

รหัสโครงการ SUT 7-719-48-12-59



รายงานการวิจัย

การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันโดยขับด้วยน้ำจากด้านล่าง Improvement Oil Recovery by Bottom Water Drive Injection

ผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร
สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี
สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2548

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

กรกฎาคม 2550

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประจำปีงบประมาณ 2548 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีฯ ที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้โดยเฉพาะอาจารย์เชษฐา ชุมกระโทก คุณสุวรรณีรัตน์กรานุเดช คุณนรินทร์ แย้มพิพัฒน์ และคุณณสรกฤษฎ วัชรระคุปต์ ที่ได้ช่วยงานวิจัย Reservoir Simulation กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) เจ้าหน้าที่ฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่กรุณาให้ใช้โปรแกรม Eclipse Office ในการทำ Reservoir Simulation ตลอดจนช่วยแนะนำให้คำปรึกษาและข้อมูลต่าง ๆ

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุก ๆ ด้าน

ผู้วิจัย

กรกฎาคม 2550

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติในการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตน้ำมันในยูทเทอร์เชียรีของประเทศไทยตั้งแต่ต้นจนถึงปัจจุบัน และศึกษาการเพิ่มปริมาณการผลิตด้วยวิธีขั้บด้วยน้ำ (Water Flooding) โดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) แหล่งน้ำมันในประเทศไทย พบบริเวณภาคเหนือ ภาคกลาง และอ่าวไทย ที่กำลังผลิตอยู่ในปัจจุบันมีประมาณ 18 แหล่ง อัตราการผลิตรวมประมาณวันละ 130,000 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 20 ของที่ใช้ในประเทศ มีแหล่ง 4 แหล่ง กำลังทดลองและใช้การขั้บด้วยน้ำคือแหล่งน้ำมันผาง สิริกิติ์ อุทอง และเบญจมาศ การเพิ่มปริมาณการผลิตโดยขั้บด้วยน้ำ (Water Flooding) ที่จะได้ประสิทธิภาพสูงสุดและเหมาะสมสำหรับแต่ละแหล่งต้องใช้การการศึกษาแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) ตัวอย่างหินยูทเทอร์เชียรีกว่า 20 ตัวอย่าง ถูกเก็บมาวิเคราะห์หา porosity และ permeability ในห้องปฏิบัติการได้ค่า 1.2 – 36.6 % (เฉลี่ย 11.7%) และ 0.02 ถึง 51.38 มิลลิดาร์ซี (เฉลี่ย 5.2 md)

แหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ถูกจำลองขึ้น 2 ขนาด คือ ขนาดมีน้ำมัน 29 และ 109 ล้านบาร์เรล แต่ละขนาดมีการจำลองรูปแบบของหลุมผลิต (Production Well) และหลุมอัดน้ำ (Injecting Well) หลายรูปแบบเพื่อหารูปแบบที่เหมาะสมและได้ประสิทธิภาพสูงสุด ใช้โปรแกรม Eclipse Office ที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ทดลองผลิต (Reservoir Simulation) ได้ผลพอสรุปได้คือ ถ้าผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะผลิตน้ำมันได้ร้อยละ 20-23 ของน้ำมันที่มีอยู่ อัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 34-46% ถ้าไรต่อเงินลงทุน 0.5-0.62 ตามลำดับ ถ้ามีการขั้บด้วยน้ำด้านข้าง (Conventional Water Flooding) จะเพิ่มปริมาณการผลิตรวมเป็นร้อยละ 35-39 อัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 14-36% ถ้าไรต่อเงินลงทุน 0.5-0.88 แต่ถ้าใช้วิธีขั้บด้วยน้ำจากด้านล่าง (Bottom Water Injection) จะผลิตน้ำมันได้ร้อยละ 40-48 อัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 14-37% ถ้าไรต่อเงินลงทุน 0.53-1.03 จะเห็นว่าการขั้บด้วยน้ำจากด้านล่าง (Bottom Water Injection) จะได้ปริมาณผลิตน้ำมันรวมและถ้าไรต่อเงินลงทุนมากกว่า และมากกว่าการผลิตขั้นต้นแต่เพียงอย่างเดียวมาก

