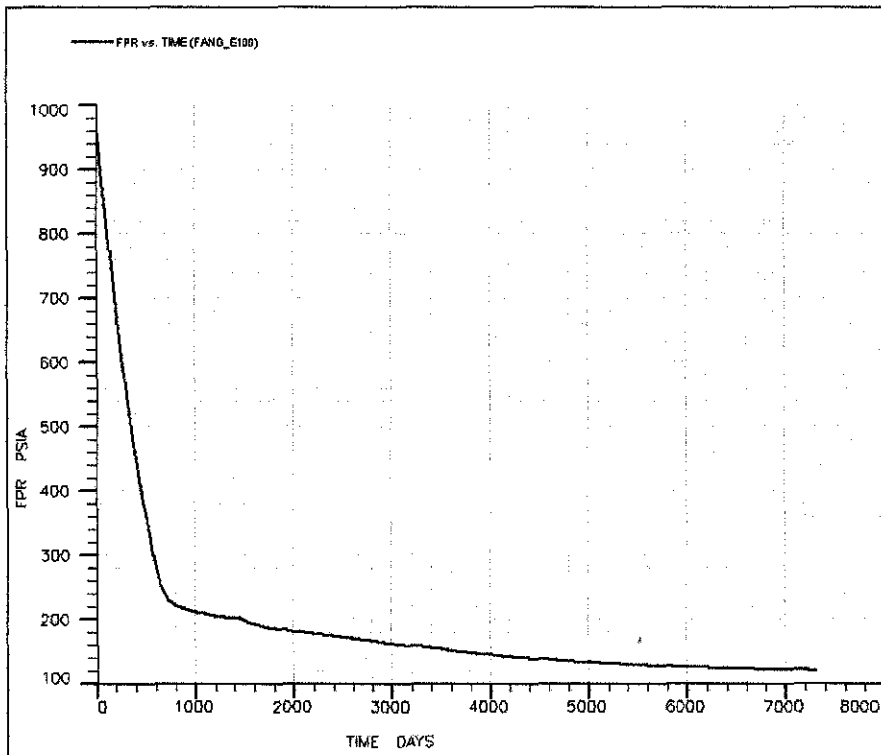
รูปที่ 6.149 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



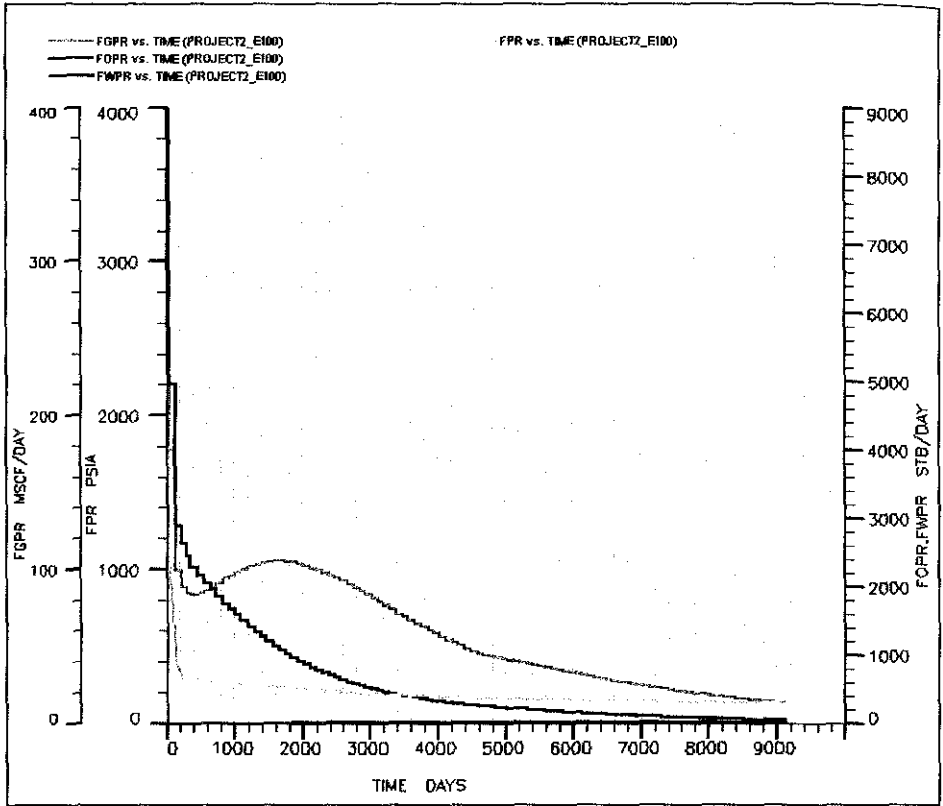
รูปที่ 6.150 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.151 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.152 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.153 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

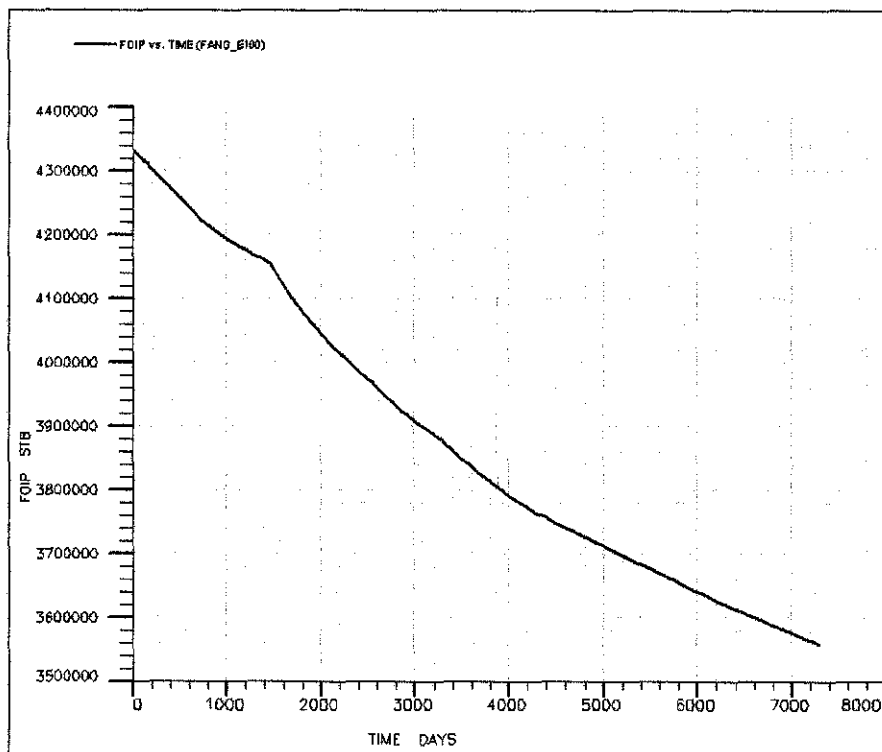
6.5.3.2 กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 14 ปี โดยทำการอัดน้ำที่อัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 200 บาร์เรลต่อวันลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยผ่านหลุม S3

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2 ของรูปแบบที่ 3 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

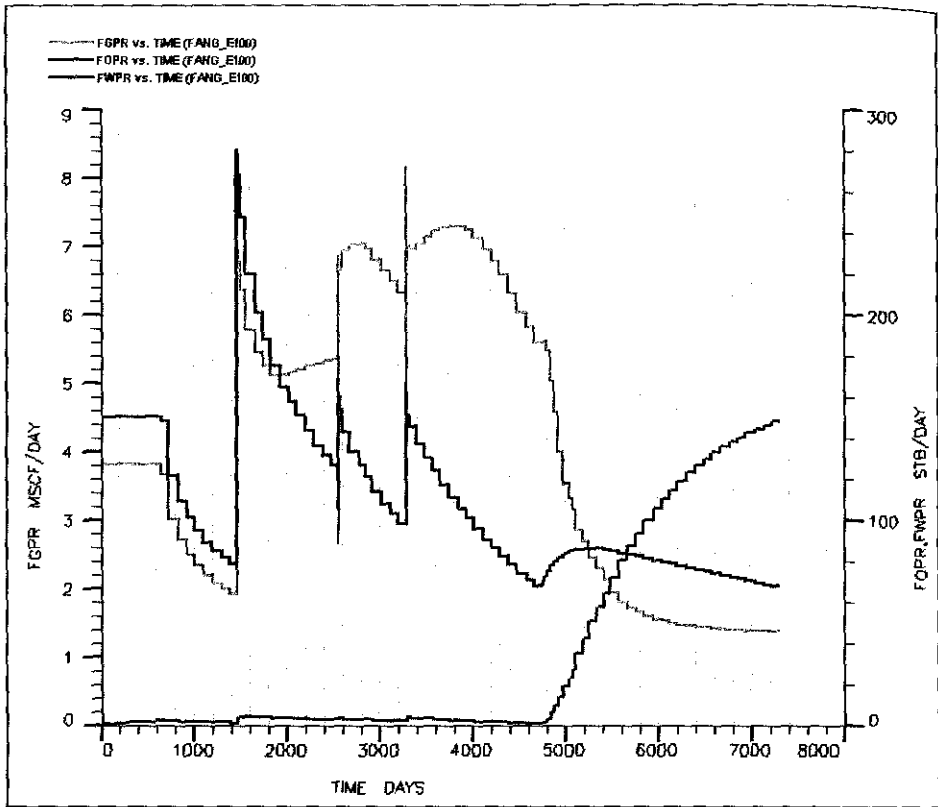
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.154)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.155)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.156)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.157)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.158)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.158)

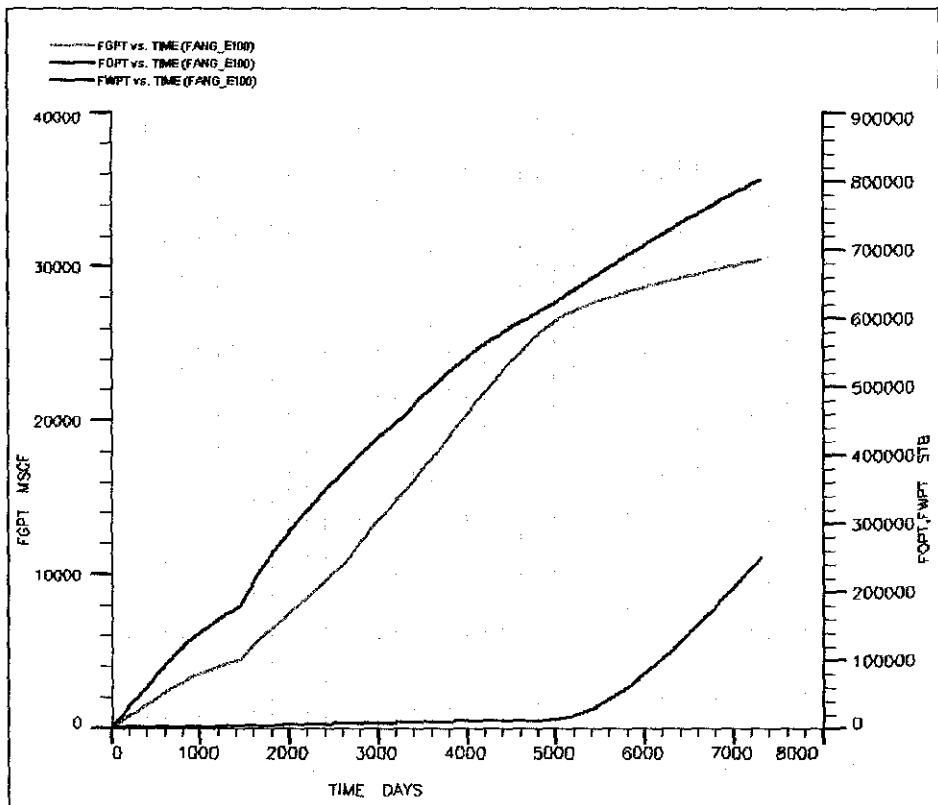
- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs. Time) (รูปที่ 6.159)



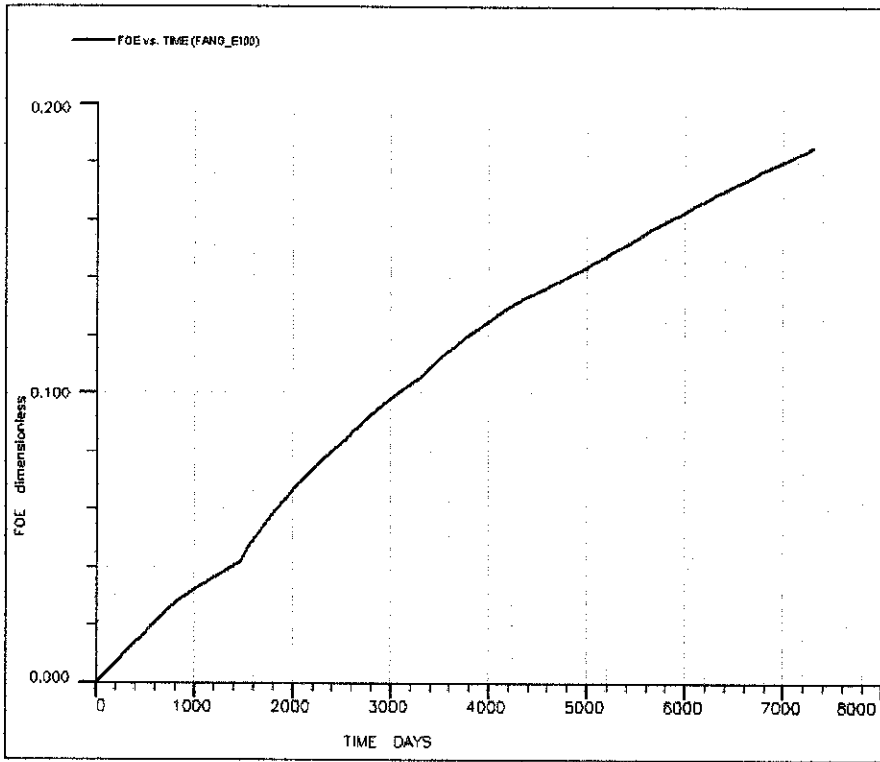
รูปที่ 6.154 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



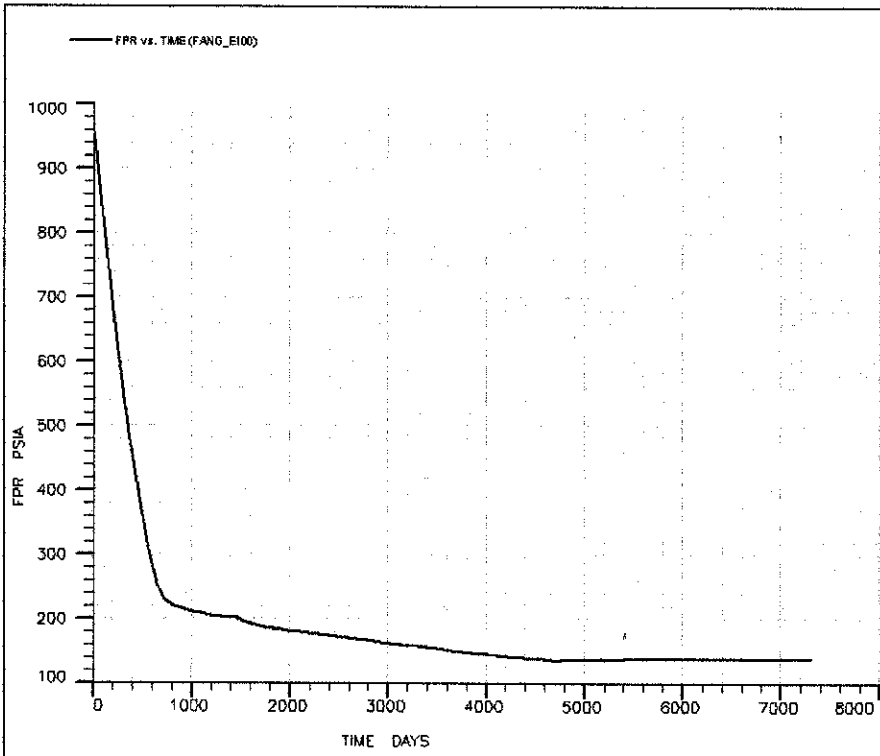
รูปที่ 6.155 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



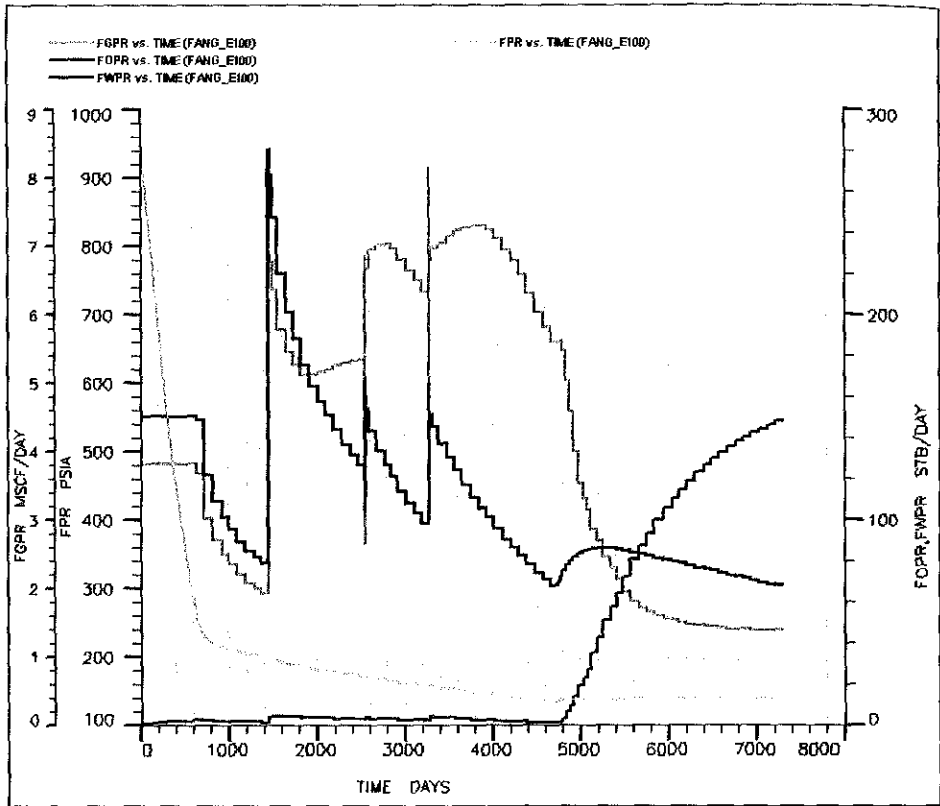
รูปที่ 6.156 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.157 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.158 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.159 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.3.3 กรณีที่ 3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 14 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำ 1 หลุมและทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่อัตราการอัดน้ำเท่ากับ 200 บาร์เรลต่อวัน

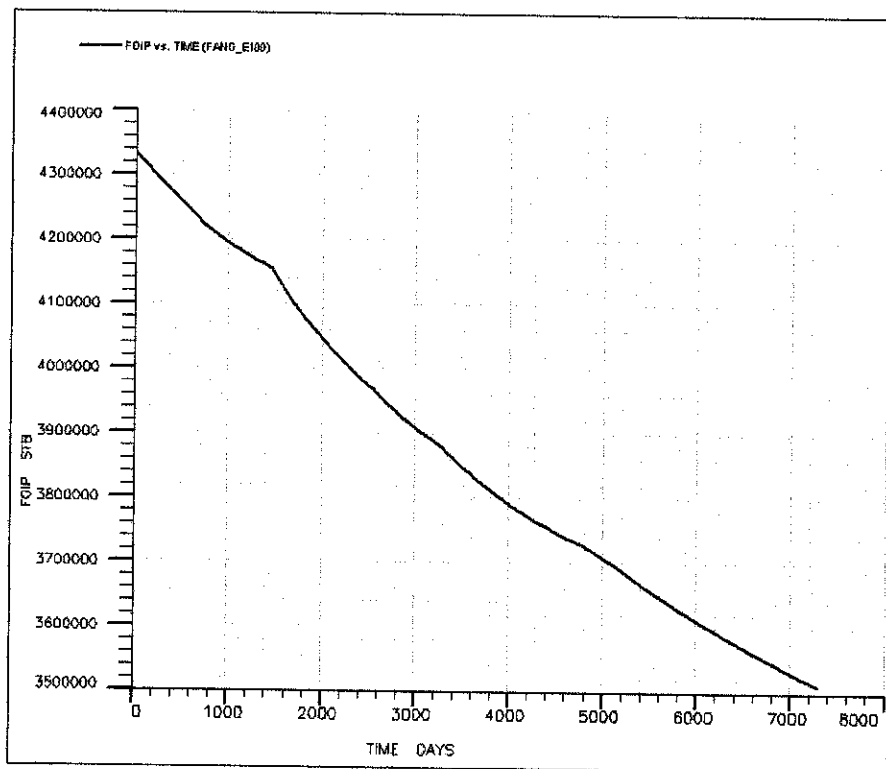
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 3 ของรูปแบบที่ 3 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.160)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.161)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.162)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อ่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.163)

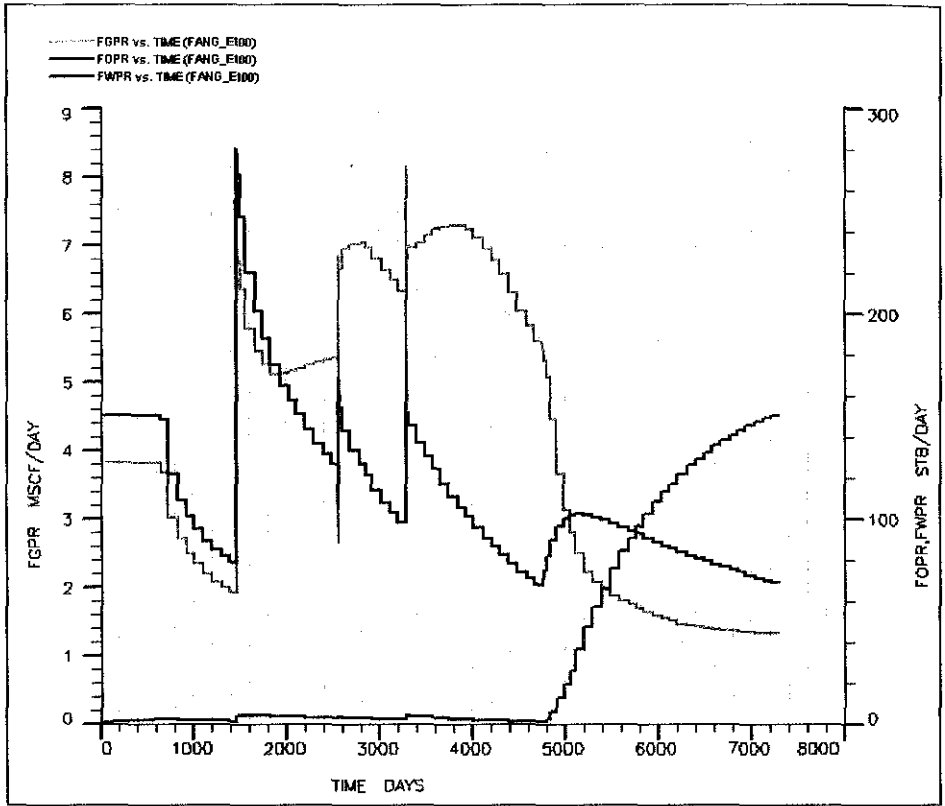
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.164)

- อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา (Fluid production rate & pressure vs.

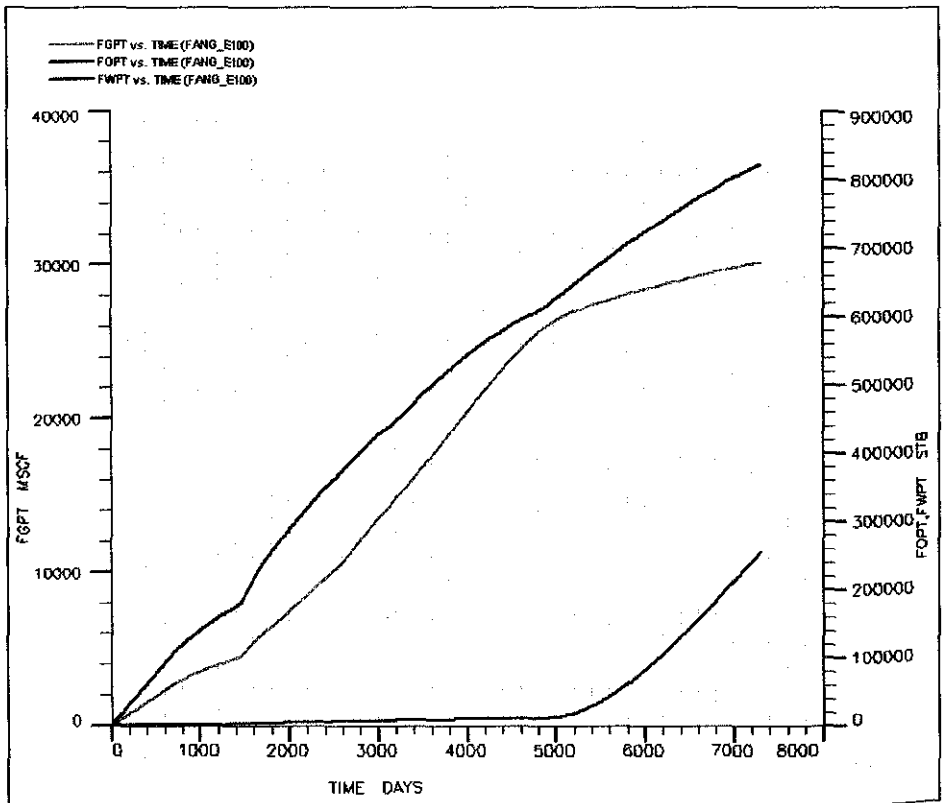
Time) (รูปที่ 6.165)



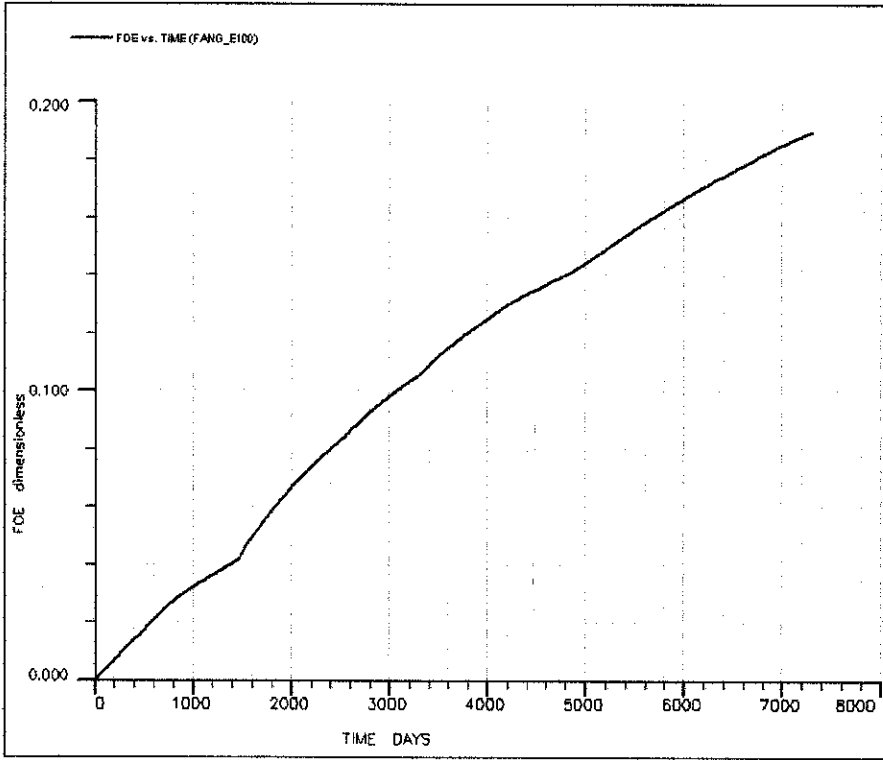
รูปที่ 6.160 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



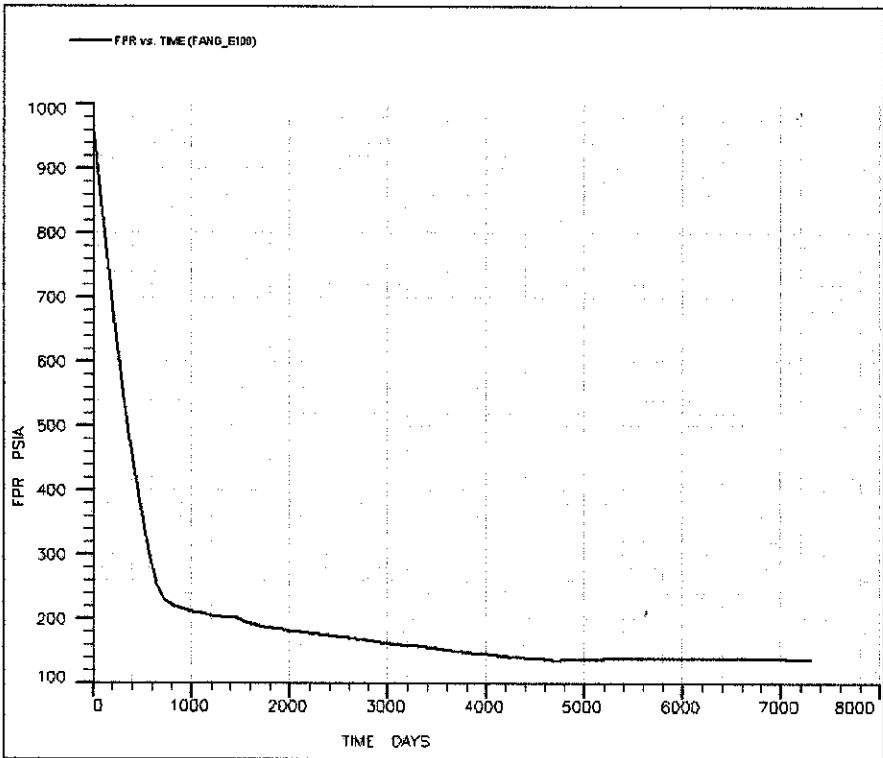
รูปที่ 6.161 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



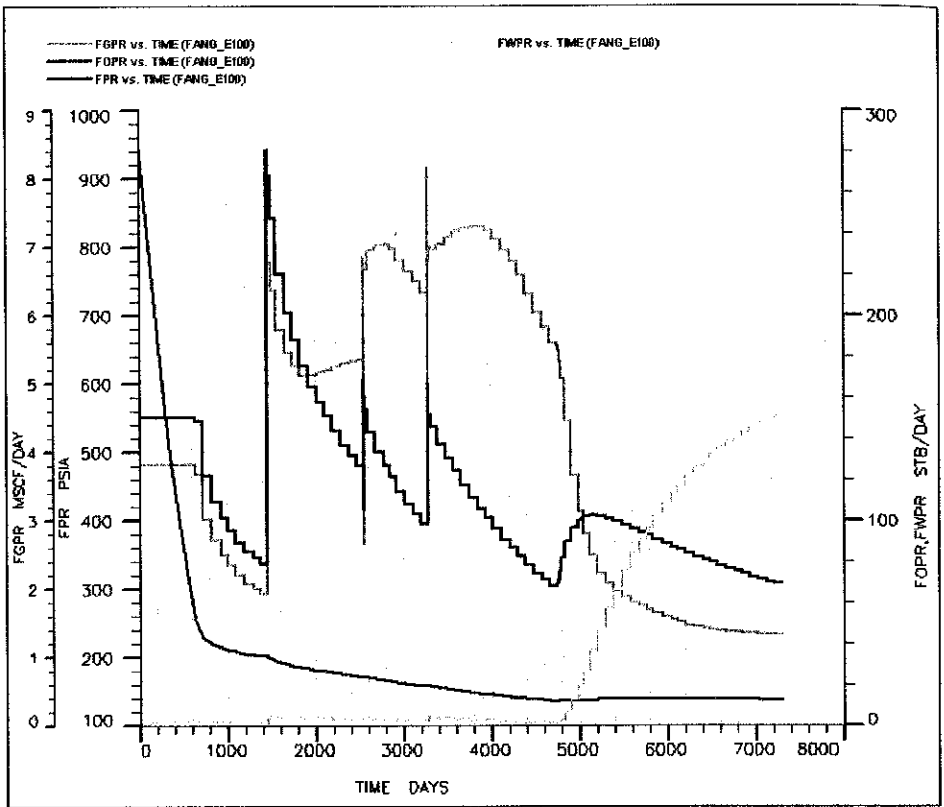
รูปที่ 6.162 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.163 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.164 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



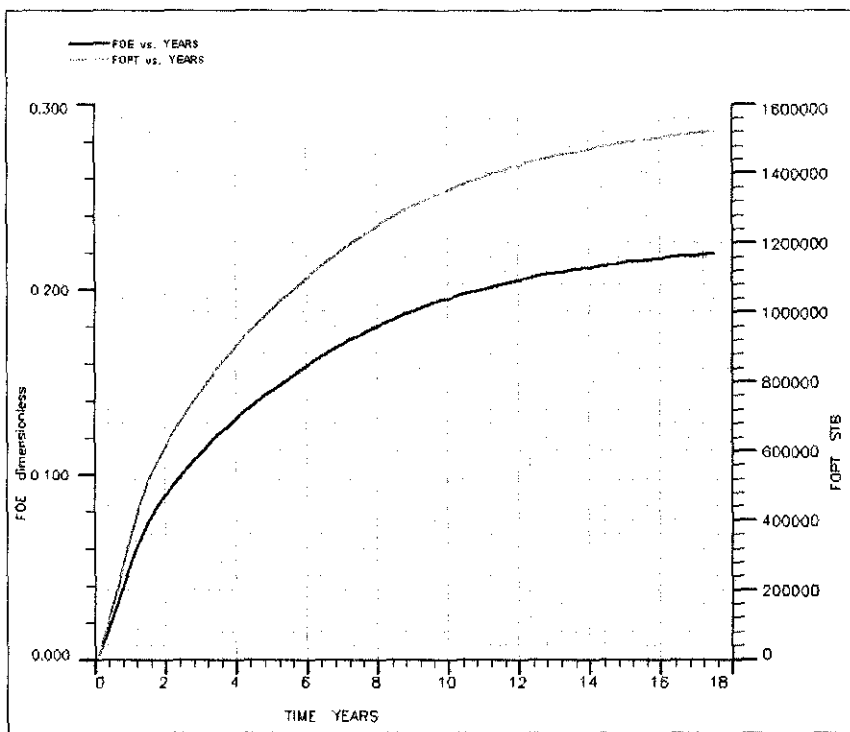
รูปที่ 6.165 อัตราการผลิตของของไหลและความดันกับเวลา
(Fluid production rate & pressure vs. Time)

6.5.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมใน รูปแบบที่ 4

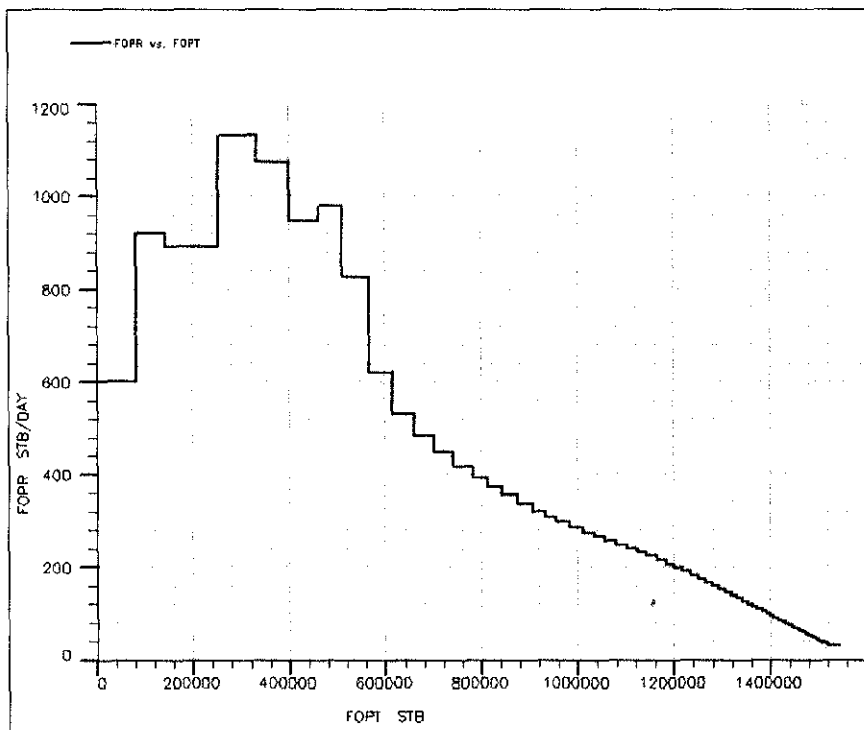
6.5.4.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ ปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 4 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

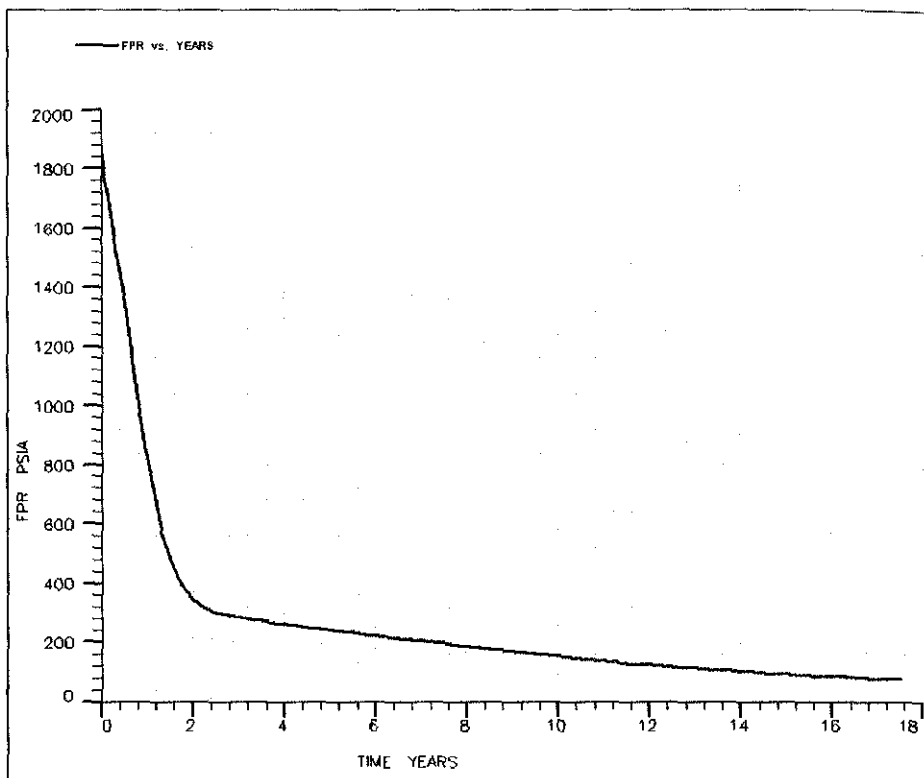
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative oil production VS. Time) (รูปที่ 6.166)
- อัตราการผลิตน้ำมันดิบกับปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้ (Oil production rate vs. Cumulative oil production) (รูปที่ 6.167)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.168)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.169)



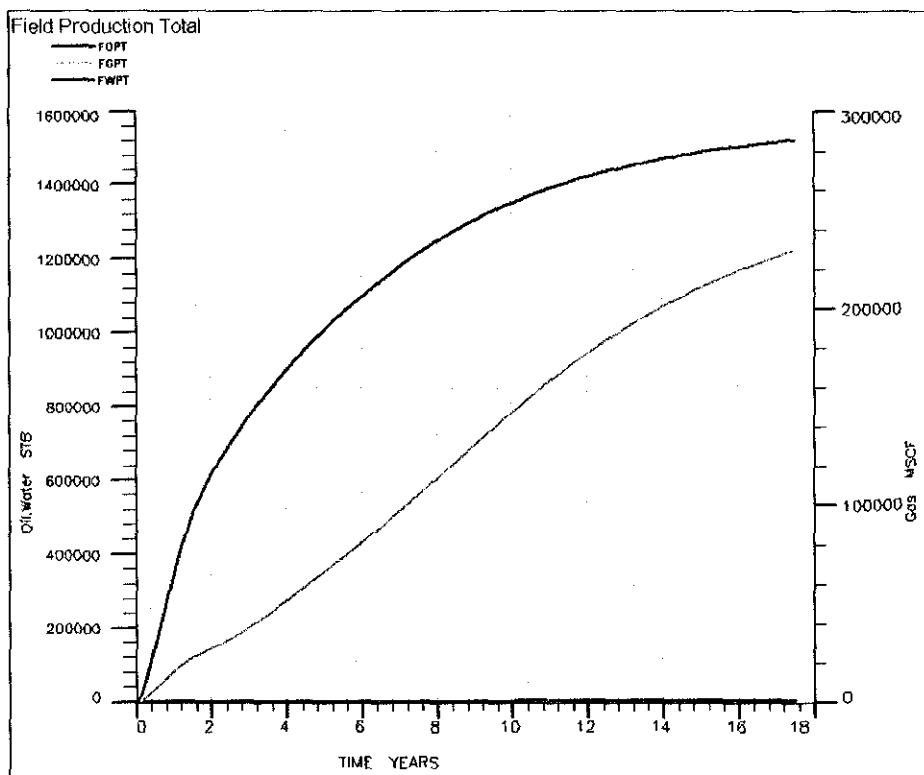
รูปที่ 6.166 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative oil production VS. Time)



รูปที่ 6.167 อัตราการผลิตน้ำมันดิบกับปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้ (Oil production rate vs. Cumulative oil production)



รูปที่ 6.168 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.169 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา

(Cumulative fluid production VS. Time)

6.5.4.2 กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำเท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ในช่วง 6 ปีแรกของการอัดน้ำ จากนั้นเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำเป็น 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

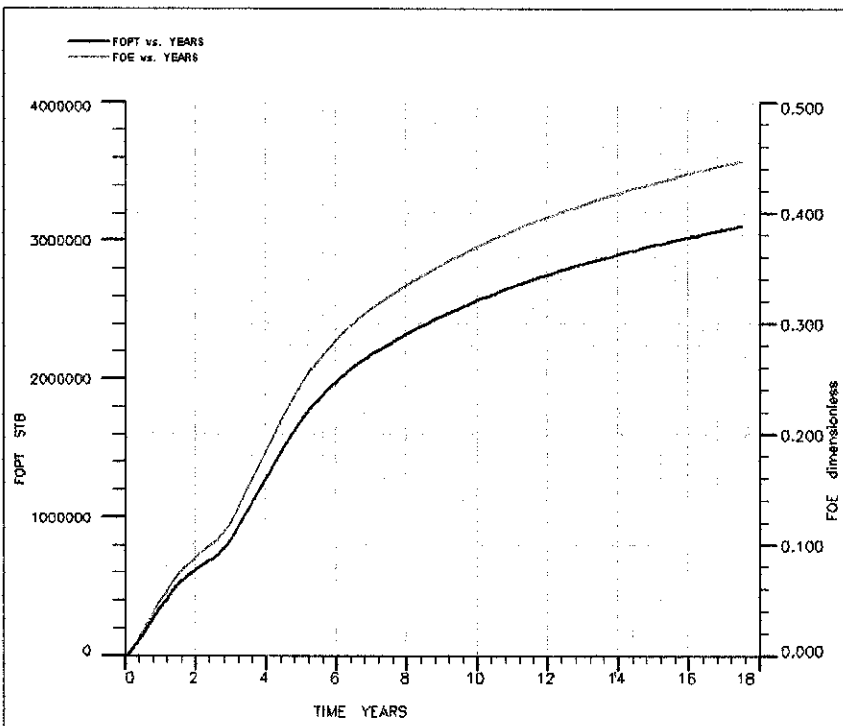
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2 ของรูปแบบที่ 4 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อ่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative oil production VS. Time) (รูปที่ 6.170)

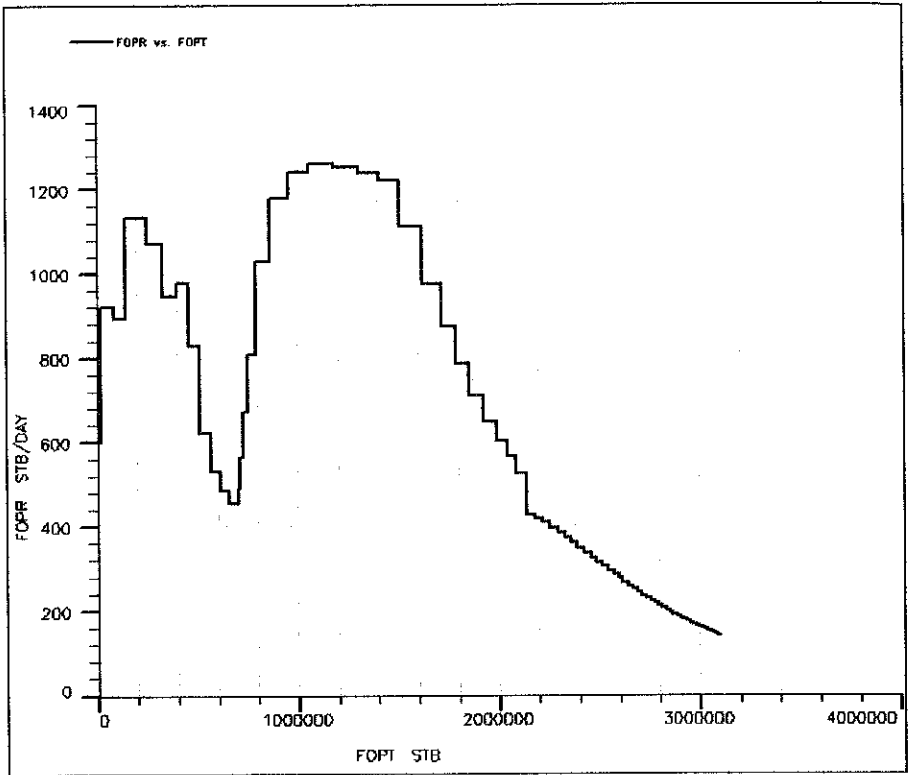
- อัตราการผลิตน้ำมันดิบกับปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้ (Oil production rate vs. Cumulative oil production) (รูปที่ 6.171)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.172)