ผลการวิจัยนี้อาจนำไปประยุกต์ใช้กับแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ได้อย่างมีประสิทธิภาพเป็นประโยชน์ด้านวิชาการในการจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม (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 central northern, northern and Gulf of Thailand are being produced with the summed producing rate of 130,000 barrels 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 two size of oilfields were modeled with the inplace of 29 and 109 million barrels respectively. Each size was 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 20-23% with the internal rate of return (IRR) after tax of 34-46% and present profit per investment ratio (PIR) of 0.5-0.62 respectively. The total oil production recovery in conventional water flooding was at 35-39% with the IRR after tax of 14-36% and PIR of 0.5-0.88. For bottom water injection, the total oil recovery was at 40-48% with the IRR after tax of 14-37% and PIR of 0.53-1.03. The conclusion could be recognized that the bottom water injection method made more oil production and profit over the conventional waterflooding and primary recovery method.

The results of this study can be applied to any water flooding projects. 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.....	ญ
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 แอ่งตะกอนยูคเทอร์เชียรีในประเทศไทย (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

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.3 การวัดความพรุน.....	28
3.4 การวัดค่าการซึมผ่าน.....	34
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).....	76
5.3 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	77
บทที่ 6 การทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์	
6.1 โปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	78
6.2 แบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในการศึกษาวิจัย.....	79
6.3 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม.....	83
บทที่ 7 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	
7.1 วัตถุประสงค์.....	154
7.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์.....	154
7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์.....	156
7.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์.....	192

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 8 สรุปและข้อเสนอแนะ	
8.1 สรุป.....	194
8.2 ข้อเสนอแนะในการวัดค่า Porosity และ Permeability.....	199
8.3 ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองและแหล่งปิโตรเลียมในห้องปฏิบัติการ.....	200
8.4 ข้อเสนอแนะในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	200
8.5 ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการจับด้วยน้ำไปใช้ในแหล่งน้ำมันอื่น ๆ.....	201
 บรรณานุกรม.....	 203
 ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ROCK AND FLUID DATA INPUT DATA.....	211
ภาคผนวก ข POROSIMETER OPERATION.....	237
ภาคผนวก ค ECONOMIC EVALUATION DATA TABLE	
ตารางข้อมูลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์.....	251
 ประวัติผู้วิจัย.....	 276

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)	39
4.1 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบ ของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (Willhite, 1986)	54
5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์	75
5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ต่อ)	76
6.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่าง ๆ	98
6.2 สรุปผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่าง ๆ	150
6.3 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำในบริเวณที่มีการอัดน้ำ	151
6.4 ประสิทธิภาพต่าง ๆ ของวิธีการขับด้วยน้ำ	152
7.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่าง ๆ	156
7.2 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้	157
7.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1	158
7.4 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี	160
7.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ก	161
7.6 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี	163
7.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ก	164

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี.....	166
7.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ก.....	167
7.10 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาจากด้านล่างประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี.....	169
7.11 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ข.....	170
7.12 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาจากด้านล่างประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี.....	172
7.13 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ข.....	173
7.14 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาจากด้านล่างประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี.....	175
7.15 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ข.....	176
7.16 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี.....	178
7.17 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก.....	179
7.18 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี.....	181
7.19 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ข.....	182
7.20 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้.....	184
7.21 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1.....	185

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.22 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี	187
7.23 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก.....	188
7.24 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านต่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้ว เป็นเวลา 4 ปี.....	190
7.25 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข.....	191
7.26 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ ณ เวลา 25 ปี.....	192
8.1 สรุปปริมาณการผลิตน้ำมันรูปแบบต่าง ๆ	196
8.2 สรุปกำไรและอัตราคืนทุนของการทดลองผลิตโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์	198