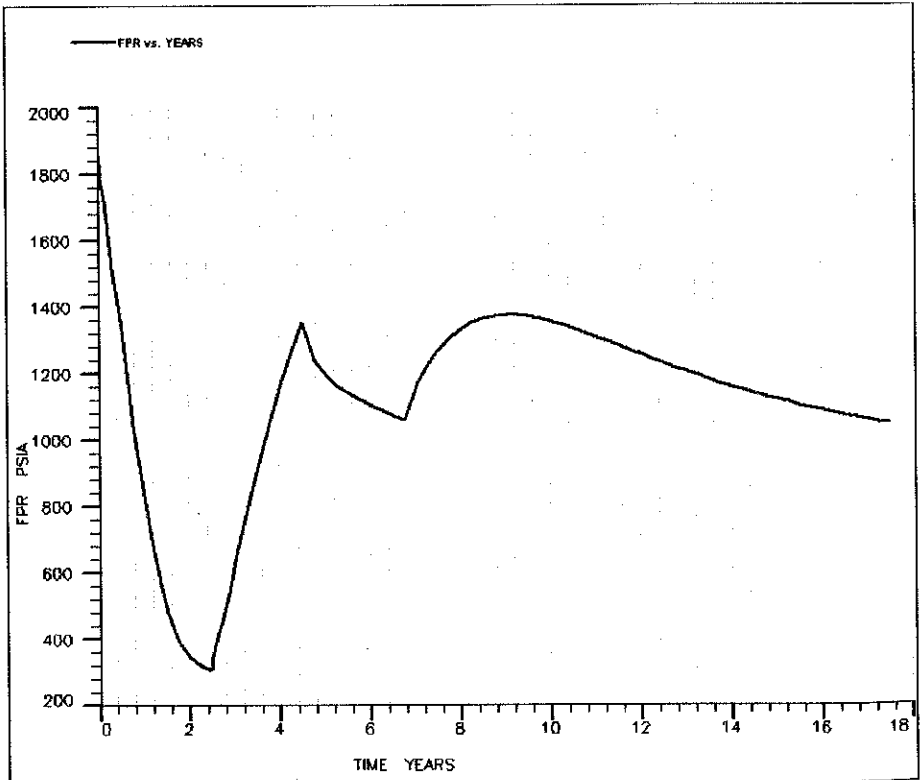
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.173)



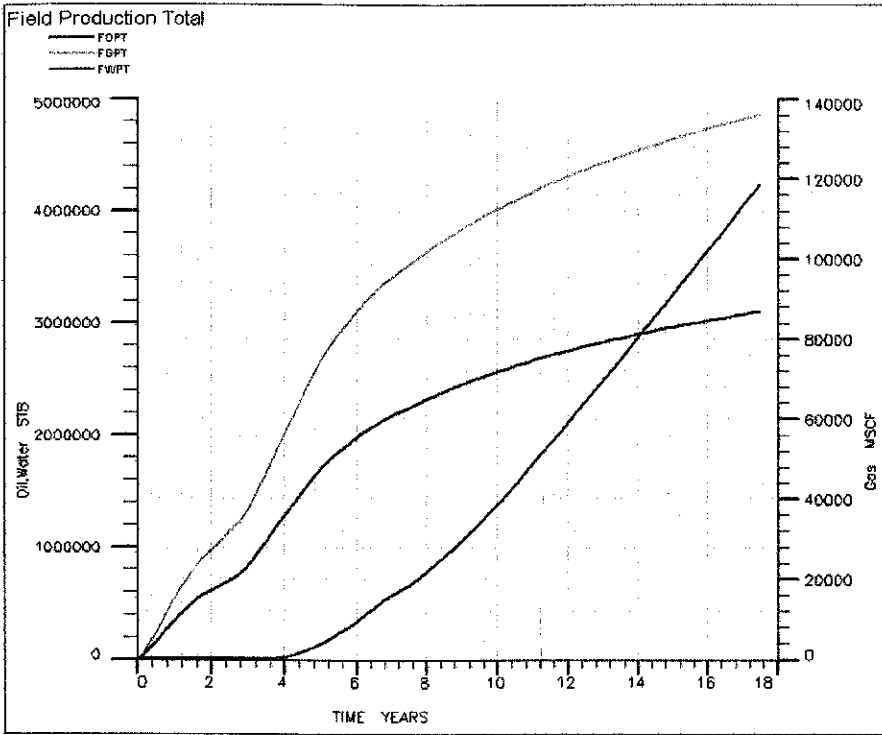
รูปที่ 6.170 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อ่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative oil production VS. Time)



รูปที่ 6.171 อัตราการผลิตน้ำมันดิบกับปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้
(Oil production rate vs. Cumulative oil production)



รูปที่ 6.172 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.173 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา

(Cumulative fluid production VS. Time)

6.6 สรุปผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สำหรับสรุปผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ มีรายละเอียดดังนี้

6.6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 1 ซึ่งไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต ทำการจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตจนถึงสิ้นสุดปีที่ 2 (730 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 7,300,000 บาร์เรล (6.7%) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่าการเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดในทางที่ลดลง หลังจากทำการผลิตมาแล้วประมาณ 1,661 วัน เนื่องจากค่าความดันกันหลุมของหลุมผลิตเริ่มลดลงมากขึ้น และเมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 25,438,270 บาร์เรล (23.34%) และค่าความดันกันหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 20.57 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2ก ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่าน

หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตไฮลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไฮลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขั้ประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิต 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 41,540,188 บาร์เรล (38.1% ความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,771 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2ข ซึ่งวิธีการขั้ด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 3 ปี (1,096 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของไฮลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไฮลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขั้ด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 38,678,344 บาร์เรล และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,623 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2ค ซึ่งวิธีการขั้ด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 4 ปี (1,461 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของไฮลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไฮลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขั้ด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 33,818,112 บาร์เรล และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,318 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 3ก ซึ่งวิธีการขั้ด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตไฮลทุกชนิดจะเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไฮลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการขั้ด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเริ่มเพิ่มมากขึ้นจากการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 40,781,19 (37.40%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,766 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 3ข ซึ่ง

วิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 3 ปี (1,096 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเริ่มเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 37,148,260 บาร์เรล (34.07%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,569 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 3c ซึ่งมีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 4 ปี (1,461 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเริ่มเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 32,862,718 บาร์เรล (30.14%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,324 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

6.6.2 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 ในกรณีที่ 1 ซึ่งไม่มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต ทำการจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตจนถึงสิ้นสุดปีที่ 2 (730 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 2,214,483 บาร์เรล (7.7%) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า อัตราการผลิตของไหลจะลดลงหลังจากทำการผลิตมาแล้วประมาณ 131 วัน เนื่องจากค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเริ่มลดลงมากขึ้น และเมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 5,725,796 บาร์เรล (19.71%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 129 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 ในกรณีที่ 2ก ซึ่งมีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิด จะเห็นว่าอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะค่อยๆเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 8,768,863 บาร์เรล (30.18%)

และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 420 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 ในกรณีที่ 2x ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิด จะเห็นว่าอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะค่อยๆเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 8,613,494 บาร์เรล (29.65%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 415 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 ในกรณีที่ 2ค ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิด จะเห็นว่าอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะค่อยๆเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 8,411,746 บาร์เรล (28.95%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 409 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

6.6.3 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 3 ซึ่งไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต ในช่วงทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตจนถึงสิ้นสุดปีที่ 13 (4748 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 602,925 บาร์เรล (13.9%) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะมีการเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไหลในช่วงเริ่มปีที่ 3 (730 วัน), ปีที่ 8 (2557 วัน), และปีที่ 10 (3287 วัน) อย่างชัดเจน เนื่องจากในช่วงเวลาดังกล่าวมีการเจาะหลุมผลิต S3 S6 S7 S10 และ S11 เพิ่มเติมตามลำดับ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองเหลืออยู่ประมาณ 135 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

กรณีที่ 1 ทำการจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยไม่ทำการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 703,592 บาร์เรล (16.3%) และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 120 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

กรณีที่ทำการจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยนำวิธีการขับด้วยน้ำในกรณีที่ 2 คือมีการใช้หลุมผลิตที่มีอยู่เดิม (หลุม S3) เป็นหลุมที่ใช้สำหรับทำการอัดน้ำลงใน

แหล่งกักเก็บ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 802,050 บาร์เรล (18.5%) และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 137 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

กรณีทำการจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยนำวิธีการขุดด้วยน้ำในกรณีที่ 3 คือมีหลุมสำหรับอัดน้ำ 1 หลุมมาประยุกต์ใช้ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 822,526 บาร์เรล (19.0%) และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 136 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

6.6.4 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 4

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 4 ในกรณีที่ 1 ซึ่งไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต ทำการจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นการผลิตจนถึงสิ้นสุดปีที่ 3 (1095 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 701,000 บาร์เรล (10%) และเมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 18 (6,574 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 1,522,910 บาร์เรล (21.93%) และค่าความดันกันหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 80 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 4 ในกรณีที่ 2 ซึ่งมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมในช่วง 6 ปีแรกของการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ หลังจากทำการอัดน้ำด้วยอัตราประมาณ 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุมจนถึงสิ้นสุดการผลิตในปีที่ 18 ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิด จะเห็นว่าอัตราการผลิตของไหลจะมีการเปลี่ยนแปลงที่เพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันกันหลุมของหลุมผลิตจะค่อยๆเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 18 (6,574 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 3,102,310 บาร์เรล (44.68%) และค่าความดันกันหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,050 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

และสำหรับตารางที่ 6.3 จะแสดงถึงผลสรุปโดยรวมของแบบจำลองในรูปแบบต่างๆดังนี้

ตารางที่ 6.3 สรุปผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบวิธีการ อัดน้ำ	รูปแบบ ย่อย	ปริมาณการผลิต น้ำมัน(บาร์เรล)	ปริมาณการผลิตน้ำ (บาร์เรล)	อัตราส่วนการ ผลิตน้ำมันต่อ น้ำมันทั้งหมด	ความค้ำ กันหตุ (psi)
รูปแบบที่ 1	1	25,438,270	343.35	23.34	20.57
	2ก	41,540,188	19,648,798	38.1	1,771
	2ข	38,678,344	17,805,402	35.47	1,623
	2ค	33,818,112	16,117,766	31.01	1,318
	3ก	40,781,196	14,207,890	37.4	1,766
	3ข	37,148,260	12,784,230	34.07	1,569
	3ค	32,862,718	11,332,100	30.14	1,324
รูปแบบที่ 2	1	5,725,796	3,221.60	19.71	129
	2ก	8,768,863	1,676,050.6	30.18	420
	2ข	8,613,494	1,377,884.9	29.65	415
	2ค	8,411,746	1,120,755.9	28.95	409
รูปแบบที่ 3	1	703,792	11,376.46	16.3	120
	2	802,050	250,118.09	18.5	137
	3	822,526	255,803.84	19	136
รูปแบบที่ 4	1	1,522,910	480.70	21.93	80
	2	3,102,310	4,395.88	44.68	1,050

และสำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าประสิทธิภาพในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ใน
แบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่จัดทำขึ้น สามารถทำได้โดยใช้สมการ 6.1 คือ

$$E_{RWF} = E_D * E_V \quad \text{----- สมการ 6.1}$$

โดย E_{RWF} คือ ประสิทธิภาพของวิธีการขุดด้วยน้ำ (Overall Recovery Efficiency)

E_D คือ ประสิทธิภาพการแทนที่ด้วยน้ำ (Displacement Efficiency)

E_V คือ ประสิทธิภาพการกวาดน้ำมันของน้ำ (Volumetric Sweep Efficiency)

และค่าของ E_D สามารถทำการคำนวณหาได้โดยใช้สมการคือ

$$E_D = \frac{S_{wor} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{----- สมการ 6.2}$$

ส่วนค่าของ E_v มีวิธีการคำนวณ ดังนี้

$$E_v = E_A * E_l \quad \text{----- สมการ 6.3}$$

โดย E_A คือ ประสิทธิภาพการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบ (Areal Sweep Efficiency)

E_l คือ ประสิทธิภาพการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวตั้ง (Vertical Sweep Efficiency)

และค่าของ E_A และ E_l สามารถคำนวณหาได้โดยใช้สมการ 6.4และ6.5

$$E_A = \frac{N_p - N_{PEOR}}{(S_{wor} - S_{wi}) * V_p} \quad \text{----- สมการ 6.4}$$

$$E_l = \frac{\text{SweptThickness}}{\text{TotalThickness}} \quad \text{----- สมการ 6.5}$$

โดย N_p คือ ปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้ก่อนที่จะมีการใช้วิธีขับด้วยน้ำ

N_{PEOR} คือ ปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้หลังจากทำการขับด้วยน้ำ

S_{wor}, S_{wi} คือ ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่เหลืออยู่และที่เริ่มต้นตามลำดับ

V_p คือ ปริมาตรของช่องว่างในแหล่งกักเก็บ (pore volume)

และสำหรับผลการคำนวณเพื่อหาค่าประสิทธิภาพต่างๆ แสดงในตารางที่ 6.4 และ ตารางที่ 6.5 โดยจะพิจารณาเฉพาะวิธีการขับด้วยน้ำที่นำมาประยุกต์ แล้วให้ผลการผลิตน้ำมันดิบดีที่สุดในแต่ละรูปแบบย่อยของการทดสอบ มีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 6.4 ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำในบริเวณที่มีการอัดน้ำ

รูปแบบวิธีการขับด้วยน้ำ	รูปแบบย่อย	ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำ (S_{wor})
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2ก	0.60
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	3ก	0.55
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	2ก	0.58
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	2	0.41
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	3	0.42
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	2	0.60

ตารางที่ 6.5 ประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการขับด้วยน้ำ

รูปแบบวิธีการขับด้วยน้ำ	รูปแบบย่อย	E_D	E_A	E_I	E_{RWF}
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2	0.465	0.586	0.681	0.186
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	3	0.398	0.67	0.672	0.179
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	2	0.438	0.58	0.725	0.184
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	2	0.244	0.18	0.617	0.027
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	3	0.256	0.188	0.716	0.034
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	2	0.58	0.55	0.74	0.236

โดยสรุปถ้ากำหนดตำแหน่งและจำนวนหลุมอัดน้ำที่เหมาะสม (คือไม่มีหลุมอัดน้ำมากเกินไป) ก็จะได้ประสิทธิภาพการขับด้วยน้ำที่ดีกว่า เช่น เปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ 1 รูปแบบย่อย 2 ดีกว่า รูปแบบย่อย 3 และถ้ายังกำหนดหลุมอัดน้ำอยู่ตอนล่างสุดของแหล่งโดยขับน้ำจากด้านล่างขึ้นสู่ด้านบนก็จะได้ประสิทธิภาพสูงสุด เช่น รูปแบบที่ 4 รูปแบบย่อยที่ 2 ได้ประสิทธิภาพ การขับด้วยน้ำมากที่สุดในการศึกษาครั้งนี้ ส่วนอัตราการอัดน้ำรวมควรมากกว่าอัตราการผลิตรวม (ก่อนอัดน้ำ) เล็กน้อยและควรอัดน้ำในช่วงต้น ๆ ของการผลิต ก่อนที่ความดันจะลดต่ำกว่าความดันที่ก๊าซจะแยกตัวออกมาจากน้ำมัน (Bubble Point Pressure) ก็จะได้ผลผลิตที่มากกว่าการอัดน้ำเข้าเมื่อมีการผลิตไปนานแล้ว เช่น รูปแบบที่ 1 แบบย่อย 2ก (อัดน้ำ 2 ปีหลังจากเริ่มผลิต) ได้ปริมาณน้ำมัน 41.5 ล้านบาร์เรลมากกว่า แบบย่อย 2ค (อัดน้ำ 8 ปี หลังการผลิต) ที่ได้ปริมาณน้ำมัน เพียง 33.8 ล้านบาร์เรล

ดังนั้นจากผลการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้นจะเห็นว่า วิธีการขับด้วยน้ำจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบให้ได้มากกว่ากรณีที่ไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลอง โดยแต่ละลักษณะของการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ ไม่ว่าจะเป็นการเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำหรือการกำหนดรูปแบบการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมได้ ขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆที่ช่วยในการควบคุมการผลิตปิโตรเลียมด้วย

บทที่ 7

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

7.1 วัตถุประสงค์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจาก โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศเพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปีโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปีโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในรูปแบบต่างๆ วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

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

7.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

เนื่องจากการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่ที่ได้มาจาก หน่วยงานราชการและเอกชนที่เป็นผู้กำกับดูแลและบริหารจัดการกิจการเกี่ยวกับการเจาะสำรวจและผลิตปีโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ของประเทศไทย และสำหรับข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จะมีรายละเอียดดังนี้

- ราคาน้ำมันดิบ 50 เหรียญดอลลาร์ต่อบาร์เรล
- ค่าใช้จ่ายการลงทุนพื้นฐาน
 1. การสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ แปรผันตามขนาดของแหล่งปีโตรเลียม
 - แหล่งปีโตรเลียมขนาดใหญ่ 200,000,000 บาท
 - แหล่งปีโตรเลียมขนาดกลาง 150,000,000 บาท
 - แหล่งปีโตรเลียมขนาดเล็ก 20,000,000 บาท
 2. การขุดสัมปทาน แปรผันตามขนาดของแหล่งปีโตรเลียม
 - แหล่งปีโตรเลียมขนาดใหญ่ 150,000,000 บาท
 - แหล่งปีโตรเลียมขนาดกลาง 100,000,000 บาท
 - แหล่งปีโตรเลียมขนาดเล็ก 10,000,000 บาท

3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล

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

- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมผลิตปิโตรเลียม อาทิเช่น

ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 60,000,000 บาทต่อ 1 หลุม

- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมสำหรับอัดน้ำ อาทิเช่น

ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 40,000,000 บาทต่อ 1 หลุม

- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียม แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลีย

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

- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การอัดน้ำ 2,000,000 บาทต่อหน่วย

- ค่าใช้จ่ายสำหรับการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม 200,000 บาทต่อ 1 หลุม

- ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันดิบ 600 บาทต่อบาร์เรลน้ำมัน

- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลีย

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

- ค่าใช้จ่ายในกระบวนการอัดน้ำ 10 บาทต่อบาร์เรลน้ำ

- อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา 40 บาทต่อเหรียญดอลลาร์

- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 10 %

- ค่าภาคหลวงจากการขายปิโตรเลียม คิดแบบขั้นบันได (Depreciation of Tangit

cost(%)) โดยมีรายละเอียดดังนี้

อัตราการผลิตต่อเดือนคำนวณเปรียบเทียบกับอัตราการผลิตต่อวันของน้ำมันดิบ

อัตราการผลิตต่อวัน (บาร์เรล) อัตราค่าภาคหลวง (%)

(Production Level) (Rate)

0-2000 BPD 5.00

2000-5000 BPD 6.25

5000-10000 BPD 10.00

10000-20000 BPD 12.50

> 20000 BPD 15.00

สมมติฐานอื่นๆ

1. ราคาขายน้ำมันดิบคงตัวตลอดการซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือต่าง ๆ จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี (ตามอัตราเงินเฟ้อ)

7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

สำหรับการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในครั้งนี้ ผู้ทำการศึกษาได้ทำการคำนวณโดยนำโปรแกรมไมโครซอฟเอ็กเซล (Microsoft Excel) ช่วยในการคำนวณด้วย และผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ โดยมีรายละเอียดของรูปแบบการทดสอบ ดังสรุปไว้ในตารางที่ 7.1 ดังนี้

ตารางที่ 7.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบวิธีการอัดน้ำ	รูปแบบย่อย	จำนวนหลุมผลิตก่อนอัดน้ำ/หลังอัดน้ำ	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (บารเรตต่อวันต่อหลุม)
รูปแบบที่ 1 ปริมาณน้ำมัน 109.05 ล้านบาร์เรล	1	25/25	0	0
	2	25/17	8	1000
	3	25/16	9	800
รูปแบบที่ 2 ปริมาณน้ำมัน 29.05 ล้านบาร์เรล	1	9/9	0	0
	2	9/0	4	300
รูปแบบที่ 3 ปริมาณน้ำมัน 4.33 ล้านบาร์เรล	1	5/5	0	0
	2	5/4	1	200
	3	5/5	1	200

สำหรับผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.3.1 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำ มาประยุกต์ใช้ แสดงดังตาราง 7.2

ตารางที่ 7.2 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบบาร์เรลต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,650,000
3	3,660,000
4	3,650,000
5	3,528,544
6	1,900,990
7	916,148
8	623,042
9	490,992
10	404,050
11	350,086
12	312,034
13	281,090
14	253,770
15	230,668
16	210,088
17	193,104
18	178,236
19	165,608
20	153,684
21	143,542
22	134,516
23	126,726
24	119,024
25	112,328
รวม	25,438,270

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 25,438,270 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 23.33 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 50,876,540,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 23,369,945,374 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 5,301,184,100 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 7,618,297,313 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 17.22 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 1.8904

ตารางที่ 7.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 25,438,270 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 40.71%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 28.85%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 5,301,184,100 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 15,236,594,626 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 7,618,297,313 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 7,618,297,313 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 7,618,297,313 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 1.8904
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 2,286,773,958 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.5674

7.3.2 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

7.3.2 ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ใน Appendix 12.1 แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี แสดงดังตาราง 7.4

ตารางที่ 7.4 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก
มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,343,893
3	1,852,150
4	2,016,464
5	2,084,706
6	2,031,539
7	1,948,000
8	1,902,506
9	1,879,848
10	1,846,616
11	1,821,182
12	1,753,812
13	1,624,406
14	1,486,718
15	1,410,040
16	1,343,642
17	1,279,842
18	1,215,056
19	1,155,256
20	1,094,984
21	1,043,384
22	997,832
23	958,736
24	917,728
25	881,848
รวม	41,540,188

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 41,540,188 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 38.09 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 83,080,376,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 40,312,282,732 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 7,186,128,016 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 14,864,046,634 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 13.09 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 3.6883

ตารางที่ 7.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 41,540,188 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 32.36%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 24.62%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 7,186,128,016 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 29,728,093,268 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 14,864,046,634 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 14,864,046,634 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 14,864,046,634 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.6627
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 2,875,353,892 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.7135

7.3.2ข มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี แสดงดังตาราง 7.6

ตารางที่ 7.6 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2x
มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,650,000
3	3,660,000
4	805,434
5	768,038
6	909,599
7	1,130,785
8	1,286,568
9	1,458,112
10	1,599,474
11	1,690,814
12	1,727,888
13	1,718,626
14	1,636,416
15	1,509,802
16	1,429,104
17	1,371,852
18	1,301,434
19	1,229,792
20	1,156,082
21	1,094,060
22	1,039,588
23	994,828
24	950,876
25	914,136
รวม	38,683,308

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 38,683,308 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 35.47 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโครเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 77,366,616,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 38,910,595,170 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 7,039,616,224 บาท

2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 13,665,619,704 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 10.07 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 3.1068

ตารางที่ 7.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 38,683,308 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 30.25%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 21.07%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 7,039,616,224 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 26,186,020,830 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 13,665,619,704 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 12,520,401,126 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 12,520,401,126 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเริ่มต้น 3.1068
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 2,015,605,171 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินลงทุนเริ่มต้น 0.5002

7.3.2ค มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ค มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.8

ตารางที่ 7.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบข้อยที่ 2c มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,650,000
3	3,660,000
4	3,650,000
5	308,032
6	302,931
7	280,502
8	295,620
9	352,387
10	481,119
11	658,939
12	834,050
13	1,037,370
14	1,264,380
15	1,435,046
16	1,450,614
17	1,433,308
18	1,384,566
19	1,305,496
20	1,217,334
21	1,142,136
22	1,079,872
23	1,029,778
24	979,374
25	935,258
รวม	33,818,112

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 33,818,112 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 31.01 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปี ไตรเดือน

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 67,636,224,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 34,019,734,920 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 6,080,243,832 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 10,673,244,540 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 11.34 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 2.6484

ตารางที่ 7.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ค

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 33,818,112 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 31.58%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 22.47%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 6,080,243,832 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 21,346,489,080 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 10,673,244,540 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 10,673,244,540 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 10,673,244,540 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.6484
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 1,803,153,049 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.4474

7.3.2ง มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 20 ปี สรุปได้ดังนี้

- (1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ง มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี แสดงดังตาราง 7.10

ตารางที่ 7.10 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2
มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี	ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
1	1,825,000	1	244,681
2	1,825,000	2	287,810
3	1,830,000	3	340,381
4	1,825,000	4	411,867
5	1,825,000	5	491,967
6	1,825,000	6	573,276
7	1,830,000	7	1,024,452
8	895,290	8	722,394
9	329,348	9	767,184
10	147,157	10	803,720
11	81,186	10	831,204
12	54,986	12	840,764
13	46,632	13	841,632
14	48,043	14	834,094
15	53,702	15	823,952
16	65,165	16	806,816
17	85,438	17	789,084
18	114,707	18	765,032
19	155,750	19	741,004
20	199,196	20	327,112
		รวม	28,330,026

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 28,330,026 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 25.98 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านการเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 56,660,052,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 31,757,559,932 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 3,439,793,150 บาท

2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 6,316,246,034 บาท

(4) ไม่มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน

(Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 1.5673

ตารางที่ 7.11 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ง

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 28,330,026 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 13.30%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 9.04%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 3,439,793,150 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 12,632,492,068 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 6,316,246,034 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 6,316,246,034 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 6,316,246,034 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 1.5673
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) -182,353,971 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น -0.0452

7.3.3 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

7.3.3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี แสดงดังตาราง 7.12

ตารางที่ 7.12 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก
มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,343,893
3	1,749,244
4	1,874,746
5	1,924,749
6	1,904,418
7	1,807,502
8	1,714,006
9	1,671,330
10	1,661,124
11	1,669,182
12	1,664,076
13	1,647,062
14	1,611,178
15	1,551,718
16	1,450,256
17	1,343,132
18	1,261,618
19	1,198,134
20	1,130,472
21	1,075,260
22	1,029,876
23	991,644
24	947,924
25	908,652
รวม	40,781,196

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 40,781,196 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 37.40 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปี ไตรเดือน

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 81,562,392,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 39,726,062,527 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 6,368,047,600 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 14,783,164,736 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 12.68 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 3.6683

ตารางที่ 7.13 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 40,781,196 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 31.44%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 23.95%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 6,368,047,600 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 29,566,329,473 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 14,783,164,736 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 14,783,164,736 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 14,783,164,736 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.6683
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 2,761,016,309 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.6851

7.3.3ข มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้งหมด 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ข มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี แสดงดังตาราง 7.14

ตารางที่ 7.14 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ฯ มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,650,000
3	3,660,000
4	1,231,006
5	773,178
6	685,784
7	781,453
8	928,146
9	1,065,406
10	1,245,117
11	1,341,200
12	1,355,786
13	1,379,814
14	1,408,076
15	1,443,670
16	1,450,102
17	1,437,550
18	1,409,796
19	1,375,420
20	1,327,028
21	1,275,322
22	1,185,354
23	1,095,560
24	1,022,992
25	970,500
รวม	37,148,260

(2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 37,148,260 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 34.07 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

(3) ผลทางด้านการเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 74,296,520,000 บาท

- เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น

1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 36,737,359,998 บาท

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาคหลวง 5,996,387,900 บาท
2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 12,325,264,289 บาท

(4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 10.22 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 3.0584

ตารางที่ 7.15 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 37,148,260 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 29.82%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 21.25%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 5,996,387,900 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 25,289,160,002 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 12,325,264,289 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 12,325,264,289 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 12,325,264,289 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.0584
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 1,955,283,065 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.4852

7.3.3ค มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

- (1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ค มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.16
- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 32,862,718 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 30.14 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม
 - รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 65,725,436,000 บาท
 - เงินลงทุนทั้งหมด 12,270,000,000 บาท แบ่งเป็น
 1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 200,000,000 บาท
 2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150,000,000 บาท
 3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 420,000,000 บาท
 4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 1,500,000,000 บาท
 5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 10,000,000,000 บาท
 - ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 33,062,745,580 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 5,864,483,150 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 10,196,345,210 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 10.74 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 2.5301

ตารางที่ 7.16 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ค
มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	3,650,000
2	3,650,000
3	3,660,000
4	3,650,000
5	229,516
6	275,880
7	267,219
8	268,652
9	301,959
10	351,816
11	466,347
12	622,875
13	804,152
14	1,022,194
15	1,163,754
16	1,255,570
17	1,335,974
18	1,382,682
19	1,391,310
20	1,359,250
21	1,312,254
22	1,237,420
23	1,140,796
24	1,060,388
25	1,002,710
รวม	32,862,718

ตารางที่ 7.17 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ค

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 32,862,718 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 50 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 10%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 30.87%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 21.82%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 5,864,483,150 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 20,392,690,420 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 10,196,345,210 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 10,196,345,210 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 10,196,345,210 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.5301
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 10%) 1,649,868,994 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 10%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.4094

7.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

การอัดน้ำในรูปแบบต่าง ๆ สามารถสรุปได้คือ การอัดน้ำระยะต้น ๆ ของการผลิตด้วยจำนวนหลุมอัดและอัตราการอัดน้ำที่พอเหมาะ (มากกว่าอัตราการผลิตรวมก่อนอัดน้ำเล็กน้อย) จะได้ผลผลิตน้ำมันและผลิตตอบแทนมากที่สุด เช่น รูปแบบที่ 1 รูปแบบย่อย 2ก และรูปแบบที่ 2 รูปแบบย่อยที่ 2ค

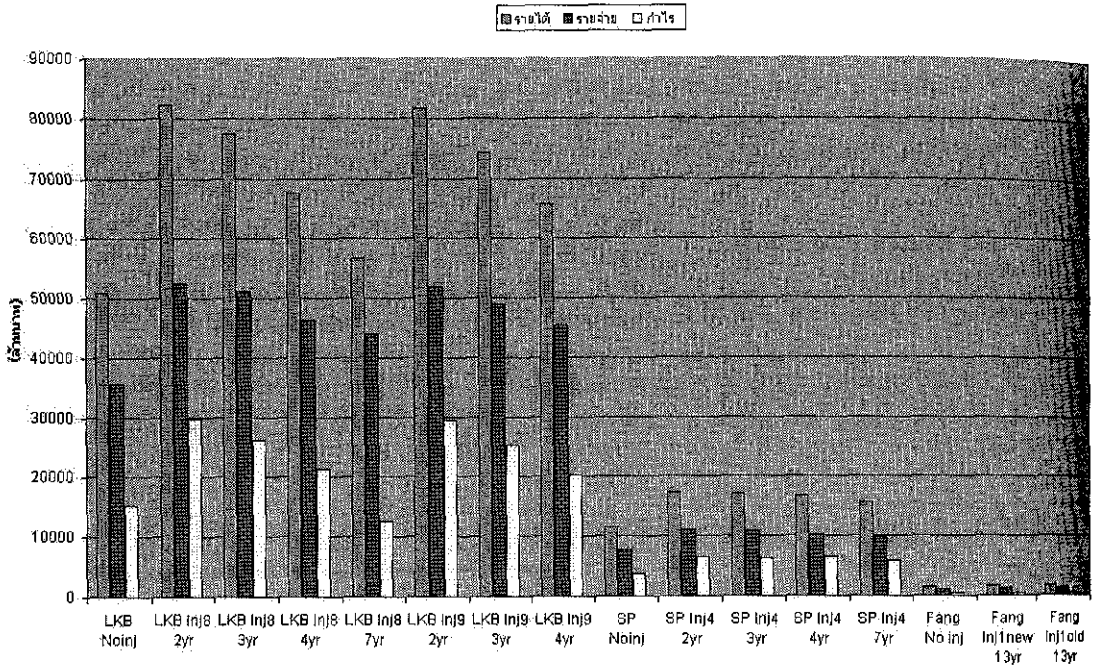
ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น จะสามารถสรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ดังนี้(ตารางที่ 7.18)

ตารางที่ 7.18 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ ณ เวลา 25 ปี

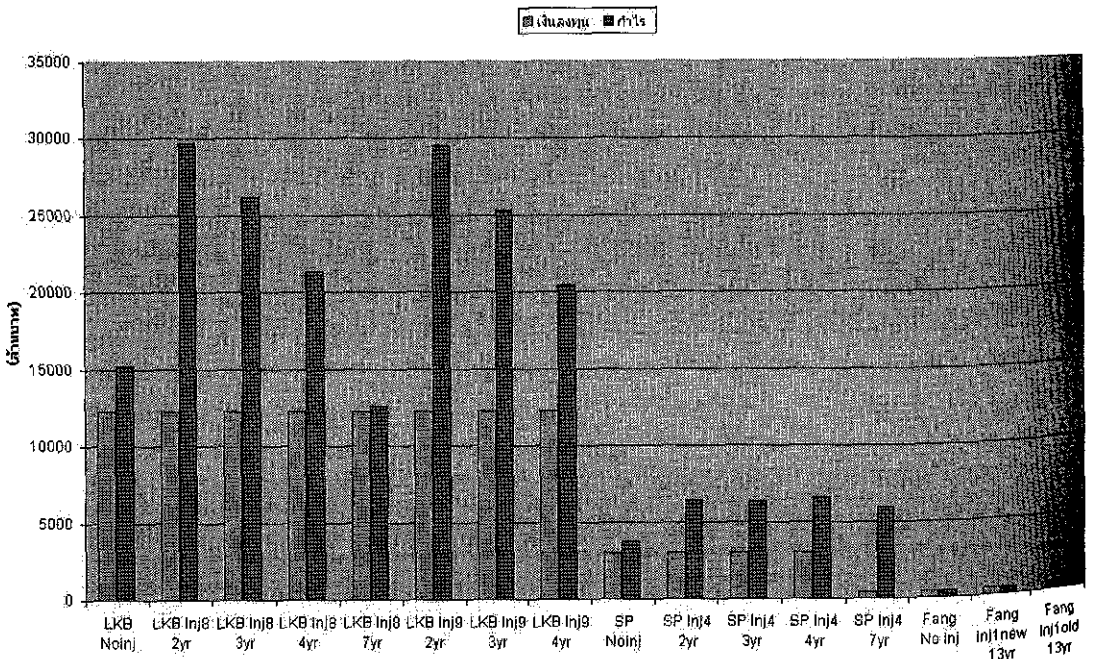
ลำดับ ที่	วิธีการ ขับ ด้วยน้ำ	รูปแบบ ข้อย	อัตราการอัด น้ำ (bbl/day/well)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ ลงทุน ทั้งอายุโครงการ (บาท)	ผลตอบแทน หลังหัก ค่าใช้จ่าย (Discounted 10%) (บาท)	อัตราการคืน ทุน (%)
	รูปแบบ	No inject	-	35,639,945,374	2,286,773,958	17.22
1	ที่ 1	2ก	1,000	52,582,282,732	2,875,353,892	13.29
2		2ข	1,000	51,180,595,170	2,015,605,171	10.07
3		2ค	1,000	46,289,734,920	1,803,153,049	11.34
4		2ง*	1,000	44,027,559,932	-182,353,971	-0.87
5		3ก	800	51,996,062,527	2,761,016,309	12.68
6		3ข	800	49,007,359,998	1,955,283,065	10.22
7		3ค	800	45,332,745,580	1,649,868,994	10.74
	รูปแบบที่					
8	2	2ก	300	11,069,696,066	411,033,862	5.42
9		2ข	300	10,917,392,414	577,572,793	11.59
10		2ค	300	10,253,941,428	677,614,263	14.13
11		2ง	300	9,810,358,971	442,815,882	7.61
	รูปแบบที่					
12	3	2	200	1,223,745,452	37,273,134	7.57
13		3	200	1,164,020,797	40,023,135	7.83

*เวลา 40 ปี

จากตารางที่ 7.18 จะเห็นว่าในกรณีที่นำวิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 1 รูปแบบย่อย 2ก, รูปแบบที่ 2 รูปแบบย่อย 2ค และรูปแบบที่ 3 รูปแบบย่อย 3 มาประยุกต์ใช้ จะมีผลตอบแทนในทางที่ดีกว่าการนำวิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบอื่นๆ มาประยุกต์ใช้



รูปที่ 7.1 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอวนน้ำ



รูปที่ 7.2 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอวนน้ำ (ต่อ)

บทที่ 8

สรุปและข้อเสนอแนะ

8.1 สรุป

แหล่งน้ำมันในประเทศไทยส่วนใหญ่แล้วพบในยูคเทอร์เชียรีบริเวณภาคเหนือ ภาคกลางและอ่าวไทย แหล่งน้ำมันที่กำลังผลิตอยู่ในปัจจุบันมีประมาณ 18 แหล่งมีอัตราการผลิตรวมกันประมาณวันละ 130, 000 บาร์เรล (ไม่รวมคอนเดนเสท) คิดเป็นร้อยละ 20 ของที่ใช้ในประเทศ มีแหล่งน้ำมันอย่างน้อย 4 แหล่งกำลังทดลองและใช้การขุดด้วยน้ำคือแหล่งน้ำมันฝาง แหล่งสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันอุ้มทองและแหล่งเบญจมาศ การเพิ่มปริมาณการผลิตโดยใช้การขุดด้วยน้ำ (water flooding) การที่จะทำให้อุณหภูมิมีประสิทธิภาพสูงสุดเหมาะสมกับแต่ละแหล่งจึงต้องมีการศึกษาแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) ซึ่งหลายๆ บริษัทก็กำลังศึกษาและปฏิบัติอย่างได้ผล

ในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ตัวประกอบที่สำคัญคือคุณสมบัติของชั้นหิน เช่น ค่าความพรุน(Porosity) และค่าความสามารถซึมผ่านได้ของชั้นหิน (permeability) งานวิจัยนี้ได้เก็บตัวอย่างหินยูคเทอร์เชียรีมาวิเคราะห์ห้มากกว่า 20 ตัวอย่างได้ค่าความพรุนของหิน 1.2-36.6% เฉลี่ย 11.7% และค่าความสามารถซึมผ่านได้ระหว่าง 0.0002 ถึง 51.38 มิลลิคาร์ซี เฉลี่ย 5.2 มิลลิคาร์ซี จากการขอข้อมูลบริษัทน้ำมัน ค่าporosity ของแหล่งอุ้มทอง 11-23% ค่าpermeability 0.1-500 มิลลิคาร์ซี ของแหล่งสิริกิติ์ค่า porosity อยู่ระหว่าง 12-30% (เฉลี่ยประมาณ 20%) และpermeability 1-1000มิลลิคาร์ซี(ค่าเฉลี่ยประมาณ 200 md)

การที่ค่าที่ได้จากห้องปฏิบัติการมีค่าน้อยกว่าของบริษัทอาจเป็นเพราะตัวอย่างหินที่เก็บมาเป็น Outcrop มีการอุดตันบางส่วน ส่วนที่ได้จากบริษัทเป็นผลที่ได้จากการวิเคราะห์แท่นหินตัวอย่าง (core) ที่เจาะขึ้นมาจากแหล่งน้ำมันจริงฉะนั้นคุณสมบัติของหินจึงใช้ค่าที่ขอจากบริษัทฯ (อยู่ในภาคผนวก ก)

คุณสมบัติของน้ำมันจากแหล่งฝางทดลองวัดในห้องปฏิบัติการได้ค่า Density เฉลี่ย 0.85 g/cc (7.1 lb/gall)ความหนืด Viscosity 12 centipoises เป็นต้น อย่างไรก็ตามคุณสมบัติของน้ำมันและของไหลอื่นๆที่ใส่ไปในแบบจำลองคอมพิวเตอร์จะถูกปรับให้เหมาะสมกับสภาวะความดัน อุณหภูมิของแหล่งต่างๆ ข้อมูลเหล่านี้ได้มาจากเอกสารทางวิชาการที่ถูกเผยแพร่แล้ว

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ถูกจำลองขึ้นเพื่อใช้กับ โปรแกรม Eclipse office ที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแบ่งออกเป็น 4 รูปแบบ

1. รูปแบบมีน้ำมันมากกว่า 100 ล้านบาร์เรล มีพื้นที่แหล่งน้ำมัน 39, 062,500 ตารางฟุต (900 เอเคอร์) ขนาด 5000 เซล (Grid Block) แบ่งออกเป็น 8 ชั้นๆละ 625 cell มีหลุมผลิต 25

หลุมใส่ความพรุนของหินประมาณ 19-26% และค่าสามารถซึมผ่านได้ 9.20-586 md (ข้อมูลจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์) ความดัน 3500 psi

2. รูปแบบขนาดมีน้ำมันมากกว่า (เล็กน้อย) 30,000,000 บาร์เรล หลุมพื้นที่ 9,000,000 ตารางฟุต (ประมาณ 210 เอเคอร์) ขนาด 5000 เซล 8 ชั้นๆ ละ 625 เซล ความพรุน 18-25% ความซึมผ่านได้ 30-100 md ค่าความดัน 3500 psi (ข้อมูลจากแหล่งอู่ทอง) มีหลุมผลิต 9 หลุม

3. รูปแบบที่ 3 มีน้ำมัน 5,000,000 บาร์เรล มีพื้นที่ 15,681,600 ตารางฟุต (ประมาณ 360 เอเคอร์) และมีขนาด 3200 เซล 8 ชั้นๆ ละ 400 เซล ค่าความพรุน 19% ค่าความซึมผ่าน 60.12 md เหมือนกันหมดทุกเซลล์ ค่าความดัน 1800 psi เทียบเคียงกับแหล่งน้ำมันอู่ทอง

ข้อมูลคุณสมบัติของๆ ไหลได้ใส่ในแบบจำลองทั้ง 4 รูปแบบกำหนดให้ใกล้เคียงกับแหล่งน้ำมันที่มีอยู่ภายในประเทศไทยตามรายละเอียดในบทที่ 6

การทดลองการผลิตและขับด้วยน้ำ (Water flooding) ด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) แต่ละรูปแบบใหญ่ก็ทดลองและผลิตและขับด้วยน้ำหลายรูปแบบย่อย เช่น รูปแบบที่ 1 มีรูปแบบย่อยกว่า 10 รูปแบบ แต่จะนำมาสรุปเพียงบ้างรูปแบบเพื่อเปรียบเทียบบ้างที่ 8.1

ผลการทดลองผลิตและขับด้วยน้ำหลายๆ รูปแบบอาจพอสรุปได้ดังนี้

การผลิตขั้นต้น (Primary Recovery) โดยไม่มีการขับด้วยน้ำจะสามารถผลิตน้ำมันได้ร้อยละ 16-23 ของน้ำมันที่มีอยู่ (Oil in place) โดยแหล่งเล็กจะผลิตได้ร้อยละ (%Recovery) ได้น้อยกว่าแหล่งใหญ่

การผลิตโดยการขับด้วยน้ำ (Water flooding or Secondary Recovery) ปริมาณการผลิตจะเพิ่มมากขึ้นขึ้นอยู่กับการวางรูปแบบ

ตารางที่ 8.1 สรุปปริมาณการผลิตน้ำมันรูปแบบต่าง ๆ

ลำดับที่	วิธีการขับ ด้วยน้ำ	รูปแบบ ย่อย	อัตราการอัด น้ำ (bbf/day/well)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ ลงทุน (บาท)	ผลตอบแทน หลังหัก ค่าใช้จ่าย (Discounted 10%) (บาท)	อัตราการ คืนทุน (%)
1	รูปแบบที่ 1	2ก	1,000	52,582,282,732	2,875,353,892	13.29
2		2ข	1,000	51,180,595,170	2,015,605,171	10.07
3		2ค	1,000	46,289,734,920	1,803,153,049	11.34
4		2ง*	1,000	44,027,559,932	-182,353,971	-0.87
5		3ก	800	51,996,062,527	2,761,016,309	12.68
6		3ข	800	49,007,359,998	1,955,283,065	10.22
7		3ค	800	45,332,745,580	1,649,868,994	10.74
8	รูปแบบที่ 2	2ก	300	11,069,696,066	411,033,862	5.42
9		2ข	300	10,917,392,414	577,572,793	11.59
10		2ค	300	10,253,941,428	677,614,263	14.13
11		2ง	300	9,810,358,971	442,815,882	7.61
12	รูปแบบที่ 3	2	200	1,223,745,452	37,273,134	7.57
13		3	200	1,164,020,797	40,023,135	7.83

*เวลา 40 ปี

หลุมผลิต จำนวนหลุมผลิตและเวลาที่เริ่มขับด้วยน้ำแต่ก็จะพอสรุปได้ว่าถ้าเริ่มขับด้วยน้ำในปีที่ 2-3 ของการผลิตจะได้ปริมาณการผลิตรวมประมาณร้อยละ 30-40 ของ น้ำมันที่มีอยู่ในขณะที่ขับน้ำเข้า ต่อหลังจากผลิตไปแล้ว 7-10 ปี จะผลิตได้ปริมาณน้ำมันรวมร้อยละ 20-30

การวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตเรียมได้ทำเกือบทุกรูปแบบเพื่อให้ได้ผลเปรียบเทียบโดยใช้โปรแกรม Excel ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจแสดงในตารางที่ 8.2 อย่างไรก็ตามสามารถสรุปได้ว่าการผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะได้อัตรากินทุนหลังหักภาษี 12-29% โดย

แหล่งเล็กจะได้อัตราการคืนทุนน้อยกว่าแหล่งใหญ่ เมื่อมีโครงการขุดด้วยน้ำ (Water flooding Project) เพิ่มขึ้นมาถ้าขุดด้วยน้ำเร็ว (2-3 ปีหลังเริ่มผลิต) จะได้อัตราการคืนทุน 10-24% ถ้าขุดด้วยน้ำช้า (2-3 ปีหลังเริ่มผลิต)จะได้อัตราการคืนทุน 8-18% จะสังเกตว่าอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) เมื่อมีการขุดด้วยน้ำจะต่ำกว่าของที่ผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) อย่างเดียวแต่ถ้าไรเป็นเงินปัจจุบัน(10% discounted) ของโครงการที่ขุดด้วยน้ำจะเป็นประมาณ 2 เท่า ของที่ผลิตเบื้องต้น และถ้าไรเป็นเงินปัจจุบัน (10% discounted) ต่อเงินลงทุนเริ่มต้น (PIR) ของโครงการที่มีการขุดด้วยน้ำจะเป็น 0.2-0.7 ในขณะที่ของการผลิตเบื้องต้นเพียงอย่างเดียวเป็นประมาณ 0.10 (ตามตาราง 8.2)

ตาราง 8.2 สรุปกำไรและอัตราคืนทุนของการทดลองผลิต โดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

	Oil Production Total (bbl)	Recovery Factor	กำไรต่อปี ก่อนหักภาษี	กำไรหลังหักภาษี เงินได้	กำไรหลังหักภาษี เงินได้ (Discounted 10%)	IRR			PIR	
						อัตรากำไร ต่อปีก่อนหัก ภาษี	อัตรากำไร หลังหักภาษี เงินได้ต่อปี	อัตรากำไร หลังหักภาษี เงินได้ Discounted 10%	กำไรหลังหัก ภาษีเงินได้ต่อ เงินลงทุน	กำไรหลังหักภาษี เงินได้ Discounted 10% ต่อเงินลงทุน
LKB Noinj	25,438,270	0.2333	15,236,594,626	7,618,297,313	2,286,773,958	40.71%	28.85%	17.22%	1.8904	0.5674
LKB Inj8 2yr	41,540,188	0.3809	29,728,093,268	14,864,046,634	2,875,353,892	32.36%	24.62%	13.29%	3.6883	0.7135
LKB Inj8 3yr	38,683,308	0.3547	26,186,020,830	12,520,401,126	2,015,605,171	30.25%	21.07%	10.07%	3.1068	0.5002
LKB Inj8 4yr	33,818,112	0.3101	21,346,489,080	10,673,244,540	1,803,153,049	31.58%	22.47%	11.34%	2.6484	0.4474
LKB Inj8 7yr	28,330,026	0.2598	12,632,492,068	6,316,246,034	-182,353,971	13.30%	9.04%	-0.87%	1.5673	-0.0452
LKB Inj9 2yr	40,781,196	0.3740	29,566,329,473	14,783,164,736	2,761,016,309	31.44%	23.95%	12.68%	3.6683	0.6851
LKB Inj9 3yr	37,148,260	0.3407	25,289,160,002	12,325,264,289	1,955,283,065	29.82%	21.25%	10.22%	3.0584	0.4852
LKB Inj9 4yr	32,862,718	0.3014	20,392,690,420	10,196,345,210	1,649,868,994	30.87%	21.82%	10.74%	2.5301	0.4094
SP Noinj	5,725,796	0.1971	3,717,913,002	1,858,956,501	529,649,567	36.16%	25.23%	13.84%	1.3836	0.3942
SP Inj4 2yr	8,735,756	0.3007	6,401,815,934	3,200,907,967	411,033,862	21.54%	15.96%	5.42%	2.3823	0.3059
SP Inj4 3yr	8,613,494	0.2965	6,309,595,586	3,069,382,715	577,572,793	33.01%	22.74%	11.59%	2.2844	0.4299
SP Inj4 4yr	8,411,746	0.2895	6,569,550,572	3,284,775,286	677,614,263	36.34%	25.54%	14.13%	2.4448	0.5043
SP Inj4 7yr	7,875,979	0.2711	5,941,598,029	2,970,799,015	442,815,882	24.43%	18.37%	7.61%	2.2111	0.3296
Fang No inj	703,591	0.1624	390,420,884	187,273,296	36,827,874	26.69%	18.37%	7.61%	1.5300	0.3009
Fang Inj1new 13yr	822,525	0.1898	421,305,308	197,768,696	37,273,134	26.69%	18.33%	7.57%	1.6158	0.3045
Fang Inj1old 13yr	802,049	0.1851	440,077,463	212,101,586	40,023,135	26.84%	18.62%	7.83%	1.7329	0.3270

ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าการผลิตน้ำมันที่มีการขับด้วยน้ำ (Water flooding) จะเพิ่มการผลิตน้ำมันขึ้นจากการผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) ขึ้นเกือบเท่าตัวคือจากเดิมสามารถผลิตได้ร้อยละ 16-23 เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 19-45 ของน้ำมันที่มีอยู่และได้กำไรเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว โดยมีอัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 10-24% การที่จะทำให้การขับด้วยน้ำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดย่อมต้องอาศัยการทดลองการผลิตโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) ซึ่งจะต้องเปลี่ยนแบบจำนวนหลุมที่ผลิต (Producing well) และ อัดน้ำ (Injection well) และระยะเวลาที่เหมาะสมในการเริ่มอัดน้ำหลายแบบจนสามารถได้แบบที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งในการวิจัยนี้พบว่า การเปลี่ยนจากหลุมผลิตให้เป็นหลุมอัดน้ำ เพียงบางหลุมที่เหมาะสม (Pressure ต่ำใกล้เคียงกับ Bubble point) ไม่ต้องมากหลุมเกินไปและเริ่มอัดในระยะเวลาต้นๆของการผลิต (2-3 ปี) จะได้การผลิตรวมประมาณร้อยละ 40 (ผลิตเบื้องต้นอย่างเดียวร้อยละ 20) กำไรเพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่า ตัวอย่างในตาราง 8.2 LKB Noinj ผลิตเบื้องต้นอย่างเดียวได้กำไรเป็นเงินปัจจุบัน (10% discounted) ประมาณ 427 ล้านบาทแต่เมื่อเป็น LKB IN82Yr กำไรเป็นประมาณ 833 ล้านบาท (10% discounted) อัตราการคืนทุนประมาณร้อยละ 23 ต่อปี

8.2 ข้อเสนอแนะในการวัดค่า Porosity และ Permeability

1. การเก็บหินตัวอย่างในสนาม ควรเลือกเก็บหินทรายยุคเทอร์เชียรีที่มีลักษณะการเกิดคล้ายๆกับหินทรายที่อยู่ในแหล่งน้ำมัน (Same environment) เช่น Lacustrine Delta และ Alluvial Fan เป็นต้น
2. หิน Outcrop กับหินที่อยู่ในแหล่งน้ำมันจะมีลักษณะที่แตกต่างกัน หิน Outcrop อาจถูก Cementation ทำให้ Porosity และ Permeability น้อยกว่าหินที่อยู่ใน Reservoir Condition ฉะนั้นควรนำตัวอย่างหินจากแท่งหินที่เจาะเก็บจากแหล่งน้ำมันจริงๆมาวัดค่าต่างๆก็จะได้ค่าที่ถูกต้อง แต่ในงานวิจัยนี้ไม่สามารถหาหินตัวอย่างจากแท่ง Core ที่เจาะเก็บจากแหล่งจริงๆได้
3. การวัดค่า Porosity และ Permeability ที่มีค่าน้อยจะต้องใช้เวลามากกว่าการวัดค่า Porosity และ Permeability สูงแต่อย่างไรก็ตามก็ยังสามารถวัดค่าเหล่านี้ได้

8.3 ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในห้องปฏิบัติ

1. วัสดุที่จะนำมาแทนเม็ดทรายจะต้องใสและเล็กจึงจะมองเห็นการเคลื่อนที่ของๆไหลและเกิดการไหลแบบ Darcy's Law (Flow through porous media)
2. แหล่งน้ำมันควรทำด้วยพลาสติกหนา (อย่างน้อย 1 นิ้ว) ใสและรัดขอบด้วยเหล็กเพื่อรับความดันสูง

4. ถ้าสามารถใช้เม็ดทรายจริงๆก็จะดีเพราะจะเหมือนแหล่งน้ำมันจริงๆแต่ควรจะมีวิธี Monitor การเคลื่อนตัวของๆไหลซึ่งอาจจะใช้กระแสไฟฟ้าช่วยในการวัด

8.4 ข้อเสนอแนะในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์

1. การเลือกโปรแกรมคอมพิวเตอร์ควรเลือกให้ตรงกับลักษณะแบบจำลองที่เราจะทำ เช่น การทำแบบจำลองผลิตน้ำมันโดยการขับค้ำด้วยน้ำ Program Eclipse office ก็ใช้ได้แต่คู่มือค่อนข้างเข้าใจลำบาก ใช้เวลามากกว่าจะทำ Simulation ได้

2.. ข้อมูลคุณสมบัติของหินและของๆไหลมีความสำคัญมากถ้าเราใส่ตรงกับแหล่งน้ำมันจริงๆ ภาพการณ์ทดลองผลิตโดยการ Simulation ก็จะออกมาคล้ายของจริง

3. ในการศึกษาและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม Eclipse office ซึ่งเป็นโปรแกรมแบบ Fully Explicit ผู้ทำการศึกษาควรจะทำความเข้าใจถึงลักษณะการทำงานของโปรแกรมดังกล่าว รวมถึงมีการทำการทดสอบตัวอย่างของโปรแกรมที่มีอยู่ก่อน เพื่อความรวดเร็วและลดปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นระหว่างการทำการทดสอบแบบจำลอง

4. เนื่องจากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์เป็นการศึกษาที่อุปกรณ์คอมพิวเตอร์จะเข้ามามีบทบาทอย่างมากในการทำงาน ดังนั้นในการศึกษาแบบจำลองดังกล่าวผู้ทำการศึกษาควรมีความรู้และความเข้าใจในระบบการทำงานของคอมพิวเตอร์รวมถึง โปรแกรมต่างๆที่มีอยู่ในปัจจุบันเพื่อช่วยให้สามารถทำการทดสอบแบบจำลองได้ง่ายและมีประสิทธิภาพมากขึ้น

5. สำหรับผลการทดลองผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บที่ได้จากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์จะมีความถูกต้องหรือความคล้ายคลึงกับแหล่งกักเก็บจริงๆมากหรือน้อย จะขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใส่เข้าไปในแบบจำลองรวมถึงลักษณะของการสร้างแบบจำลองว่ามีความถูกต้องและสมบูรณ์หรือไม่ เพราะถ้าข้อมูลที่นำมาใช้ในแบบจำลองมีความผิดพลาดมาก จะทำให้ผลการทดสอบที่ได้เกิดความคลาดเคลื่อนตามไปด้วย

6. สำหรับกรณีที่จะทำการศึกษาแบบจำลองของแหล่งน้ำมันต่างๆต่อไปในอนาคต ควรจะมีการเก็บรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นต่อการทำแบบจำลอง ได้แก่ ข้อมูลของความซึมซาบได้ของของไหลสัมพัทธ์ด้วย เนื่องจากจะทำให้การทดสอบแบบจำลองได้ผลที่ถูกต้องมากขึ้น

7. การ Run Reservoir Simulation ควรนำ History Match ที่นานพอ เช่น ทำอย่างน้อย 1-2 ปี ถ้าสั้นเกินไป Parameter ที่เปลี่ยนมาอาจไม่ตรงกับที่เป็นจริง

8. ศัพท์ Output ของ Eclipse บางคำไม่ตรงกับศัพท์ทาง Reservoir Engineering ควรเปลี่ยนศัพท์ต่างๆให้ตรงตาม Reservoir Engineering จึงจะสื่อความหมายได้ตรง เช่น ปริมาณการผลิตสะสม Output ของ Eclipse จะออกมาเป็น Production Total ต้องเปลี่ยนเป็น Cumulation Production เป็นต้น

ผลิตสะสม Output ของ Eclipse จะออกมาเป็น Production Total ต้องเปลี่ยนเป็น Cumulation Production เป็นต้น

8.5 ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำไปใช้ในแหล่งน้ำมันอื่น ๆ

1. สำหรับการนำวิธีการขุดด้วยน้ำไปประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันนั้นมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องศึกษาคุณสมบัติของของไหลที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและรวมถึงคุณสมบัติของหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บด้วย เพื่อให้ได้ข้อมูลที่สมบูรณ์ไม่ว่าจะเป็นส่วนประกอบของของไหล ความหนืดของของไหล ความดันและอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและคุณสมบัติอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เนื่องจากคุณสมบัติดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์
2. สำหรับน้ำที่จะนำมาใช้ในกระบวนการขุดด้วยน้ำ ควรจะเป็นน้ำที่ได้จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหรืออาจจะใช้น้ำที่มีคุณสมบัติใกล้เคียงกันเพื่อป้องกันการทำปฏิกิริยาเคมีของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปกับน้ำที่มีอยู่เดิมในแหล่งกักเก็บ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการตกผลึกใหม่ของสารประกอบบางชนิดทำให้ไปอุดตันในช่องว่างของหินหรือส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ ดังนั้นอาจจะสามารถใช้น้ำที่ได้มาจากกระบวนการแยกน้ำที่ได้จากการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันได้
3. เมื่อมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ควรจะมีการติดตามผลการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง ไม่ว่าจะเป็นปริมาณของของไหลแต่ละชนิดที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นหรือลดลงไปในแต่ละหลุม ผลิตและการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อนำมาประเมินผลการทดสอบต่อไปในอนาคต
4. ในอนาคตหลังจากทำการผลิตโดยใช้วิธีขุดด้วยน้ำประยุกต์ใช้แล้ว ควรจะทำการศึกษาเพื่อหาวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีอื่นๆ อาทิ เช่น วิธีการขุดด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือวิธีการขุดด้วยก๊าซหรือน้ำร้อน เพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

การทำแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมและทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) จะลดเวลาและค่าใช้จ่ายจากการที่จะทดลองผลิตจริงๆจากแหล่งใหม่ๆ ดังนั้นอาจจะพิจารณาได้ว่าการจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม (Simulation) เป็นวิธีการอย่างหนึ่งที่มีประโยชน์ในการคาดการณ์การผลิตปิโตรเลียม โดยเฉพาะใช้กับโครงการที่มีการเพิ่มปริมาณการผลิตแบบขุดด้วยน้ำ (water flooding) เพราะสามารถทดลองผลิตหลายรูปแบบจนกระทั่งได้แบบที่ให้ประสิทธิภาพสูงสุดซึ่งใช้เวลาไม่มากนัก ความถูกต้องเที่ยงตรงกับแหล่งจริง ขึ้นอยู่กับปริมาณและคุณภาพของข้อมูลที่จะใส่เข้าไปในโปรแกรมคอมพิวเตอร์

บรรณานุกรม

- Ascope Technical Committee Paper. "Tertiary Sedimentary Basins of The Gulf Thailand and South China Sea," **The 5th Council on Petroleum Conference and Exhibition**, November 2-6, 1993. p.1
- Aziz, A. Kadir, A., Hamid, M.F., and Ikhan, A. "Permeability Prediction: Core and Log-Derived Values," **International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)**, November 22-25, 1995, Khon Kaen, Thailand.
- Barber, Jr. A.H., Stile, L.H., and Thompson, B.B. "Infill Drilling to Increase Reserves Actual Experience in Nine Fields in Texas, Oklahoma, and Illinois," **Journal of Petroleum Technology** (August 1983): 1530-1538.
- Chaoping, Y. Guohua, Z., and Zhongqiang L. "Porosity Evolution and Prediction of Tertiary Sandstone Reservoirs, Western Qiongdongnan Basin, South China Sea," **International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)**, November 22-25, 1995, Khon Kaen, Thailand.
- Chapman, L.R., and Thompson, R.R. "Waterflood Surveillance In Kuparak River Unit with Computerized Pattern Analysis," **Journal of Petroleum Technology** (March 1989): 277-282.
- Crichlow, H.B. "**Modern Reservoir Engineering - A Simulation Approach**," Prentice-Hall, Eaglewood Cliffs, New Jersey, (1977).
- Crift, B.C., and Hawkins, M.F. "**Applied Petroleum Reservoir Engineering**," second edition, Pentice Hall, Eaglewood Cliffs, N.J, (1990).
- Crichlow, H.B. "**Advanced Reservoir Engineering**," Oklahoma, (1994).
- Endona, A.K., Alston, R.B., and Braun, R.W. "Definebg Data Requirements for a Simulation Study," **Paper SPE 22357 presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Beijing, China, March 24-27, 1992.**
- IsBrisay, C.L. "Supplemental Recovery Development of the Intisar "A" and "D" Reef Fields, Libyan Arab Republic," **Journal of Petroleum Technology** (July 1972): 785-796.
- Franchi, J.R. "**Integrated Flow Modeling**," Elsevier, Netherlands, (2000).
- Franchi, J.R. "**Principles of Applied Reservoir Simulation**," Gulf, Houston, Texas, (1997).
- Harri, W.K. "Production Technology Experience in a Large Carbonate Waterflood, Denver Unit, Wasson San Andres Field," **Journal of Petroleum Technology** (September 1980): 1493-1502.

- Graves, K.S., Valentine, A.V., Dolma, M.A., and Morton, E.K. "Design and Implementation of Horizontal Injector Program for the Benchamas Waterflood –Gulf of Thailand," **The 6th Mining, Metallurgical, and Petroleum Engineering Conference**, Bangkok, October 24-26, 2001.
- Harpole, K.J. "Improved Reservoir Characterization – A Key to Future Reservoir Management for the West Seminole San Andres Unit," **Journal of Petroleum Technology** (November 1980): 2009-2019.
- Hugen, S.A., Lund, O., and Hoyland, L.A. "Statfjord Field: Development Strategy and Reservoir Management," **Journal of Petroleum Technology** (July 1988): 863-873.
- Irwin, R.A., Tucker, C.W., and Jr. H.E.S. "A Case History of the Postle Area – Computer Production Control and Reservoir Simulation," **Journal of Petroleum Technology** (July 1972): 775-781.
- Mattax, C.C., and Dalton, R.L. "**Reservoir Simulation**," SPE, First Printing, Richardson, TX, (1990).
- Mian, M.A. "**Petroleum Engineering Handbook for the Practicing Engineer**," Volume 1, Penn Well Book, Tulsa, OK, (1992).
- Nicholls, C.A., Boom, W., Geel, J. Khodori, S.A., and Lawati, M.A. "Fracture Modeling as a Key to Waterflood Development," **Paper SPE 53211 presented at the 1999 SPE Middle East Oil Show**, Bahrain, 20-23 February, 1999.
- Praditarn, S., Jaroonsitha, S., and Gonecome, Y. "Petroleum Systems of The Petroliferous Basin in Thailand," **Symposium on Mineral, Energy, and Water Resources of Thailand: Towards to the year 2000**, October 28-29, 1999, Bangkok, Thailand: 557-559.
- Pisutha-Arnond, S., Ukkakimapan, J., and et al. "Predicting Oil and Water Interval in U-Thong Field using Thermal Extraction Pyrolysis Gas Chromatography," **International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evaluation of Southeast Asia and the South Pacific**, August 10-24, 1997, Bangkok, Thailand: 543-558.
- Simon, V. "Petroleum Resources and Potential in Thailand: Central Plains," **108th Anniversary of Department of Mineral resources**, August 16, 2000.
- Stiles, L.H., and Magruder, J.B. "Reservoir Management in the Means San Andres Unit," **Journal of Petroleum Technology** (April 1992): 469-475.
- Smith, J.T., and Cobb, W.M. "**Predicting Waterflood Recovery Performance**," Based on a workshop sponsored by PTTC's Midwest Region on February 17-21, 1997, Evansville, IN.

- Alash, A.W. "An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring," **Journal of Petroleum Technology** (December 1988): 1539-1543.
- Chakur, G.C. "A 5-Phase Methodical Approach of Identifying Selecting, Developing, Implementing and Operating a Pressure Maintenance Scheme for and Offshore Field," **Paper OTC conference**, Houston, Texas, May 5-8, 2003.
- Chakur, G.C. "The Role of Reservoir Management in Carbonate Waterfloods," **Paper SPE 39519 presented at the 1998 SPE India Oil and Gas Conference and Exhibition**, New Delhi, India, February 10-12, 1998.
- Chakur, G.C. "Achieving Excellence in Waterflooding," presented at Central Sofitel Hotel, February 6, 2004, Bangkok, Thailand.
- Chakur, G.C. "Waterflood Surveillance Techniques – A Reservoir Management Approach," **Journal of Petroleum Technology** (October 1991):1180-1188.
- Chakur, G.C., and A. Satter. "**Integrated Waterflood Asset Management**," Penn Well Book, Tulsa, OK, (1998).
- Diamwichanon, H. "Reservoir Characterization Using Porosity Distribution in Suphan Buri Basin Thailand," **Symposium on Mineral, Energy, and Water Resources of Thailand: Towards to the year 2000**, October 28-29, 1999, Bangkok, Thailand: 545-556.
- Utamo, W., Nichols, G.J., and Elders, C.F. "The Tertiary Sedimentary Basins of Northern Thailand," **Symposium on Mineral, Energy, and Water Resources of Thailand: Towards to the year 2000**, October 28-29, 1999, Bangkok, Thailand: 668-674.
- Willhite, G.P. "**Waterflooding**," SPE Textbook Series, Volume 3, Richardson, TX, (1986).
- Wongsirasawad, L. "20 Successful Years of Sirikit Oilfield," **Thailand Petroleum Conference 2002**, Bangkok.

- กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2535). เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2543). เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- ถวัลย์ ชื่นชม. (2529). การสำรวจไซสมิค ลุ่มแอ่งฝาง. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- ถวัลย์ ชื่นชม. (2534). การสำรวจ SEISMIC ลุ่มแอ่งฝาง 2534. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล, ณรงค์ เครือแปง และมณฑนา อำไพภักดิ์. (2527). ธรณีวิทยาความเป็นไปได้ในการเกิดและการสะสมน้ำมันในชั้นหิน ยุคเทอร์เชียรี บริเวณโครงสร้างโป่งนก อ.ฝาง. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2528). ธรณีวิทยาน้ำมัน แอ่งฝาง ตอนที่ 1. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2529). ธรณีวิทยาน้ำมัน เล่มที่ 1. แผนกธรณีวิทยา กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- พินิจ กุลสิงห์. (2533). **Petroleum Geology of Thailand**. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- สุทัศน์ ศรีหิรัญ. (2543). แหล่งน้ำมันสันทราย. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- Aurel, C. (1992). **Appiled Enhanced Oil Recovery**. N.J.: Prentic-Hall Inc.
- Bal A. A., Burgisser H. M., Harris D. K., Herber M. A., Rigby, S. M., Winkler, F. J., and Thumprasertwong, S. (1992). The Tertiary Phitsanulok Lacustrine Basin, onshore Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 247-258). Bangkok.
- Bidston B. J. and Daniels J. S. (1992). Oil from the ancient lake of Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 584-599). Bangkok.

- J. R. Bruce, A. R., Sanlug M. and Duivenvoorden, S. (1999). Correlation Techniques, Perforation Strategies, and Recovery Factors: An Integrated 3-D Reservoir Modeling Study, Sirikit Field, Thailand. In **AAPG Bulletin** (Vol.83, No.10, pp. 1535-1551).
- John E. Salvin, C. M. and Robert L. D. (1990). **Reservoir Simulation**. TX.: Richardson.
- John E. Craft B. C. and Hawkins M. F. (1990). **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. N.J.: Prentice-Hall Inc.
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well IF30-02S (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1987). **Geological Report Well IF30-03S (Ban Nong Yao)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1988). **Geological Report Well BF31-02S (Ban Nong Yao)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1988). **Geological Report Well IF31-04GS (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well BF32-03GS (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well IF32-01GS (Ban Ti)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well IF32-03G (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1989). **Geological Report Well IF32-04GS (Ban Nong Yao)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-01GS (Ban Nong Yao)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-02GS (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-03G (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1990). **Geological Report Well IF33-04GS (Ban Nong Yao)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1991). **Geological Report Well BF34-04GS (Ban Nong Yao)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1991). **Geological Report Well IF34-04G (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1992). **Geological Report Well FA-MS-35-62 (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1992). **Geological Report Well FA-MS-35-63 (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-05 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-06 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-07 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1994). **Geological Report Well FA-SS-37-08 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1995). **Geological Report Well FA-SS-38-09 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1997). **Geological Report Well FA-SS-40-10 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1999). **Geological Report Well FA-BT-42-02 (Ban Ti)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (1999). **Geological Report Well FA-SS-42-11 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2001). **Geological Report Well FA-BT-44-05 (Ban Ti)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2002). **Geological Report Well FA-BT-45-03/2 (Ban Ti)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2002). **Geological Report Well FA-BT-45-03/3 (Ban Ti)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)

- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2003). **Geological Report Well FA-MS-46-70 (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2004). **Drilling Program of Well FA-MS-47-72 (Ban Mae Soon)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Defense Energy Department, Exploration and Production Division. (2004). **Drilling Program of Well FA-SS-47-12 (Ban San Sai)**. Defense Energy Department. (Unpublished manuscript)
- Forrest, F. C. (1971). **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding** (3rd). Dallas: The American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineerings, Inc.
- Ganesh, C. T. (1998). **Integrated Waterflood Assesment Management**. United States of America: PennWell Publishing Company.
- Hawkes, M., Bromley, A., Kleungputsa, T., Pacific Tiger Energy. (2002). The Wichian Buri Oilfield, Petchabun. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.
- Henry, B. C. (1977). **Modern Reservoir Engineering: A simulation Approach**. N.J.: Prentic-Hall Inc.
- Makell, G., Ainsworth, B., Chuenbunchom, S., Harvey, M., Kaewla-Lad, S., Van der Pal, R., Thai Shell E&P Co., Ltd. (1997). The Sirikit Field-improved Structural Interpretation and Reservoir Architecture and Its Impact on Future Field Development. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 541-542). Bangkok.
- Narong Boonyarat. (2001). **Geochemistry of Formation Water from The Mae Sod Formation Fang Oil Field Changwat Chiang Mai**. M.S. thesis, Chiang Mai University.
- Pieterse, R.: Thai Shell EP co, Ltd., Thailand. (1993). A reservoir simulation Study for the Sirikit field water flood project. In **Proceedings of the 5th Asian Council on Petroleum Conference & Exhibition** (pp 703). Bangkok.
- Ratanasthien, B. (1997). Algae types of oil source rocks in Northern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 606-612). Bangkok.
- Sattayarak, N. (1992). Petroleum exploration opportunities in Thailand. In **Proceedings of Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 668-675). Bangkok.

- Settakul, N.: Defense Energy Department. (2002). Fang Basin: The First Oilfield in Thailand. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.
- Uttamo, W., Gary, J. N. and Chris F. E. (1999). The Tertiary Sedimentary Basins of Northern Thailand. In **Symposium on Mineral, Energy and Water Resources of Thailand: Towards the year 2000** (pp. 71-92). Bangkok.
- Willhite, G. Paul. (1986). **Water Flooding**. TX.: Society of Petroleum Engineers, Richardson.
- Wongsirasawad, L.: Thai Shell E&P Co., Ltd. (2002). 20 Successful Years of Sirikit Oilfield. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002, 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.
- Wongsirasawad, L.: Thai Shell EP Co., Ltd., Thailand. (2002). History of Sirikit field. In **Proceedings of Thailand Petroleum conference 2002: 30 years Experience: Opportunities and Challenges**. Bangkok.

ภาคผนวก ก

ROCK AND FLUID DATA

INPUT DATA



Urgent Fax

TO Suranaree University of Technology
 Dept. of Geological Technology
 (Fax:#044-224220)

ATTN Lect. Kriengkrai Tri-sam

CC

FROM Mana R.

DATE 18/10/2002 REF HRM/13-18/10/02

PAGE 1 of 6

SUBJECT Lan Krabu Formation Petrophysical Data

Thai Shell Exploration & Production Co. Ltd.
 0 Soonthornkosa Road, Klong Toey
 Bangkok 10110, Thailand
 Tel. +66 2 2490483
 Fax. +66 2 2490489

Dear Lect. Kriengkrai Tri-sam

Ref. your letter #5117/492

Sorry for late reply, it is mainly due to my current workload.

Herewith please find attached a provisional of petrophysical data of LKU fm. for your reservoir simulation study.

- 1) LKU-K sands k-phi relationships
- 2) LKU-L sands k-phi relationships
- 3) LKU-M sands k-phi relationships
- 4) LKU-K sands oil saturation based on Hg/Air cap. curves
- 5) LKU-L/M sands oil saturation based on Hg/Air cap. curves

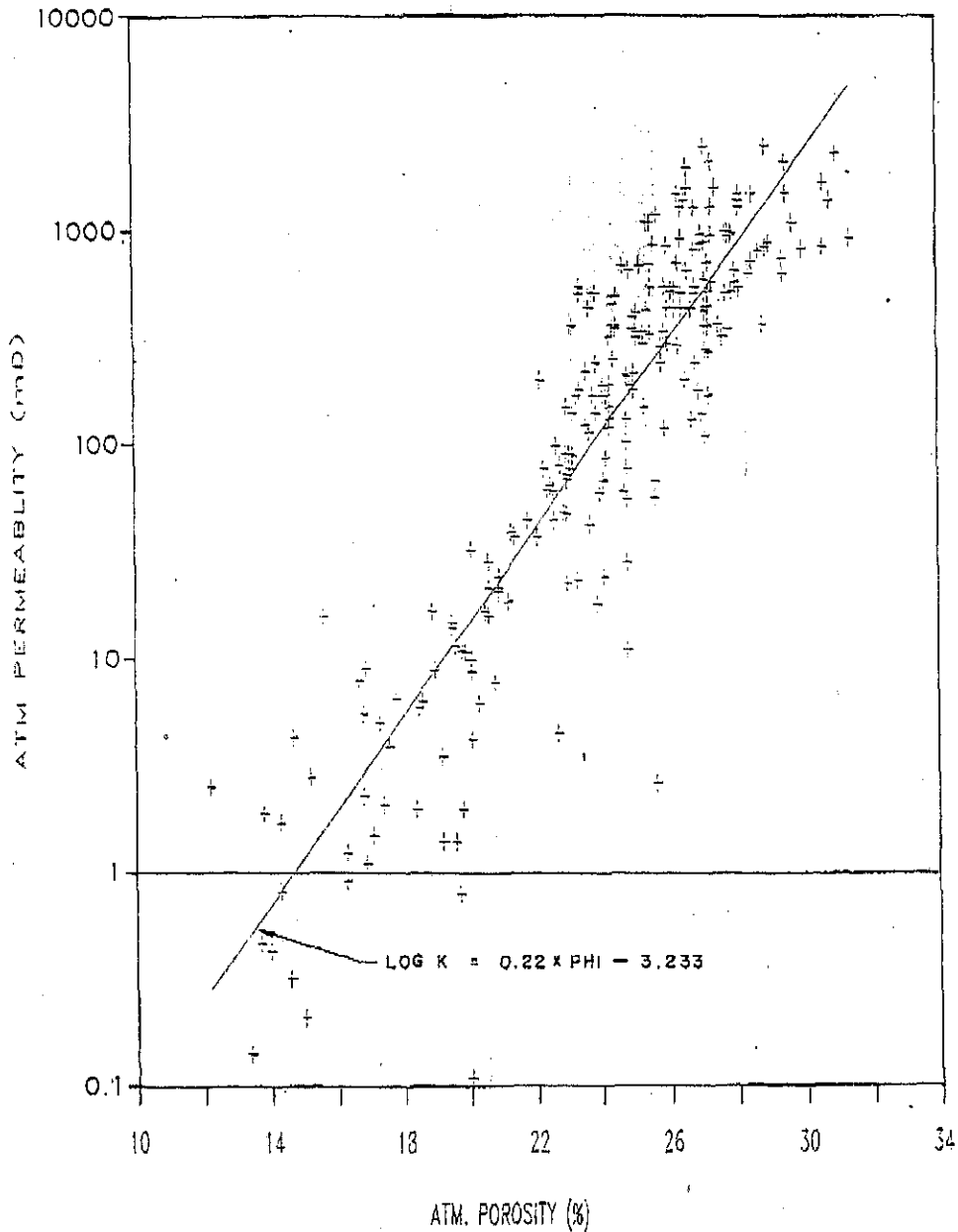
If you need more information or have any query of data that were given please do not hesitate to contact me.

Best Regards,

Mana Rojpibulstit

Reservoir Engineer - New Business Opportunities
 Thai Shell Exploration and Production Co., Ltd.
 10 Soonthornkosa Rd., Klongtoey, Bangkok 10110
 Phone +66 (2) 249-0483 ext 5148
 Fax +66 (2) 249-0489
 Email : mana.rojpibulstit@shell.com

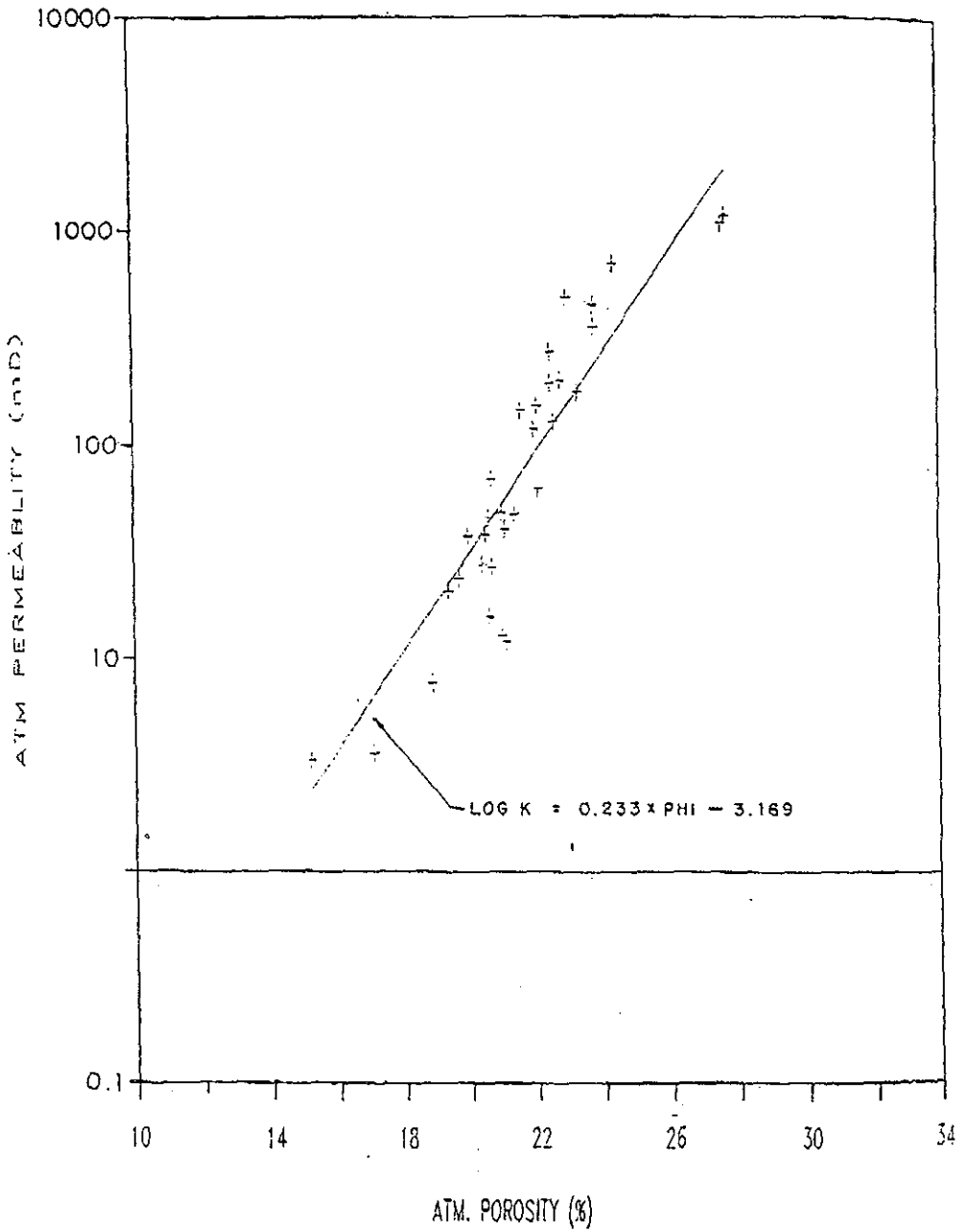
SIRIKIT K SANDS K/PHI DATA



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
 ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
 K SANDS

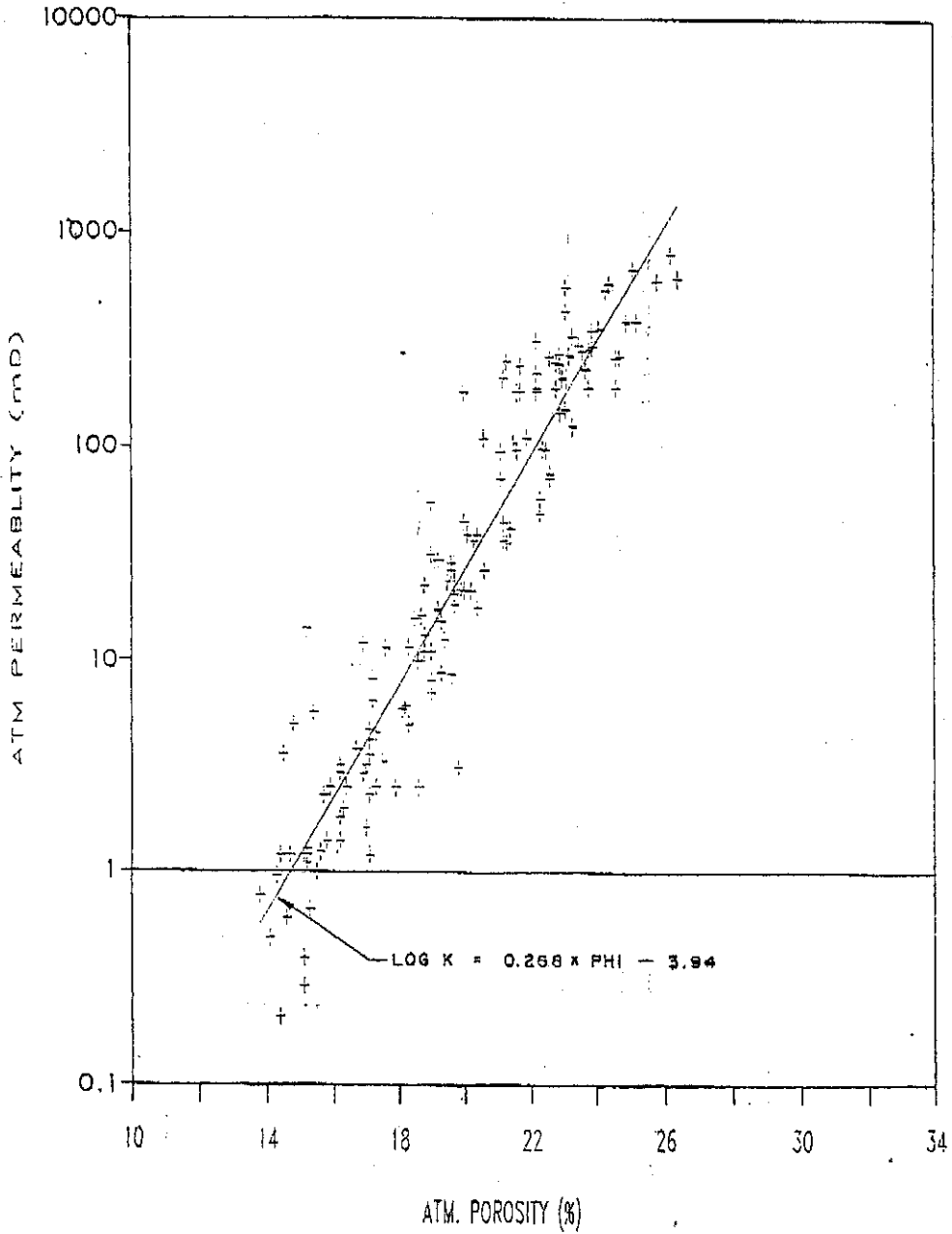
SIRIKIT M SANDS K/PHI DATA



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.
BANGKOK PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND:
M SANDS

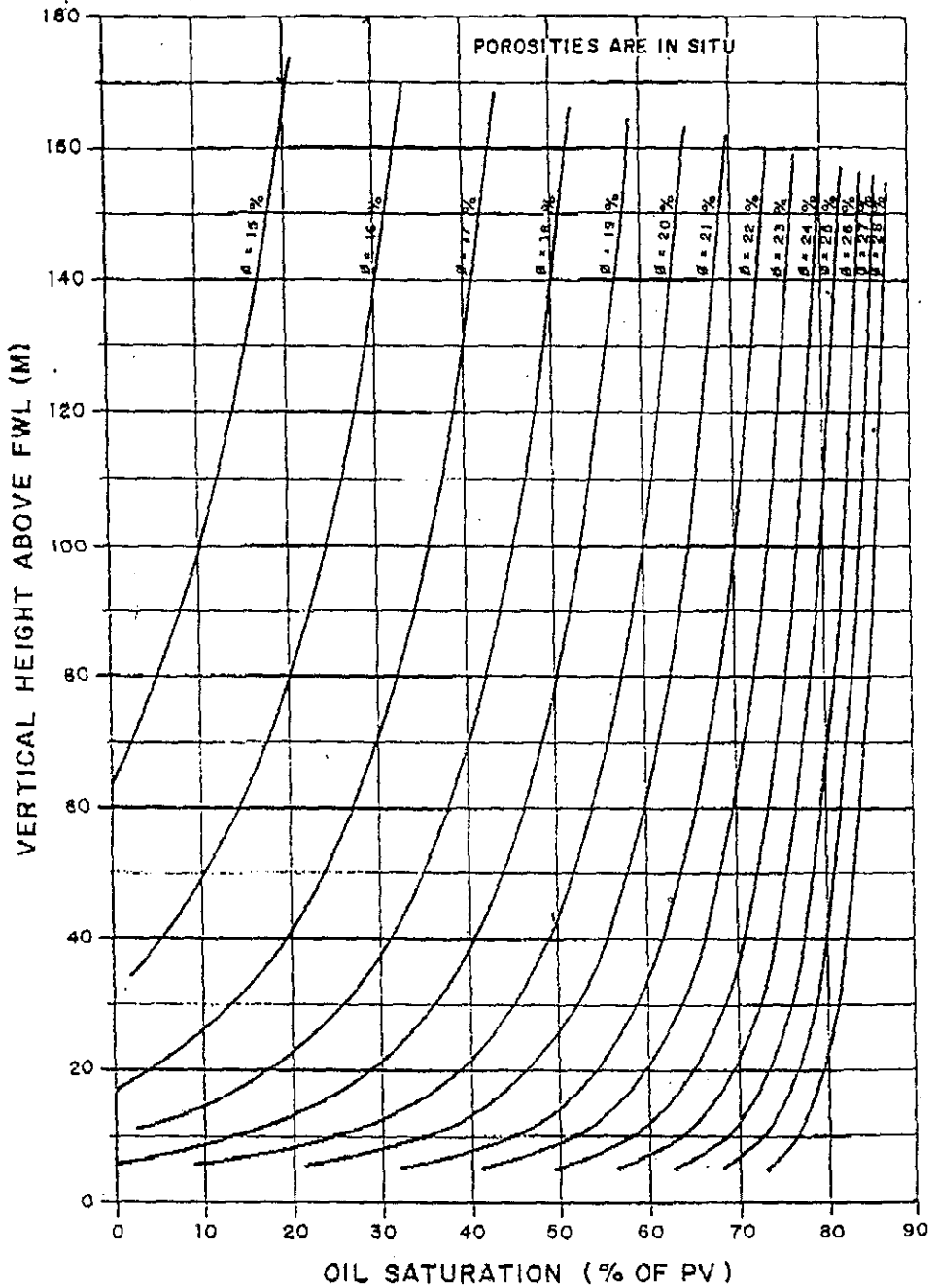
SIRIKIT L SANDS K/PHI DATA



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
L SANDS

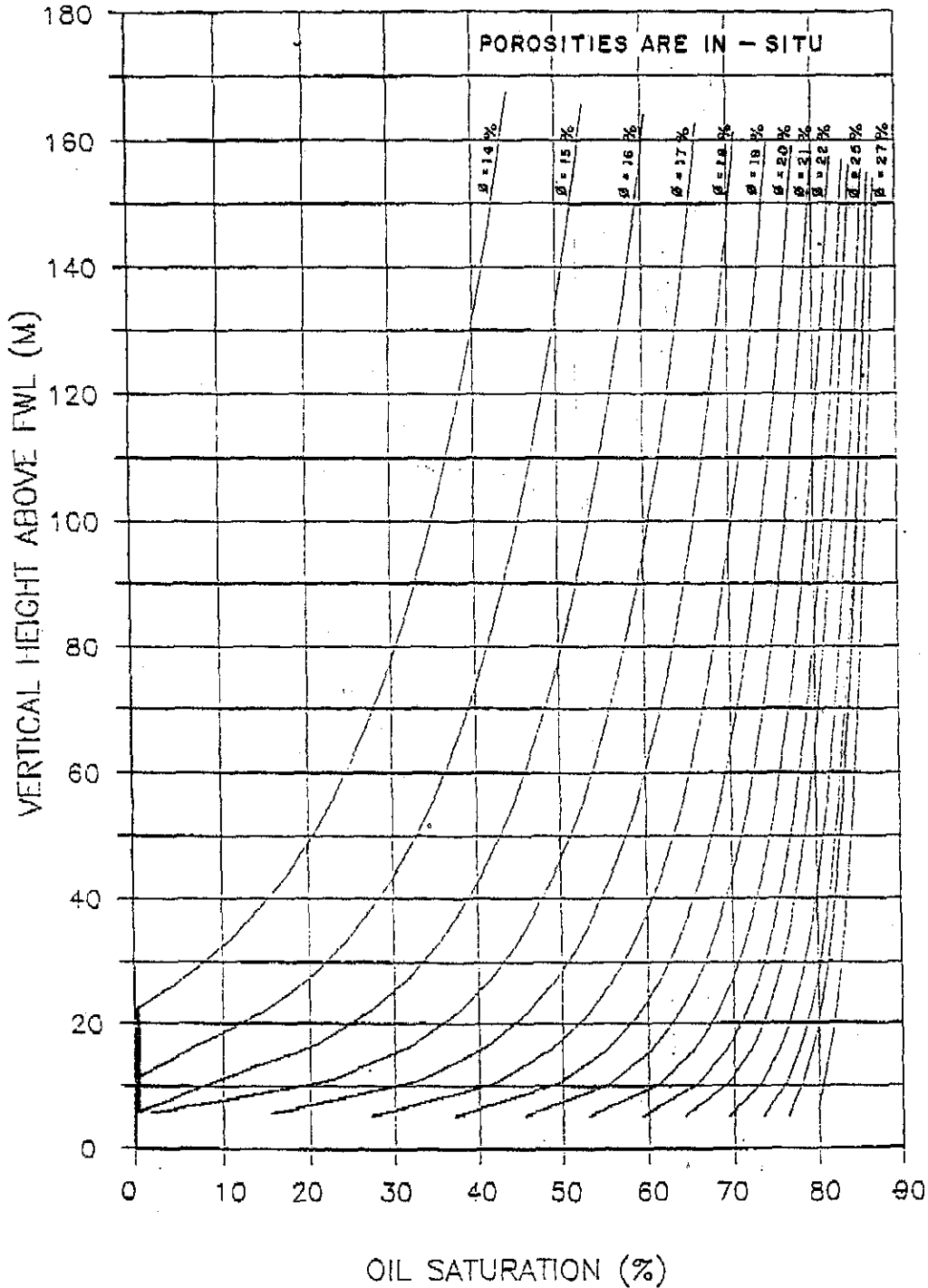
K RESERVOIR SET OF CAPCURVES
 CORRECTED FOR CBW AND STRESS
 CAPILLARY PRESSURE CONVERTED TO HEIGHT ABOVE FWL USING AN
 OIL - WATER INTERFACIAL TENSION OF 25 DYNES / CM



GULF OIL FIELD EXPLORATION AND PRODUCTION CO. LTD	
BANGKOK	PRODUCTION

SIRIKIT FIELD REVIEW
 K SANDS
 MERCURY / AIR CAP. CURVES

L RESERVOIR SET OF CAP CURVES
 CORRECTED FOR CBW AND STRESS
 CAPILLARY PRESSURE CONVERTED TO HEIGHT ABOVE FWL USING AN
 OIL - WATER INTERFACIAL TENSION OF 25 DYNES / CM



THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION
SIRIKIT FIELD REVIEW	
L/M SANDS	
MERCURY / AIR CAP. CURVES	

4.3 Fluid Properties

A total of three fluid samples, all from well A02, have been analysed so far by CORE LABORATORIES. A summary of the results is given in the table below:

		DST1	PT2	
			bottomhole sample	recombination sample
Pb	(psig)	1710	2355	2630
Rsi	(scf/stb)	373	637	575
B	(rb/stb)	1.255	1.405	1.339
oil gravity	(°API)	42.3	39.4	39.2
gas gravity	(air=1)	0.848	0.798	0.739
μob	(cP)	0.864	0.765	0.691
P _{sep}	(psig)	100	100	100
T _{sep}	(°F)	95	95	95

As the measured GOR of the bottomhole sample compares very well with the GOR during production test PT2 in well A02, the results of that analysis have been used for the interpretation of the production tests and for the reservoir engineering calculations (chapter 4.5)

A graph showing the various PVT parameters vs. pressure is given in fig. 4.17.