สารบัญญภาพ

รูปที่	หน้า
2.1 แผนที่แอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542).....	7
2.2 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาก (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 ที่ตั้งของแอ่งเชิงमानทางภาคเหนือของประเทศไทย.....	25
3.2 ที่ตั้งแอ่งลี้ และแอ่งแม่เมาะทางภาคเหนือของประเทศไทย.....	26
3.3 เครื่องเจาะซึ่งเจาะตัวอย่างแท่งหิน โดยใช้หัวเจาะเพชร.....	27
3.4 ตัวอย่างแท่งหิน ซึ่งถูกตัดเพื่อให้ได้ความยาวที่ต้องการ.....	28
3.5 บางตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีเพื่อใช้วัดค่า.....	28
3.6 ตู้อบที่ใช้อบตัวอย่างหินที่ความร้อน 50-62 องศาเซลเซียส.....	30
3.7 เครื่องวัดช่องว่างของหินที่ถูกใช้เพื่อวัดตัวอย่างหิน.....	30
3.8 เครื่องมือ over burden poro-perm cell instrument ถูกใช้เพื่อวัดความสามารถ ในการซึมผ่านของตัวอย่างหิน.....	36
3.9 ลักษณะการวางหลุมแบบจำลอง.....	42
3.10 แสดงจุดที่ใส่ท่อแทนหลุมผลิตและหลุมอัดแบบ Five spot.....	42
3.11 แสดงแบบจำลองแหล่งกักเก็บเมื่อประกอบเสร็จแล้ว.....	43
3.12 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 ภาพแสดงกระบวนการจัดการของวีการจับด้วยน้ำ (Thakur, 1998).....	48
4.6 แสดงลักษณะของความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินในรูปแบบต่าง ๆ (Craig, 1980).....	50
4.7 ภาพแสดงรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการจับด้วยน้ำ (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	80
6.2 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ.....	81
6.3 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 2.....	82
6.4 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ.....	83
6.5 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	84
6.6 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	85
6.7 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง.....	86
6.8 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า).....	86
6.9 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	87
6.10 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง.....	87
6.11 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	88
6.12 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 1.....	89
6.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอัดตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพันธ์ ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw).....	90
6.14 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	91
6.15 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	91
6.16 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง.....	92

สารบัญญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.17 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า).....	93
6.18 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	93
6.19 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง.....	94
6.20 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....	94
6.21 ภาพแสดงระดับความลึกของแบบจำลองรูปแบบที่ 2.....	96
6.22 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพันธ์ ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw).....	97
6.23 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1.....	99
6.24 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2ก ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1.....	101
6.25 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2ข ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1.....	102
6.26 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3ก ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1.....	104
6.27 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3ข ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 1.....	105
6.28 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 2.....	106
6.29 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2ก ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 2.....	108
6.30 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2ข ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รูปแบบที่ 2.....	109
6.31 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	111
6.32 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	111
6.33 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	112
6.34 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	112

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.35 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	113
6.36 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	114
6.37 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	115
6.38 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	115
6.39 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	116
6.40 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	116
6.41 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	117
6.42 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	118
6.43 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	118
6.44 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	119
6.45 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	119
6.46 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	120
6.47 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	121
6.48 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	121
6.49 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	122
6.50 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	122
6.51 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	123
6.52 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	124
6.53 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	124
6.54 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	125
6.55 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	125
6.56 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	126
6.57 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	127
6.58 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	127
6.59 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	128
6.60 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	128
6.61 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	129

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.62 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	130
6.63 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	130
6.64 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	131
6.65 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	131
6.66 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	132
6.67 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	133
6.68 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	133
6.69 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	134
6.70 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	134
6.71 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	135
6.72 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	136
6.73 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	136
6.74 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	137
6.75 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	137
6.76 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	138
6.77 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	139
6.78 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	139
6.79 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	140
6.80 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	140
6.81 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	141
6.82 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	142
6.83 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	142
6.84 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้น้ำมันที่หมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	143
6.85 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	143
6.86 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time).....	144
6.87 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time).....	145
6.88 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time).....	145

สารบัญภาพ (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.89 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time).....	146
6.90 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time).....	146
7.1 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอัดน้ำ.....	193
7.2 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอัดน้ำ (ต่อ).....	193