4.4 Drive Mechanisms

The Lan Krabu field consists of a large number of thin sand layers alternated by shales. During geological times there has been some communication between the sand layers resulting in a common gas/oil contact (GOC) and oil/water contact (OWC) for a number of sands as indicated by RFT data (see chapter 4.1). However, it is expected that the shales will act as barriers during the, relatively, short producing life of the field (see also chapters 2.5 and 2.6). Furthermore, the field is intersected by numerous smaller and larger faults which hamper the horizontal communication across the field.

In view of the above it is expected that wells in different parts of the field will operate under various drive mechanisms, e.g. gas cap expansion supported by some water-drive in the relatively open north-eastern flank of the field, solution gas drive in low permeable reservoirs in fault blocks without a gascap or aquifer, etc.

4.5 Numerical Simulation Study

4.5.1 Description of Model

In order to investigate the sensitivity of well performance and of recovery efficiency on the various drive mechanisms a numerical two

dimensional (2D) areal model of the hypothetical, drainage area for half a production well was set up. The model represents a 15 ft thick layer dipping at an angle of 5.4° (see figure 4.18). The GOC and OWC were chosen to coincide with the fluid contact observed in reservoir unit K (see figure 4.1). The size of the gas cap and of the aquifer can be varied by adjusting the length of the appropriate blocks, viz blocks I=1 and I=14 respectively. The gas cap size has been expressed relative to the oil column as follows:

$$m = \frac{GBgb}{NBob}$$

where : G = free-gas-initially-in-place (10^9 scf)
 N = stock-tank-oil-initially-in-place (10^6 stb)
 For an explanation of Bgb and Bob see Table 4.3

The relative permeabilities used in the study are so-called Corey-type curves, i.e.

1. for the oil/water displacement the relative permeabilities satisfy the equations:

$$K_w = K_{wor} (S_w^*)^{n_w} \quad \text{and} \quad K_o = K_{ocw} (1-S_w^*)^{n_{ow}}$$

$$\text{where : } S_w^* = \frac{S_w - S_{cw}}{1 - S_{cw} - S_{orw}}$$

2. for the gas/oil displacement the relative permeabilities satisfy the equations:

$$K_o = K_{ocw} (S_L^*)^{n_{og}} \quad \text{and} \quad K_g = K_{gend} (1-S_L^*)^{n_g}$$

$$\text{where : } S_L^* = \frac{S_L - S_{cw} - S_{org}}{1 - S_{cw} - S_{org} - S_{gcrit}}$$

Endpoint relative permeabilities and residual saturations used in the above expressions are given in Table 4.3. The Corey exponents for the study were chosen as follows :

$$n_w = n_{ow} = 1 \quad (\text{straight line})$$

$$n_{og} = n_g = 2$$

The production well was assigned a skin factor $S=10$. Well intake curves were computed for a $3\frac{1}{2}$ " tubing of 5500 ft length and a minimum wellhead pressure of 150 psig (figure 4.19). Furthermore, the vertical permeability was taken as one-tenth of the horizontal permeability. The capillary transition zone was assumed to be negligible.

A summary of the initial fluid properties and of the reservoir properties which remain constant during the simulations is given in Table 4.3.

4.5.2 Prediction Runs with 2D model

Figures 4.20, 4.21 and 4.22 show the dependency of the production performance on permeability in case of :

- the presence of a gas cap ($m=0.50$) and of an aquifer (3000 ft length),
- no gas cap, but with aquifer,
- no gas cap and no aquifer.

The maximum allowable production rate of 1500 stb/day/well can only be reached for the higher permeabilities (say above 200 mD). For 20 mD the maximum production rate is ca 70 stb/day. The presence of a gas cap mainly determines the decline of the production rate and, therefore, the time in which the interval is exhausted. E.g. for 100 mD the presence of a gas cap means that the time that production takes place from that interval is increased from 2.5 years to nearly 4 years.

The oil ultimate recoveries (UR) obtained for the above cases are shown in the top graph of figure 4.23. It appears that :

- there is a strong decrease of the oil UR for permeabilities below 100 mD,
- the presence of a gas cap increases the oil UR significantly i.e. for $m=0.5$ the oil UR is ca.50% higher than for $m=0$,
- the aquifers which can be expected are too small to have a marked influence on the oil UR.

Because little aquifer activity is to be expected it is clear that the optimum well position is far downdip with the base of the well no more than 20-30 ft above the OWC. However, in view of the many layers encountered in a well the position of the well with regards to GOC/OWC varies from layer to layer. The effect of well position on oil UR was therefore investigated. The result is shown in the second graph of figure 4.23. It appears that a well near a GOC produces only half the amount of a downdip well. If no gas cap is present the effect will of course be less significant.

The effects of drainage area (by varying the width of the numerical model) and of initial production rate on oil UR are insignificant as is shown on the third graph of figure 4.23.

Some of the results shown in figures 4.20 and 4.22 have been plotted in a different way in figures 4.24 and 4.25. They show better the difference in production decline between the various cases. They show furthermore that the GOR vs. cumulative oil production is independent of permeability. This curve is, however, dependent on :

1. the presence of a gas cap and
2. the well position, as shown in figure 4.26.

In order to compare the results of further sensitivities a base case was defined with :

- a gas cap ($m=0.50$),
- an aquifer (3000 ft length),
- $k = 200$ MD,
- model width ($\frac{1}{2}$ well) of 1500 ft and
- well at 25% of oil column ($x/H = 0.25$, ref. figure 4.23).

The oil UR for this case is ca.25% STOIIP (STOIIP drained by half a well is 1.11×10^6 stb), recovered in nearly 3 years.

4.5.3 Commingled Production

For practical reasons, however, each well will be completed on more than one sand. Therefore a 3D numerical model was used to investigate the effect of commingled production on the production behaviour of a well. The model is shown in figure 4.27 and assumes two 15 ft thick layers separated by a 50 ft shale. GOC and OWC are the same in both layers. AS the base of the well in its original position would have been in water in the bottom layer, the well had to be shifted two blocks updip (600 ft). Furthermore in order to accommodate the GOC properly in the bottom layer the number of blocks in the I-direction had to be increased by 2 to 16. The porosity and saturations of both layers were assumed to be equal, i.e. the STOIIP is exactly twice the STOIIP of the single layer case, i.e. 2.23×10^6 stb (for half a well).

Figure 4.28 shows the production performance in case the top layer is low permeable (20mD) and the bottom layer high permeable (200mD). It appears that oil UR is 15% STOIIP, to be recovered in slightly over 4 years.

In case the top layer has 200 mD and the bottom layer has 20 mD, the production performance is shown in figure 4.29. In 3 years time the oil UR of 14% STOIIP is reached.

4.5.4 Production Performance for a Typical Well

For Lan Krabu conditions it has been assumed that the production performance for a typical well will be the average of the above two commingled cases. This results in the following production forecast for such a typical well (half-yearly intervals) :

Year months	1		2		3		4
	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6
q_{oil} , stb/day	1350	850	500	350	230	150	100
GOR, scf/stb	850	2200	3800	4500	5400	4700	4000
BSW, %	5	10	15	15	15	15	15

In view of the large number of layers encountered in each well it is expected that each well has to be worked over at least once after the first layers have been exhausted. As the layers are supposedly not in communication and also the horizontal continuity is probably limited, this will approximately double the drained STOIIIP per well to ca. 9.0×10^6 stb and the producing lifetime of a well to some 7 years.

4.5.5 Water Injection

In order to assess the merits of partial pressure maintenance water injection was investigated with the 2D model for base case conditions (ref. chapter 4.5.2 above). Two cases were run, one with a downdip production well (similar as for the base case) and one with an updip production well. In both cases the injection well was located in the aquifer. Some 80% of total withdrawals was replaced by injection water. Water is injected right from the start of production onwards and a 100% flooding efficiency is assumed. Figure 4.30 shows the production behaviour of the downdip well. Compared with the base case GOR'S remain low, but water cuts increase sharply to over 60%. Cumulative oil production is nearly the same as for the base case (24% vs. 25% of STOIIIP).

In the updip production well breakthrough of water will occur much later than for the downdip well as shown in figure 4.31. In that case a theoretical oil UR of 43% STOIIIP is obtained.

4.6 Conclusions and Development Options

The Lan Krabu field consists of a large number of thin sand layers alternating with shales. Three main reservoir groups have been identified in which the individual sands have approximately the same GOC and/or OWC (reservoir units K, L and M). It is expected, however, that the reservoirs within such a unit are not in communication.

The permeability decreases with depth, from ca. 200 mD in reservoir unit K to ca. 20 mD in unit M. Considerable doubt exists on the degree of horizontal continuity across the field.

Due to the complexity of the field the main drive mechanisms are expected to range from solution gas drive for low permeable limited reservoirs to gas cap expansion supported by some water drive for the more permeable reservoirs in the relatively open north-eastern flank of the field.

The average recovery efficiency is estimated to be ca. 15% of STOIIIP. The expected performance of a typical production well is as follows (half-yearly intervals) :

Year months	1		2		3		4
	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6	7-12	1-6
^q oil, stb/day	1350	850	500	350	230	150	100
GOR, scf/stb	850	2200	3800	4500	5400	4700	4000
BSW, %	5	10	15	15	15	15	15

It is furthermore assumed that each well has to be worked over at least once in its life to produce from other (undepleted?) reservoirs as well. The above production forecast is then repeated, thereby increasing the average life of a well to some 7 years.

The STOIIIP drained by a well then adds up to about 9.0 MMstb. As the total STOIIIP for the field is approximately 180 MMstb (see chapter 2.8), a theoretical minimum of 20 wells would be required to develop the entire field. On the basis of a recovery efficiency of 15% of STOIIIP the oil reserves of the Lan Krabu field are currently estimated at approximately 30 MMstb. The provisional development plan, allowing for some well failures (example well LKU - J01); assumes that the drilling of a total of 27 wells is required for the primary development project.

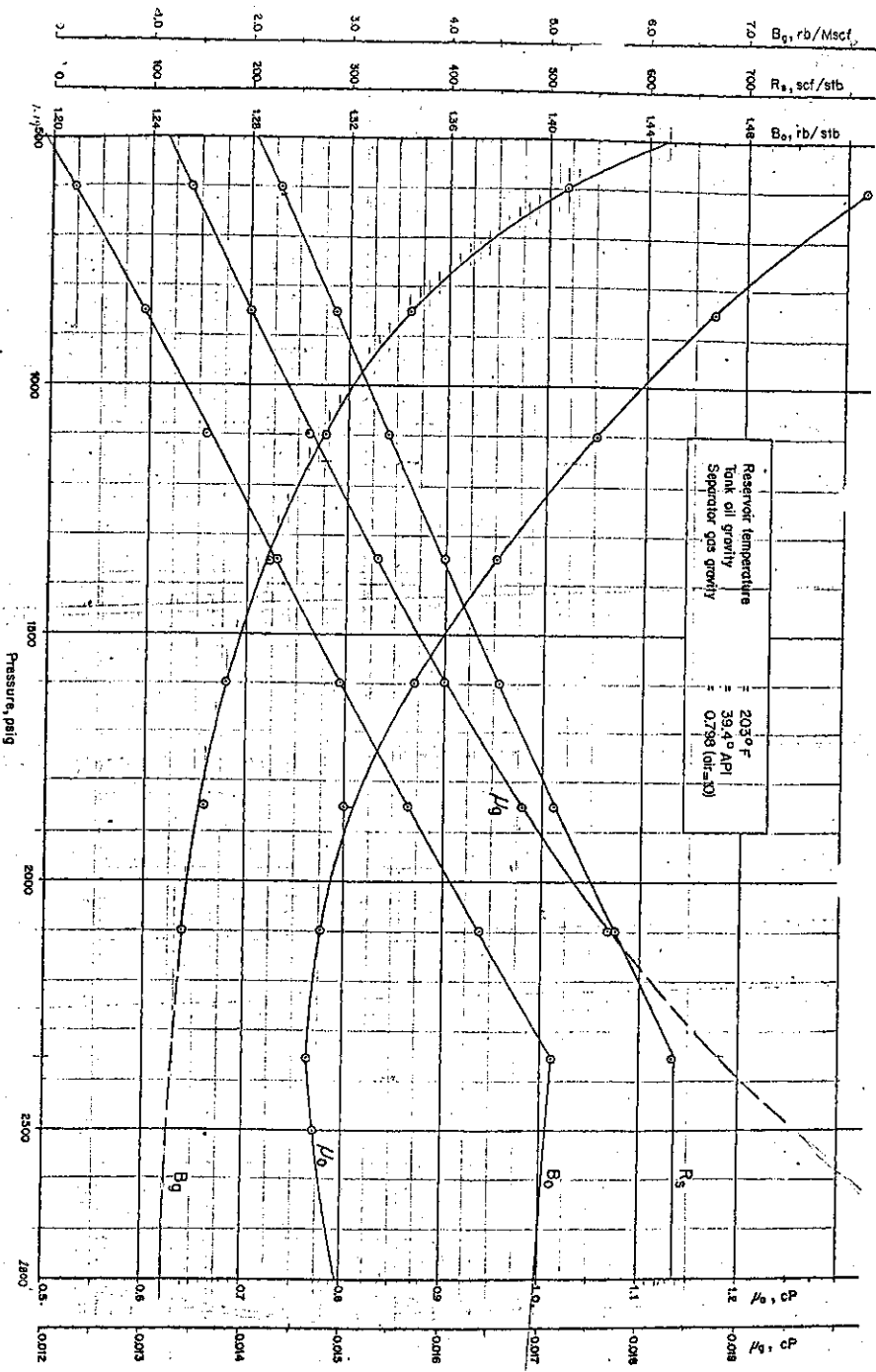
Pressure maintenance could be beneficial to the oil ultimate recovery. However, in view of the numerous isolated thin layers and the uncertainty regarding the lateral continuity across the field, it is too early to assess whether either water injection or possibly even gas re-injection can be applied successfully.

In order to obtain the necessary production and reservoir performance information it is planned to start producing from the first five wells as from 1.1.1983, and subsequently the appraisal wells to be drilled in 1983 will also be production tested. The wells will be closely monitored during 1983 and, hopefully, by the end of that year a full scale field development plan can be drawn up.

TABLE 4.3

RESERVOIR AND FLUID PROPERTIES USED
IN THE NUMERICAL MODEL STUDY

Original oil/water contact	OOWC	5380	ft.ss.
Original gas/oil contact	OGOC	5100	ft.ss.
Datum level	DL	5200	ft.ss.
Reservoir dip	α	5.4	degrees
Reservoir thickness	h	15	ft
Porosity	ϕ	0.20	-
Connate water saturation	S_{cw}	0.35	-
Residual oil saturation to water	S_{orw}	0.25	-
Residual oil saturation to gas	S_{org}	0.25	-
Relative oil permeability at S_{org}	k_{orw}	1.00	-
Relative water permeability at S_{org}	k_{ow}	0.25	-
Relative gas permeability at (S_{org}^{org})	k_{wor}	0.60	-
Vertical-to-horizontal permeability	k_{v/k_h}^{gend}	0.10	-
Capillary pressure	P_c	0	psi
Oil gravity (stock tank conditions)	γ_o	39.4	$^{\circ}$ API
Gas gravity (separator conditions)	γ_g	0.80	air = 1
Initial reservoir pressure at DL	P_i	2384	psig
Initial reservoir temperature	t	203	$^{\circ}$ F
Bubblepoint pressure	P_b	2355	psig
Oil formation-volume factor at P_b	B_{ob}	1.405	rb/stb
Gas formation-volume factor at P_b	B_{gb}	1.29	rb/Mscf
Initial solution gas/oil ratio	R_{si}	637	scf/stb
Water formation-volume factor	B_{si}	1.0	rb/stb
Density of stock-tank oil	d_o^w	51.6	lbs/cu.ft.
Density of separator gas	d_o^g	61.2	lbs/Mscf
Density of water at 14.7 psig and 203 $^{\circ}$ F	d_w^g	64.9	lbs/cu.ft.
Viscosity of oil at initial reservoir condition	μ_{oi}	0.765	cPoise
Viscosity of water at reservoir cond.	μ_w	0.40	cPoise
Viscosity of gas at initial reservoir condition	μ_{gi}	0.019	cPoise
Water compressibility	C_w	0.000003	psi $^{-1}$
Rock compressibility	C_r	0.000003	psi $^{-1}$
Oil compressibility	C_o	0.000013	psi $^{-1}$

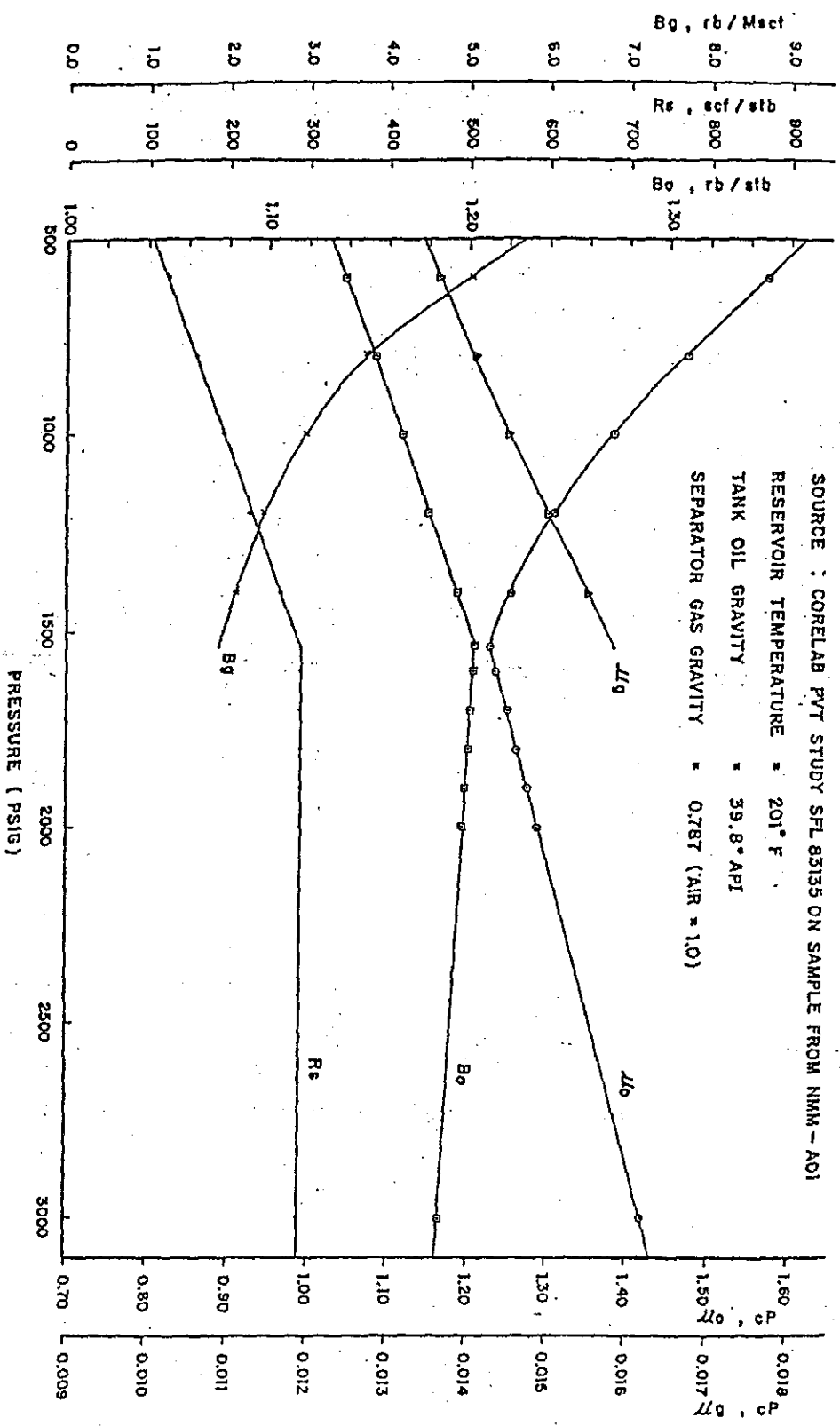


Source : Core Lab's PVT study on bottomhole fluid sample from well A-02 (prod.interv. 24772-24986 m AHBDF, i.e. 19371-19438 m TVBDF)

LAN KRABU - PVT PARAMETERS

SIRIKIT - WEST FIELD PVT PARAMETERS

SOURCE : CORELAB PVT STUDY SFL 85135 ON SAMPLE FROM NMM - A01
 RESERVOIR TEMPERATURE = 201° F
 TANK OIL GRAVITY = 39.8° API
 SEPARATOR GAS GRAVITY = 0.787 (AIR = 1.0)



แบบที่ 1 กรณีที่ 1

Office Grid Header (GRIDGHDR) Data Section Version 2004A_1 Sep 3 2004

File: Project2_ghdr.INC

- Created on: 03-Mar-2005 at: 14:58:22

-- * WARNING *
-- * THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.
*
-- * ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID
DATA. *

- Off GRIDGHDR GRID Module GridType: "Cartesian"
- Off GRIDGHDR GRID Module NX: 25
- Off GRIDGHDR GRID Module NY: 25
- Off GRIDGHDR GRID Module NZ: 8
- Off GRIDGHDR GRID Module Grid Transformation: 6 3
- Off GRIDGHDR 0.000000000000e+000 0.000000000000e+000
1.000000000000e+000
- Off GRIDGHDR 0.000000000000e+000 0.000000000000e+000
1.000000000000e+000
- Off GRIDGHDR GRID Module Number of Layers: 1
- Off GRIDGHDR GRID Module Grid Item Status: 1

-- Office INIT (INIT) Data Section Version 2004A_1 Sep 3 2004

-- File: Project2_init.INC

-- Created on: 07-Mar-2005 at: 15:57:24

-- * WARNING *

-- * THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.

*

-- * ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *

--

--

-- OFFICE-INIT-HEADER-DATA

--

--

-- Office INIT Keywords

--

ECHO

PBVD

--

-- Bubble Point v Depth

--

3850 1800
3900 1800

/

EQUIL

--

-- Equilibration Data Specification

--

3850 3500 3875 1* 1* 1* 1 1* 5 1* 1*

/

--

-- Office PVTN (PVTN) Data Section Version 2003A_1 Oct 10 2003

--

-- File: Project2_pvt.INC

-- Created on: 05-Jan-2005 at: 10:22:38

--

--

-- * WARNING *

-- * THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.

*

-- * ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA. *

```

--
*****
*****
--
-- OFFICE-PVTN-HEADER-DATA
-- Off PVTN PVT Tables:      1      1
-- Off PVTN "PVT 1"
-- Off PVTN Correlation Data:  34      1
-- Off PVTN "PVT 1"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR STANDARD_TEMPERATURE TO
59.999999999999 IN F;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR STANDARD_PRESSURE TO 14.7 IN psia;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR POROSITY TO 0.2 IN dimensionless;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR REF_PRESSURE TO 3500 IN psia;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR ROCK_TYPE TO
CONSOLIDATED_SANDSTONE;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR GAS_GRAVITY TO 0.8 IN sg_Air_1;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR OIL_GRAVITY TO 39.4 IN APIoil;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR BUBBLE_POINT TO 1800 IN psia;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR SALINITY TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR TEMPERATURE TO 203 IN F;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR N2 TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR H2S TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR CO2 TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR ROCK TO NEWMAN;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR OIL_RS TO STANDING;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR OIL_PB TO STANDING;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR OIL_VISCOSITY TO BEGGS;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR OIL_COMPRESSIBILITY TO
VASQUEZ;"
-- Off PVTN "--SET CORRELATION FOR NONE TO UNSET;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR OIL_FVF TO STANDING;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR GAS_CRIT_PROPS TO THOMAS;"
-- Off PVTN "--"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR GAS_ZFACTOR TO HALL;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR GAS_FVF TO IDEAL_GAS;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR GAS_VISCOSITY TO LEE;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR WATER_VISCOSITY TO MEEHAN;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR WATER_COMPRESSIBILITY TO
MEEHAN;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR WATER_FVF TO MEEHAN;"
-- Off PVTN "SET CORRELATION FOR WATER_DENSITY TO FVF_RATIO;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR MIN_PRESSURE TO 14.7 IN psia;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR MAX_PRESSURE TO 3500 IN psia;"
-- Off PVTN "SET VALUE FOR TABLE_LENGTH TO 20;"
-- Off PVTN "EXECUTE;"
ECHO
ROCK

```

--

-- Rock Properties

--

3500 1.52989636834116e-006

/

DENSITY

--

-- Fluid Densities at Surface Conditions

--

51.637497914955 62.4279737253144 0.0499423789802515

/

PVTO

--

-- Live Oil PVT Properties (Dissolved Gas)

--

0.00147205112581786 14.7 1.07094615599284 1.25848346413148

198.136842105263 1.05501561257018 1.3038177153504

381.573684210526 1.05440666219081 1.38372584732077

565.01052631579 1.0541931998537 1.48667837998657

748.447368421053 1.05408438904723 1.61025577303765

931.884210526316 1.05401842145847 1.75411476018192

1115.32105263158 1.05397415555618 1.91880374064859

1298.75789473684 1.05394239506001 2.10536523322858

1482.19473684211 1.05391849656674 2.31516238841532

1665.63157894737 1.0538998623556 2.54978958659544

1800 1.0538886228226 2.73842958839219

2032.50526315789 1.05387268512769 3.10076938931455

2215.94210526316 1.05386247131256 3.42107176626802

2399.37894736842 1.05385381930399 3.77405497264536

2582.81578947368 1.05384639631861 4.16192125041297

2766.25263157895 1.05383995784747 4.58692696017295

2949.68947368421 1.05383432020671 5.05136217135048

3133.12631578947 1.05382934273102 5.55752948125245

3316.56315789474 1.05382491587664 6.10772185218606

3500 1.05382095306558 6.70419940403551 /

0.0338004658811244 198.136842105263 1.08559044619935 1.0751353025

381.573684210526 1.07633778747796 1.09586117821181

565.01052631579 1.07311212656189 1.12783740702549

748.447368421053 1.07147134137325 1.16859531716169

931.884210526316 1.07047773914954 1.21695351597322

1115.32105263158 1.06981148908963 1.27227962546931

1298.75789473684 1.0693336971526 1.33422755467932

1482.19473684211 1.06897430925074 1.40261801495495

1665.63157894737 1.06869416429983 1.47737565665525

1800 1.06852522333731 1.53616969776512

2032.50526315789 1.06828570719049 1.64600484258066

2215.94210526316 1.06813223743878 1.73997802673378
 2399.37894736842 1.06800225101355 1.84049536007637
 2582.81578947368 1.067890740998 1.9476501118115
 2766.25263157895 1.06779402940426 2.06153922749712
 2949.68947368421 1.0677093537058 2.18225829262578
 3133.12631578947 1.06763459869663 2.30989735789734
 3316.56315789474 1.06756811738193 2.44453739130503
 3500 1.06750860822023 2.58624720552392 /
 0.0744431331929582 381.573684210526 1.10440565503535 0.92433609156112
 565.01052631579 1.09731510183045 0.941057648486343
 748.447368421053 1.09371839834052 0.964231461385351
 931.884210526316 1.09154342504262 0.99280675249815
 1115.32105263158 1.09008631302418 1.02616924751581
 1298.75789473684 1.08904200531496 1.06393635885233
 1482.19473684211 1.08825684494613 1.10586203257845
 1665.63157894737 1.08764501758787 1.15178624474863
 1800 1.08727614487864 1.1879017509217
 2032.50526315789 1.08675328988076 1.25525431896529
 2215.94210526316 1.08641834160348 1.31269297049578
 2399.37894736842 1.08613468888948 1.37389892216226
 2582.81578947368 1.0858913863906 1.43886067213729
 2766.25263157895 1.08568039597439 1.50757312641268
 2949.68947368421 1.08549568158912 1.58003403519652
 3133.12631578947 1.08533262247251 1.65624117416835
 3316.56315789474 1.08518762131239 1.73619006705951
 3500 1.08505783575934 1.81987211425515 /
 0.119458398169324 565.01052631579 1.12571964628256 0.811102421165531
 748.447368421053 1.11964094082633 0.825534978202987
 931.884210526316 1.11597235104802 0.844244160884639
 1115.32105263158 1.11351724927728 0.866672062966726
 1298.75789473684 1.11175899445108 0.892454505545347
 1482.19473684211 1.11043777465921 0.921344125528037
 1665.63157894737 1.10940865763004 0.953167944911663
 1800 1.1087883810487 0.978268106749355
 2032.50526315789 1.10790940997659 1.02515803437255
 2215.94210526316 1.10734647286797 1.06516843760715
 2399.37894736842 1.10686983465001 1.10778375309304
 2582.81578947368 1.10646106358863 1.15296518349499
 2766.25263157895 1.10610662796348 1.20068124904734
 2949.68947368421 1.10579636923147 1.25090489381918
 3133.12631578947 1.10552251260953 1.30361123848087
 3316.56315789474 1.10527900661687 1.35877580223414
 3500 1.10506107067593 1.41637307466493 /
 0.167621013326928 748.447368421053 1.14902175378657 0.724619582703326
 931.884210526316 1.14349314238829 0.737447406125316
 1115.32105263158 1.13979936516897 0.75334218384874
 1298.75789473684 1.13715636208487 0.771968600951975
 1482.19473684211 1.13517159836041 0.79309066242474

1665.63157894737 1.13362640465508 0.816538234334821
1800 1.13269539940708 0.835115268507325
2032.50526315789 1.13137652455243 0.869936919865351
2215.94210526316 1.13053210879566 0.89971900728087
2399.37894736842 1.12981730032653 0.931473253795315
2582.81578947368 1.12920438639643 0.965152064218167
2766.25263157895 1.12867302933331 1.00071537971708
2949.68947368421 1.12820796622067 1.0381281921847
3133.12631578947 1.12779751899657 1.07735863009294
3316.56315789474 1.12743260034456 1.11837645887933
3500 1.12710603301017 1.16115188964231 /
0.218286184706848 931.884210526316 1.17403799656816 0.65677122360588
1115.32105263158 1.16882854325667 0.668375873514854
1298.75789473684 1.16510659073741 0.682294946335412
1482.19473684211 1.16231371470753 0.698309979627909
1665.63157894737 1.16014064646906 0.716257896156909
1800 1.15883187063197 0.730559089322606
2032.50526315789 1.15697852908458 0.7574886327354
2215.94210526316 1.15579234252777 0.780601577369886
2399.37894736842 1.15478847963996 0.805294027630094
2582.81578947368 1.15392790448511 0.831515831763349
2766.25263157895 1.15318198232789 0.859224317973829
2949.68947368421 1.15252923173162 0.888382091571828
3133.12631578947 1.15195322214768 0.918955345467068
3316.56315789474 1.15144117183296 0.950912543075325
3500 1.15098298824676 0.984223377833587 /
0.271048100630639 1115.32105263158 1.20058956581603 0.602184517842895
1298.75789473684 1.19556709908651 0.612811384927293
1482.19473684211 1.19180371258223 0.625248635319894
1665.63157894737 1.18887747503253 0.639345659477908
1800 1.18711591634536 0.650655522106379
2032.50526315789 1.18462246194367 0.672071674079195
2215.94210526316 1.18302724385706 0.690534457523233
2399.37894736842 1.18167762103202 0.710312271373124
2582.81578947368 1.18052093135938 0.731354855840467
2766.25263157895 1.17951856440052 0.753619261790686
2949.68947368421 1.17864156781057 0.777067858653771
3133.12631578947 1.17786780522943 0.801666809469318
3316.56315789474 1.17718006200511 0.827384884993588
3500 1.17656474938903 0.85419252950785 /
0.325625003131189 1298.75789473684 1.2285467687823 0.557302750331101
1482.19473684211 1.22362826086027 0.567122633774736
1665.63157894737 1.21980923431412 0.578396919927612
1800 1.21751145797023 0.587515000041096
2032.50526315789 1.21426058012743 0.604894874348917
2215.94210526316 1.21218176536839 0.619957633785149
2399.37894736842 1.21042359339223 0.636146795397837
2582.81578947368 1.20891719194645 0.653413011125593

2766.25263157895 1.20761209504778 0.671714030621283
 2949.68947368421 1.2064704792759 0.691012873865779
 3133.12631578947 1.20546343819687 0.711276433331332
 3316.56315789474 1.20456850089247 0.732474388150174
 3500 1.20376793546036 0.754578349885712 /
 0.381808536604516 1482.19473684211 1.25780921003333 0.519715318667757
 1665.63157894737 1.25293876091118 0.528853398797363
 1800 1.25001232447098 0.536308538941779
 2032.50526315789 1.24587428882882 0.550627464393302
 2215.94210526316 1.2432295639578 0.563113914311516
 2399.37894736842 1.24099361969235 0.576586379386172
 2582.81578947368 1.23907848343455 0.590996838977351
 2766.25263157895 1.23741973541837 0.606304144913076
 2949.68947368421 1.23596912114696 0.622472327202475
 3133.12631578947 1.23468978024891 0.639469298116112
 3316.56315789474 1.23355307094426 0.657265845864419
 3500 1.23253640044393 0.675834843297642 /
 0.439437669807576 1665.63157894737 1.28829572499393 0.487742637420914
 1800 1.28463437624679 0.493907200311433
 2032.50526315789 1.27946612596833 0.505839806141356
 2215.94210526316 1.2761649029514 0.51631878761004
 2399.37894736842 1.27337511337032 0.527675783220916
 2582.81578947368 1.27098645816388 0.539864241772053
 2766.25263157895 1.26891822692989 0.552844261508997
 2949.68947368421 1.26711000008228 0.566581006136718
 3133.12631578947 1.26551564965327 0.581043492888998
 3316.56315789474 1.26409934967649 0.596203651314897
 3500 1.26283285234466 0.612035583154452 /
 0.482493295524609 1800 1.31136445387697 0.467177119813708
 2032.50526315789 1.30533805766939 0.477683300744782
 2215.94210526316 1.30149336238667 0.486957214974548
 2399.37894736842 1.29824539536766 0.49704482128453
 2582.81578947368 1.29546524387367 0.507900657711094
 2766.25263157895 1.29305863142719 0.519485753797645
 2949.68947368421 1.29095501792213 0.531766116316441
 3133.12631578947 1.28910057202604 0.544711570230512
 3316.56315789474 1.28745350069868 0.558294858313906
 3500 1.28598086232416 0.572490932980008 /
 /

PVDG

--

-- Dry Gas PVT Properties (No Vapourised Oil)

--

14.7 226.69880035671 0.0128289868560291
 198.136842105263 16.4360965914141 0.0129663805541276
 381.573684210526 8.3419890991909 0.0131826268061308
 565.01052631579 5.50870826342156 0.0134594120764409

748.447368421053 4.06897823920194 0.0137936498287593
931.884210526316 3.20063275493201 0.0141855366293504
1115.32105263158 2.62245633297271 0.0146362262569707
1298.75789473684 2.2121421010817 0.0151467250374998
1482.19473684211 1.90792783083886 0.015717108679342
1665.63157894737 1.67521922438042 0.0163459055927018
1800 1.53770262476984 0.0168416659894185
2032.50526315789 1.34800984394005 0.0177629395026292
2215.94210526316 1.23088918277813 0.0185383277480704
2399.37894736842 1.1352563898209 0.0193472351677578
2582.81578947368 1.05639180302892 0.02018052860348
2766.25263157895 0.990755760647481 0.0210293138444393
2949.68947368421 0.935645072318795 0.021885538641849
3133.12631578947 0.888970092963002 0.0227423603671591
3316.56315789474 0.84910226444975 0.0235942810973661
3500 0.814764869713595 0.0244371055738661

/

PVTW

--

-- Water PVT Properties

--

3500 1.0220300723725 3.080178583e-006 0.296407629534231
3.82721871239781e-006

/

--

-- Office SCAL (SCAL) Data Section Version 2004A_1 Sep 3 2004

--

-- File: Project2_scal.INC
-- Created on: 07-Mar-2005 at: 11:51:38

--

--

-- * WARNING *
-- * THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.

*

-- * ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID
DATA. *

--

--

-- OFFICE-SCAL-HEADER-DATA
-- Off SCAL Saturation Tables: 1 1

```
-- Off SCAL "Saturation 1"
-- Off SCAL End Point Tables:      1      1
-- Off SCAL "End Points 1"
-- Off SCAL Petro Elastic Tables:  1      1
-- Off SCAL "Petro-elastic 1"
```

```
ECHO
```

```
-- 0.3 0.0 0.5
-- 0.4 0.0 0.3
-- 0.48 0.0 1*
-- 0.5 0.218 0.16
-- 0.6 0.352 0.1
```

```
-- Water Saturation Functions
```

```
SWFN
```

```
-- Water Saturation Functions
```

```
--
0.25      0      1
0.3       0      0.5
0.4      0.04    0.2
0.5      0.11    0.1
0.6      0.2     0.05
0.7      0.3     0.03
0.75     0.44    0.01
0.8      0.68    0
```

```
/
```

```
-- SIMILARLY FOR GAS
```

```
-- SGAS KRG PCOG
```

```
-- Gas Saturation Functions
```

```
SGFN
```

```
-- Gas Saturation Functions
```

```
--
0         0         0
0.04     0         0.015
0.15     0.022     0.036
0.2      0.05      0.086
0.3      0.113     0.167
0.4      0.21      0.276
0.5      0.4       0.4
0.6      0.45      0.5
0.7      0.55      0.6
0.75     0.6       0.65
```


/

-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL SATURATION

-- FOR OIL-WATER AND OIL-GAS-CONNATE WATER CASES

--

-- SOIL KROW KROG

--

-- Oil Saturation Functions

--

SOF3

--

-- Oil Saturation Functions

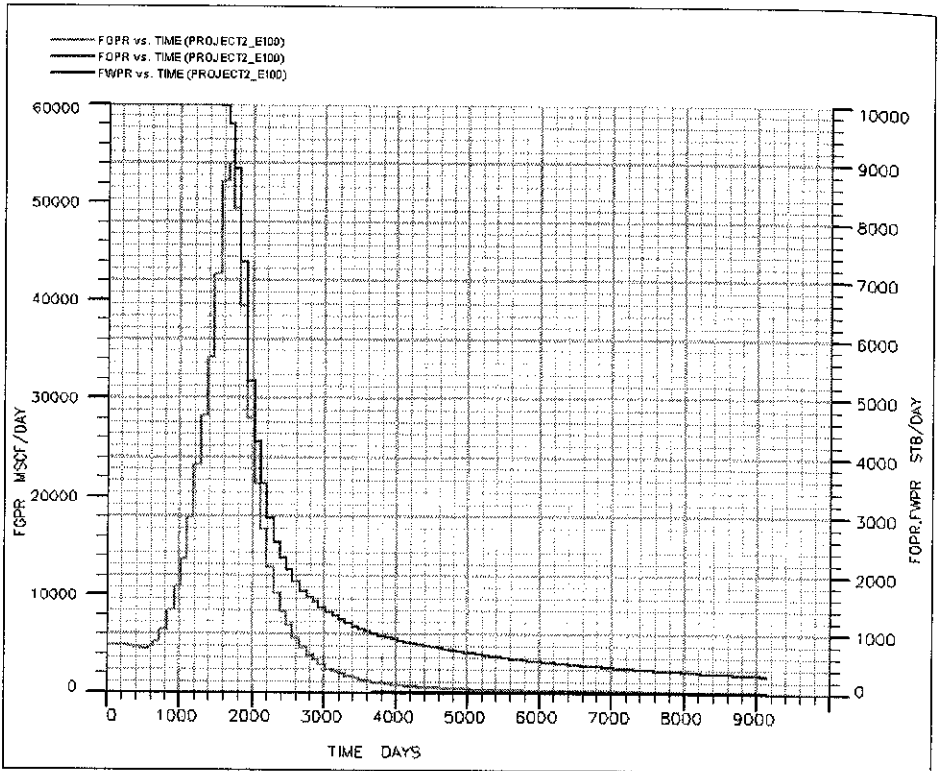
--

0	0	0
0.2	0	0
0.3	0.01	0.03
0.4	0.03	0.04
0.45	0.05	0.07
0.5	0.1	0.12
0.55	0.15	0.17
0.6	0.2	0.25
0.65	0.6	0.62
0.7	0.8	0.82
0.75	1	1

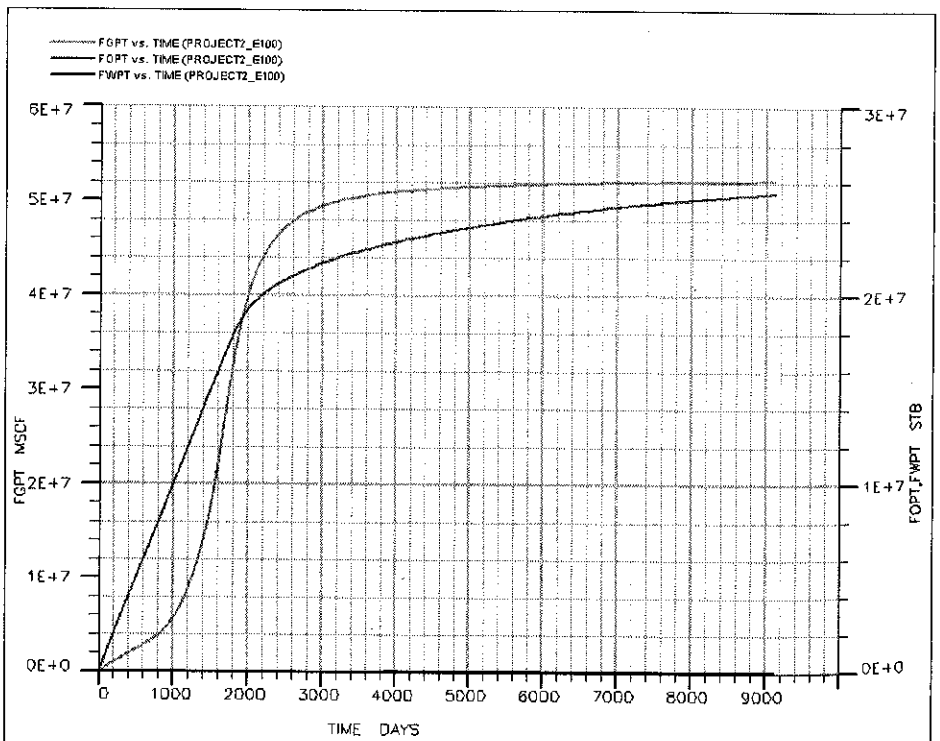
/

ภาคผนวก ข
SIMULATION RESULTS

1. ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1
กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ



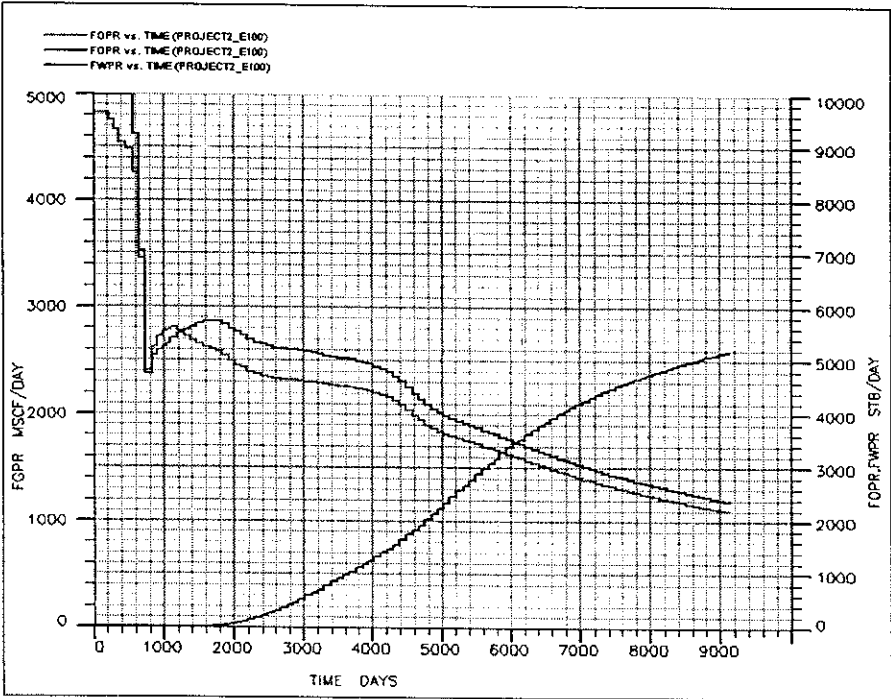
อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



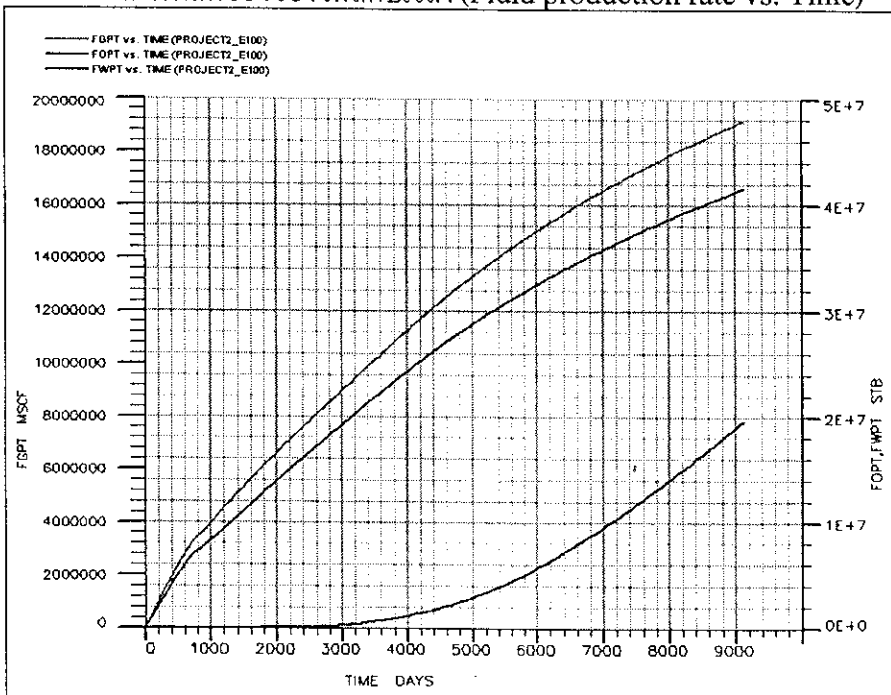
ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 3 ปี, 4 ปี และ 7 ปีตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำ จำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

1.2.1 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจาก การผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

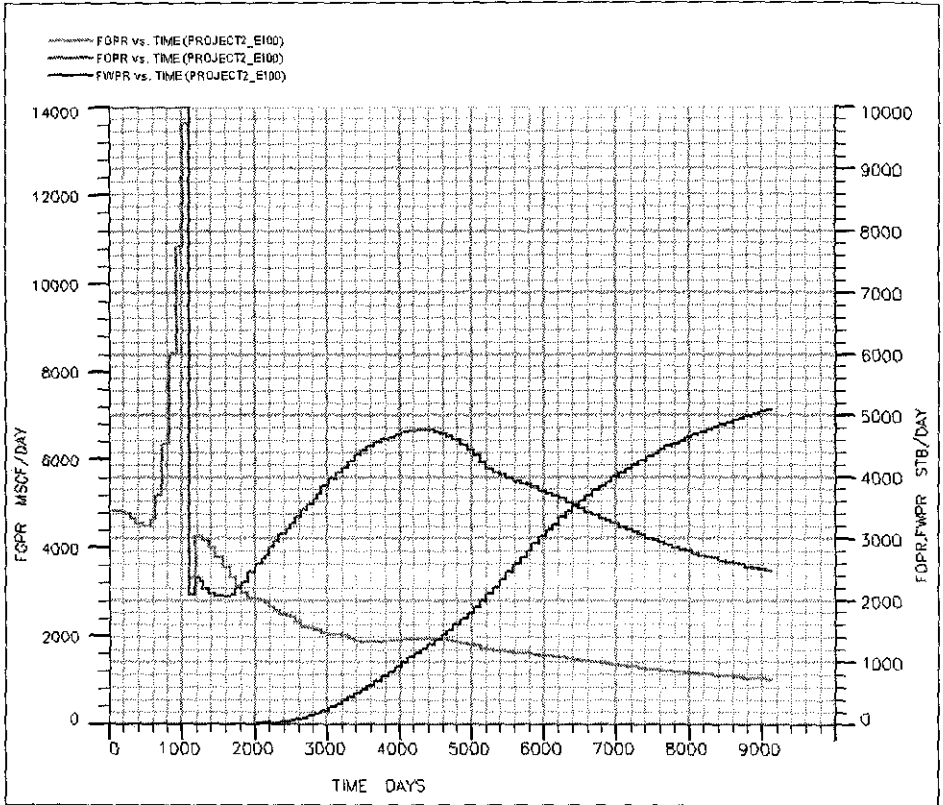


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

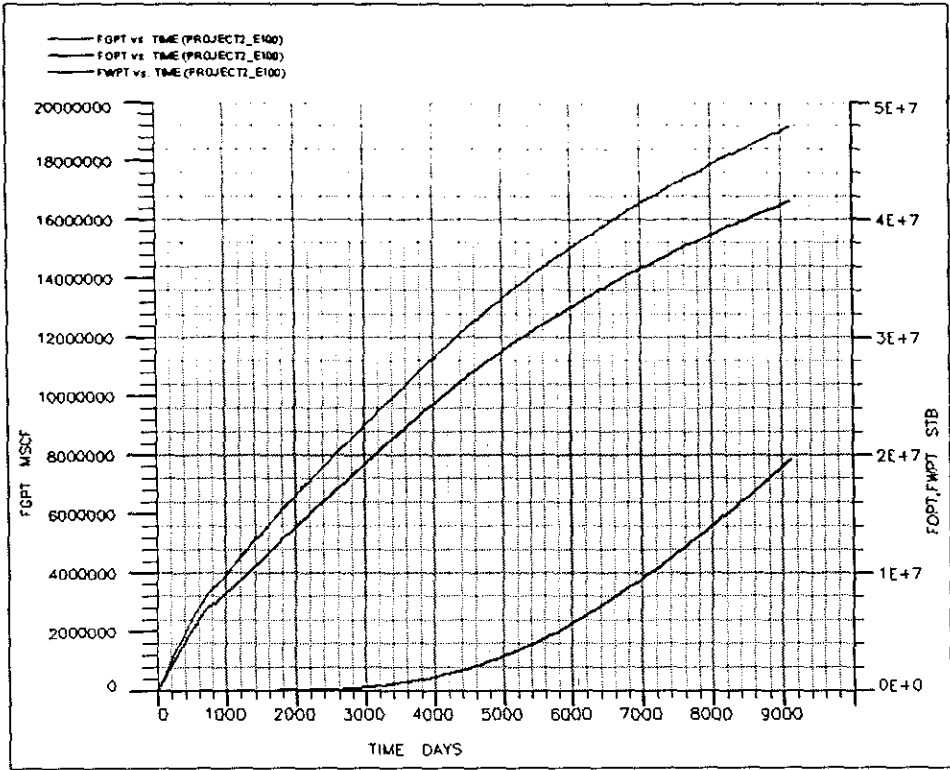


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

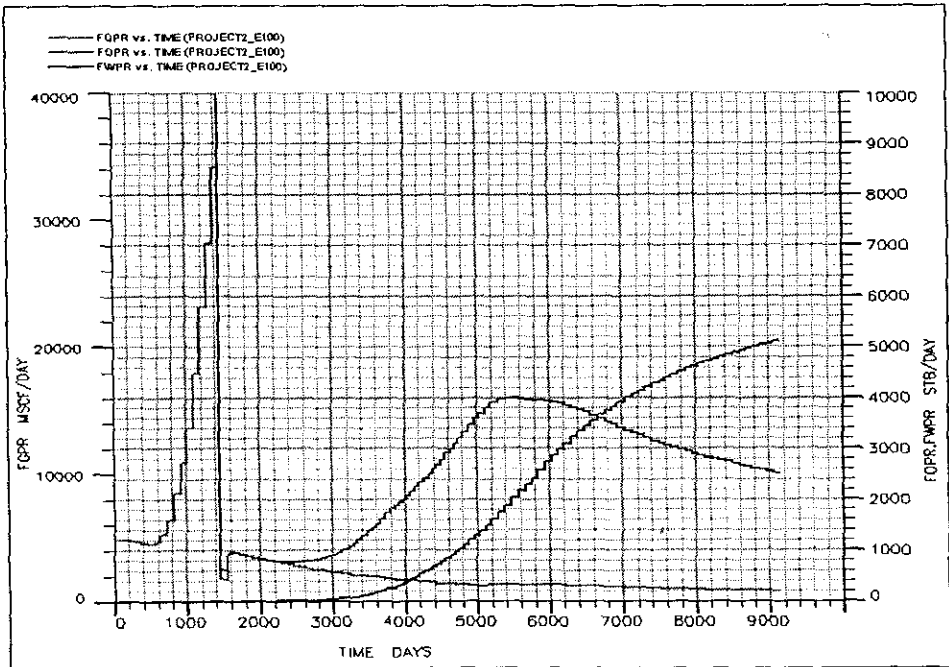


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

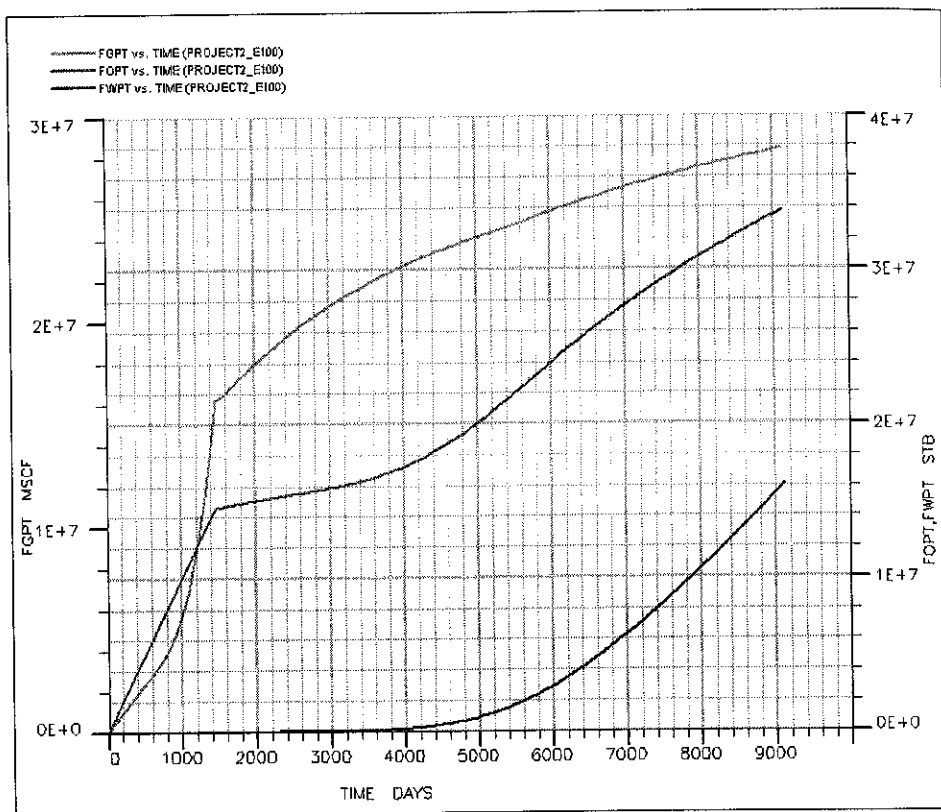


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

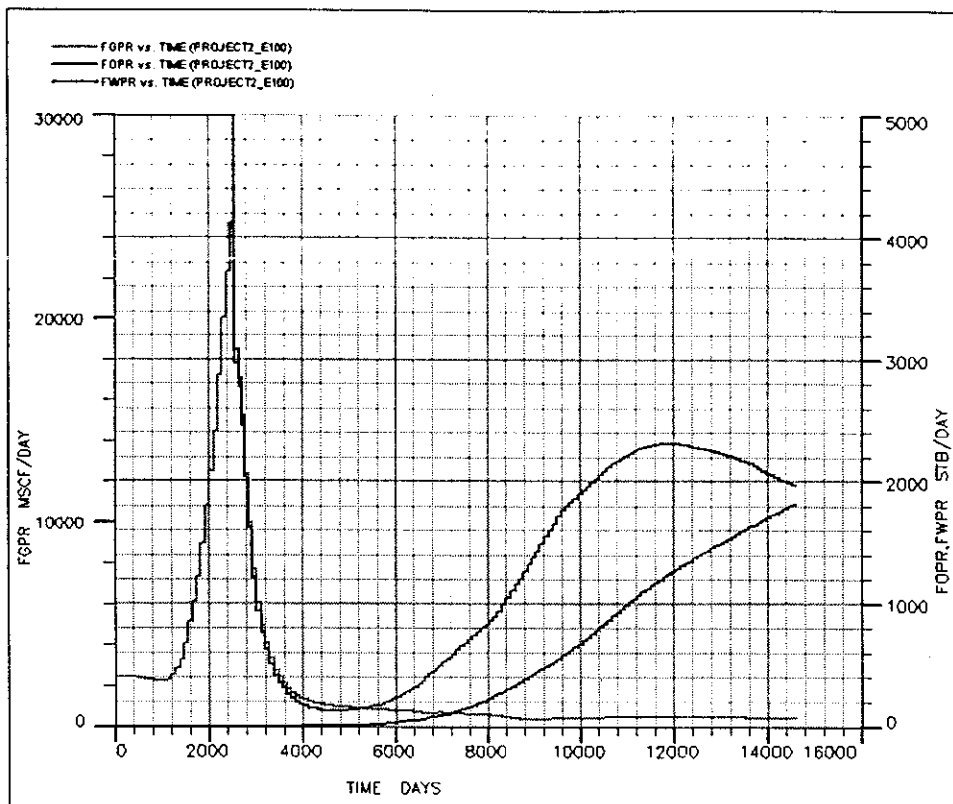


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

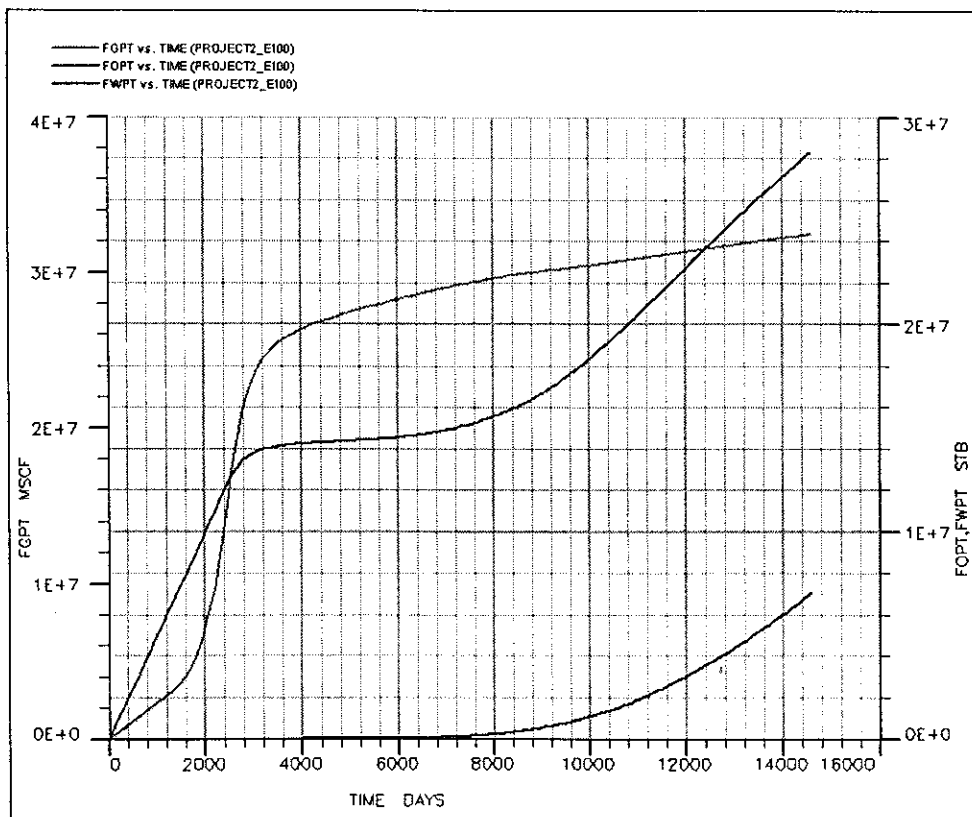


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.4 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี



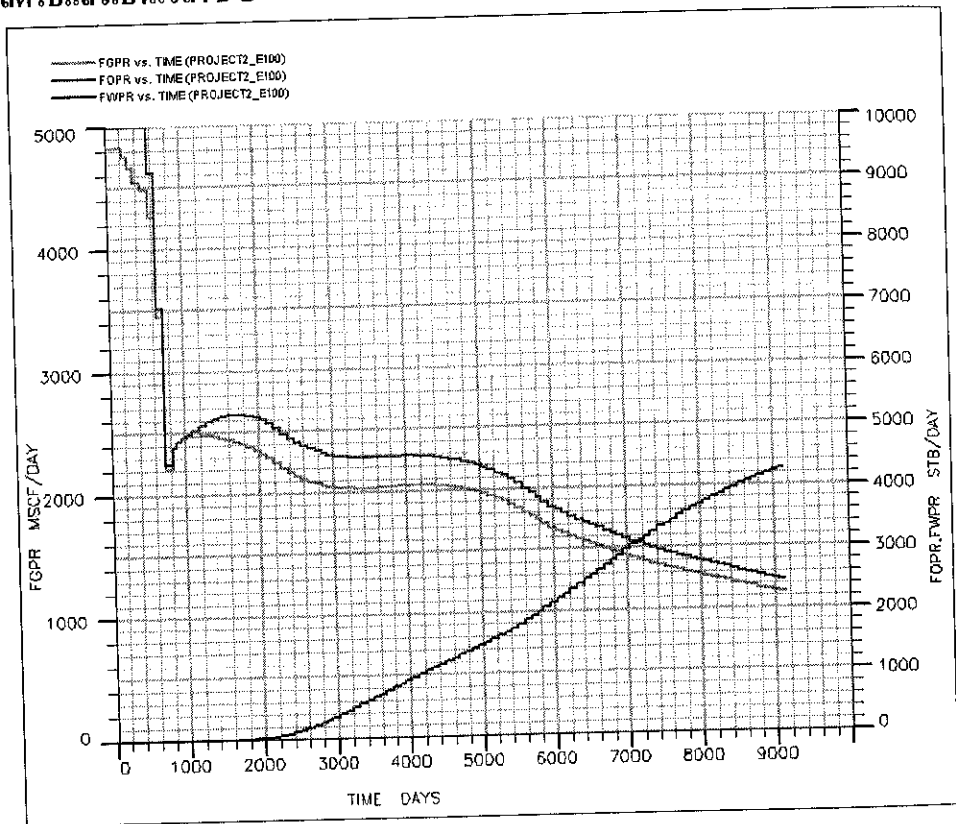
อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



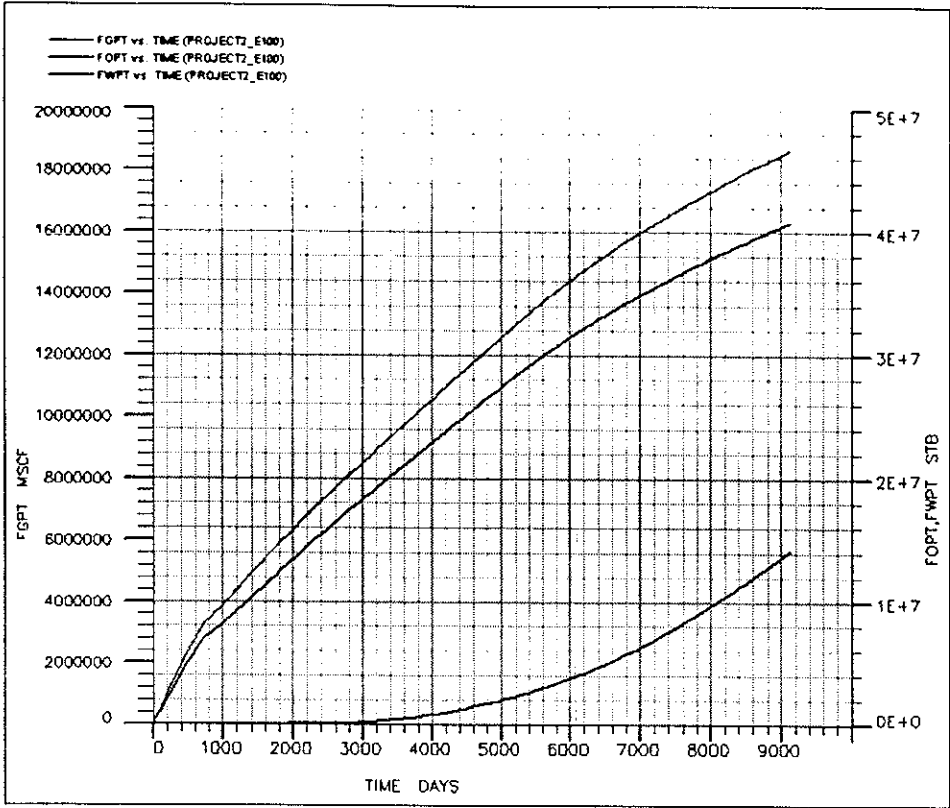
ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี 3 ปี และ 4 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

1.3.1 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

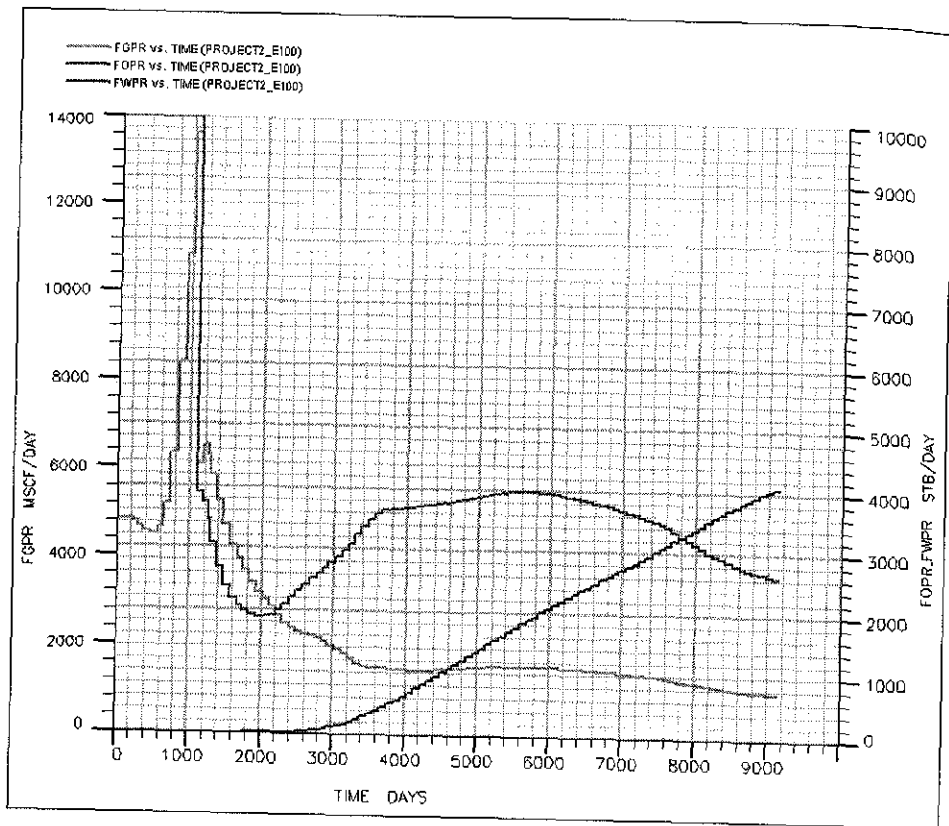


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

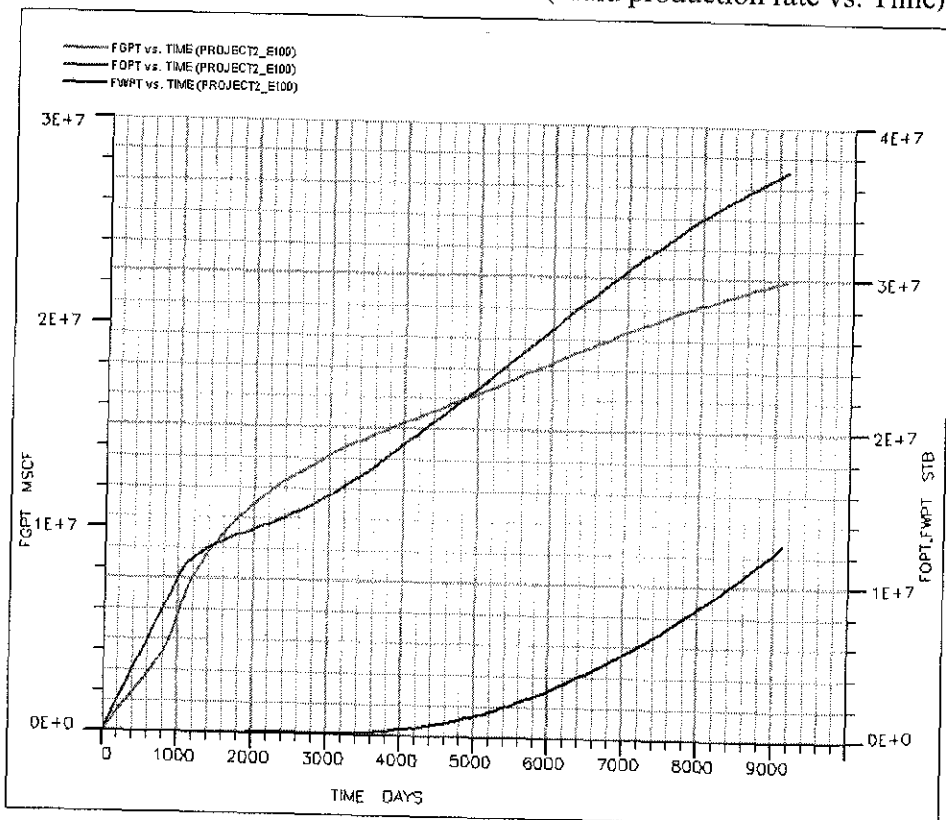


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.3.2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

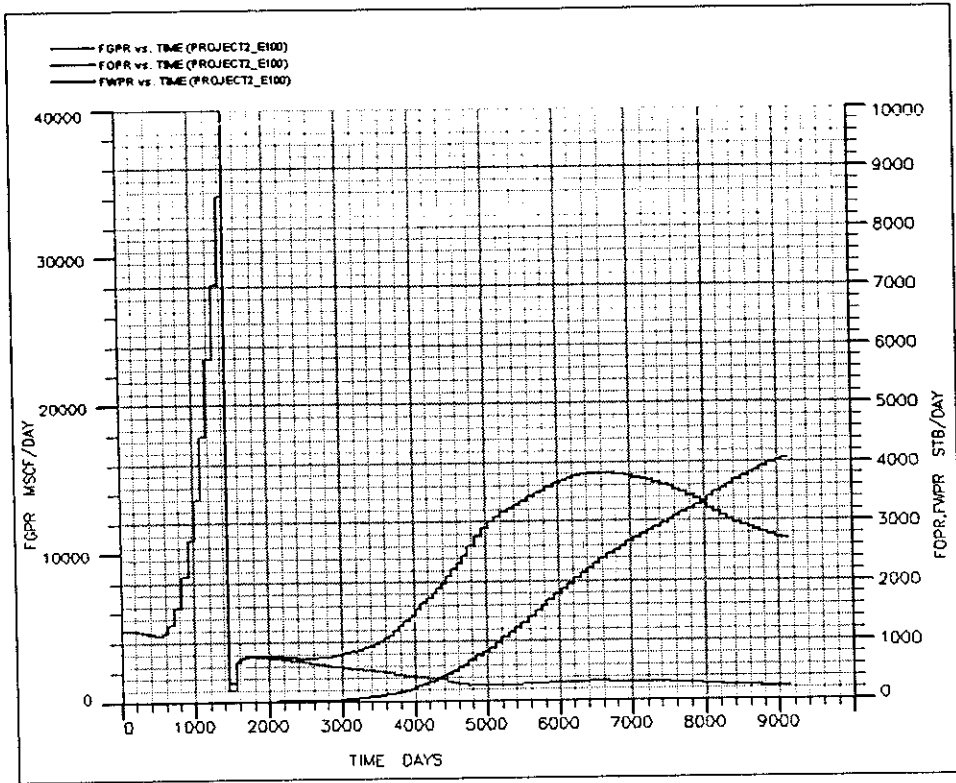


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

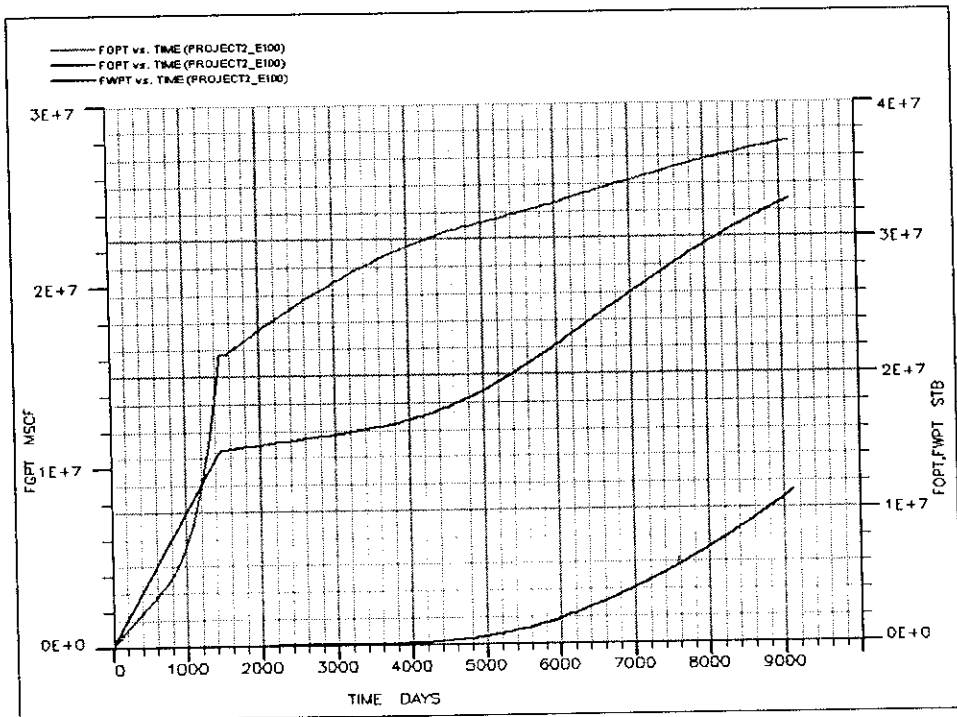


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.3.3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

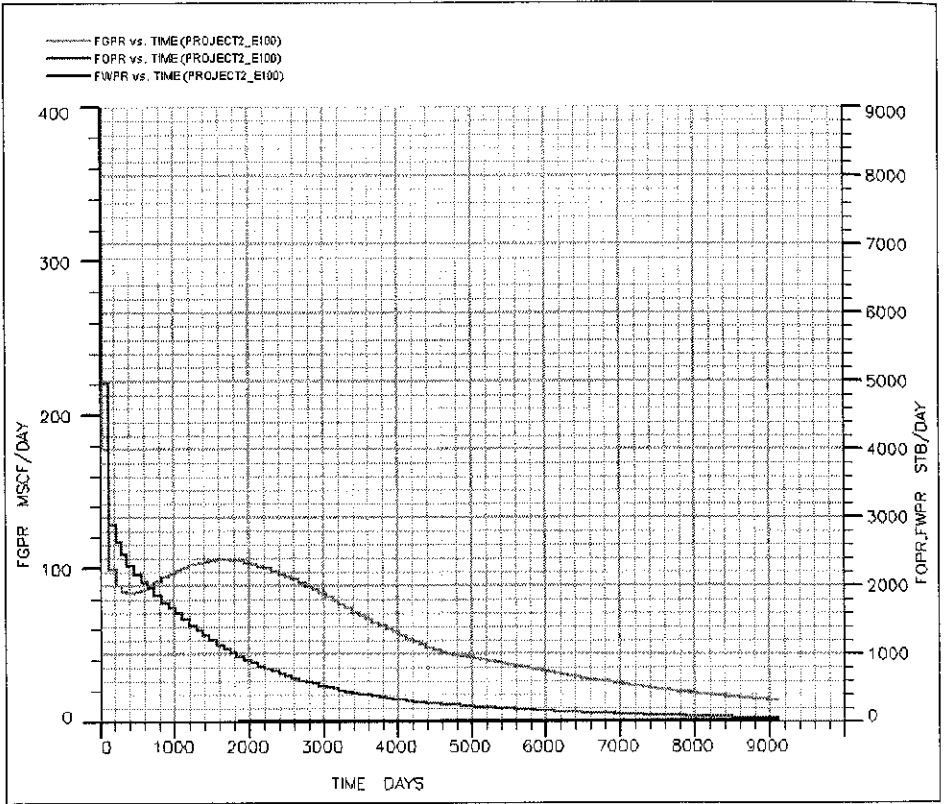


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

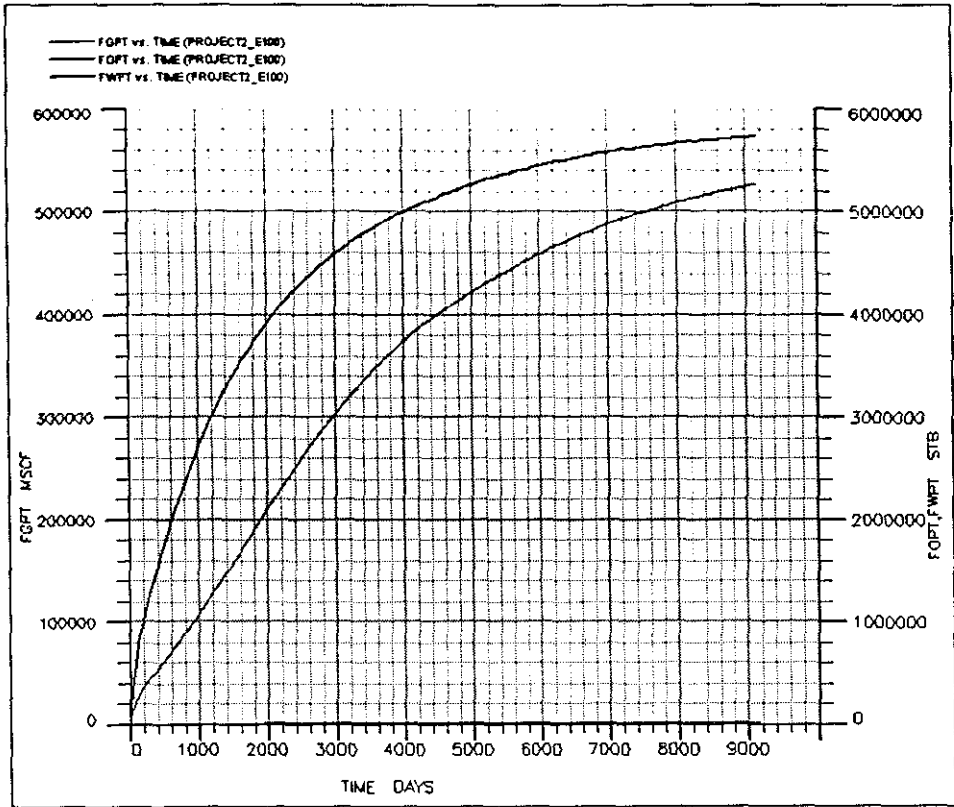


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

2. ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2
 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



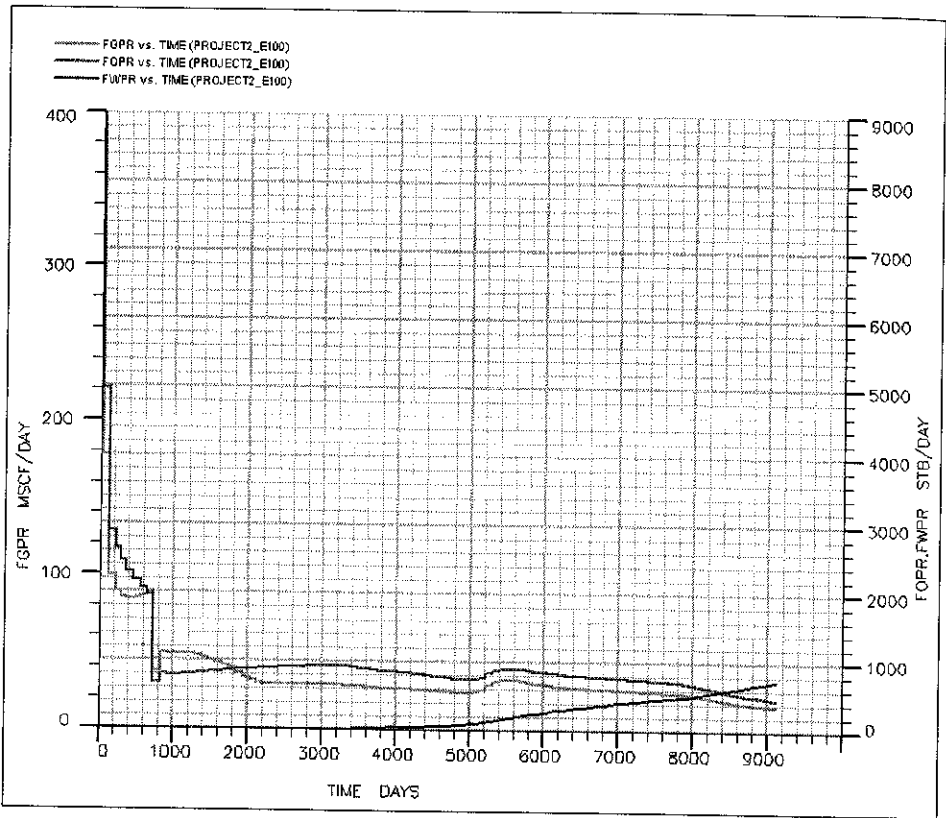
อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



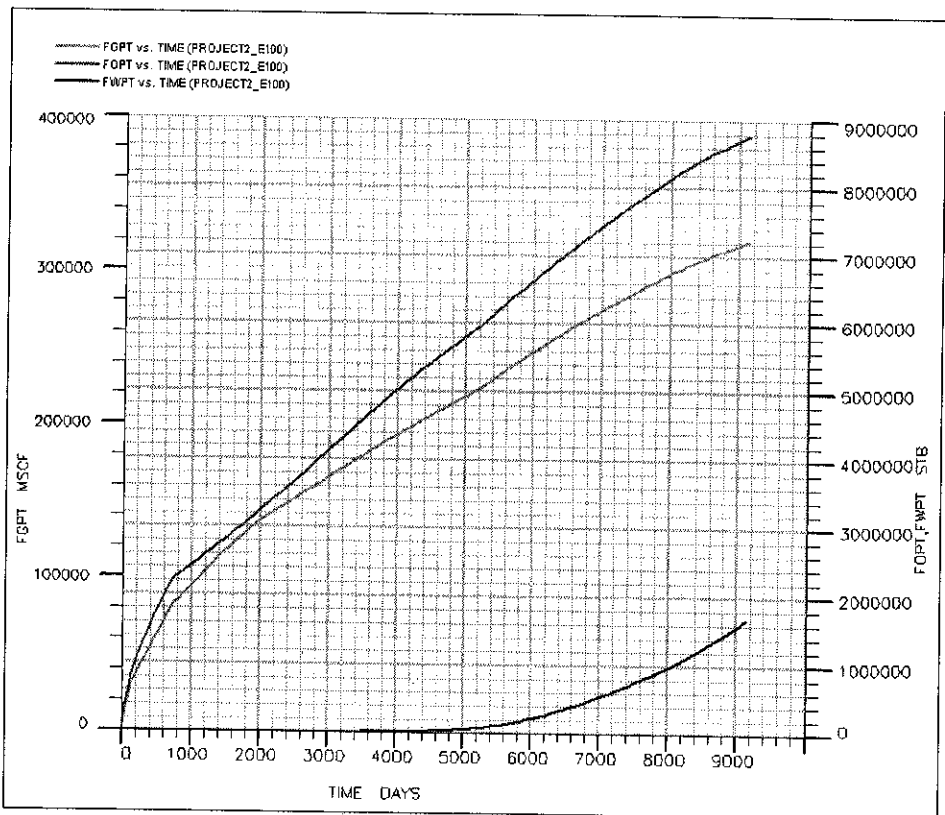
ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 3 ปี, 4 ปี และ 7 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำ จำนวน 4 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

2.2.1 มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

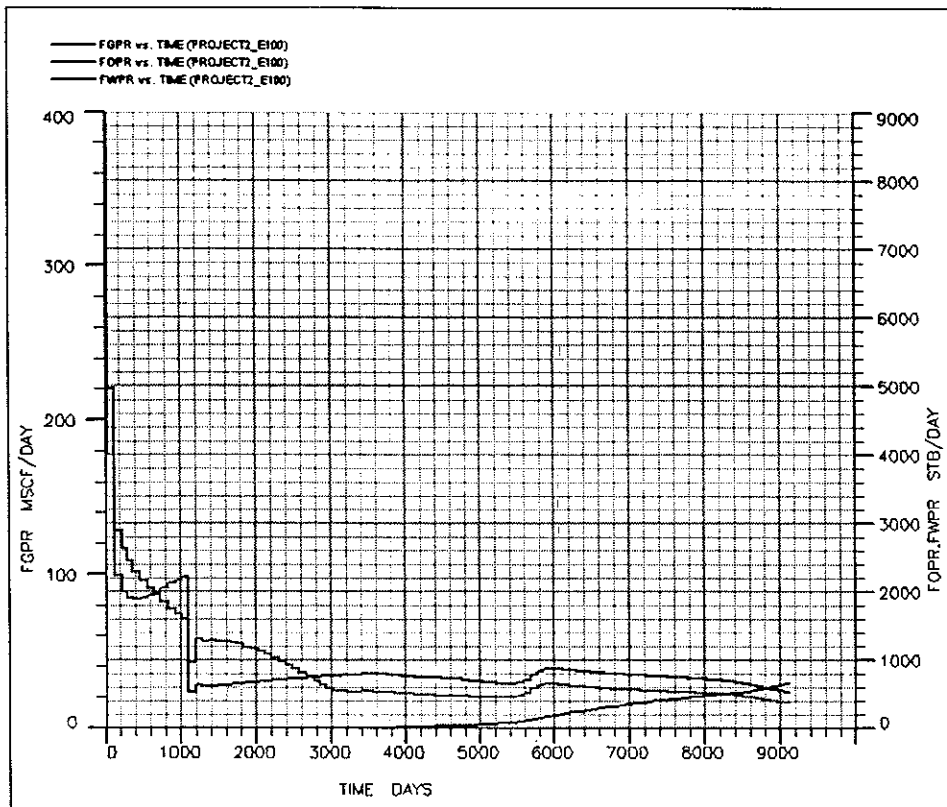


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

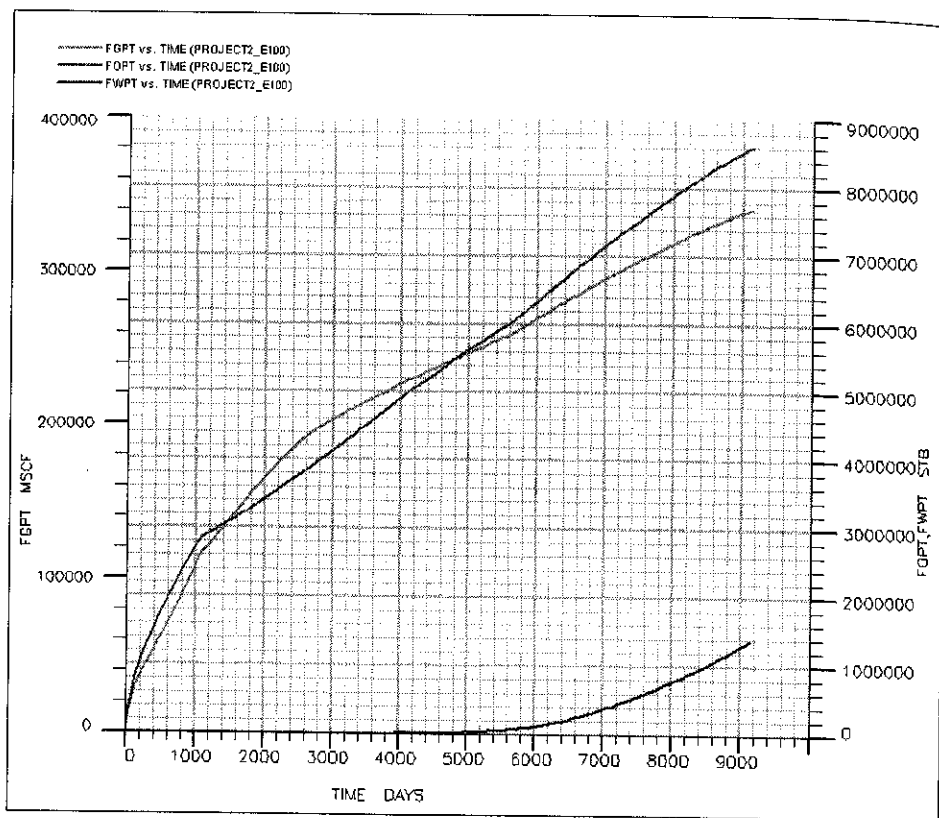


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

2.2.2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี

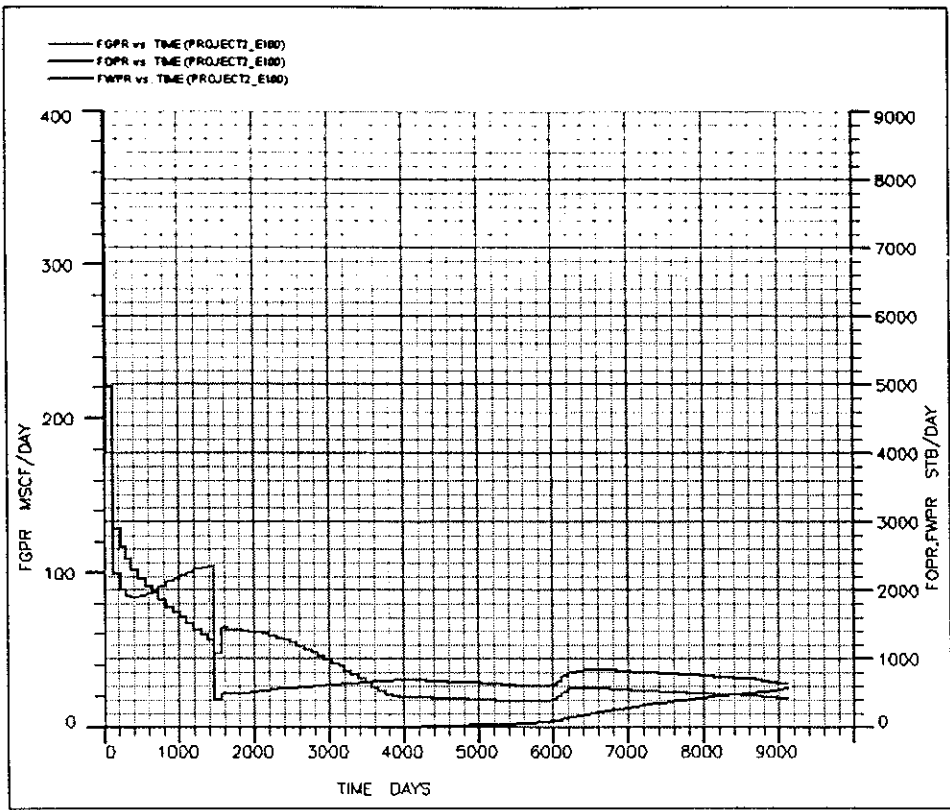


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

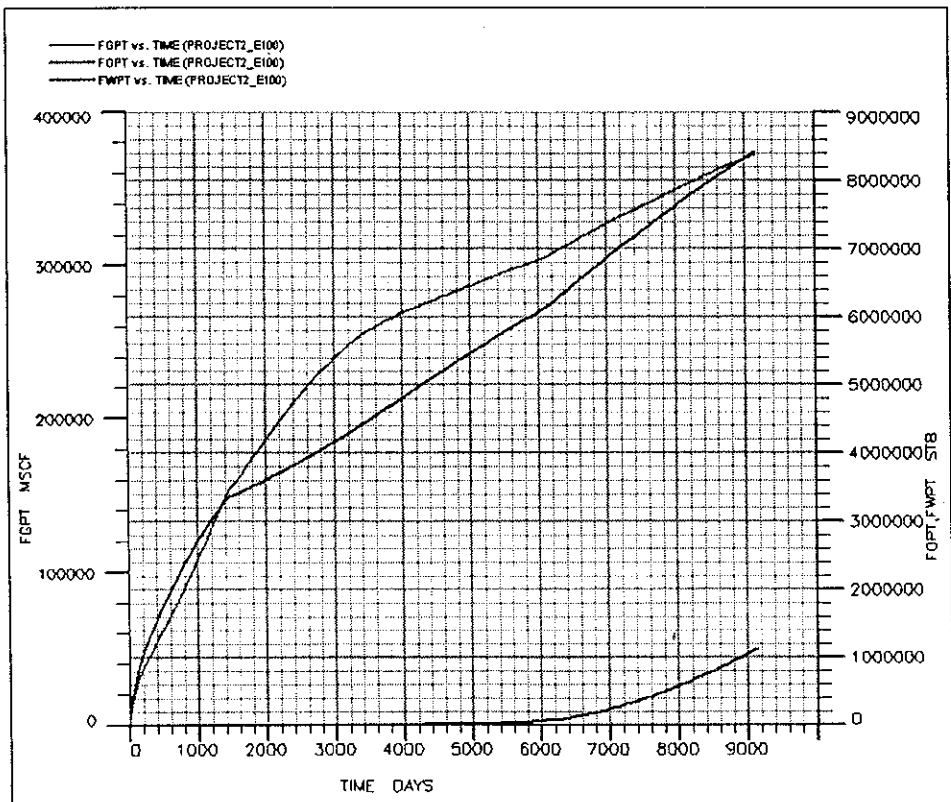


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

2.2.3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

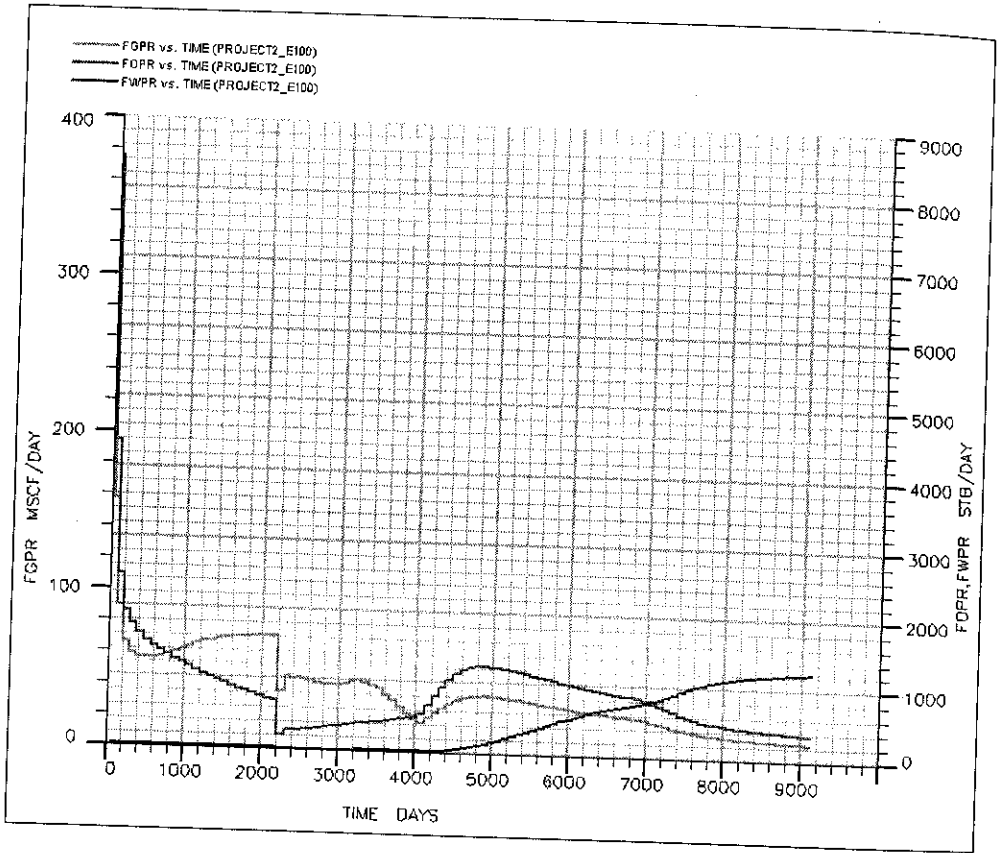


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

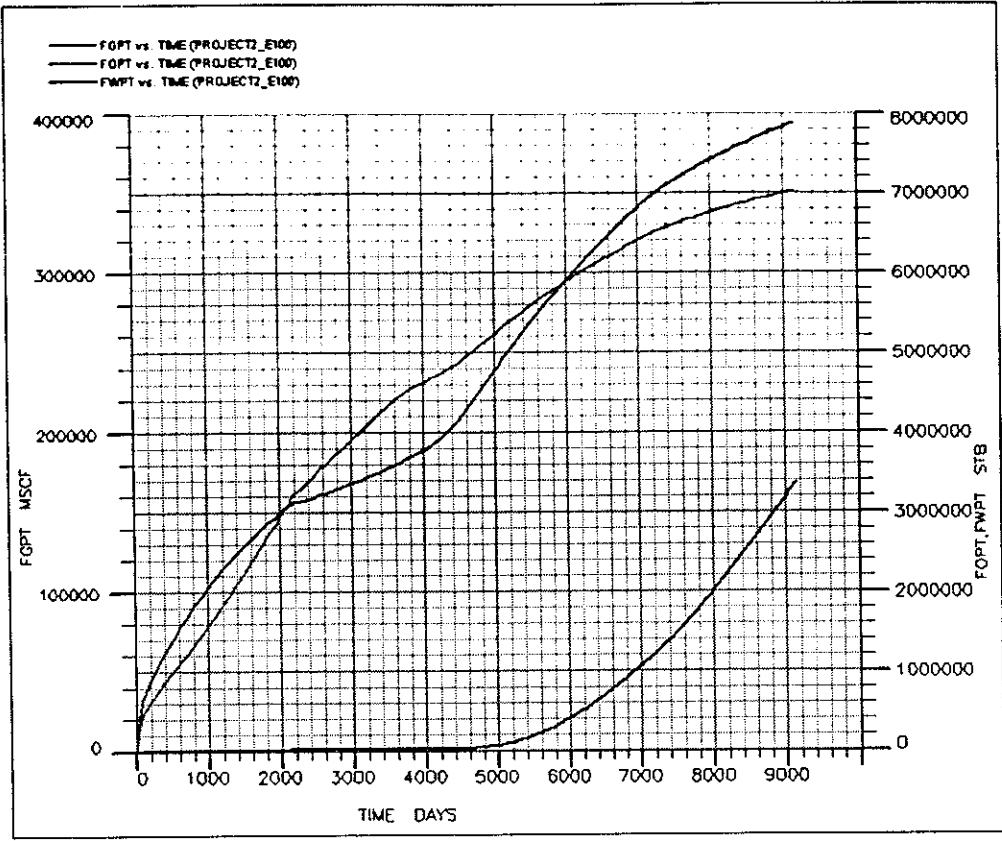


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

2.2.4 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจาก
ทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 7 ปี