บทที่ 1

บทนำ

ในปัจจุบันพลังงานจากปิโตรเลียมถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญสูงสุดปัจจัยหนึ่งสำหรับการพัฒนาของประเทศไทย ทั้งในด้านเศรษฐกิจและด้านสังคม โดยตัวอย่างกิจกรรมต่างๆ ที่มีการใช้พลังงานจากปิโตรเลียมคือ การคมนาคมขนส่ง การอุตสาหกรรม การเกษตรกรรม การผลิตกระแสไฟฟ้าหรือแม้กระทั่งทางด้านความมั่นคงก็มีความจำเป็นอย่างยิ่งยวดในการนำพลังงานจากปิโตรเลียมมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด แต่ในสถานการณ์ปัจจุบันที่การซื้อขายน้ำมันดิบในอุตสาหกรรมโลกมีราคาสูงถึงกว่า 60 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาเรลน้ำมัน ทำให้ความสามารถในการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศของไทยประสบปัญหาอย่างมาก และในสถานการณ์ที่เศรษฐกิจของประเทศไทยกำลังขยายตัวในปัจจุบัน ทำให้ความต้องการที่จะใช้พลังงานจากปิโตรเลียมมีเพิ่มมากขึ้น แต่ความสามารถในการนำเข้าทรัพยากรปิโตรเลียมจากต่างประเทศกลับมีอยู่น้อยและปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่ในประเทศมีปริมาณที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการที่เพิ่มมากขึ้นดังกล่าว โดยเฉพาะอย่างยิ่งส่วนที่เป็นน้ำมันดิบ เนื่องมาจากการที่จำนวนของแหล่งน้ำมันในประเทศไทยมีอยู่ไม่มากและกำลังการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันต่างๆ ในประเทศมีอยู่เพียง 20% ของปริมาณที่มีความต้องการใช้ในประเทศ โดยตัวอย่างของแหล่งน้ำมันดิบที่พบในประเทศไทยได้แก่ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี แหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน และแหล่งน้ำมันฝาง ซึ่งแหล่งน้ำมันต่างๆ ที่กล่าวถึงส่วนใหญ่จะทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่เป็นหินทรายมีอายุอยู่ในช่วงของยุคเทอร์เชียรี แต่ในปัจจุบันแหล่งน้ำมันดิบต่างๆ ที่กล่าวมา ส่วนใหญ่จัดว่ามีอายุการผลิตค่อนข้างยาวนาน ส่งผลให้อัตรากการผลิตน้ำมันดิบในปัจจุบันกำลังอยู่ในสถานะที่ถดถอย ทำให้ผู้ที่รับผิดชอบในการจัดการดูแลแหล่งน้ำมันดังกล่าวจำเป็นต้องศึกษาค้นคว้าวิธีการที่จะนำมาช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบให้สูงขึ้น โดยหนึ่งในหลายวิธีสำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบคือ วิธีการขับด้วยน้ำ (Waterflooding) ทั้งแบบด้านข้าง (Conventional) และแบบจากด้านล่าง (Bottom injection) จัดเป็นกระบวนการผลิตในขั้นที่สองหรือที่เรียกว่าการผลิตในขั้นทุติยภูมิ (Secondary recovery) ซึ่งเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลาย เนื่องจากวิธีการขับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ไม่ซับซ้อน ค่าใช้จ่ายไม่สูงมาก และเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งในปัจจุบัน บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับปิโตรเลียมได้มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประยุกต์ใช้ในกระบวนการขับด้วยน้ำ ดังนั้นวิธีการขับด้วยน้ำ จึงน่าจะมีประสิทธิภาพที่จะใช้สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย

1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

สำหรับวัตถุประสงค์ในการวิจัยมีดังนี้

1. เพื่อให้ทราบถึงค่าความพรุนและค่าความซึมซาบได้ของหินทรายยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย
2. เพื่อคำนวณปริมาณสำรองและประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันดิบในประเทศไทย โดยเฉพาะที่แหล่งน้ำมันสิริกิติ์และแหล่งน้ำมันอุ้มทอง
3. เป็นข้อมูลพื้นฐานศักยภาพ ปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย
4. เพื่อฝึกฝนนักวิชาการใหม่ให้มีประสิทธิภาพในด้านการวิจัย
5. เพื่อหาประสิทธิภาพการแทนที่ด้วยน้ำ เมื่อมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้
6. ศึกษาและสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบสำหรับการประยุกต์ใช้กับวิธีการขับด้วยน้ำ ทั้งแบบด้านข้าง (Conventional) และจากด้านล่าง (Bottom injection)
7. กำหนดหาปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบที่จะเพิ่มขึ้น เนื่องจากการใช้วิธีการขับด้วยน้ำ
8. ศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดจากการใช้วิธีการขับด้วยน้ำ สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบ

1.2 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

ในการศึกษาจะมีขอบเขตของการศึกษาวิจัยจำกัดอยู่ที่ชั้นทรายในบริเวณที่มีหิน โพล์(outcrop) และหินตัวอย่างที่เจาะสำรวจโดยบริษัทผู้รับสัมปทานในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทยเท่านั้น