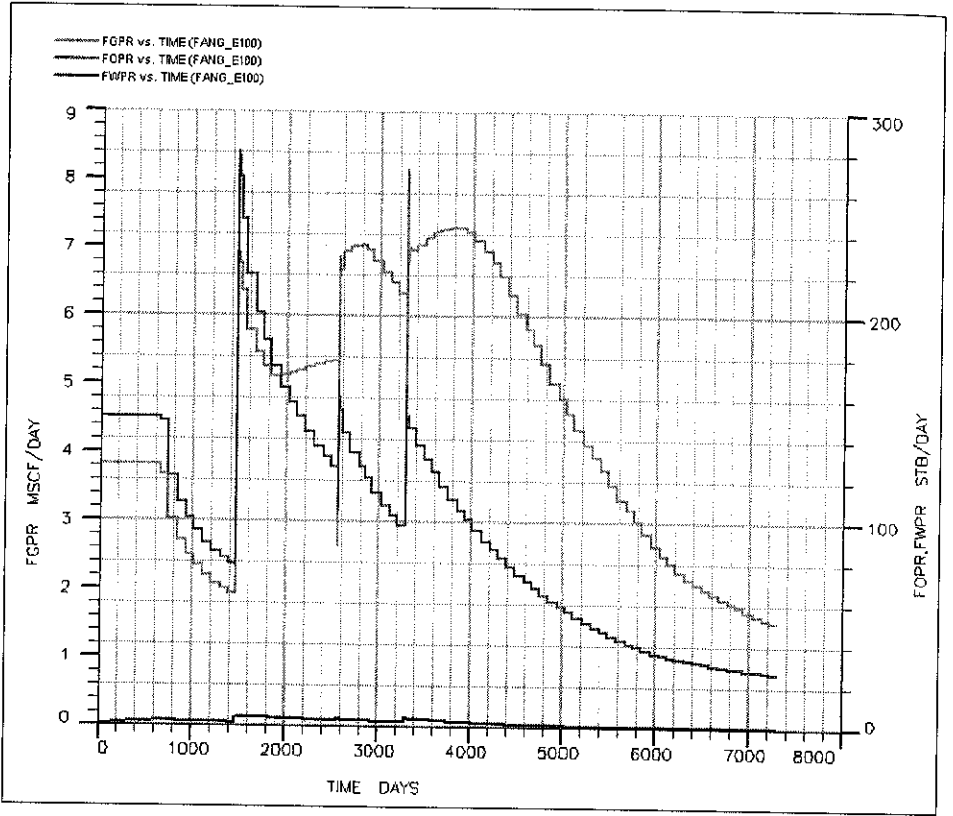


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

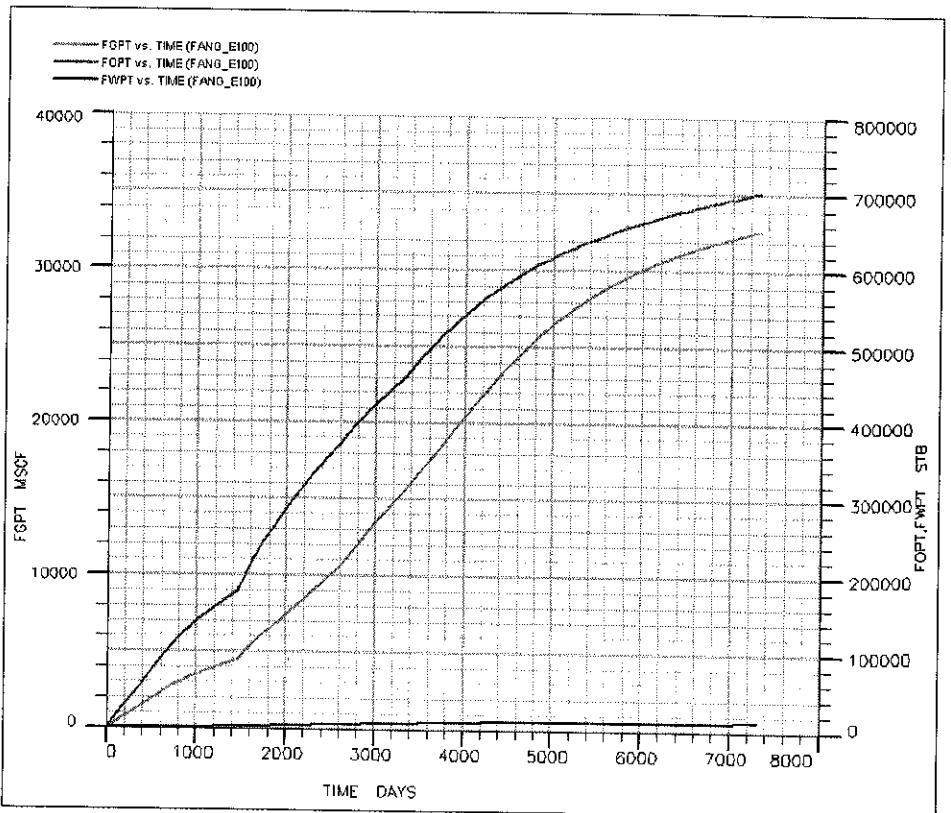


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

3. ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 3
 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

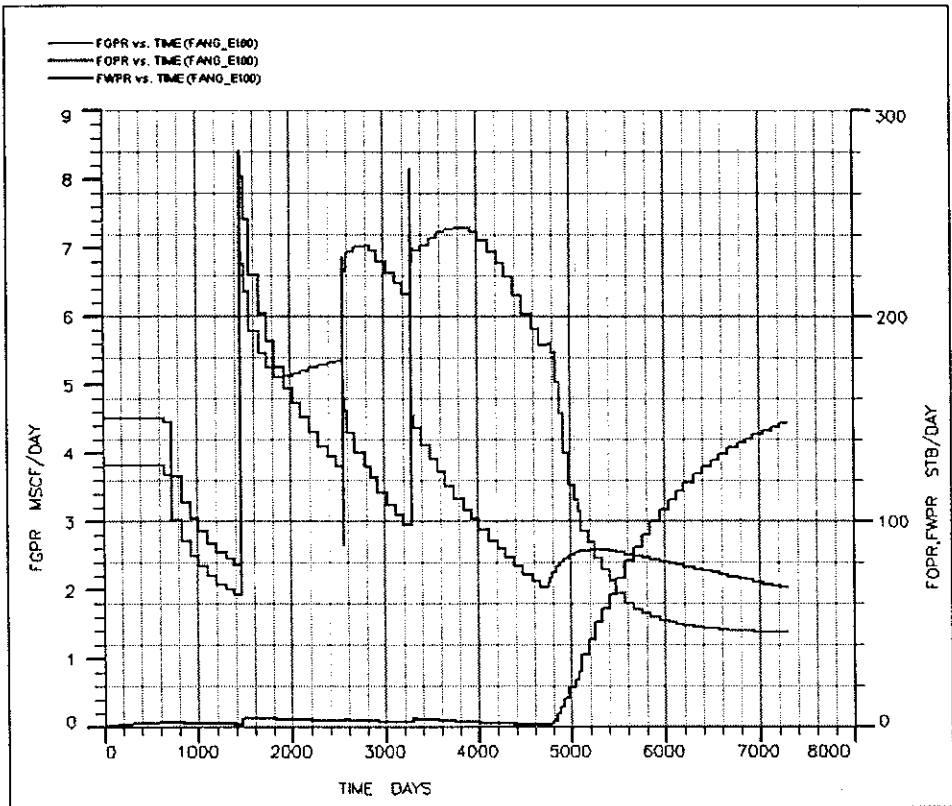


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

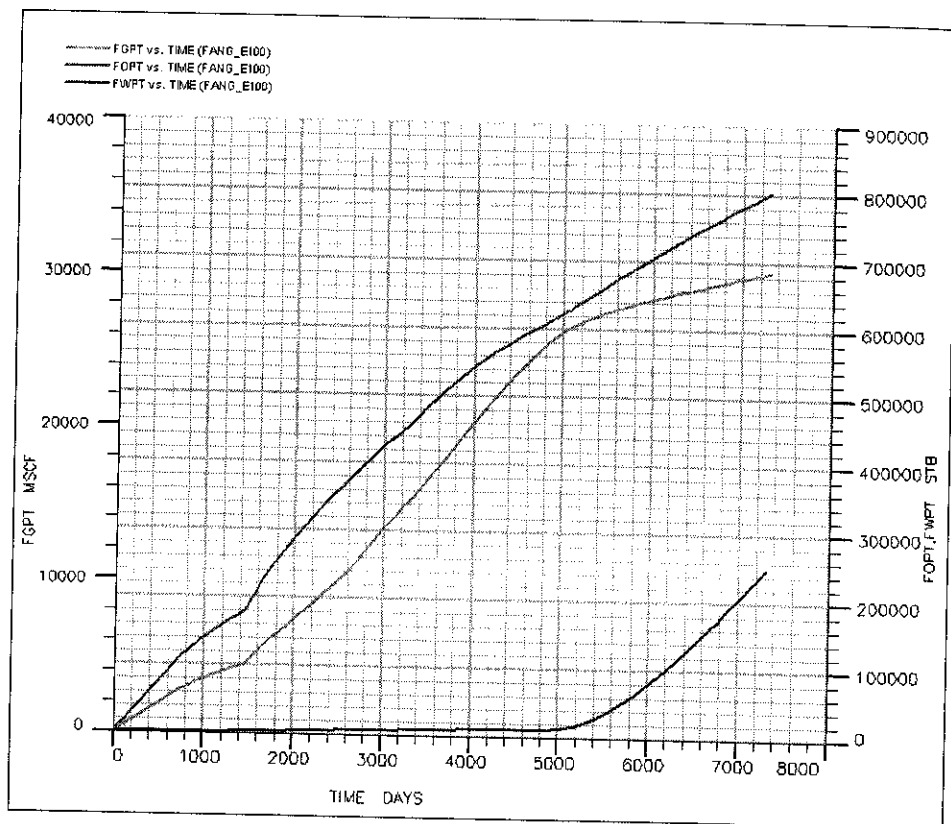


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการข้บด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 14 ปี โดยทำการอัดน้ำที่อัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 200 บาร์เรลต่อวันลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยผ่านทอุม S3

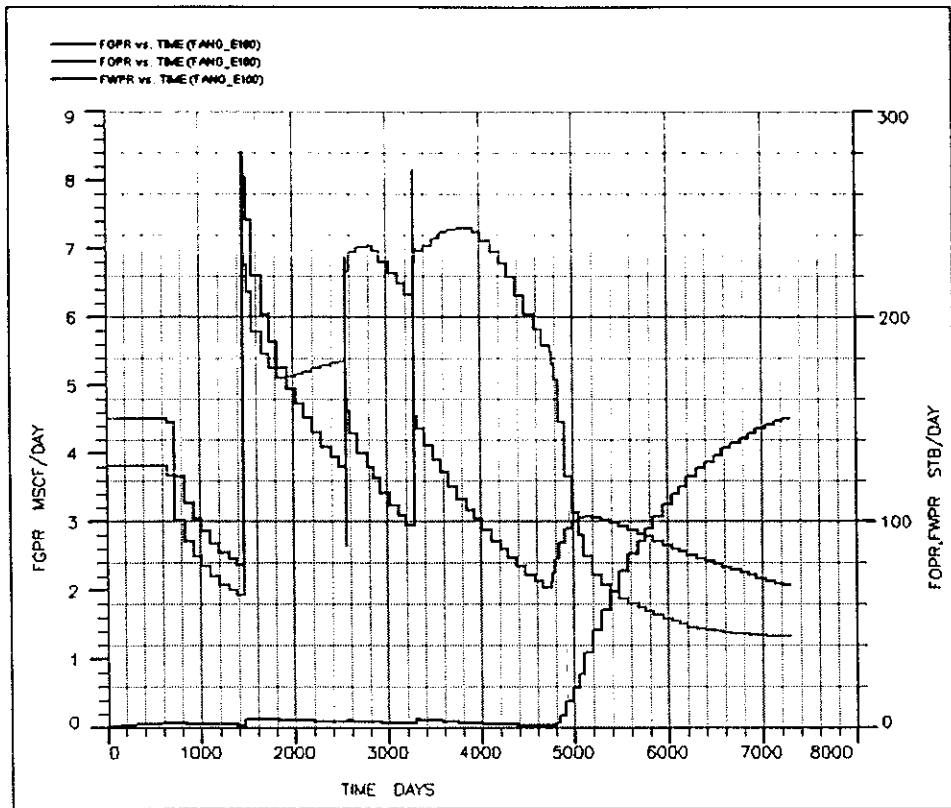


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

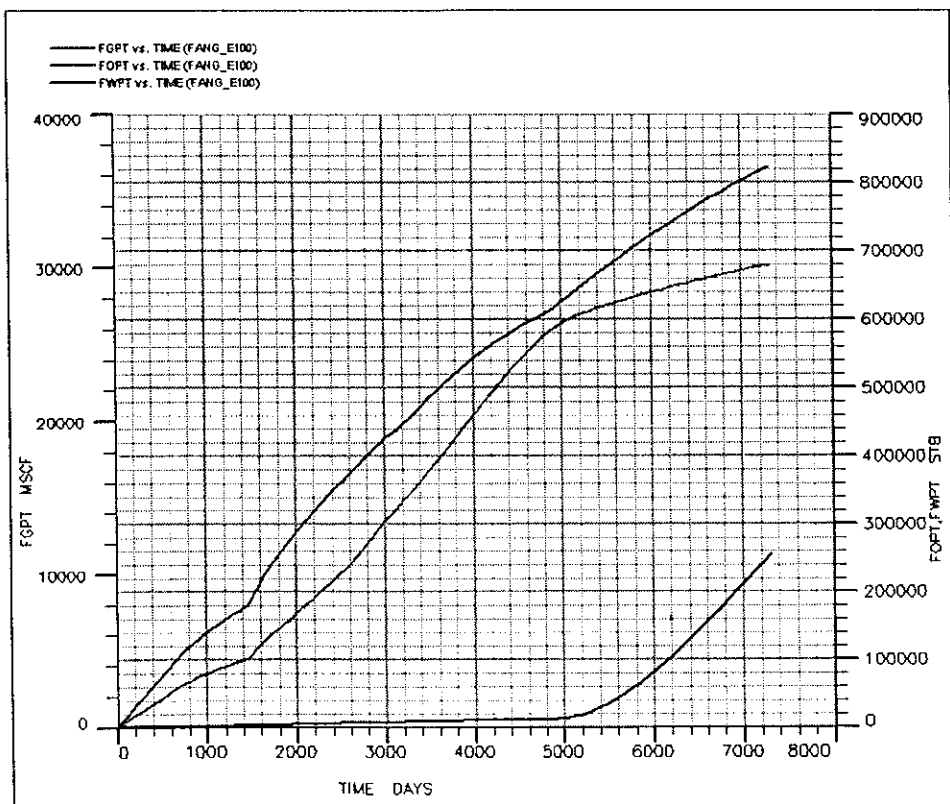


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 3 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 14 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำ 1 หลุมและทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่อัตราการอัดน้ำเท่ากับ 200 บาร์เรลต่อวัน

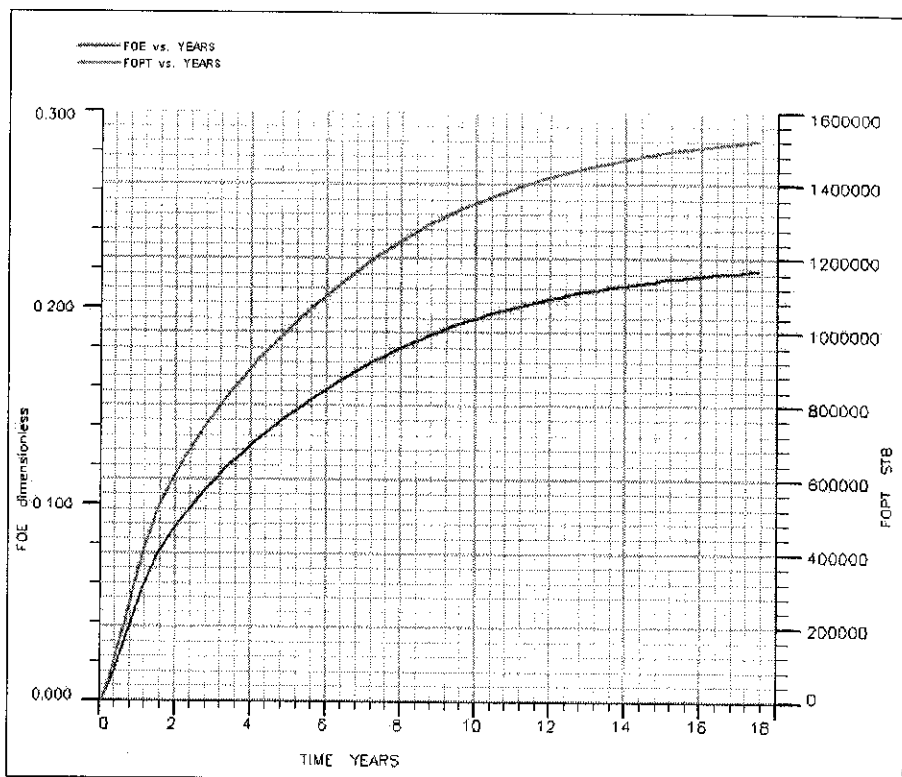


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

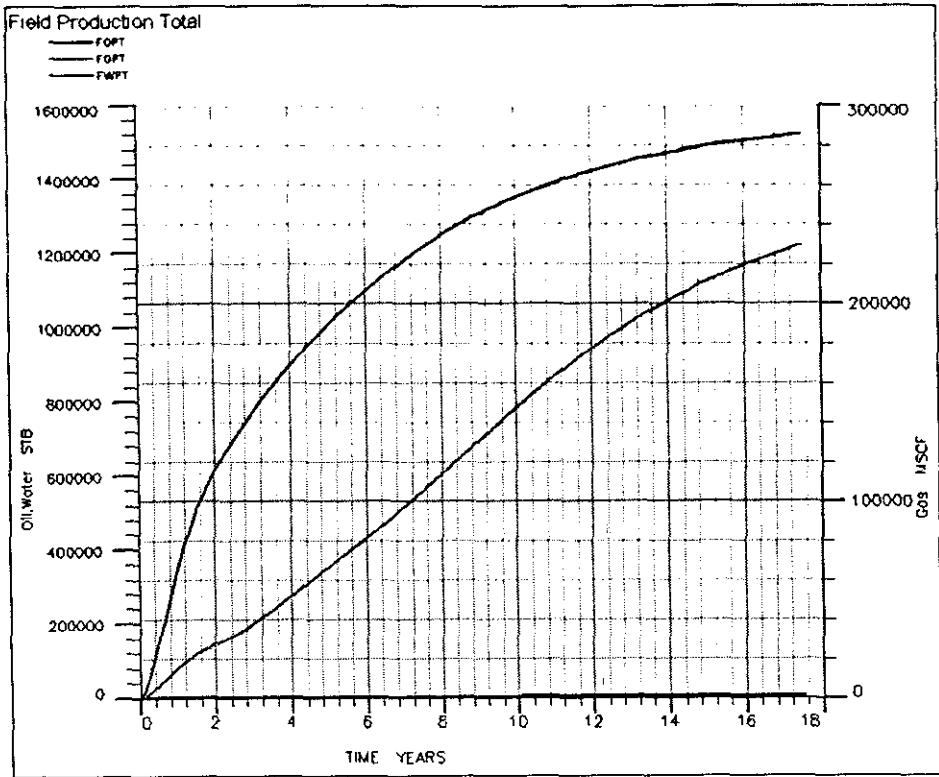


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

4. ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 4
กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

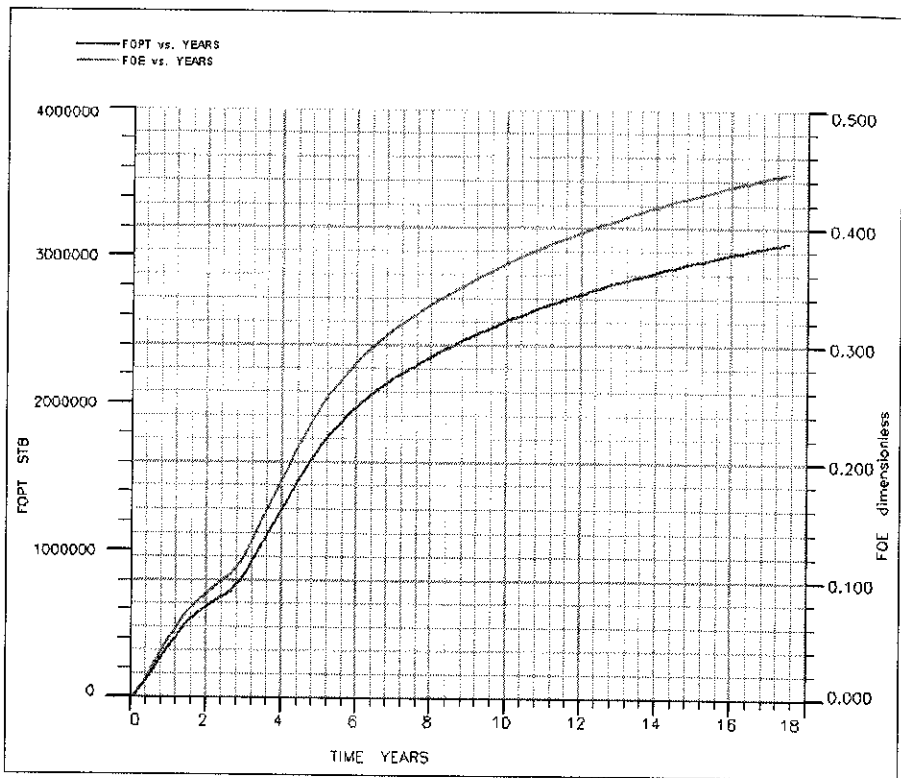


อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้กับเวลา
(Oil Recovery and Cumulative oil production VS. Time)

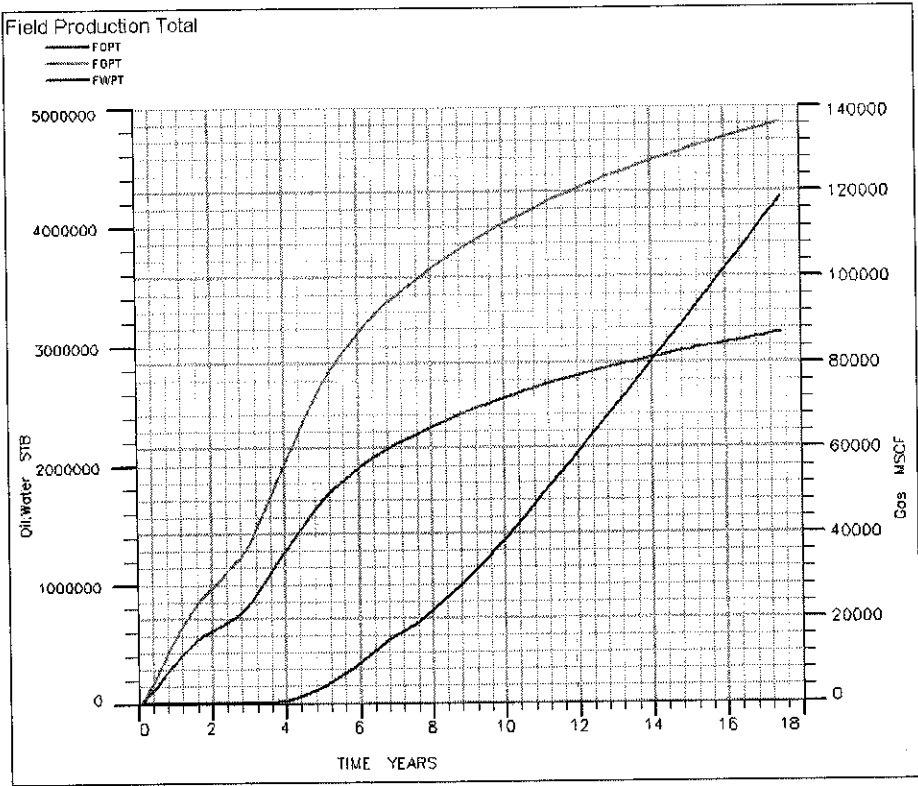


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2 มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 3 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำเท่ากับ 1000 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ในช่วง 6 ปีแรกของการอัดน้ำ จากนั้นเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำเป็น 600 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม



อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดและปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้กับเวลา (Oil Recovery and Cumulative oil production VS. Time)



ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

ภาคผนวก ก

ECONOMIC EVALUATION DATA TABLE

ตารางข้อมูลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1 ไม่มีการจัดนำ

Year	Oil production total (bbl/year)	ราคา (2000 \$/bbl)	ค่าภาคหลวง	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขุดค้น	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมและหลุมประเมินผล	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมจัดนำ	อัตราการจัดนำ (ในเรตต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำการหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมจัดนำ	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำการหลุมจัดนำ	ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์						ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์	ค่าใช้จ่ายในการขายผลิต (000\$/บาท)					
											INTANG	TANG				INTANG	TANG	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4			ปีที่ 5	ปีที่ 6	รวม		
				1.0000	150,000,000						INTANG	TANG				ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	รวม						
				1.0200		200,000,000																						
				1.0404		420,000,000																						
0	0	0	0	1.0812				25	0	0	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	2,060,000,000						2,060,000,000	0				
1	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.0824				0	0	0	0	0	0	0	0		2,060,000,000						2,060,000,000	2,370,526,430				
2	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.1041				0	0	0	0	0	0	0	0			2,060,000,000						2,060,000,000	2,417,936,959			
3	3,660,000	7,320,000,000	915,000,000	1.1262				0	0	0	0	0	0	0	0				2,060,000,000						2,060,000,000	2,473,052,673		
4	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.1487				0	0	0	0	0	0	0	0					2,060,000,000						2,060,000,000	2,515,621,612	
5	3,528,544	7,057,088,000	705,708,800	1.1717				0	0	0	0	0	0	0	0						0					0	2,480,551,007	
6	1,900,990	3,801,980,000	380,198,000	1.1951				0	0	0	0	0	0	0	0											0	1,383,115,413	
7	916,148	1,832,296,000	114,518,500	1.2190				0	0	0	0	0	0	0	0												0	670,067,580
8	623,042	1,246,084,000	62,304,200	1.2434				0	0	0	0	0	0	0	0												0	484,804,650
9	490,982	981,964,000	49,098,200	1.2682				0	0	0	0	0	0	0	0												0	373,617,945
10	404,050	808,100,000	40,405,000	1.2936				0	0	0	0	0	0	0	0												0	313,608,055
11	350,086	700,172,000	35,008,600	1.3195				0	0	0	0	0	0	0	0												0	277,158,625
12	312,034	624,068,000	31,203,400	1.3459				0	0	0	0	0	0	0	0												0	251,874,006
13	281,090	562,180,000	28,109,000	1.3728				0	0	0	0	0	0	0	0												0	231,525,800
14	253,770	507,540,000	25,377,000	1.4002				0	0	0	0	0	0	0	0												0	213,203,559
15	230,668	461,336,000	23,066,800	1.4282				0	0	0	0	0	0	0	0												0	197,670,423
16	210,088	420,176,000	21,008,800	1.4568				0	0	0	0	0	0	0	0												0	183,835,127
17	193,104	386,208,000	19,310,400	1.4859				0	0	0	0	0	0	0	0												0	172,185,432
18	178,238	356,472,000	17,823,800	1.5157				0	0	0	0	0	0	0	0												0	162,067,784
19	165,808	331,216,000	16,580,800	1.5460				0	0	0	0	0	0	0	0												0	153,615,981
20	153,684	307,368,000	15,368,400	1.5789				0	0	0	0	0	0	0	0												0	145,406,512
21	143,542	287,084,000	14,354,200	1.6084				0	0	0	0	0	0	0	0												0	138,526,980
22	134,516	269,032,000	13,451,600	1.6406				0	0	0	0	0	0	0	0												0	132,412,654
23	126,726	253,452,000	12,672,600	1.6734				0	0	0	0	0	0	0	0												0	127,236,550
24	119,024	238,048,000	11,902,400	1.7089				0	0	0	0	0	0	0	0												0	121,896,274
25	112,328	224,656,000	11,232,800	1.7410				0	0	0	0	0	0	0	0												0	117,339,480
	25,438,270	50,876,540,000	5,301,184,100		150,000,000	200,000,000	420,000,000				1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0												10,300,000,000	18,068,781,274

ค่าใช้จ่ายใน ประเภท อุปกรณ์ สิ้นค้า	ค่าใช้จ่ายใน กรรมกร ค่า (100/บาท)	รวมรวม	ค่า	มูลค่ารวม	ภาษีเงินได้	ค่าของ ค่าใช้จ่าย (บาท)	มูลค่ารวม หักภาษี	10% DISC FACTOR	ค่าของ ค่าใช้จ่าย (หักลด ภาษีเงินได้)	มูลค่ารวม (หักลด ภาษีเงินได้)
								1		
		150,000,000	-150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-136,363,636	-136,363,636
		200,000,000	-200,000,000	-200,000,000	0	-200,000,000	-200,000,000	0.828	-185,289,256	-185,289,256
		420,000,000	-420,000,000	-420,000,000	0	-420,000,000	-420,000,000	0.751	-315,552,218	-315,552,218
		3,280,000,000	-3,280,000,000	-4,030,000,000	0	-3,280,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,226,623,864	-2,843,623,864
		5,343,026,430	1,956,973,570	-2,073,026,430	0	1,956,973,570	-2,073,026,430	0.621	1,215,126,818	-1,628,702,355
		5,390,436,959	1,909,563,041	-163,463,389	0	1,909,563,041	-163,463,389	0.564	1,077,898,554	-550,803,801
		5,448,052,873	1,871,947,327	1,708,483,938	854,241,969	1,017,705,358	854,241,969	0.513	522,243,767	-28,590,034
		5,486,121,612	1,811,878,386	3,520,362,328	905,939,194	905,939,194	1,780,181,163	0.467	422,627,320	394,067,286
		3,186,259,807	3,870,828,193	7,391,190,518	1,935,414,098	1,935,414,098	3,895,595,259	0.424	820,804,509	1,214,871,794
		1,743,313,413	2,058,666,587	9,449,857,105	1,029,333,293	1,029,333,293	4,724,928,553	0.386	396,852,544	1,811,724,336
		784,586,080	1,047,709,920	10,497,567,025	523,854,960	523,854,960	5,248,783,513	0.350	183,807,968	1,795,332,306
		527,109,850	718,975,150	11,216,542,178	359,487,575	359,487,575	5,606,271,086	0.319	114,543,820	1,909,876,129
		422,717,143	559,266,855	11,775,809,031	279,833,427	279,833,427	5,887,904,515	0.290	80,999,843	1,990,875,969
		354,014,056	454,085,944	12,229,894,975	227,042,972	227,042,972	6,114,947,488	0.263	59,787,511	2,050,663,480
		312,167,225	388,004,775	12,617,899,750	194,002,367	194,002,367	6,308,949,875	0.238	46,442,629	2,097,106,109
		283,177,409	340,890,591	12,958,790,341	170,445,298	170,445,298	6,479,395,171	0.218	37,093,862	2,134,199,972
		259,634,800	302,845,200	13,261,335,541	151,272,600	151,272,600	6,630,967,770	0.198	29,626,477	2,164,126,449
		238,580,559	288,959,441	13,530,294,982	134,479,721	134,479,721	6,785,147,491	0.180	24,187,380	2,188,315,809
		220,737,223	240,598,777	13,770,863,759	120,299,388	120,299,388	6,885,446,879	0.164	19,669,911	2,207,985,720
		204,643,927	215,532,073	13,986,425,831	107,766,036	107,766,036	6,993,212,916	0.149	16,018,735	2,224,904,455
		191,475,832	194,732,168	14,181,158,000	97,366,084	97,366,084	7,090,579,000	0.135	13,157,135	2,237,161,589
		179,911,384	178,560,616	14,357,718,916	88,280,308	88,280,308	7,178,859,308	0.123	10,844,880	2,248,006,470
		170,178,761	161,039,239	14,518,757,855	80,519,620	80,519,620	7,259,378,926	0.112	8,992,293	2,258,998,752
		180,774,912	146,593,088	14,665,350,943	73,296,544	73,296,544	7,332,675,472	0.102	7,441,475	2,264,440,228
		152,861,180	134,202,820	14,799,553,783	67,101,410	67,101,410	7,399,778,882	0.092	6,193,192	2,270,633,419
		145,864,254	123,167,746	14,922,721,510	61,583,873	61,583,873	7,461,360,755	0.084	5,167,223	2,275,800,642
		139,911,950	113,540,050	15,036,261,559	56,770,025	56,770,025	7,518,130,780	0.078	4,330,286	2,280,130,928
		133,796,674	104,249,326	15,140,510,886	52,124,683	52,124,683	7,570,255,443	0.069	3,814,499	2,283,745,427
		128,572,260	96,083,740	15,236,594,626	48,041,870	48,041,870	7,618,297,313	0.063	3,028,531	2,286,773,958
		35,839,945,374	15,238,594,626		7,618,297,313	7,618,297,313			2,286,773,958	

IRR 40.71% 28.85% 17.22%
PIR 1.8904 0.9674

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 มีการอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 2 ปี

Year	Oil production total (bbl/year)	ราคา (2000 B/bbl)	สภาพทางธรณีวิทยา	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการผลิตขั้นต้น	ค่าใช้จ่ายในการแสวงหาและผลิต	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ		อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าใช้จ่ายในการแสวงหาหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายในการแสวงหาหลุมอัดน้ำ		ค่าใช้จ่ายในการผลิตขั้นต้น	ค่าใช้จ่ายในการผลิตขั้นต้น	มูลค่าสุทธิของโครงการ										
								หลุมผลิต	หลุมอัดน้ำ		INTANG	TANG	INTANG	TANG			200000B/	200000B/	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4					
																							มูลค่า	มูลค่า			
				1.0000	150,000,000																						
				1.0200		200,000,000																					
				1.0404																							
0	0	0	0	1.0612				25	0	0	0	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	2,060,000,000				
1	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.0824				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,060,000,000				
2	3,343,893	6,687,786,000	668,778,500	1.1041				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		2,060,000,000			
3	1,852,150	3,704,300,000	370,430,000	1.1262				0	0	8	2,928,000	0	0	0	0	0	0	1,600,000	16,000,000	0	0	0				2,063,700,000	
4	2,016,464	4,032,928,000	403,292,800	1.1487				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
5	2,084,705	4,169,412,000	416,941,200	1.1717				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
6	2,031,538	4,063,078,000	406,307,500	1.1951				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
7	1,948,000	3,896,000,000	389,600,000	1.2190				0	0	0	2,928,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
8	1,902,508	3,805,012,000	380,501,200	1.2434				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
9	1,879,848	3,759,696,000	375,969,600	1.2682				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
10	1,846,616	3,693,232,000	369,323,200	1.2936				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
11	1,821,182	3,642,364,000	364,236,400	1.3195				0	0	0	2,928,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
12	1,753,812	3,507,624,000	350,762,400	1.3459				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
13	1,624,408	3,248,812,000	324,881,200	1.3728				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
14	1,488,718	2,973,436,000	297,343,600	1.4002				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
15	1,410,040	2,820,080,000	282,008,000	1.4282				0	0	0	2,928,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
16	1,343,642	2,687,284,000	268,728,400	1.4568				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
17	1,279,842	2,559,684,000	255,968,400	1.4859				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
18	1,215,056	2,430,112,000	243,015,200	1.5157				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
19	1,155,256	2,310,512,000	231,051,200	1.5460				0	0	0	2,928,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
20	1,094,984	2,189,968,000	218,996,800	1.5789				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
21	1,043,384	2,086,768,000	208,676,800	1.6094				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
22	997,632	1,995,264,000	199,526,400	1.6408				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
23	958,736	1,917,472,000	191,747,200	1.6734				0	0	0	2,928,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
24	917,728	1,835,456,000	183,545,600	1.7069				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
25	881,848	1,763,696,000	176,369,600	1.7410				0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
	41,540,188	83,080,376,000	8,308,037,600		0	0	0				87,208,000	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	1,600,000	16,000,000									

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์						ค่าใช้จ่ามน กรรมกรผลิตน้ำมัน (800\$/บาร์เรล)	ค่าใช้จ่ามน บำรุงรักษา อุปกรณ์ยกหัว นำ	ค่าใช้จ่ามน กรรมกรผลิตน้ำ (10\$/บาร์เรล)	รวมรายจ่าย ต่อปี	กำไร ต่อปี	ผลกำไรรวม	ภาษีเงินได้	กำไรหลังหักภาษี เงินผล	ผลกำไรรวมหลังหัก ภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ามนทั้งหมด (ผลิตน้ำมัน แปดหมื่นตัน)	ผลกำไรรวม (ผลิตน้ำมัน แปดหมื่นตัน)
ปีที่ 5	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม	2400000\$/ปี	10\$/ 1bbl water							1			
								150,000,000	-150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-136,363,636	-136,363,636	
								200,000,000	-200,000,000	-350,000,000	0	-200,000,000	-350,000,000	0.826	-165,289,256	-301,652,893	
								420,000,000	-420,000,000	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.751	-315,552,216	-617,205,106	
					2,060,000,000	0	0	3,260,000,000	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,228,623,864	-2,843,628,973	
					2,060,000,000	2,370,526,430	0	5,343,026,430	1,956,973,570	-2,073,026,430	0	1,956,973,570	-2,073,026,430	0.621	1,215,126,018	-1,628,702,355	
					2,060,000,000	2,215,156,842	0	4,943,935,442	1,743,850,558	-329,175,872	0	1,743,850,558	-329,175,872	0.564	984,358,178	-844,344,177	
					2,063,200,000	1,251,483,035	2,702,790	32,874,036	3,722,399,850	-18,098,860	-347,275,732	0	-18,098,860	-347,275,732	0.513	-9,288,090	-653,832,268
2,063,200,000					2,063,200,000	1,388,769,978	2,758,846	33,541,621	3,892,561,245	140,366,755	-206,908,977	0	140,366,755	-206,908,977	0.467	65,482,127	-568,150,140
	3,200,000				3,200,000	1,465,539,205	2,811,983	34,212,454	1,922,704,841	2,246,707,159	2,039,796,182	1,019,899,091	1,226,808,068	1,019,899,091	0.424	520,286,340	-47,863,780
		3,200,000			3,200,000	1,458,728,297	2,868,222	34,896,703	1,903,999,022	2,159,078,978	4,198,877,159	1,079,539,489	1,079,539,489	2,099,438,580	0.386	418,209,206	38,345,445
			3,200,000		3,200,000	1,424,760,678	2,925,587	35,692,157	1,858,178,421	2,039,821,579	6,238,698,738	1,019,910,789	1,019,910,789	3,119,349,369	0.350	357,472,510	705,817,955
				0	0	1,419,318,249	2,984,098	36,306,530	1,838,108,077	1,965,903,923	8,204,602,661	982,951,981	982,951,981	4,102,301,330	0.319	313,198,787	1,019,016,742
					0	1,430,461,081	3,043,780	37,032,660	1,846,507,121	1,813,188,879	10,117,781,539	956,594,438	956,594,438	5,058,895,770	0.290	277,091,335	1,296,106,077
					0	1,433,276,821	3,104,656	37,773,314	1,843,477,990	1,849,754,010	11,987,545,549	924,877,005	924,877,005	5,983,772,774	0.263	243,549,022	1,539,857,099
					0	1,441,806,584	3,166,749	38,534,338	1,847,844,071	1,794,519,929	13,762,065,478	897,259,965	897,259,965	6,861,032,739	0.239	214,796,902	1,754,454,000
					0	1,416,240,025	3,230,084	39,299,355	1,876,242,153	1,831,381,847	15,593,447,325	915,890,924	915,890,924	7,796,723,663	0.218	199,281,024	1,953,735,025
					0	1,337,976,802	3,294,886	40,085,343	1,582,783,174	1,666,028,826	17,259,476,151	833,014,413	833,014,413	8,626,738,076	0.198	164,807,461	2,118,542,486
					0	1,249,058,473	3,360,579	40,887,049	1,477,859,134	1,495,776,886	16,755,253,017	747,888,433	747,888,433	9,377,626,509	0.180	134,514,309	2,253,056,794
					0	1,208,330,803	3,427,791	41,819,050	1,428,422,404	1,391,857,596	20,146,910,613	695,826,798	695,826,798	10,073,455,306	0.164	113,773,569	2,306,830,363
					0	1,174,459,806	3,496,347	42,538,686	1,387,106,448	1,300,177,552	21,447,088,185	650,088,776	650,088,776	10,723,544,063	0.149	96,631,554	2,403,461,917
					0	1,141,068,732	3,566,274	43,389,664	1,346,723,078	1,212,960,922	22,660,049,087	606,480,461	606,480,461	11,330,024,544	0.135	81,954,051	2,545,415,868
					0	1,104,971,691	3,637,599	44,257,457	1,303,533,692	1,128,578,306	23,786,627,396	563,269,154	563,269,154	11,893,313,698	0.123	69,197,805	2,614,613,772
					0	1,071,801,374	3,710,351	45,266,285	1,263,829,754	1,046,882,246	24,833,309,641	523,341,123	523,341,123	12,416,654,621	0.112	58,445,772	2,673,059,545
					0	1,036,007,678	3,784,556	46,045,459	1,221,615,711	968,352,288	25,801,661,930	484,176,144	484,176,144	12,900,830,965	0.102	49,156,273	2,722,215,818
					0	1,006,930,615	3,860,249	46,966,368	1,187,136,648	899,631,152	26,701,293,082	449,615,576	449,615,576	13,350,646,541	0.092	41,516,178	2,763,731,895
					0	982,228,496	3,937,454	47,905,895	1,157,803,814	837,860,186	27,539,153,269	418,930,093	418,930,093	13,766,576,834	0.084	35,150,519	2,799,882,514
					0	962,619,714	4,016,203	48,997,682	1,134,516,883	782,955,137	28,322,108,405	391,477,568	391,477,568	14,161,054,203	0.078	29,861,002	2,828,743,517
					0	939,874,507	4,096,528	49,841,085	1,107,810,392	727,845,608	29,049,954,013	363,922,804	363,922,804	14,524,977,007	0.069	25,235,626	2,853,976,143
					0	921,191,228	4,176,458	50,837,907	1,085,556,745	678,139,255	29,728,093,268	339,069,627	339,069,627	14,864,046,634	0.063	21,374,749	2,875,353,892
					10,318,000,000	32,851,391,746	77,961,873	949,201,098	52,582,282,732	29,728,093,268		14,864,046,634	14,864,046,634			2,875,353,892	