1.3 สมมุติฐานของการศึกษาวิจัย

สำหรับการศึกษาวิจัยในครั้งนี้ มีสมมุติฐานดังต่อไปนี้

1. ลักษณะของแหล่งกักเก็บที่จัดทำเป็นแบบจำลองสำหรับการทดสอบนี้ เป็นแหล่งกักเก็บที่ชั้นหินมีความต่อเนื่องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งหมด
2. ค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินที่อยู่ในระนาบเดียวกันจะไม่มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น
3. ลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บมีลักษณะการไหลเป็นแบบคงตัว (Steady state flow)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

สำหรับประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัยมีดังนี้

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

1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย

สำหรับขั้นตอนของการศึกษาวิจัยมีดังนี้

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

8. ศึกษาการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบโดยใช้วิธีการขุดด้วยน้ำ ทั้งแบบด้านข้าง (Conventional) และแบบจากด้านล่าง (Bottom injection)
9. สร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบจาก โปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์
10. ทำการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้น โดยใช้ข้อมูลจากสถานะจริง สำหรับการคำนวณหาความสามารถในการแทนที่ของน้ำในน้ำมันสำหรับแหล่งน้ำมันที่เป็นหินทรายยุคเทอร์เชียรีบริเวณภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย 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 เพื่อนำผลวิจัยมาหาศักยภาพและประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมบริเวณตะวันออกเฉียงเหนือแอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย
3. บริษัท ปตท.สยามสำรวจและผลิตแห่งประเทศไทย และบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม นำไปเปรียบเทียบผลวิจัยของบริษัทเพื่อวางแผนการผลิตน้ำมันเพิ่มเติม
4. บริษัทน้ำมันอื่น ๆ ที่สนใจจะเข้ามาสำรวจปิโตรเลียมในประเทศไทย นำผลวิจัยมาประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม เพื่อยื่นขอสัมปทาน

บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย (Tertiary Basin in Thailand)

สำหรับแอ่งตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทยเป็นแอ่งตะกอนที่มีความสำคัญต่อการสำรวจปิโตรเลียมเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่พบในประเทศไทย ส่วนใหญ่จะพบในแอ่งตะกอนที่เกิดการทับถมของตะกอนในยุคเทอร์เชียรี ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันฝางหรือแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ โดยจากการศึกษาวิจัยของ Niwat Chinbunchom, Surawit Pradidtan และ Nares Sattayarak (1989) ซึ่งได้ทำการศึกษาถึงลักษณะการตกตะกอนและการทับถมของตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่เกิดในแอ่งต่างๆที่พบในประเทศไทยโดยจัดเป็นแอ่งประเภทแอ่งที่เกิดระหว่างหุบเขา (Intermontane basin) และ Wutti Uttamo, Gary, J. และ Chris, F.(1999) ได้ทำการศึกษาถึงลักษณะของตะกอนที่พบในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย 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 และแหล่งน้ำมันหนองคูม เป็นต้น

2.1.3 แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสน

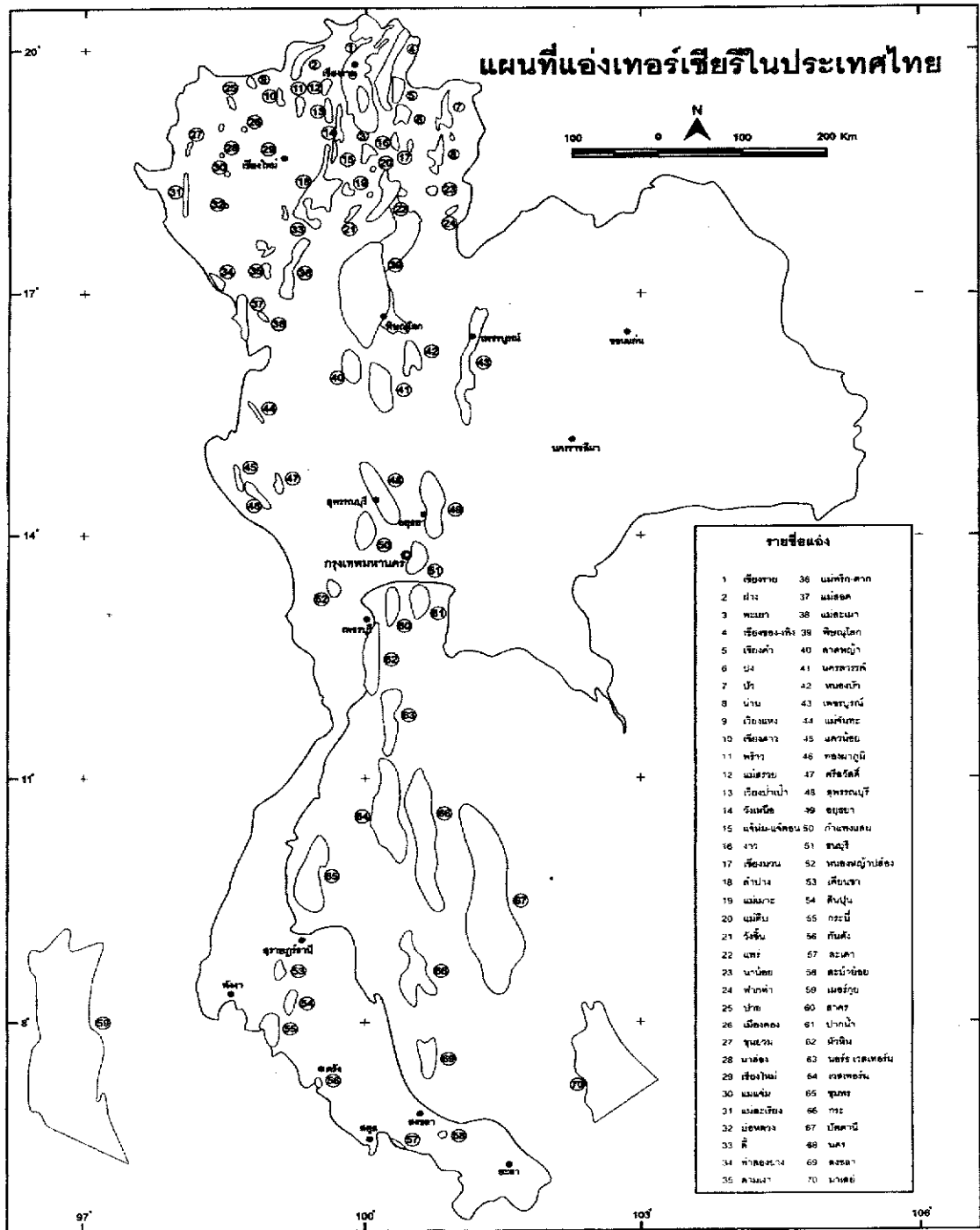
แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสนเป็นแอ่งตะกอนที่มีการสะสมตัวอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนล่างของประเทศ จัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็ก ลักษณะของแอ่งเป็นกึ่งกรaben (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 800 ตารางกิโลเมตร ความหนาของตะกอนประมาณ 3,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ปัจจุบันมีการสำรวจปิโตรเลียมและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมจำนวน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

2.1.4 แอ่งปัตตานี

แอ่งปัตตานี เป็นแอ่งตะกอนยูคเทอร์เชียรีที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ของอ่าวไทย ปัจจุบันมีการสำรวจพบปิโตรเลียมจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลวและรวมถึงพบน้ำมันดิบด้วย

2.1.5 แอ่งชุมพร

แอ่งชุมพรเป็นแอ่งตะกอนยูคเทอร์เชียรีที่มีขนาดปานกลางแต่เป็นแอ่งตะกอนที่มีการสำรวจพบน้ำมันดิบและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบเป็นแห่งแรกในบริเวณพื้นที่ของอ่าวไทย ซึ่งได้แก่ แหล่งนางนวล



รูปที่ 2.1 แผนที่แองเทอร์เซียร์ในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542)

2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย

(Petroleum Field in Center and Northern of Thailand)

สำหรับแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทย จะมีอยู่หลายแหล่ง แต่ที่ค่อนข้างมีความสำคัญจะมีดังนี้

2.2.1 แหล่งน้ำมันฝาง(Fang oil filed)

แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในบริเวณลุ่มแอ่งฝางได้รับการสำรวจพบน้ำมันดิบเป็นเวลานานกว่า 100 ปี และได้ถูกพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมมาจนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันฝางครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร จากการทำการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ(3D Seismic) ของกรมการพลังงานทหารทำให้ทราบถึงลักษณะการวางตัวของแอ่งซึ่งจะวางตัวอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ โดยลักษณะของตะกอนที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งฝางส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนที่เกิดจากทางน้ำเก่า(Nopparat Settaku,2002) และจากอดีตจนถึงปัจจุบันมีการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝางเป็นจำนวนมากกว่า 100 หลุมแต่ในปัจจุบันมีหลุมผลิตปิโตรเลียมอยู่ประมาณ 35 หลุมจาก 5 โครงสร้าง โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 800 บาร์เรลต่อวัน สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการเจาะสำรวจ จะสามารถสรุปได้ดังนี้