IRR 32.36% 24.62% 13.26%
 PIR 3.6853 0.7135

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 มีการอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 3 ปี

Year	Oil production total (bb/year)	ปริมาณ (2000 b/bb)	สภาพท่อนขุม	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขุดสัมปทาน	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและหลุมประเมินผล	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (ในกรณีต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการขุดหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมอัดน้ำ		ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม	ค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการหลุมอัดน้ำ	คุณสมบัติทางเคมี										
											INTANG	TANG	INTANG	TANG			200000B	200000B	ปี 1	ปี 2	ปี 3	ปี 4	ปี 5				
																								หลุมผลิต	หลุมผลิต	หลุม	หลุม
				1.0000	150,000,000																						
				1.0200		200,000,000																					
				1.0404		420,000,000																					
0	0	0	0	1.0812			25	0	0	0	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	2,080,000,000									
1	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.0824			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		2,080,000,000								
2	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.1041			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			2,080,000,000							
3	3,660,000	7,320,000,000	915,000,000	1.1282			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				2,080,000,000						
4	805,434	1,610,868,000	99,673,818	1.1487			0	0	8	2,920,000	0	0	0	0	0	1,800,000	18,000,000					2,083,300,000					
5	768,038	1,536,076,000	95,238,712	1.1717			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
6	909,599	1,819,198,000	112,790,278	1.1951			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
7	1,130,785	2,261,570,000	140,217,340	1.2190			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
8	1,288,568	2,573,136,000	159,534,432	1.2434			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
9	1,458,112	2,916,224,000	291,622,400	1.2682			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
10	1,599,474	3,198,948,000	319,694,800	1.2936			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
11	1,690,614	3,381,628,000	338,162,800	1.3195			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
12	1,727,888	3,455,776,000	345,577,800	1.3459			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
13	1,718,828	3,437,252,000	343,725,200	1.3728			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
14	1,636,418	3,272,832,000	327,283,200	1.4002			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
15	1,509,802	3,019,804,000	301,980,400	1.4282			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
16	1,429,104	2,858,208,000	285,820,800	1.4568			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
17	1,371,852	2,743,704,000	274,370,400	1.4859			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
18	1,301,434	2,602,868,000	260,286,800	1.5157			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
19	1,229,792	2,459,584,000	245,958,400	1.5480			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
20	1,159,082	2,312,164,000	231,216,400	1.5769			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
21	1,094,060	2,188,120,000	218,812,000	1.6064			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
22	1,039,588	2,079,176,000	207,917,600	1.6406			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
23	994,828	1,989,656,000	198,965,600	1.6734			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
24	950,878	1,901,752,000	189,352,800	1.7069			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
25	914,136	1,828,272,000	182,827,200	1.7410			0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0										
38	885,308	1,773,616,000	177,361,600				0	0	0	64,280,000	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	1,800,000	18,000,000										

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์					ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ที่ดิน (600B/ไร่/ตร.)	ค่าใช้จ่ายใน อุปกรณ์การ ผลิต	ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์น้ำ (10B/ไร่/ตร.)	รวมรวมจ่าย ต่อปี	กำไร ต่อปี	ผลกำไรรวม	ภาษีเงินได้	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	ผลกำไรรวม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรรวม (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)
ปี 6	ปี 7	ปี 8	ปี 9	รวม		10B/ 1bbl water							1.000			
							150,000,000	-150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-136,363,636	-136,363,636	
							200,000,000	-200,000,000	-350,000,000	0	-200,000,000	-350,000,000	0.826	-165,269,258	-301,652,893	
							420,000,000	-420,000,000	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.751	-315,552,216	-617,205,109	
				2,060,000,000	0	0	3,260,000,000	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,226,623,864	-2,843,628,973	
				2,060,000,000	2,370,528,430	0	5,343,026,430	1,956,973,570	-2,073,026,430	0	1,956,973,570	-2,073,026,430	0.621	1,215,126,815	-1,028,702,355	
				2,060,000,000	2,417,936,959	0	5,390,436,959	1,909,563,041	-163,463,389	0	1,909,563,041	-163,463,389	0.564	1,077,898,554	-550,603,801	
				2,060,000,000	2,473,052,673	0	5,448,052,673	1,871,947,327	1,708,483,836	654,241,969	1,017,705,358	854,241,969	0.513	522,243,767	-28,560,034	
				2,063,200,000	555,114,295	2,758,846	33,541,821	2,758,068,578	-1,145,218,578	563,265,360	0	-1,145,218,578	-290,976,609	0.467	-534,252,919	-562,812,953
3,200,000				3,200,000	539,927,357	2,811,983	34,212,454	675,388,505	880,867,495	1,423,952,855	430,343,747	430,343,747	0.424	182,507,758	-380,305,195	
	3,200,000			3,200,000	652,233,003	2,868,222	34,896,703	805,988,204	1,013,209,796	2,437,162,650	506,604,898	506,604,898	0.388	195,316,119	-184,967,076	
		3,200,000		3,200,000	827,052,363	2,925,587	35,692,157	1,009,087,446	1,252,482,554	3,689,645,204	626,241,277	626,241,277	0.350	219,493,747	34,506,671	
			3,200,000	3,200,000	959,311,358	2,984,098	36,306,530	1,161,836,418	1,411,299,582	5,100,944,785	705,649,791	705,649,791	0.319	224,841,770	259,348,441	
				0	1,109,543,146	3,043,760	37,032,860	1,441,241,988	1,474,982,012	6,575,926,797	737,491,006	737,491,006	0.290	213,624,875	472,973,316	
				0	1,241,454,103	3,104,656	37,773,314	1,602,226,873	1,596,721,127	8,172,647,924	798,360,564	798,360,564	0.263	210,233,269	683,206,604	
				0	1,338,595,899	3,168,749	38,634,338	1,716,558,766	1,663,066,214	9,835,716,138	831,534,107	831,534,107	0.239	199,062,654	882,269,258	
				0	1,395,305,851	3,230,084	39,299,355	1,783,412,890	1,672,363,110	11,508,079,248	836,181,555	836,181,555	0.218	181,977,469	1,064,246,727	
				0	1,415,583,123	3,294,680	40,085,343	1,802,688,351	1,634,563,649	13,142,642,890	817,261,824	817,261,824	0.198	161,694,852	1,225,941,579	
				0	1,374,826,477	3,360,579	40,887,049	1,746,357,306	1,526,474,694	14,669,117,590	763,237,347	763,237,347	0.180	137,274,646	1,363,216,525	
				0	1,293,821,425	3,427,791	41,819,050	1,641,026,696	1,378,575,334	16,047,892,924	669,267,667	669,267,667	0.164	112,704,042	1,475,920,567	
				0	1,249,160,804	3,496,347	42,536,686	1,472,404,833	1,385,803,067	17,433,495,991	692,901,533	692,901,533	0.149	102,985,396	1,578,915,964	
				0	1,223,069,944	3,568,274	43,389,664	1,440,165,530	1,303,538,470	18,737,034,461	651,769,235	651,769,235	0.135	86,073,949	1,696,969,913	
				0	1,183,523,828	3,637,599	44,257,457	1,392,796,700	1,210,071,300	19,947,105,761	605,035,850	605,035,850	0.123	74,326,193	1,741,316,107	
				0	1,140,740,058	3,710,351	45,266,285	1,342,210,903	1,117,373,097	21,064,478,858	558,686,549	558,686,549	0.112	62,393,085	1,803,709,191	
				0	1,093,814,913	3,784,558	46,045,459	1,286,999,098	1,025,164,902	22,089,643,760	512,582,451	512,582,451	0.102	52,040,240	1,855,749,431	
				0	1,055,836,114	3,860,240	46,968,388	1,242,326,171	945,793,629	23,035,437,589	472,696,914	472,696,914	0.092	43,646,493	1,899,395,924	
				0	1,023,332,583	3,937,454	47,905,695	1,204,084,644	875,091,358	23,910,528,945	437,545,678	437,545,678	0.084	36,712,468	1,938,108,392	
				0	998,857,918	4,016,203	48,997,602	1,175,230,475	814,425,525	24,724,954,499	407,212,762	407,212,762	0.076	31,061,247	1,967,169,639	
				0	973,822,431	4,096,526	49,841,085	1,145,668,688	756,083,332	25,481,037,802	378,041,666	378,041,666	0.069	26,214,675	1,993,384,314	
				0	954,919,742	4,178,458	50,837,907	1,123,288,971	704,983,029	26,186,020,830	352,491,514	352,491,514	0.063	22,220,857	2,015,605,171	
				10,316,000,000	30,881,692,600	75,259,083	916,227,062	51,180,595,170	26,186,020,830		13,665,619,704	12,520,401,126		2,015,605,171		

IRR

PIR

30.25%

3.1068

21.07%

0.5002

10.07%

0.5002

แผนการลงทุนรายปี								ค่าใช้จ่ามนำ การลงทุนเริ่มต้น (800B/บาท)	ค่าใช้จ่ามนำ บำรุงรักษา อุปกรณ์การผลิต	ค่าใช้จ่ามนำ การลงทุนผลิต (10B/บาท)	รวมรายจ่าย คงมี	กำไร คงมี	ผลกำไรสะสม	กำไรเงินได้	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ามนำทั้งหมด	ผลกำไรสะสม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรสุทธิ ค่าใช้จ่ามนำ (ผลิต+ลงทุน ผลิต+ลงทุน)	ผลกำไรสะสม (ผลิต+ลงทุน ผลิต+ลงทุน)
ปี 5	ปี 6	ปี 7	ปี 8	ปี 9	ปี 10	ปี 11	รวม	24000000/ปี	10B/1bbl water							1.000			
										150,000,000	-130,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-138,383.636	-138,383.636	
										200,000,000	-200,000,000	-350,000,000	0	-200,000,000	-350,000,000	0.826	-185,289.256	-301,652.893	
										420,000,000	-420,000,000	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.751	-315,552.218	-617,205.109	
							2,060,000,000	0	0	3,260,000,000	-3,280,000,000	-4,030,000,000	0	-3,280,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,226,623.864	-2,843,828.973	
							2,060,000,000	2,370,526,430	0	0	5,343,026,430	1,956,973,570	-2,073,026,430	0	1,956,973,570	-2,073,026,430	0.621	1,215,126.618	-1,628,702.355
							2,060,000,000	2,417,936,959	0	0	5,390,436,959	1,909,563,041	-183,483,389	0	1,909,563,041	-183,483,389	0.564	1,077,898.554	-550,803.801
							2,060,000,000	2,473,052,673	0	0	5,448,052,673	1,871,947,327	1,708,483,938	854,241,968	1,017,705,358	854,241,968	0.513	522,243.767	-28,560,034
2,060,000,000							2,060,000,000	2,515,621,612	0	0	5,488,121,612	1,811,678,388	3,520,362,328	905,939,194	1,760,181,163	905,939,194	0.467	422,827.320	384,067.288
	3,200,000						3,200,000	216,545,149	2,811,983	34,212,454	288,172,786	326,891,214	3,847,253,540	183,445,807	183,445,807	1,923,626,770	0.424	88,316,893	483,384,178
		3,200,000					3,200,000	217,218,352	2,868,222	34,898,703	288,476,377	317,385,623	4,184,839,163	158,892,811	158,892,811	2,082,319,581	0.386	81,182,948	524,567,127
			3,200,000				3,200,000	205,158,224	2,925,587	35,692,157	275,026,167	285,877,833	4,450,816,998	142,988,917	142,988,917	2,225,308,498	0.350	50,116,743	574,683,870
				3,200,000			3,200,000	220,539,788	2,984,088	36,308,530	292,592,418	298,847,584	4,749,284,580	149,323,792	149,323,792	2,374,632,290	0.319	47,579,162	622,263,032
					3,200,000		3,200,000	268,147,153	3,043,780	37,032,600	348,662,293	358,111,707	5,107,376,286	179,055,853	179,055,853	2,553,686,143	0.290	51,866,103	674,129,134
						0	0	373,427,237	3,104,656	37,773,314	462,417,107	489,820,693	5,607,197,180	249,910,447	249,910,447	2,803,598,590	0.263	65,809,231	739,938,368
							0	521,673,610	3,186,749	38,634,338	629,388,597	688,509,403	6,295,706,582	344,254,701	344,254,701	3,147,853,291	0.239	82,411,838	822,350,204
							0	673,512,893	3,230,084	39,299,355	819,464,532	848,635,468	7,144,342,050	424,317,734	424,317,734	3,572,171,025	0.218	92,343,902	914,694,106
							0	854,452,024	3,294,686	40,085,343	1,026,465,932	1,046,274,068	8,192,616,118	524,137,034	524,137,034	4,096,308,059	0.198	103,897,718	1,018,391,824
							0	1,062,282,347	3,360,679	40,887,049	1,263,293,096	1,285,466,904	9,458,083,022	632,733,452	632,733,452	4,729,041,511	0.180	113,802,873	1,132,194,497
							0	1,228,769,439	3,427,791	41,819,050	1,452,951,984	1,417,140,018	10,875,223,038	708,570,008	708,570,008	5,437,611,519	0.164	115,896,856	1,248,051,355
							0	1,267,982,409	3,496,347	42,538,686	1,604,120,442	1,297,107,558	12,172,330,595	648,553,779	648,553,779	6,086,165,298	0.149	98,403,387	1,344,454,742
							0	1,277,692,174	3,566,274	43,369,664	1,502,578,304	1,384,037,696	13,536,368,292	682,016,848	682,016,848	6,788,184,148	0.135	92,161,596	1,436,616,338
							0	1,256,124,052	3,637,589	44,257,457	1,478,705,293	1,290,426,707	14,828,794,999	845,213,354	845,213,354	7,413,397,499	0.123	79,281,963	1,515,876,201
							0	1,210,962,168	3,710,351	45,266,285	1,421,820,306	1,189,171,894	16,015,996,893	594,585,847	594,585,847	8,007,983,347	0.112	66,402,252	1,582,280,453
							0	1,151,767,853	3,784,556	46,045,459	1,352,547,266	1,082,120,714	17,098,087,407	541,080,357	541,080,357	8,549,043,704	0.102	54,931,478	1,637,211,929
							0	1,102,232,452	3,860,249	46,968,368	1,294,603,933	989,588,067	18,087,675,474	494,794,034	494,794,034	9,043,637,737	0.092	45,667,509	1,682,879,438
							0	1,062,986,686	3,937,454	47,905,895	1,246,733,963	911,010,037	19,998,685,511	455,505,018	455,505,018	9,499,342,755	0.084	36,219,355	1,721,096,793
							0	1,033,949,495	4,016,203	48,997,682	1,214,655,853	844,900,147	19,843,585,658	422,450,073	422,450,073	9,921,792,829	0.079	32,223,513	1,753,322,307
							0	1,003,008,142	4,096,528	49,841,085	1,178,388,130	780,359,670	20,823,945,527	390,179,935	390,179,935	10,311,972,764	0.069	27,056,384	1,780,378,690
							0	976,984,090	4,178,458	50,837,907	1,147,972,447	722,543,553	21,346,489,080	361,271,776	361,271,776	10,673,244,540	0.063	22,774,359	1,803,153,049
							10,318,000,000	26,966,703,410	72,502,237	882,685,441	48,289,734,920	21,346,489,080		10,673,244,540	10,673,244,540			1,803,153,049	

IRR 31.56% 22.47% 11.34%
PIR 2.8484 0.4474

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3 มีการจัดนำในหลุมสำหรับจัดนำจำนวน 9 หลุม

Year	Oil production total (bb/year)	รวม (2000 B/bb)	สภาพทาง	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขุดเจาะ	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการรวมหลุม	จำนวนหลุม	จำนวนหลุมจัดนำ		จำนวนหลุมจัดนำ (ในหน่วยต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการรวมหลุม		ค่าใช้จ่ายในการรวมหลุมจัดนำ		จำนวนหลุมจัดนำ					
									หลุมจัดนำใหม่	หลุมเดิม		INTANG	TANG	INTANG	TANG	200000B/หลุม	2000000B/หลุม	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	
				1.0000	150,000,000																
				1.0200		200,000,000															
				1.0404			420,000,000														
0	0	0	0	1.0612				25	0	0	0	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	2,060,000,000		
1	3,650,000	7,300,000,000	812,500,000	1.0824				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,060,000,000	
2	3,343,893	6,687,786,000	688,778,800	1.1041				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,060,000,000
3	1,749,244	3,498,488,000	218,855,500	1.1262				0	0	9	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	1,874,746	3,749,492,000	374,949,200	1.1487				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	1,924,749	3,849,498,000	384,949,800	1.1717				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	1,904,418	3,808,836,000	380,883,800	1.1951				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	1,807,502	3,615,004,000	361,500,400	1.2190				0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	1,714,006	3,428,012,000	214,250,750	1.2434				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	1,671,330	3,342,660,000	208,918,250	1.2682				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	1,661,124	3,322,248,000	207,640,500	1.2936				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	1,660,182	3,338,384,000	208,647,750	1.3195				0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	1,664,076	3,328,152,000	208,009,500	1.3459				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	1,647,082	3,294,124,000	205,862,750	1.3728				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	1,611,178	3,222,356,000	201,397,250	1.4002				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	1,551,718	3,103,436,000	193,964,750	1.4282				0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	1,450,256	2,900,512,000	181,282,000	1.4568				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	1,343,132	2,686,264,000	167,891,500	1.4859				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	1,261,618	2,523,236,000	157,702,250	1.5157				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	1,198,134	2,396,268,000	149,768,750	1.5460				0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	1,130,472	2,260,944,000	141,309,000	1.5789				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	1,075,260	2,150,520,000	134,407,500	1.6064				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	1,028,676	2,059,752,000	126,734,500	1.6406				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	991,644	1,983,288,000	123,955,500	1.6734				0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	947,924	1,895,848,000	118,490,500	1.7069				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	908,852	1,817,304,000	113,561,500	1.7410				0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
40	781,196	1,562,392,000	8,368,047,500		0	0	0				60,467,200	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	1,800,000	18,000,000			

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์							ค่าใช้จ่ายใน กรรมพันธ์ที่ดิน (800\$/ไร่/ปี)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษาอุปกรณ์ การเดินป่า	ค่าใช้จ่ายใน กรรมพันธ์ที่ดิน (10\$/ไร่/ปี)	รวมรายจ่าย ต่อปี	กำไร ต่อปี	ผลกำไรรวม	ภาษีเงินได้	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด ต่อปี	ผลกำไรรวม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังหักภาษี)	ผลกำไรรวม (หลังหักภาษี เบี่ยงเบนไป)
ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม	2400000\$/ปี	10\$/1bbl water							1.000			
									150,000,000	-150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-136,363,636	-136,363,636	
									200,000,000	-200,000,000	-350,000,000	0	-200,000,000	-350,000,000	0.826	-165,289,256	-301,852,893	
									420,000,000	-420,000,000	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.751	-315,552,216	-617,205,109	
						2,060,000,000	0	0	3,260,000,000	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,226,623,964	-2,843,628,973	
						2,060,000,000	2,370,526,439	0	5,343,026,439	1,956,973,570	-2,073,026,439	0	1,956,973,570	-2,073,026,439	0.621	1,215,126,618	-1,628,702,355	
						2,060,000,000	2,215,156,842	0	4,943,935,442	1,743,850,558	-329,175,872	0	1,743,850,558	-329,175,872	0.564	964,356,176	-644,344,177	
2,063,600,000						2,063,600,000	1,181,959,713	2,702,790	29,676,632	3,498,394,635	93,365	-329,082,507	93,365	-329,082,507	0.513	47,911	-644,296,266	
	2,063,600,000					2,063,600,000	1,292,096,316	2,766,846	30,187,459	3,783,589,821	-14,097,821	-343,180,328	0	-14,097,821	-343,180,328	0.467	-8,576,736	-650,873,004
		3,600,000				3,600,000	1,353,090,133	2,811,983	30,791,209	1,775,243,124	2,074,254,678	1,731,074,548	865,537,274	1,208,717,602	0.424	512,614,256	-136,256,748	
			3,600,000			3,600,000	1,385,573,480	2,868,222	31,407,033	1,784,332,334	2,024,503,666	3,755,578,213	1,012,251,833	1,012,251,833	0.386	390,266,901	252,006,154	
				3,600,000		3,600,000	1,322,000,911	2,925,587	32,122,941	1,722,149,838	1,692,854,161	5,846,432,374	946,427,081	946,427,081	0.350	331,716,916	583,725,072	
					0	0	1,278,690,615	2,984,098	32,675,677	1,528,801,340	1,899,410,960	7,547,843,034	949,705,330	3,773,921,517	0.319	302,605,366	886,330,456	
						0	1,271,790,335	3,043,780	33,329,394	1,517,079,780	1,825,580,240	9,373,423,274	912,790,120	912,790,120	0.290	264,402,784	1,150,733,242	
						0	1,289,304,612	3,104,656	33,985,962	1,534,045,750	1,788,202,250	11,161,625,524	894,101,125	894,101,125	0.263	235,444,771	1,366,178,012	
						0	1,321,470,120	3,166,749	34,770,904	1,568,055,524	1,770,308,476	12,931,934,000	885,154,238	885,154,238	0.236	211,896,867	1,598,078,899	
						0	1,343,776,321	3,230,084	35,369,420	1,590,385,325	1,737,766,675	14,669,700,676	868,883,338	868,883,338	0.218	189,094,330	1,787,171,229	
						0	1,356,637,601	3,294,686	36,076,806	1,601,892,145	1,692,231,855	16,361,932,530	846,115,927	846,115,927	0.198	167,369,525	1,954,570,755	
						0	1,353,622,902	3,360,579	36,798,344	1,595,179,075	1,627,178,925	17,989,109,455	813,586,462	813,586,462	0.180	146,331,036	2,100,901,791	
						0	1,329,741,246	3,427,791	37,637,145	1,584,770,633	1,536,665,067	19,527,774,522	769,332,534	769,332,534	0.164	125,782,017	2,226,693,606	
						0	1,267,649,486	3,496,347	38,284,998	1,490,712,831	1,409,799,166	20,937,573,662	704,699,585	704,699,585	0.146	104,778,632	2,331,472,640	
						0	1,197,494,099	3,566,274	39,050,698	1,408,002,570	1,278,261,430	22,215,835,122	639,130,715	639,130,715	0.135	86,366,096	2,417,838,738	
						0	1,147,315,165	3,637,596	39,631,712	1,348,466,726	1,174,749,274	23,390,584,396	587,374,637	587,374,637	0.123	72,156,609	2,489,993,347	
						0	1,111,374,484	3,710,351	40,739,656	1,305,591,242	1,090,676,758	24,461,261,154	545,338,379	545,338,379	0.112	60,802,366	2,550,897,733	
						0	1,089,584,279	3,784,558	41,440,913	1,256,116,750	1,004,625,250	25,466,066,404	502,412,625	502,412,625	0.102	51,007,742	2,601,905,475	
						0	1,037,692,942	3,960,249	42,269,731	1,216,230,422	932,289,578	26,418,375,982	466,144,789	466,144,789	0.092	43,023,299	2,644,928,773	
						0	1,013,772,443	3,937,454	43,115,126	1,189,559,523	870,192,477	27,266,566,459	435,096,238	435,096,238	0.084	36,506,947	2,681,435,720	
						0	995,661,020	4,016,203	44,097,914	1,167,730,637	815,557,363	28,104,125,821	407,776,681	407,776,681	0.078	31,104,414	2,712,540,134	
						0	970,799,194	4,096,528	44,856,977	1,138,243,196	757,604,802	28,861,730,623	376,802,401	376,802,401	0.069	26,267,427	2,736,807,561	
						0	949,191,078	4,178,456	45,754,116	1,112,705,150	704,596,850	29,566,329,473	352,299,425	352,299,425	0.063	22,206,747	2,761,016,306	
						10,316,000,000	32,405,972,066	77,961,873	654,280,888	51,996,062,527	29,566,329,473	14,783,164,736	14,783,164,736					

IRR 31.44% 23.95% 12.64%
PIR 3.6683 0.6851

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3 มีการจัดนำในหลุมสำหรับจัดนำจำนวน 9 หลุม เริ่มทำการจัดนำหลังจากผลผลิตมาแล้ว 3 ปี

Year	Oil production total (bb/year)	รายได้ (2000 \$/bb)	สภาพหลุม	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขุดค้น	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาหลุม	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมจัดนำ	อัตราการจัดนำ (ในหน่วย %)	ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมจัดนำ		ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม	ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาหลุมจัดนำ	ส่วนเกินจากหลุม						
											INTANG	TANG	INTANG	TANG			ปี 1	ปี 2	ปี 3	ปี 4			
				1.0000	150,000,000																		
				1.0200		200,000,000																	
				1.0404			420,000,000																
0	0	0	0	1.0612				25	0	0	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	2,000,000,000					
1	3,650,000	7,300,000,000	812,500,000	1.0824				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		2,000,000,000				
2	3,650,000	7,300,000,000	812,500,000	1.1041				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			2,000,000,000			
3	3,660,000	7,320,000,000	815,000,000	1.1262				0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				2,000,000,000		
4	1,231,006	2,462,012,000	153,875,750	1.1487				0	0	9	2,628,000	0	0	0	0	1,800,000	18,000,000						2,000,000,000
5	773,178	1,546,356,000	98,847,250	1.1717				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
6	685,784	1,371,568,000	68,578,400	1.1951				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
7	781,453	1,562,906,000	97,681,625	1.2190				0	0	0	2,635,200	0	0	0	0	0	0						
8	928,148	1,856,292,000	118,018,250	1.2434				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
9	1,085,408	2,130,812,000	133,175,750	1.2682				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
10	1,245,117	2,490,234,000	155,639,625	1.2936				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
11	1,341,200	2,682,400,000	167,650,000	1.3195				0	0	0	2,635,200	0	0	0	0	0	0						
12	1,355,788	2,711,572,000	169,473,250	1.3459				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
13	1,379,814	2,759,628,000	172,476,750	1.3726				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
14	1,408,078	2,816,152,000	176,009,500	1.4002				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
15	1,443,870	2,887,340,000	180,458,750	1.4282				0	0	0	2,635,200	0	0	0	0	0	0						
16	1,450,102	2,900,204,000	181,282,750	1.4568				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
17	1,437,550	2,875,100,000	179,693,750	1.4859				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
18	1,409,798	2,819,592,000	176,224,500	1.5157				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
19	1,375,420	2,750,840,000	171,927,500	1.5460				0	0	0	2,635,200	0	0	0	0	0	0						
20	1,327,028	2,654,056,000	165,878,500	1.5769				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
21	1,275,322	2,550,644,000	159,415,250	1.6084				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
22	1,185,354	2,370,708,000	148,189,250	1.6406				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
23	1,095,580	2,191,120,000	136,945,000	1.6734				0	0	0	2,635,200	0	0	0	0	0	0						
24	1,022,992	2,045,984,000	127,874,000	1.7069				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
25	970,500	1,941,000,000	121,312,500	1.7410				0	0	0	2,628,000	0	0	0	0	0	0						
	37,148,280	74,296,520,000	5,998,387,900		0	0	0				57,852,000	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	1,800,000	18,000,000					

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์					ค่าใช้ภายใน กรรมกรผลิต น้ำมัน (600\$/บาร์เรล)	ค่าใช้ภายใน อุปกรณ์หัวฉีดน้ำ	ค่าใช้ภายใน กรรมกรฉีดน้ำ (10\$/บาร์เรล)	รวมรายจ่าย ต่อปี	กำไร ต่อปี	ผลกำไรรวม	กำไรเงินได้	กำไรหลังหัก ค่าใช้ภายในทั้งหมด ต่อปี	ผลกำไรรวม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้ภายในทั้งหมด (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรรวม (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	
ปี 5	ปี 6	ปี 7	ปี 8	ปี 9	รวม	2400000\$/ปี	10\$/1bbl water						1.000				
								150,000,000	-150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-136,363,636	-136,363,636	
								200,000,000	-200,000,000	-350,000,000	0	-200,000,000	-350,000,000	0.826	-165,289,256	-301,652,893	
								420,000,000	-420,000,000	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.751	-315,552,216	-617,205,109	
					2,080,000,000	0	0	3,280,000,000	-3,280,000,000	-4,030,000,000	0	-3,280,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,228,623,664	-2,843,628,673	
					2,080,000,000	2,370,526,430	0	5,343,026,430	1,956,973,570	-2,073,026,430	0	1,956,973,570	-2,073,026,430	0.821	1,215,126,618	-1,628,702,355	
					2,080,000,000	2,417,938,959	0	5,390,438,959	1,909,563,041	-163,483,389	0	1,909,563,041	-163,483,389	0.564	1,077,998,554	-550,803,801	
					2,080,000,000	2,473,052,873	0	5,448,052,873	1,871,947,327	1,708,483,938	854,241,969	1,017,705,358	854,241,969	0.513	522,243,787	-28,560,034	
2,083,600,000					2,083,600,000	848,423,389	2,759,848	30,187,458	3,100,843,424	-838,831,424	1,068,852,514	0	-838,831,424	215,610,545	0.467	-297,926,273	-326,486,307
	3,600,000				3,600,000	543,540,754	2,811,983	30,791,209	877,391,195	868,964,805	1,936,817,318	434,482,402	434,482,402	650,092,947	0.424	184,262,952	-142,223,355
		3,600,000			3,600,000	491,745,217	2,868,222	31,407,033	598,198,872	773,369,128	2,712,186,448	388,684,564	388,684,564	1,036,777,511	0.388	149,083,839	6,860,284
			3,600,000		3,600,000	571,552,108	2,925,587	32,122,941	707,882,260	855,023,740	3,567,210,166	427,511,870	427,511,870	1,464,289,381	0.350	149,840,302	156,700,586
				3,600,000	3,600,000	692,419,735	2,984,098	32,875,877	847,897,960	1,006,594,040	4,573,804,228	504,297,020	504,297,020	1,968,586,401	0.318	160,684,572	317,383,158
					0	810,715,450	3,043,780	33,329,394	980,264,375	1,150,547,625	5,728,351,851	575,273,812	575,273,812	2,543,860,213	0.290	166,636,332	484,021,490
					966,414,964	3,104,656	33,985,982	1,159,155,227	1,331,078,773	7,057,430,624	665,539,386	665,539,386	3,209,399,600	0.263	175,257,321	659,278,811	
					0	1,061,810,950	3,166,749	34,770,904	1,267,396,604	1,415,001,396	8,472,432,020	707,500,698	707,500,698	3,916,900,298	0.239	169,370,442	828,648,854
					0	1,094,625,871	3,230,084	35,369,420	1,302,898,425	1,408,873,575	9,881,105,596	704,336,788	704,336,788	4,621,237,086	0.218	153,284,208	981,933,060
					0	1,136,513,361	3,294,686	36,078,808	1,348,381,605	1,411,266,395	11,282,371,991	705,633,198	705,633,198	5,326,870,283	0.198	139,605,768	1,121,538,826
					0	1,182,987,802	3,360,579	36,798,344	1,399,156,226	1,416,995,774	12,709,367,765	708,497,887	708,497,887	6,035,368,170	0.180	127,429,573	1,246,980,399
					0	1,237,149,556	3,427,791	37,837,145	1,458,873,442	1,428,868,558	14,138,034,323	714,333,279	714,333,279	6,749,701,449	0.164	118,799,199	1,365,787,598
					0	1,287,514,877	3,496,347	38,284,998	1,490,558,971	1,409,845,029	15,547,879,351	704,822,514	704,822,514	7,454,523,963	0.149	104,767,378	1,470,534,974
					0	1,281,674,207	3,566,274	39,050,698	1,503,984,629	1,371,115,071	16,918,794,422	685,557,538	685,557,538	8,140,081,499	0.135	92,639,781	1,563,174,735
					0	1,282,068,209	3,637,599	39,831,712	1,501,782,020	1,317,829,980	18,236,624,402	658,914,990	658,914,990	8,798,996,489	0.123	80,945,051	1,644,119,808
					0	1,275,822,815	3,710,351	40,739,658	1,492,200,323	1,258,639,877	19,495,264,080	629,319,839	629,319,839	9,428,318,328	0.112	70,281,280	1,714,401,080
					0	1,255,563,886	3,784,558	41,440,913	1,466,657,657	1,187,396,343	20,882,662,423	593,699,172	593,699,172	10,022,015,499	0.102	60,275,663	1,774,876,732
					0	1,230,765,246	3,860,249	42,269,731	1,436,310,476	1,114,333,524	21,796,995,946	557,186,782	557,186,782	10,579,182,281	0.092	51,424,262	1,826,101,014
					0	1,186,819,327	3,937,454	43,115,128	1,382,041,157	1,008,868,843	22,805,662,790	504,333,422	504,333,422	11,083,515,683	0.084	42,316,324	1,888,417,339
					0	1,099,997,970	4,016,203	44,097,914	1,285,057,087	906,062,913	23,711,725,702	453,031,456	453,031,456	11,536,547,139	0.076	34,556,190	1,902,973,529
					0	1,047,878,726	4,096,528	44,858,977	1,224,506,230	821,477,770	24,533,203,472	410,738,885	410,738,885	11,947,286,024	0.069	28,482,010	1,931,453,539
					0	1,013,798,395	4,178,458	45,754,118	1,185,043,469	755,956,531	25,289,160,002	377,978,285	377,978,285	12,325,264,289	0.063	23,827,528	1,955,283,065
					10,318,000,000	29,821,308,859	75,259,083	824,804,356	49,007,359,898	25,289,160,002		12,963,895,713	12,325,264,289			1,955,283,065	

IRR 29.82% 21.25% 10.22%
PIR 3.0584 0.4652

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3 มีการอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 4 ปี

Year	Oil production total (bbl/year)	ราคา (2000 \$/bbl)	สภาพทาง	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจและผลิต	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ		อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรล/วัน)	ค่าใช้จ่ายในการรวมหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายในการรวมอัดน้ำ		ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม	ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การดำเนินงาน	ส่วนขยายของกำไร				
								หลุมอัดน้ำใหม่	หลุมผลิตเดิม		INTANG	TANG	INTANG	TANG			2000000\$/หลุม	20000000\$/หลุม	ปี 1	ปี 2	ปี 3
				1.0000	150,000,000																
				1.0200		200,000,000															
				1.0404			420,000,000														
0	0	0	0	1.0612			25	0	0	0	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	0	0	2,000,000,000	
1	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.0824			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,000,000,000	
2	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.1041			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,000,000,000	
3	3,860,000	7,320,000,000	915,000,000	1.1282			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,000,000,000	2,000,000,000
4	3,650,000	7,300,000,000	912,500,000	1.1487			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,000,000,000	
5	229,516	459,032,000	22,951,800	1.1717			0	0	9	2,828,000	0	0	0	0	0	1,800,000	18,000,000	0	0		
6	275,880	551,760,000	27,588,000	1.1951			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
7	267,219	534,438,000	26,721,900	1.2190			0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
8	268,852	537,304,000	26,885,200	1.2434			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
9	301,958	603,918,000	30,195,900	1.2682			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
10	351,818	703,632,000	35,181,800	1.2936			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
11	466,347	932,694,000	46,634,700	1.3185			0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
12	622,875	1,245,750,000	62,287,500	1.3459			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
13	804,152	1,608,304,000	100,519,000	1.3728			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
14	1,022,194	2,044,388,000	127,774,250	1.4002			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
15	1,183,754	2,327,508,000	145,469,250	1.4282			0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
16	1,255,570	2,511,140,000	156,946,250	1.4568			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
17	1,335,974	2,671,948,000	166,996,750	1.4859			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
18	1,382,682	2,765,364,000	172,835,250	1.5157			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
19	1,391,310	2,782,820,000	173,913,750	1.5460			0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
20	1,359,250	2,718,500,000	169,908,250	1.5769			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
21	1,312,254	2,624,508,000	164,031,750	1.6084			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
22	1,237,420	2,474,840,000	154,677,500	1.6406			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
23	1,140,796	2,281,592,000	142,599,500	1.6734			0	0	0	2,835,200	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
24	1,060,368	2,120,776,000	132,548,500	1.7069			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
25	1,002,710	2,005,420,000	125,338,750	1.7410			0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
	32,862,718	65,725,438,000	5,884,483,150		0	0	0	0	0	55,224,000	1,200,000,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	1,800,000	18,000,000				

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์							ค่าใช้จายใน กรรมกรผลิตน้ำดิบ (8008/บาท)	ค่าใช้จายใน ประจุไฟฟ้า อุปกรณ์ไฟฟ้า สถานี	ค่าใช้จายใน กรรมกรผลิตน้ำ (108/บาท)	รวมราคาขาย ต่อปี	กำไร ต่อปี	ผลกำไรต่อคน	กำไรเงินบาท	กำไรต่อหลัก ค่าใช้จายทั้งหมด ต่อปี	ผลกำไรต่อคน หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรต่อหลัก ค่าใช้จายทั้งหมด (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรต่อคน (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	
ปี 5	ปี 6	ปี 7	ปี 8	ปี 9	ปี 10	ปี 11	รวม	2400000/ปี	108/1bb1 water						1.000				
									150,000,000	-150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.909	-136,363,636	-136,363,636		
									200,000,000	-200,000,000	-350,000,000	0	-200,000,000	-350,000,000	0.828	-165,260,256	-301,652,893		
									420,000,000	-420,000,000	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.751	-315,552,216	-617,205,106		
							2,060,000,000	0	0	0	3,260,000,000	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0	-3,260,000,000	-4,030,000,000	0.683	-2,226,623,664	-2,843,626,973
							2,060,000,000	2,370,526,430	0	0	5,343,026,430	1,956,973,570	-2,073,026,430	0	1,956,973,570	-2,073,026,430	0.621	1,215,126,616	-1,628,702,355
							2,060,000,000	2,417,936,959	0	0	5,390,436,959	1,909,563,041	-163,463,369	0	1,909,563,041	-163,463,369	0.564	1,077,866,554	-350,603,801
							2,060,000,000	2,473,052,673	0	0	5,448,052,673	1,871,947,327	1,708,483,938	854,241,969	1,017,705,356	854,241,969	0.513	522,243,787	-26,560,034
2,060,000,000							2,060,000,000	2,515,621,612	0	0	5,488,121,612	1,811,878,368	3,520,362,326	905,939,194	905,939,194	1,780,181,163	0.467	422,627,320	394,067,286
	3,600,000						3,600,000	161,348,745	2,811,863	30,791,209	223,303,536	235,728,464	3,756,090,790	117,864,232	1,678,045,395	0.424	48,965,940	444,053,226	
		3,600,000					3,600,000	197,821,283	2,668,222	31,467,033	263,264,538	268,475,482	4,044,566,252	144,237,731	144,237,731	2,022,283,126	0.386	55,609,689	499,663,115
			3,600,000				3,600,000	195,443,082	2,925,587	32,122,941	280,813,510	273,624,490	4,318,190,743	136,812,245	136,812,245	2,159,065,371	0.350	47,951,857	547,614,972
				3,600,000			3,600,000	200,420,997	2,984,098	32,675,877	266,546,172	270,757,828	4,568,948,571	135,378,914	135,378,914	2,294,474,285	0.319	43,135,894	590,750,867
					3,600,000		3,600,000	228,774,214	3,043,760	33,329,394	299,943,269	303,974,711	4,892,923,282	151,967,355	151,967,355	2,446,461,641	0.290	44,025,323	634,778,190
						0	0	273,066,906	3,104,656	33,995,982	345,349,144	358,282,656	5,251,206,137	179,141,428	179,141,428	2,625,603,069	0.263	47,173,537	661,949,726
						0	0	369,200,978	3,166,749	34,770,904	453,773,331	478,920,669	5,730,126,806	239,460,334	239,460,334	2,865,063,403	0.239	57,324,904	739,274,627
						0	0	502,964,645	3,230,084	35,389,420	603,871,649	641,878,351	6,372,005,158	320,939,176	320,939,176	3,186,002,579	0.218	69,645,715	809,120,342
						0	0	662,357,022	3,294,686	36,076,608	802,247,516	806,056,484	7,178,061,642	403,028,242	403,028,242	3,589,030,621	0.199	79,736,969	888,657,331
						0	0	858,791,026	3,360,579	36,798,344	1,026,724,200	1,017,863,800	8,195,725,441	508,831,900	508,831,900	4,097,862,721	0.180	91,517,890	960,375,221
						0	0	997,278,370	3,427,791	37,837,145	1,183,810,556	1,143,697,444	9,339,422,885	571,848,722	571,848,722	4,669,711,443	0.164	93,501,636	1,073,677,057
						0	0	1,097,477,042	3,496,347	38,284,998	1,296,204,637	1,214,935,363	10,554,358,246	607,467,662	607,467,662	5,277,179,124	0.149	90,296,200	1,164,173,257
						0	0	1,191,112,252	3,566,274	39,050,699	1,400,725,973	1,271,222,027	11,825,580,275	635,611,013	635,611,013	5,912,790,138	0.135	85,890,478	1,250,063,736
						0	0	1,257,410,743	3,637,599	39,631,712	1,473,715,304	1,291,646,696	13,117,226,971	645,624,346	645,624,346	6,556,614,486	0.123	79,126,921	1,329,400,657
						0	0	1,290,562,185	3,710,351	40,739,566	1,508,925,943	1,273,694,057	14,390,923,028	636,847,029	636,847,029	7,195,461,514	0.112	71,331,903	1,400,522,560
						0	0	1,286,040,195	3,784,558	41,440,913	1,501,171,918	1,217,328,084	15,608,251,113	608,684,042	608,684,042	7,804,125,556	0.102	61,794,981	1,462,317,540
						0	0	1,266,406,929	3,860,249	42,269,731	1,476,568,659	1,147,839,341	16,756,190,454	573,969,671	573,969,671	8,378,065,227	0.092	52,975,104	1,515,292,644
						0	0	1,216,071,202	3,937,454	43,115,126	1,419,601,262	1,055,038,718	17,811,229,172	527,519,359	527,519,359	8,905,614,586	0.084	44,261,751	1,559,554,395
						0	0	1,145,417,215	4,018,203	44,097,914	1,336,130,632	945,461,166	18,756,690,340	472,730,584	472,730,584	9,378,345,170	0.078	36,056,784	1,595,613,189
						0	0	1,065,977,162	4,096,526	44,856,977	1,267,479,166	853,296,834	19,609,987,173	426,648,417	426,648,417	9,804,993,567	0.069	29,565,230	1,625,198,419
						0	0	1,047,445,429	4,178,458	45,754,116	1,222,716,753	782,703,247	20,392,690,420	391,351,623	391,351,623	10,196,345,210	0.063	24,670,575	1,648,666,994
							10,318,000,000	26,311,543,296	72,502,237	794,416,697	45,332,745,580	20,392,690,420	10,196,345,210	10,196,345,210			1,648,666,994		

IRR 30.87% 21.82% 10.74%
PIR 2.5301 0.4094

รูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1 ไม่มีการลดน้ำ

Year	Oil production total (bbl/year)	ราคา BA (2000 \$/bbl)	ค่าภาคหลวง	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขุดเจาะ	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจและประเมินผล	ค่าใช้จ่ายในการรวบรวมและขนส่ง	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมฉีดน้ำ	อัตราการฉีดน้ำ (เปอร์เซ็นต์)	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน		ค่าใช้จ่ายในการรวบรวมและขนส่ง		ส่วนต่อทาวเวอร์						ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมัน (600\$/บาร์เรล)						
											INTANG	TANG	INTANG	TANG	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6		รวม					
				1.0000	100,000,000																						
				1.0200		150,000,000																					
				1.0404			240,000,000																				
0	0	0	0	1.0812				9	0	0	432,000,000	108,000,000	2,000,000,000	0	0	0	421,600,000							421,600,000	0		
1	1,441,614	2,883,627,600	180,226,725	1.0824				0	0	0	0	0	0	0	0	0		421,600,000							421,600,000	936,399,376	
2	772,670	1,545,339,000	96,583,688	1.1041				0	0	0	0	0	0	0	0	0			421,600,000						421,600,000	511,853,737	
3	628,536	1,257,077,000	62,853,850	1.1262				0	0	0	0	0	0	0	0	0				421,600,000						421,600,000	424,701,861
4	504,506	1,009,012,400	50,450,620	1.1487				0	0	0	0	0	0	0	0	0					421,600,000					421,600,000	347,711,429
5	402,808	805,616,800	40,280,830	1.1717				0	0	0	0	0	0	0	0	0									0	263,172,474	
6	322,805	645,610,400	32,280,520	1.1951				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	231,488,297		
7	262,397	524,794,000	26,239,700	1.2180				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	191,916,287		
8	214,603	429,205,000	21,460,250	1.2434				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	160,066,741		
9	177,826	355,652,000	17,782,600	1.2682				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	135,315,819		
10	148,687	297,773,000	14,868,650	1.2936				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	115,560,336		
11	126,742	253,483,000	12,674,150	1.3195				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	100,339,831		
12	108,495	216,989,000	10,849,450	1.3459				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	87,811,587		
13	94,330	188,660,000	9,433,000	1.3728				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	77,696,925		
14	82,943	165,888,000	8,294,300	1.4002				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	69,884,134		
15	73,210	146,420,000	7,321,000	1.4282				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	62,737,165		
16	63,996	127,995,000	6,399,750	1.4566				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	55,936,364		
17	55,833	111,666,000	5,583,300	1.4859				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	49,778,841		
18	48,544	97,088,000	4,854,400	1.5157				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	44,145,804		
19	42,183	84,365,000	4,218,250	1.5460				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	39,127,872		
20	36,316	72,635,000	3,631,750	1.5769				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	34,361,423		
21	31,297	62,533,000	3,129,850	1.6084				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	30,174,122		
22	26,796	53,592,000	2,679,600	1.6406				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	26,371,007		
23	22,884	45,767,000	2,288,350	1.6734				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	22,876,188		
24	19,277	38,554,000	1,927,700	1.7069				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	19,742,180		
25	16,126	32,252,000	1,612,600	1.7410				0	0	0	0	0	0	0	0	0								0	16,848,664		
	5,725,796	11,451,592,000	627,641,683								432,000,000	108,000,000	2,000,000,000	0	0	0									2,108,000,000	4,075,737,315	