1. ตะกอนยุคก่อนเทอร์เชียรี จะเป็นฐานของแอ่งฝาง ประกอบไปด้วยหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสซิกและหินทรายในยุคจูราสซิกถึงยุคครีเทเชียส อยู่ทางตะวันออกของแอ่งขณะที่ทางด้านตะวันตกของแอ่งฝางจะพบหินแปรที่เกิดในยุคแคมเบรียนถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัส
2. ตะกอนยุคเทอร์เชียรีหรือมีชื่ออีกอย่างว่า หินชุดแม่สอด จะประกอบด้วยหินดินดานสีน้ำตาลเข้มและสีเทา หินโคลนสีน้ำตาลแทรกสลับกับชั้นตะกอนทรายและหินทราย โดยชั้นของหินทรายจะมีความหนาประมาณ 1-10 เมตรและชั้นทรายเป็นองค์ประกอบหลักเป็นหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สำคัญของแหล่งน้ำมันฝาง
3. ตะกอนยุคควอร์เทอนารีและยุคปัจจุบัน โดยทั่วไปจะเรียกตะกอนชุดนี้ว่า หินชุดแม่ฝาง ซึ่งจะประกอบด้วยกรวดและทรายแทรกสลับกับดินเหนียวที่เกิดจากระบบการทับถมของทางน้ำ (fluvial system)

จากการศึกษาของ Nopparat Settaku (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) และ โครงสร้างแบบแนวเทชันเดียว (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) และอัตราส่วนของความสามารถในการอิมดักของของเหลวคือน้ำมันต่อน้ำ (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

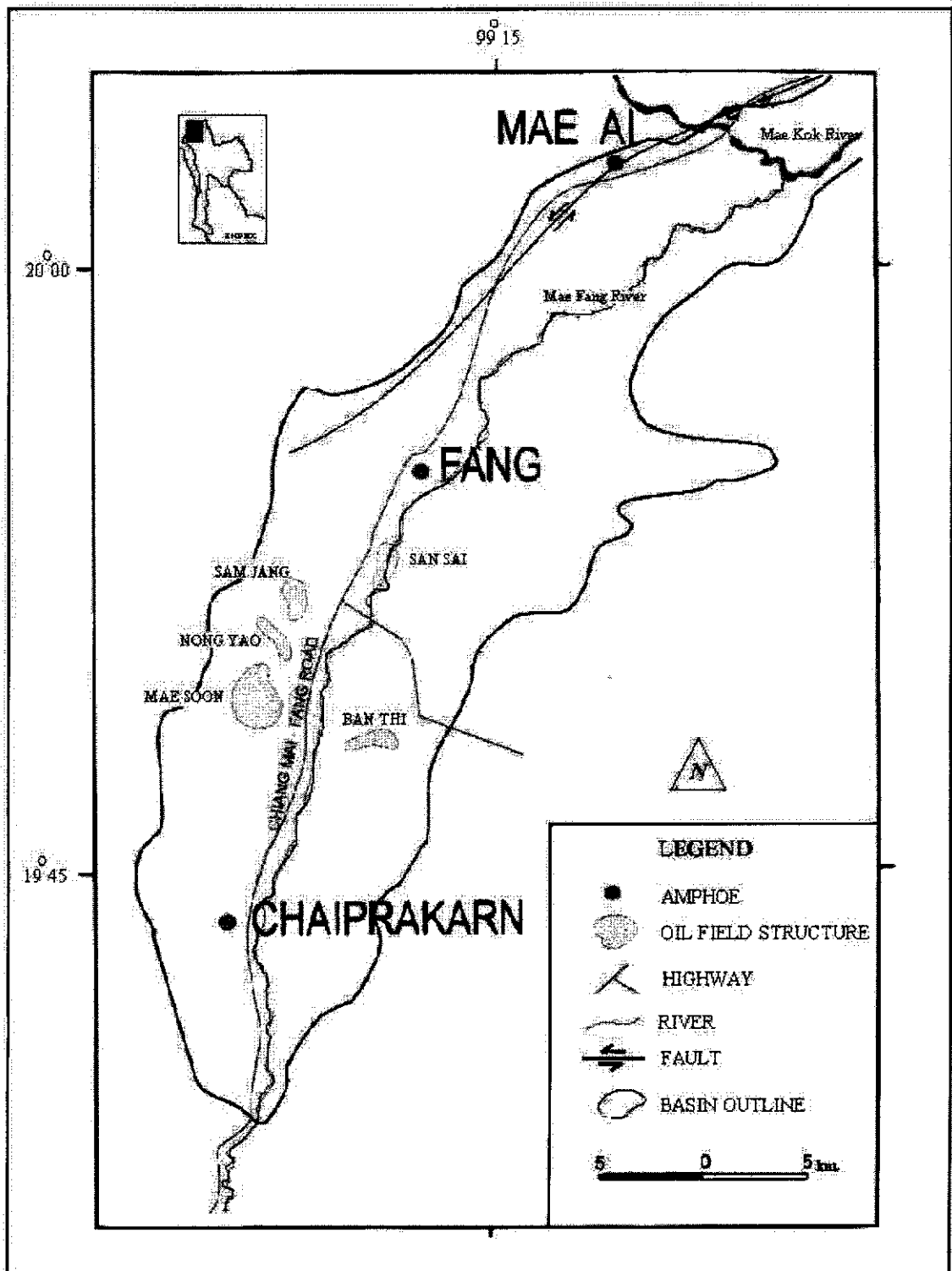
ประเภทที่ 2 จัดเป็นน้ำมันเบาหรือที่มีความหนืดต่ำ (Paraffinic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ 30° API