ค่าใช้จ่าย ใน ปีที่ ลงทุน	ค่าใช้จ่าย ใน กรรม สิทธิ์ (10%/ บาท)	รวมภาษี เงิน ได้	กำไร สุทธิ	ผลกำไร รวม	ภาษี เงิน ได้	กำไร สุทธิ หลัง หัก ภาษี	ผลกำไร รวม หลัง หัก ภาษี	10% DISC FACTOR	กำไร สุทธิ หลัง หัก ภาษี รวม ผล กำไร รวม หลัง หัก ภาษี	ผลกำไร รวม หลัง หัก ภาษี รวม ผล กำไร รวม หลัง หัก ภาษี
								1.000		
		100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	-100,000,000	0.909	-90,909,091	-90,909,091
		150,000,000	-150,000,000	-250,000,000	0	-150,000,000	-250,000,000	0.820	-123,986,942	-214,876,033
		240,000,000	-240,000,000	-480,000,000	0	-240,000,000	-490,000,000	0.751	-180,315,552	-395,191,585
0	0	853,800,000	-853,800,000	-1,343,800,000	0	-853,800,000	-1,343,800,000	0.683	-583,020,285	-978,211,871
0	0	1,538,226,101	1,345,401,499	1,801,499	900,750	1,344,500,750	900,750	0.621	834,829,184	-143,382,686
0	0	1,030,037,425	515,301,575	517,103,075	257,850,788	257,850,788	258,551,537	0.564	145,437,153	2,054,468
0	0	909,155,713	347,921,287	885,024,362	173,980,844	173,980,844	432,512,181	0.513	89,289,317	91,323,783
0	0	819,782,045	189,250,355	1,054,274,717	94,825,178	94,825,178	527,137,359	0.467	44,143,344	135,467,127
0	0	323,453,304	482,183,296	1,536,438,013	241,081,848	241,081,848	768,219,007	0.424	102,242,153	237,709,279
0	0	283,749,777	381,860,823	1,918,298,838	190,930,311	190,930,311	959,149,318	0.388	73,611,900	311,321,180
0	0	218,155,987	308,638,013	2,224,936,849	153,319,008	153,319,008	1,112,488,324	0.350	53,737,378	385,058,556
0	0	181,558,991	247,848,009	2,472,582,858	123,823,004	123,823,004	1,236,291,329	0.319	39,453,825	404,512,381
0	0	153,098,419	202,553,581	2,675,138,238	101,278,790	101,278,790	1,337,568,119	0.290	29,336,279	433,848,860
0	0	130,448,988	167,324,012	2,842,460,250	83,882,008	83,882,008	1,421,230,125	0.263	22,030,821	455,879,481
0	0	113,013,781	140,469,219	2,982,929,470	70,234,810	70,234,810	1,491,484,735	0.239	16,813,807	472,693,088
0	0	98,461,037	118,527,963	3,101,457,432	59,283,981	59,283,981	1,550,728,716	0.218	12,897,569	485,590,657
0	0	87,129,925	101,530,075	3,202,987,507	50,785,037	50,785,037	1,801,493,753	0.198	10,043,592	495,634,249
0	0	77,878,434	87,907,566	3,290,895,072	43,953,783	43,953,783	1,845,447,536	0.180	7,905,474	503,539,723
0	0	70,058,145	78,381,855	3,367,258,928	38,180,928	38,180,928	1,883,628,464	0.164	6,242,867	509,782,810
0	0	62,339,114	85,855,888	3,432,912,814	32,827,943	32,827,943	1,716,456,607	0.149	4,879,665	514,662,274
0	0	55,362,241	56,303,759	3,489,216,573	28,151,880	28,151,880	1,744,808,287	0.135	3,804,180	518,468,454
0	0	49,000,304	48,087,898	3,537,304,289	24,043,848	24,043,848	1,768,852,135	0.123	2,953,690	521,420,144
0	0	43,348,222	41,018,778	3,578,323,047	20,509,389	20,509,389	1,789,181,523	0.112	2,290,451	523,710,595
0	0	37,993,173	34,841,827	3,612,964,873	17,320,913	17,320,913	1,808,482,437	0.102	1,758,516	525,469,111
0	0	33,300,772	29,232,228	3,642,197,101	14,816,114	14,816,114	1,821,098,551	0.092	1,349,009	528,818,120
0	0	29,058,807	24,835,393	3,666,732,494	12,287,897	12,287,897	1,833,386,247	0.084	1,029,327	527,847,448
0	0	25,284,548	20,502,452	3,687,234,946	10,251,228	10,251,228	1,843,617,473	0.078	781,940	528,829,388
0	0	21,869,890	16,884,110	3,704,119,056	8,442,055	8,442,055	1,852,059,528	0.069	585,400	529,214,788
0	0	18,458,054	13,793,946	3,717,913,002	6,898,973	6,898,973	1,858,958,501	0.063	434,781	529,649,567
0	0	7,733,878,998	3,717,913,002		1,858,958,501	1,858,958,501			529,649,567	

IRR 30.18% 25.23% 13.84%
PIR 1.3836 0.3942

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์					ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ ที่ดิน (6000/บาท)	ค่าใช้จ่ายใน อุปกรณ์การเดินน้ำ	ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์น้ำ (10B/บาท)	รวมรวมจาก	กำไร สุทธิ	ผลกำไรสะสม	ภาษีเงินได้ สุทธิ	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด สุทธิ	ผลกำไรสะสม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรสะสม (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)
ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม	50000B/M/S	10B/1bbi water							1.000			
							100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	-100,000,000	0.909	-90,909,091	-90,909,091	
							150,000,000	-150,000,000	-250,000,000	0	-150,000,000	-250,000,000	0.826	-123,966,942	-214,876,033	
							240,000,000	-240,000,000	-490,000,000	0	-240,000,000	-490,000,000	0.751	-180,315,552	-395,191,585	
				421,600,000	0	0	853,600,000	-853,600,000	-1,343,600,000	0	-853,600,000	-1,343,600,000	0.683	-583,020,285	-978,211,871	
				421,600,000	646,301,825	0	1,192,293,875	797,982,125	-545,617,875	0	797,982,125	-545,617,875	0.821	495,484,117	-482,727,754	
				421,600,000	155,191,873	0	600,218,853	-131,879,053	-677,296,926	0	-131,879,053	-677,296,926	0.564	-74,329,393	-557,057,147	
				423,200,000	279,328,394	583,081	4,948,105	750,176,850	76,608,550	-600,688,379	0	76,608,550	-600,688,379	0.513	39,312,299	-517,744,848
				423,200,000	288,349,164	574,343	5,031,243	758,992,300	77,758,700	-522,929,879	0	77,758,700	-522,929,879	0.467	36,275,007	-481,489,840
1,600,000				1,600,000	291,978,549	585,830	5,131,886	340,629,727	489,839,873	-33,088,806	0	489,839,873	-33,088,806	0.424	207,739,924	-273,729,917
	1,600,000			1,600,000	297,062,630	597,546	5,234,505	345,922,802	482,839,598	449,549,793	224,774,896	257,884,702	224,774,896	0.388	96,418,005	-174,311,911
		1,600,000		1,600,000	303,845,428	609,497	5,353,823	352,951,928	477,911,672	927,461,464	238,955,838	238,955,838	483,730,732	0.350	83,752,583	-90,559,348
			0	0	308,782,939	621,687	5,445,979	358,218,378	471,537,024	1,398,998,488	235,788,512	235,788,512	699,499,244	0.319	75,123,114	-15,438,235
				0	310,085,334	634,121	5,564,899	357,001,754	457,948,248	1,856,944,734	228,973,123	228,973,123	928,472,367	0.290	66,325,358	50,889,123
				0	301,402,325	648,803	5,665,997	348,547,425	430,098,575	2,287,043,309	215,049,288	215,049,288	1,143,521,655	0.263	58,629,199	107,518,322
				0	294,287,967	659,739	5,785,151	337,915,107	405,529,893	2,692,573,202	202,764,947	202,764,947	1,346,268,601	0.239	48,540,318	158,058,638
				0	288,445,465	672,934	5,894,903	328,485,503	380,958,497	3,073,531,700	190,479,249	190,479,249	1,536,785,850	0.218	41,453,834	197,512,472
				0	272,923,526	686,393	6,012,801	312,757,720	349,942,280	3,423,473,979	174,971,140	174,971,140	1,711,736,990	0.198	34,817,107	232,129,579
				0	261,355,201	700,121	6,133,057	299,296,729	322,870,271	3,748,344,250	161,435,135	161,435,135	1,873,172,125	0.180	29,035,528	281,165,107
				0	257,182,445	714,123	6,272,858	294,180,878	306,048,124	4,052,392,375	153,024,062	153,024,062	2,026,196,187	0.164	25,020,657	286,185,784
				0	258,300,880	728,406	6,380,833	298,075,468	297,231,532	4,349,623,906	148,815,766	148,815,766	2,174,811,953	0.149	22,090,787	308,276,551
				0	268,413,811	742,974	6,508,450	305,771,034	296,344,968	4,645,968,872	148,172,483	148,172,483	2,322,984,436	0.135	20,022,632	328,299,183
				0	265,523,373	757,833	6,638,619	302,117,474	281,835,526	4,927,604,398	140,917,763	140,917,763	2,463,902,199	0.123	17,311,180	345,610,383
				0	262,384,443	772,990	6,789,943	298,234,125	267,590,875	5,195,305,273	133,750,437	133,750,437	2,597,652,636	0.112	14,937,002	360,547,365
				0	258,189,859	788,450	6,906,819	293,173,677	252,801,323	5,447,906,595	126,300,661	126,300,661	2,723,953,298	0.102	12,822,750	373,370,115
				0	254,079,203	804,219	7,044,955	288,256,127	238,298,873	5,686,205,469	119,149,437	119,149,437	2,843,102,734	0.092	10,997,016	384,367,132
				0	247,389,587	820,303	7,185,854	280,505,845	222,092,355	5,908,297,824	111,046,178	111,046,178	2,954,146,912	0.084	9,317,380	393,684,511
				0	228,770,913	836,709	7,349,852	257,542,874	194,169,128	6,102,456,950	97,084,563	97,084,563	3,051,233,475	0.078	7,405,388	401,089,897
				0	196,403,534	853,443	7,478,183	228,105,990	161,351,010	6,283,817,960	80,675,505	80,675,505	3,131,908,980	0.069	5,584,310	406,684,207
				0	178,901,728	870,512	7,625,686	204,524,026	137,997,974	6,401,815,934	68,998,987	68,998,987	3,200,907,967	0.063	4,349,655	411,033,882
				2,118,000,000	6,973,819,795	18,242,057	142,380,185	11,069,896,066	6,401,815,934		3,200,907,967	3,200,907,967			411,033,882	

IRR 21.54% 15.96% 5.42%

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์					ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ (800B/บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์/การดำเนินงาน	ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ (10B/บาท)	รวมรายจ่าย	กำไร สุทธิ	ผลกำไรสะสม	กำไรเงิน บาท	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด	ผลกำไรสะสม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรสะสม (หลังหักค่าเงิน เปลี่ยนแปลง)
ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	รวม	500000B/M/S	10B/lbbl water							1.000			
							100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	-100,000,000	0.909	-90,909,091	-90,909,091	
							150,000,000	-150,000,000	-250,000,000	0	-150,000,000	-250,000,000	0.826	-123,566,942	-214,878,033	
							240,000,000	-240,000,000	-490,000,000	0	-240,000,000	-490,000,000	0.751	-180,315,552	-395,191,585	
				421,600,000	0	0	853,600,000	-853,600,000	-1,343,600,000	0	-853,600,000	-1,343,600,000	0.683	-583,020,285	-978,211,871	
				421,600,000	936,399,378	0	1,538,226,101	1,345,401,499	1,801,499	900,750	1,344,500,750	900,750	0.621	834,829,184	-143,382,888	
				421,600,000	511,853,737	0	1,030,037,425	515,301,575	517,103,075	257,850,788	257,850,788	258,551,537	0.564	145,437,153	2,054,466	
				421,600,000	424,701,863	0	909,155,713	347,921,287	865,024,362	173,960,644	173,960,644	432,512,181	0.513	89,269,317	91,323,783	
				423,200,000	147,301,500	574,343	5,031,243	588,279,556	-170,830,156	694,194,206	0	-170,830,156	261,682,025	0.487	-79,693,526	11,630,254
1,600,000				1,600,000	162,824,192	585,830	5,131,868	193,303,370	269,926,230	964,120,438	134,963,115	134,963,115	0.424	57,237,536	68,867,790	
	1,600,000			1,600,000	175,869,129	597,546	5,234,805	207,827,751	282,703,649	1,248,824,065	141,351,825	141,351,825	0.386	54,497,247	123,365,037	
		1,600,000		1,600,000	189,506,335	609,497	5,353,823	222,979,856	295,224,144	1,542,048,229	147,612,072	147,612,072	0.350	51,737,131	175,102,168	
			1,600,000	1,600,000	200,948,436	621,887	5,445,979	235,552,003	303,165,997	1,845,214,227	151,582,999	151,582,999	0.319	48,299,015	223,401,183	
				0	212,338,680	634,121	5,554,899	246,432,300	311,659,700	2,156,873,927	155,829,850	155,829,850	0.290	45,138,357	268,539,540	
				0	221,935,164	646,803	5,665,997	256,841,914	315,035,186	2,471,909,113	157,517,593	157,517,593	0.263	41,479,305	310,018,845	
				0	224,119,538	659,739	5,785,151	258,883,528	307,298,472	2,779,207,565	153,649,236	153,649,236	0.239	36,782,406	348,801,251	
				0	219,123,650	672,934	5,894,903	252,826,838	289,880,162	3,069,087,747	144,940,081	144,940,081	0.218	31,543,185	378,344,435	
				0	216,524,665	686,393	6,012,801	249,511,829	276,243,371	3,345,331,118	138,121,686	138,121,686	0.196	27,326,839	405,671,074	
				0	210,484,010	700,121	6,133,057	242,370,488	258,895,512	3,604,026,630	129,347,756	129,347,756	0.180	23,264,331	428,935,405	
				0	203,982,272	714,123	6,272,858	234,772,603	241,294,397	3,845,321,028	120,647,199	120,647,199	0.164	19,728,781	448,662,186	
				0	235,570,300	728,406	6,380,833	269,829,989	289,379,011	4,114,700,039	134,689,506	134,689,506	0.149	20,020,737	468,682,923	
				0	278,318,907	742,974	6,508,450	318,784,880	307,546,120	4,422,246,159	153,773,060	153,773,060	0.135	20,778,441	489,462,364	
				0	276,213,822	757,833	6,638,619	313,983,474	293,460,526	4,715,726,685	146,740,263	146,740,263	0.123	18,028,450	507,488,815	
				0	270,517,998	772,990	6,789,843	307,244,529	276,027,471	4,991,754,156	138,013,736	138,013,736	0.112	16,413,120	522,901,935	
				0	268,399,785	788,450	6,906,819	302,251,553	260,878,447	5,252,832,603	130,439,223	130,439,223	0.102	13,242,920	536,144,855	
				0	263,304,716	804,219	7,044,955	298,437,590	247,236,410	5,499,869,013	123,618,205	123,618,205	0.092	11,409,466	547,554,320	
				0	259,341,418	820,303	7,185,854	293,693,675	233,226,325	5,733,097,336	116,614,163	116,614,163	0.084	9,784,564	557,338,885	
				0	254,535,932	836,709	7,349,652	288,073,193	218,944,807	5,952,042,145	109,472,403	109,472,403	0.076	8,350,301	565,689,186	
				0	237,375,337	853,443	7,478,163	268,863,143	194,880,857	6,148,723,002	97,340,429	97,340,429	0.069	6,749,911	572,439,097	
				0	209,279,118	870,512	7,625,686	237,609,416	162,872,584	6,309,595,586	81,436,292	81,436,292	0.063	5,133,696	577,572,793	
				2,116,000,000	6,606,767,897	15,878,976	137,434,058	10,917,392,414	8,306,595,586	3,240,212,871	3,069,382,715			877,572,793		

IRR 33.01% 22.74% 11.50%

PIR 2.2844 0.4299

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์							ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ ที่ดิน (500\$/ไร่/ตร.)	ค่าใช้จ่ายใน อุปกรณ์การขุดเจาะ	ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์น้ำ (10\$//bbl water)	รวมรายจ่าย	กำไร สุทธิ	ผลกำไรสะสม	กำไรเงินได้ สุทธิ	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด สุทธิ	ผลกำไรสะสม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก ค่าใช้จ่ายทั้งหมด (หลังหักค่าเงิน เฟ้อ)	ผลกำไรสะสม (หลังหักค่าเงิน เฟ้อ)		
ปีที่ 6	ปีที่ 7	ปีที่ 8	ปีที่ 9	ปีที่ 10	ปีที่ 11	รวม	500000\$/ไร่	10\$//bbl water							1.000					
									100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	-100,000,000	0.909	-90,909,091	-90,909,091			
									150,000,000	-150,000,000	-250,000,000	0	-150,000,000	-250,000,000	0.828	-123,968,942	-214,878,033			
									240,000,000	-240,000,000	-490,000,000	0	-240,000,000	-490,000,000	0.751	-180,315,552	-395,191,585			
						421,800,000	0	0	853,600,000	-853,600,000	-1,343,600,000	0	-853,600,000	-1,343,600,000	0.683	-583,020,285	-978,211,871			
						421,800,000	882,390,046	0	1,484,216,771	1,399,410,829	55,810,829	27,905,415	1,371,505,415	27,905,415	0.621	851,598,957	-128,614,914			
						421,800,000	482,331,209	0	1,000,514,896	544,824,104	600,834,933	272,412,052	272,412,052	300,317,467	0.584	153,789,502	27,154,587			
						421,800,000	400,208,051	0	884,659,901	372,417,099	973,052,033	186,208,550	186,208,550	486,528,018	0.513	95,554,420	122,708,018			
						421,800,000	327,856,241	0	799,706,861	209,305,539	1,182,357,571	104,852,789	104,852,789	591,178,786	0.467	48,821,289	171,530,308			
1,600,000						1,600,000	110,421,881	541,216	4,741,053	134,772,900	198,802,100	1,380,959,671	99,301,050	99,301,050	0.600	479,835	800,479,835	0.424	42,113,339	213,643,644
	1,600,000					1,600,000	121,898,869	552,040	4,835,874	147,287,813	220,736,787	1,801,696,456	110,368,393	110,368,393	800,848,228	0.386	42,551,793	258,195,430		
		1,600,000				1,600,000	135,841,196	563,081	4,946,105	182,824,832	238,660,368	1,840,356,825	119,330,184	119,330,184	920,178,413	0.350	41,824,501	298,019,939		
			1,600,000			1,600,000	146,881,425	574,343	5,031,243	175,398,532	250,831,868	2,091,188,694	125,415,934	125,415,934	1,045,594,347	0.319	39,961,382	337,981,321		
				1,600,000		1,600,000	158,215,493	585,830	5,131,868	188,039,091	282,078,909	2,353,287,603	131,039,455	131,039,455	1,176,633,801	0.290	37,957,462	372,938,783		
					0	0	168,475,068	597,546	5,234,505	197,802,519	272,105,481	2,625,373,084	136,052,740	136,052,740	1,312,886,542	0.263	35,826,939	411,785,722		
						0	179,361,132	609,487	5,353,823	209,847,553	280,614,447	2,905,987,531	140,307,223	140,307,223	1,452,993,765	0.239	33,586,434	445,354,156		
						0	183,608,960	621,687	5,445,979	214,288,276	277,944,724	3,183,932,254	138,972,362	138,972,362	1,591,966,127	0.218	30,244,435	475,598,591		
						0	181,992,190	634,121	5,554,899	212,097,810	268,234,190	3,450,166,444	133,117,095	133,117,095	1,725,083,222	0.198	28,336,506	501,935,098		
						0	180,891,613	646,803	5,685,997	210,510,263	255,606,737	3,705,773,181	127,803,369	127,803,369	1,852,886,591	0.180	22,966,559	524,921,658		
						0	178,862,340	659,739	5,795,151	207,909,780	243,941,226	3,949,714,401	121,970,810	121,970,810	1,974,857,201	0.164	19,943,169	544,864,827		
						0	173,515,672	672,934	5,894,903	201,570,959	228,178,041	4,177,892,442	114,089,020	114,089,020	2,088,946,221	0.149	16,958,806	561,823,433		
						0	194,650,854	688,393	6,012,801	224,982,149	247,659,851	4,425,552,294	123,829,926	123,829,926	2,212,778,147	0.135	18,733,209	578,558,641		
						0	249,575,110	700,121	6,133,057	286,114,488	308,009,512	4,733,561,805	154,004,756	154,004,756	2,366,780,903	0.123	18,918,864	597,475,508		
						0	257,874,859	714,123	6,272,858	294,954,090	306,890,910	5,040,452,716	153,445,455	153,445,455	2,520,226,358	0.112	17,138,508	614,612,011		
						0	254,151,198	728,406	6,380,833	290,338,637	291,187,363	5,331,640,079	145,593,682	145,593,682	2,665,820,040	0.102	14,781,488	629,393,497		
						0	251,826,626	742,974	6,508,450	287,323,399	277,583,601	5,609,223,680	138,791,801	138,791,801	2,804,611,840	0.092	12,809,928	642,203,425		
						0	248,639,910	757,833	6,638,619	283,377,492	263,444,538	5,872,968,216	131,722,269	131,722,269	2,936,334,109	0.084	11,052,217	653,255,641		
						0	245,628,980	772,990	6,789,943	279,672,293	249,935,707	6,122,803,925	124,967,854	124,967,854	3,061,301,963	0.078	9,532,258	662,787,900		
						0	240,108,932	788,450	6,906,819	273,181,950	234,373,050	6,356,976,975	117,186,525	117,186,525	3,178,488,487	0.069	8,126,108	670,914,008		
						0	227,525,030	804,219	7,044,955	258,950,403	212,573,597	6,569,550,572	106,286,798	106,286,798	3,284,775,286	0.063	6,700,257	677,614,263		
						2,116,000,000	6,182,330,864	13,954,346	122,319,738	10,253,941,428	6,589,550,572		3,284,775,286	3,284,775,286			677,614,263			

IRR 36.34% 25.54% 14.13%
PIR 2.4448 0.5043

รูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2 มีการอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตไวแล้ว 4 ม

Year	Oil production total (bbl/year)	รายได้ (2000 B/bbl)	ค่าทางเศรษฐศาสตร์	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจและธรณีฟิสิกส์	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจหลุมประเมินผล	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ		อัตราการตัดเข้า (บาร์เรลต่อวัน)	ค่าใช้จ่ายในภาคการผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการเพิ่มผลผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์การทำหลุมอัดน้ำ	ขนาดตามเวลาที่						
									หลุมอัดน้ำใหม่	หลุมผลิตเดิม		INTANG	TANG		INTANG	TANG		ปี 1	ปี 2	ปี 3	ปี 4	ปี 5	ปี 6	
				1.0000	100,000,000																			
				1.0200		150,000,000																		
				1.0404			240,000,000																	
0	0	0	0	1.0812			0	0	0	0	432,000,000	108,000,000	2,000,000,000	0	0	0	0	421,600,000						
1	1,164,169	2,328,337,200	145,521,075	1.0824			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421,600,000						
2	543,342	1,086,724,000	54,336,200	1.1041			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	421,600,000						
3	451,808	903,212,400	45,180,620	1.1262			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		421,600,000					
4	378,505	757,010,400	37,850,520	1.1487			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0			421,600,000				
5	317,940	635,880,000	31,794,000	1.1717			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0				421,600,000			0
6	267,840	535,279,000	26,783,950	1.1951			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
7	89,961	179,921,600	8,996,080	1.2190			0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0							
8	114,997	229,993,000	11,499,850	1.2434			0	0	4	438,000	0	0	0	0	0	800,000	8,000,000							
9	133,509	267,138,400	13,356,920	1.2682			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
10	151,979	303,957,600	15,197,880	1.2936			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
11	172,785	345,528,000	17,278,450	1.3195			0	0	0	438,200	0	0	0	0	0	0	0							
12	203,671	527,342,000	20,367,100	1.3459			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
13	416,347	836,694,000	41,634,720	1.3728			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
14	450,895	901,789,000	45,089,450	1.4002			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
15	431,003	862,008,000	43,100,300	1.4282			0	0	0	439,200	0	0	0	0	0	0	0							
16	398,359	792,718,000	39,835,900	1.4569			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
17	364,893	729,786,000	36,489,300	1.4859			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
18	337,871	675,741,000	33,787,050	1.5157			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
19	314,367	628,733,000	31,436,650	1.5460			0	0	0	439,200	0	0	0	0	0	0	0							
20	339,438	678,875,000	33,943,750	1.5769			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
21	151,886	303,376,000	15,188,800	1.6084			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
22	179,407	358,813,000	17,940,650	1.6408			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
23	180,879	321,357,000	18,087,850	1.6734			0	0	0	439,200	0	0	0	0	0	0	0							
24	146,125	292,250,000	14,612,500	1.7069			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
25	134,747	269,494,000	13,474,700	1.7410			0	0	0	438,000	0	0	0	0	0	0	0							
	7,675,979	15,751,957,000	818,702,065							7,888,800	432,000,000	108,000,000	2,000,000,000	0	0	800,000	8,000,000							

ค่าเสื่อมราคาอุปกรณ์										ค่าใช้จ่ายในการรวมแผ่นดินไหว (8000/บาท/ตร.)	ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์การวัดน้ำ	ค่าใช้จ่ายในการรวมระดับน้ำ (108/บาท/ตร.)	รวมราคาจ้าง	ค่าวัสดุ	ค่าค่าใช้สอย	ค่าใช้สอยในงวด	ค่าใช้สอยทั้งหมด	ค่าใช้สอยทั้งหมด	10% DISC FACTOR	ค่าใช้สอยทั้งหมด (หลังหักค่าเสื่อม)	ค่าใช้สอยทั้งหมด (หลังหักค่าเสื่อม)	
ปี 7	ปี 8	ปี 9	ปี 10	ปี 11			บาท	5000000/ปี	108/1tbl water											1.000		
												100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	-100,000,000	0.809	-90,909,091		-90,909,091	
												150,000,000	-150,000,000	-250,000,000	0	-150,000,000	-250,000,000	0.826	-123,968,942		-214,878,033	
												240,000,000	-240,000,000	-490,000,000	0	-240,000,000	-490,000,000	0.751	-180,315,552		-389,191,585	
							421,600,000	0	0	0	853,600,000	-853,600,000	-1,343,600,000	0	-853,600,000	-1,343,600,000	0.883	-583,020,285		-978,211,871		
							421,600,000	712,471,183	0	0	1,279,592,258	1,048,744,942	-294,855,058	0	1,048,744,942	-294,855,058	0.821	651,188,097		-327,023,774		
							421,600,000	339,188,295	0	0	815,124,495	271,599,505	-23,255,553	0	271,599,505	-23,255,553	0.584	153,310,840		-173,712,934		
							421,600,000	287,548,887	0	0	754,309,487	148,902,913	125,847,360	62,823,680	88,079,233	62,823,680	0.513	44,172,257		-129,540,677		
							421,600,000	245,823,721	0	0	705,274,241	51,738,159	177,383,519	25,868,080	25,868,080	88,691,750	0.487	12,067,650		-117,473,027		
							0	210,618,870	0	0	242,412,870	393,467,130	570,850,848	198,733,565	198,733,565	28,425,324	0.424	83,434,236		-34,038,790		
0							0	177,297,380	0	0	204,061,330	331,217,670	902,068,318	165,608,835	165,608,835	451,034,159	0.386	63,849,375		79,810,585		
0							0	60,786,283	0	0	69,782,363	110,139,237	1,012,207,555	55,069,618	55,069,618	506,103,777	0.350	19,301,565		49,112,150		
	1,800,000						1,800,000	79,256,899	574,343	5,031,243	96,782,135	131,230,865	1,143,438,420	65,815,433	65,815,433	571,719,210	0.319	20,907,000		70,019,249		
		1,800,000					1,800,000	93,899,584	585,830	5,131,868	114,573,181	152,565,219	1,296,003,638	76,282,609	76,282,609	648,001,819	0.290	22,096,355		92,115,603		
			1,800,000				1,800,000	108,977,241	597,548	5,234,505	131,807,172	172,350,428	1,488,354,086	88,175,214	88,175,214	734,177,033	0.283	22,892,627		114,808,231		
				1,800,000			1,800,000	128,359,377	609,497	5,353,823	151,199,148	194,329,852	1,662,883,918	97,164,928	97,164,928	831,341,959	0.259	23,260,511		138,068,741		
					1,800,000		1,800,000	198,705,048	621,687	5,445,979	230,739,815	296,602,185	1,959,286,103	148,301,093	148,301,093	979,643,052	0.218	32,274,639		170,343,380		
						0	318,339,242	634,121	5,554,899	368,362,982	470,331,418	2,429,817,521	235,165,709	235,165,709	1,214,808,781	0.198	46,526,282		218,869,862			
						0	349,068,069	646,803	5,685,997	401,370,319	500,418,681	2,930,036,202	250,209,340	250,209,340	1,465,018,101	0.180	45,002,349		261,872,011			
						0	341,219,583	659,739	5,795,151	390,774,773	471,231,227	3,401,267,429	235,615,613	235,615,613	1,700,833,714	0.164	38,525,036		300,397,047			
						0	320,068,217	672,634	5,894,903	368,271,955	426,446,045	3,827,713,474	213,223,023	213,223,023	1,913,856,737	0.149	31,604,244		332,091,290			
						0	300,551,937	686,393	6,012,801	343,740,431	386,045,569	4,213,759,043	193,022,785	193,022,785	2,106,879,522	0.135	26,083,278		358,174,569			
						0	283,860,161	700,121	6,133,057	324,480,389	351,260,611	4,565,019,654	175,630,305	175,630,305	2,282,809,827	0.123	21,575,478		378,750,045			
						0	269,395,664	714,123	6,272,858	307,819,295	320,913,705	4,885,933,359	160,458,852	160,458,852	2,442,968,679	0.112	17,919,526		397,869,571			
						0	296,697,805	728,408	6,380,833	337,750,794	341,124,206	5,227,057,565	170,562,103	170,562,103	2,613,528,782	0.102	17,316,420		414,985,990			
						0	135,240,233	742,874	6,508,450	157,860,456	145,715,544	5,372,773,108	72,857,772	72,857,772	2,686,366,554	0.092	6,724,481		421,710,471			
						0	163,152,236	757,833	6,638,619	168,489,336	170,323,662	5,543,096,770	85,161,831	85,161,831	2,771,548,385	0.084	7,145,542		428,856,013			
						0	149,043,417	772,990	6,789,943	172,674,199	148,882,801	5,691,779,571	74,341,400	74,341,400	2,845,889,786	0.078	5,670,590		434,526,603			
						0	138,254,643	788,450	6,906,819	160,562,411	131,687,589	5,823,467,180	65,843,794	65,843,794	2,911,733,580	0.069	4,565,829		439,092,432			
						0	130,039,256	804,219	7,044,955	151,363,130	118,130,870	5,941,598,029	59,065,435	59,065,435	2,970,799,015	0.063	3,723,450		442,815,882			
							2,118,000,000	5,634,762,193	12,298,008	107,786,704	9,810,358,971	5,941,598,029		2,970,799,015	2,970,799,015				442,815,882			

IRR 24.43% 18.37% 7.61%
 PIR 2.2111 0.3206

แผนเดือนจากอุปกรณ์							ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ ที่ดิน (800\$/บาท)	ค่าใช้จ่ายใน อุปกรณ์การ ผลิต	ค่าใช้จ่ายใน กรรมสิทธิ์ ที่ดิน (10\$/บาท)	รวมรายจ่าย	กำไรสุทธิ	ผลกำไรรวม	ภาษีเงินได้ รวม	กำไรสุทธิ ก่อน หักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรสุทธิ ก่อน หักภาษี (หลัง หักเงิน เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรรวม (หลัง หักเงิน เปลี่ยนแปลง)
ปี 11	ปี 12	ปี 13	ปี 14	ปี 15	ปี 16	รวม								1.000			
									10,000,000	-10,000,000	-10,000,000	0	-10,000,000	-10,000,000	0.909	-9,090,909	-9,090,909
									20,000,000	-20,000,000	-30,000,000	0	-20,000,000	-30,000,000	0.826	-16,528,926	-25,819,835
									40,000,000	-40,000,000	-70,000,000	0	-40,000,000	-70,000,000	0.751	-30,052,567	-55,872,427
						4,400,000	0	0	52,400,000	-52,400,000	-122,400,000	0	-52,400,000	-122,400,000	0.683	-35,789,905	-91,462,332
						4,400,000	35,557,896	0	45,432,896	84,067,104	-58,332,896	0	84,067,104	-58,332,896	0.621	39,780,631	-51,881,701
						4,400,000	38,171,920	0	48,032,257	63,174,483	4,841,587	2,420,793	60,753,890	2,420,793	0.564	34,293,674	-17,387,827
						4,400,000	26,530,760	0	34,857,186	43,671,334	48,512,921	21,835,667	21,835,667	24,256,460	0.513	11,205,150	-6,162,677
						4,400,000	21,024,015	0	28,474,460	32,534,440	81,047,361	16,267,220	16,267,220	40,523,650	0.467	7,588,778	1,406,101
						8,800,000	55,775,244	0	168,509,183	-9,830,403	71,216,958	0	-9,830,403	30,693,277	0.424	-4,169,051	-2,762,950
						8,800,000	42,551,067	0	57,265,228	61,397,592	132,814,550	30,698,796	30,698,796	61,392,073	0.386	11,835,715	9,072,765
						8,800,000	36,060,525	0	49,790,890	48,816,410	181,430,950	24,408,205	24,408,205	65,800,278	0.350	8,554,927	17,627,892
						13,200,000	36,481,676	0	102,549,139	-4,799,679	176,631,062	0	-4,799,679	81,000,400	0.319	-1,529,389	16,098,303
						13,200,000	29,431,453	0	46,499,203	30,855,797	207,486,876	15,427,696	15,427,696	96,428,296	0.290	4,468,913	20,567,216
8,800,000						8,800,000	38,369,084	0	100,112,509	-1,244,009	208,242,869	0	-1,244,009	95,184,289	0.263	-327,586	20,239,629
	8,800,000					8,800,000	31,517,339	0	44,298,373	35,322,307	241,565,176	17,661,154	17,661,154	112,645,443	0.239	4,227,940	24,467,569
		8,800,000				8,800,000	26,179,938	0	38,221,949	26,818,311	268,183,487	13,309,156	13,309,156	126,154,596	0.218	2,896,460	27,364,029
			4,400,000			4,400,000	21,910,484	0	28,970,584	24,231,416	292,414,904	12,119,706	12,119,706	138,270,306	0.198	2,397,028	29,761,057
				4,400,000		4,400,000	18,455,403	0	25,052,096	18,881,764	311,296,668	9,440,882	9,440,882	147,711,188	0.180	1,698,026	31,459,063
					0	0	15,838,337	0	17,463,225	19,034,535	330,331,203	9,517,268	9,517,268	157,226,456	0.164	1,356,149	33,015,232
						0	13,258,033	0	14,774,826	15,560,920	345,892,123	7,780,460	7,780,460	165,006,916	0.149	1,156,516	34,171,748
						0	11,539,856	0	12,834,188	13,052,452	358,944,575	6,526,226	6,526,226	171,535,142	0.133	861,893	35,053,640
						0	10,814,169	0	11,781,331	11,561,909	370,506,484	5,780,955	5,780,955	177,316,096	0.123	710,167	35,763,807
						0	9,968,674	0	11,065,518	10,471,362	380,977,846	5,235,681	5,235,681	182,551,778	0.112	584,711	36,348,516
						0	9,366,802	0	10,356,583	9,443,037	390,420,884	4,721,519	4,721,519	187,273,296	0.102	479,355	36,827,874
						110,000,000	526,402,491	0	1,016,761,616	390,420,884		203,147,587	187,273,296			36,827,874	

IRR 26.69% 18.37% 7.61%

PIR 1.53 0.30

ส่วนประกอบของมูลค่าปัจจุบันสุทธิ												ค่าใช้จ่ายใน กรรมมาผลัด ต้นปี (5000/บาท)	ค่าใช้จ่ายใน ปีที่แรก ปฏิทินการวัดน้ำ	ค่าใช้จ่ายใน กรรมมาผลัด ต้นปี (100/บาท)	รวมรวมจ่าย	กำไร	ผลกำไรรวม	กำไรเงินได้	กำไรหลังหัก หักภาษี	ผลกำไรรวม หลังหักภาษี	10% DISC FACTOR	กำไรหลังหัก หักภาษี (มูลค่า คำนวณ เปลี่ยนแปลง)	ผลกำไรรวม (มูลค่า คำนวณ เปลี่ยนแปลง)
ปี 10	ปี 11	ปี 12	ปี 13	ปี 14	ปี 15	ปี 16	ปี 17	ปี 18	ปี 19	ปี 20	รวม		30000000/ปี	100/1bbl water						1.000			
															10,000,000	-10,000,000	-10,000,000	0	-10,000,000	-10,000,000	0.909	-9,090,909	-9,090,909
															20,000,000	-20,000,000	-30,000,000	0	-20,000,000	-30,000,000	0.826	-16,528,926	-25,618,835
															40,000,000	-40,000,000	-70,000,000	0	-40,000,000	-70,000,000	0.751	-30,052,582	-55,672,427
											4,400,000	0	0	0	52,400,000	-52,400,000	-122,400,000	0	-52,400,000	-122,400,000	0.683	-35,789,905	-91,462,332
											4,400,000	35,557,896	0	0	45,432,896	84,067,104	-58,332,896	0	64,067,104	-58,332,896	0.621	39,780,631	-51,661,701
											4,400,000	36,171,920	0	0	46,032,257	83,174,483	4,841,587	2,420,793	80,753,890	2,420,793	0.564	34,293,874	-17,367,627
											4,400,000	26,530,760	0	0	34,857,186	43,671,334	48,512,921	21,835,667	21,835,667	24,256,460	0.513	11,205,150	-6,182,677
											4,400,000	21,024,015	0	0	26,474,460	32,534,440	81,047,361	16,267,220	16,267,220	40,523,840	0.467	7,586,778	1,406,101
											8,800,000	55,775,244	0	0	166,509,163	-9,830,403	71,216,166	0	-9,830,403	30,693,277	0.424	-4,169,051	-2,782,950
											8,800,000	42,551,087	0	0	57,285,228	61,397,582	132,614,850	30,698,796	30,698,796	61,392,073	0.386	11,831,715	6,072,765
											8,800,000	36,060,525	0	0	49,790,890	48,816,410	181,430,960	24,408,205	24,408,205	85,600,279	0.350	6,554,927	17,827,692
											13,200,000	38,461,676	0	0	102,549,139	-4,799,879	176,631,062	0	-4,799,879	81,000,400	0.319	-1,529,389	18,066,303
13,200,000											13,200,000	29,431,453	0	0	46,499,203	30,855,797	207,486,878	15,427,898	15,427,898	91,428,298	0.290	4,468,913	20,567,216
	8,800,000										8,800,000	38,369,084	0	0	100,112,509	-1,244,000	208,242,869	0	-1,244,000	95,184,289	0.263	-327,586	20,239,629
		8,800,000									8,800,000	31,517,339	0	0	44,298,373	35,322,307	241,565,176	17,661,154	112,645,443	0.239	4,227,940	24,467,569	
			8,800,000								8,800,000	26,179,936	0	0	36,221,949	26,616,311	268,183,487	13,309,156	13,309,156	129,154,596	0.218	2,896,480	27,364,029
				4,400,000							4,400,000	21,910,484	0	0	26,970,584	24,231,416	292,414,904	12,115,708	12,115,708	135,270,306	0.196	2,397,026	29,761,057
					6,400,000						6,400,000	24,416,970	4,200,724	1,022,176	39,146,152	16,979,468	311,394,372	9,489,734	9,489,734	147,760,041	0.180	1,708,812	31,467,869
						2,000,000					2,000,000	26,827,769	4,284,739	1,045,476	37,268,603	25,323,777	336,718,149	12,661,888	12,661,888	160,421,929	0.164	2,070,320	33,538,188
							2,000,000				2,000,000	26,553,006	4,370,434	1,063,472	37,024,712	23,731,288	360,449,438	11,865,644	11,865,644	172,267,573	0.149	1,763,752	35,301,842
								2,000,000			2,000,000	25,941,521	4,457,842	1,064,742	36,393,755	21,799,245	382,248,683	10,899,623	10,899,623	163,187,198	0.135	1,472,872	36,774,814
									2,000,000		2,000,000	25,230,897	4,546,999	1,106,436	35,858,789	19,830,331	402,079,014	9,915,166	9,915,166	191,102,361	0.123	1,218,038	37,692,852
										0	0	24,553,481	4,637,939	1,131,657	32,970,102	19,670,396	422,049,412	9,965,199	9,965,199	203,067,560	0.112	1,115,129	39,107,961
											0	23,716,350	4,730,698	1,151,136	32,104,820	18,028,051	440,077,463	9,014,026	9,014,026	212,101,586	0.102	915,154	40,023,135
											120,000,000	614,781,413	31,229,375	7,605,096	1,164,020,797	440,077,463		227,975,877	212,101,586			40,023,135	

IRR 26.84% 18.62% 7.83%
PIR 1.7329 0.3270

ค่าเสื่อมค่าอุปกรณ์													ค่าเสื่อมค่า ถาวร (6008/บาท)	ค่าเสื่อมค่า ปรับปรุง สภาพ (108/บาท)	รวม บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	
ปี 9	ปี 10	ปี 11	ปี 12	ปี 13	ปี 14	ปี 15	ปี 16	ปี 17	ปี 18	ปี 19	ปี 20	รวม	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	บาท	
														3000000	108/													
														10,000,000	-10,000,000	-10,000,000	0	-10,000,000	-10,000,000	0.909	-9,090,909	-9,090,909						
														20,000,000	-20,000,000	-30,000,000	0	-20,000,000	-30,000,000	0.826	-16,528,928	-25,819,835						
														40,000,000	-40,000,000	-70,000,000	0	-40,000,000	-70,000,000	0.751	-30,052,592	-55,872,427						
												4,400,000		52,400,000	-52,400,000	-122,400,000	0	-52,400,000	-122,400,000	0.683	-35,789,905	-81,462,332						
												4,400,000		45,432,896	84,067,104	-58,332,896	0	84,067,104	-58,332,896	0.621	39,790,631	-51,681,701						
												4,400,000		46,032,257	83,174,483	4,841,587	2,420,793	80,753,690	2,420,793	0.584	34,293,874	-17,387,827						
												4,400,000		34,857,186	43,671,334	48,512,921	21,835,667	21,835,667	24,256,480	0.513	11,205,150	-6,182,877						
												4,400,000		28,474,460	32,534,440	81,047,361	16,267,220	16,267,220	40,523,680	0.467	7,588,778	1,408,101						
												8,800,000		198,509,183	-9,830,403	71,216,958	0	-9,830,403	30,893,277	0.424	-4,169,051	-2,762,950						
												8,800,000		57,285,228	61,397,592	132,614,550	30,698,796	30,698,796	61,392,073	0.368	11,835,715	9,072,785						
												8,800,000		49,790,890	48,818,410	181,430,960	24,408,205	24,408,205	85,800,278	0.350	8,554,927	17,627,892						
												13,200,000		102,549,139	-4,799,879	178,631,082	0	-4,799,879	81,000,400	0.319	-1,529,389	18,098,303						
												13,200,000		46,499,203	30,855,797	207,486,878	15,427,898	15,427,898	96,428,298	0.290	4,468,913	20,567,216						
												8,800,000		100,112,509	-1,244,009	206,242,869	0	-1,244,009	95,184,269	0.263	-327,588	20,239,829						
												8,800,000		44,298,373	35,322,307	241,565,176	17,661,154	17,661,154	112,845,443	0.239	4,227,940	24,487,569						
												8,800,000		36,221,949	26,618,311	268,183,487	13,309,156	13,309,156	126,154,598	0.218	2,896,480	27,364,029						
												4,400,000		28,970,584	24,231,418	292,414,904	12,115,708	12,115,708	138,270,306	0.198	2,397,028	29,761,057						
												8,000,000		28,005,439	4,200,724	1,022,176	78,561,745	-9,893,625	282,521,278	0	-9,893,625	128,378,681	0.180	-1,779,453	27,981,602			
												3,600,000		31,573,974	4,284,739	1,045,476	44,188,658	29,500,722	312,022,000	14,750,361	14,750,361	143,127,042	0.164	2,411,802	30,393,403			
												3,600,000		30,224,369	4,370,434	1,063,472	42,716,119	26,440,381	338,452,381	13,220,190	13,220,190	156,347,232	0.149	1,965,097	32,358,501			
												3,600,000		28,512,635	4,457,842	1,084,742	40,853,250	23,107,370	381,569,751	11,553,665	11,553,665	187,900,917	0.135	1,581,256	33,919,737			
												3,600,000		28,936,422	4,548,996	1,106,436	39,151,858	20,088,142	381,857,894	10,044,071	10,044,071	177,944,949	0.123	1,233,874	35,153,630			
												0		25,589,773	4,637,939	1,131,657	34,118,113	21,056,767	402,714,861	10,528,384	10,528,384	188,473,372	0.112	1,175,790	36,329,421			
												0		24,274,393	4,730,696	1,151,136	32,721,852	18,590,640	421,305,308	9,295,324	9,295,324	197,788,696	0.102	943,713	37,273,134			
												128,000,000		632,658,443	31,229,375	7,605,096	1,223,745,452	421,305,308		223,536,612	197,788,696							

MPA 26.89% 18.33% 7.57%

PUR 1.6168 0.3045

ประวัติผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร เกิดเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2496 ที่จังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษามัธยมศึกษาตอนปลายที่โรงเรียนเบญจมหาราชจังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิตวิศวกรรมโยธาที่มหาวิทยาลัยขอนแก่นในปี พ.ศ. 2518 ได้สอบชิงทุนกรมทรัพยากรธรณีไปศึกษาต่อในสาขาวิศวกรรมปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2519 ที่มหาวิทยาลัย New Mexico Tech. ประเทศสหรัฐอเมริกา และย้ายการศึกษาไปที่มหาวิทยาลัย The University of Oklahoma สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมปิโตรเลียมมหาบัณฑิตในปี พ.ศ.2520 เริ่มปฏิบัติราชการที่กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี ตั้งแต่ พ.ศ. 2521 โดยดำรงตำแหน่งวิศวกรปิโตรเลียม 3-7 ผู้ชำนาญการ และผู้ชำนาญการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั่วประเทศ กำหนดปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่วประเทศ กำหนดเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบและกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน้าที่รับผิดชอบ กลั่นกรองขกเว้นภาษี การนำเข้า อุปกรณ์สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม กลั่นกรองอนุญาตให้ชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ติดตามและดูแลควบคุมการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ และตั้งแต่ พ.ศ. 2543 ดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 และดำรงตำแหน่งรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตั้งแต่ พ.ศ. 2544 ถึงปัจจุบัน

สถานที่ติดต่อ สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 111 ถนนมหาวิทยาลัย ตำบลสุรนารี อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์ (044) 224310 , 224441 โทรสาร (044) 224611 E-mail : kriangkr@sut.ac.th