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

กำเนิดปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย และจากการศึกษาจะสามารถแบ่งพื้นที่สำหรับศึกษาได้ดังนี้คือ

- แอ่งแม่สอด
- แอ่งแม่มาะ
- แอ่งฝาง
- แหล่งถ่านหินนาโฮ้งและแม่ทีป
- แอ่งลีและบ้านผาเขา

โดยสำหรับแอ่งฝางนั้นได้ทำการศึกษาข้อมูลจากหลุมผลิตน้ำมันโดยใช้ตัวอย่างแท่งหินที่ได้จากการเจาะในหลุมเจาะ IF30-03S ที่อยู่ในโครงสร้างหนองยาว ซึ่งตั้งอยู่บริเวณทิศตะวันตกของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 3595-4524 ฟุต โดยตัวอย่างแท่งหินที่ได้จะเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่เป็นหินทรายแป้งและหินดินดานที่มีส่วนประกอบของอินทรีย์สาร(organic matter)ที่เกี่ยวข้องกับลิปทิไนต์(lipinite) ซึ่งเป็นส่วนประกอบหลักของ “Alginite” และ “Liptodetrinite” โดยสำหรับประเภทต่างๆและการกระจายตัวของ “Alginite” ในบริเวณหลุมเจาะ IF30-03S จะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับการทับถมของความลึกของชั้นหิน และในส่วนที่มีระดับความลึกสูงสุดคือประมาณ 4524 ฟุต จะประกอบด้วย “Alginite A” จำนวน 2 ชนิด ส่วนบริเวณที่ตื้นกว่าจะพบการกระจายตัวของโคโลนี (colonies) ที่มีสีเหลืองถึงขาวเหลืองเมื่อมีการเรืองแสง โดยโคโลนีดังกล่าวถ้าเป็นโคโลนีที่มีขนาดเล็กจะมีขนาดประมาณ 5-10 ไมโครเมตร ส่วนโคโลนีที่มีขนาดใหญ่จะมีขนาดประมาณ 20-50 ไมโครเมตร โดยจะเรียกว่า “Fang Algae”



รูปที่ 2.2 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่างๆ ในแอ่งฝาง (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

2.2.2 แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีเป็นตัวอย่างของแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กที่มีลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ในเขต อำเภอวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์ โดยอยู่ในการดูแลและจัดการของบริษัทแปซิฟิคไทยเกอร์ ซึ่งลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี จากการศึกษาของ Murray Hawked, Andrew Bromley และ Teenarat Kleungputsa (2002) พบว่าแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีตั้งอยู่ในแอ่งวิเชียรบุรี ซึ่งเป็นแอ่งตะกอนขนาดเล็กยุคเทอร์เชียรีที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งเพชรบูรณ์ ตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย และสำหรับหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งวิเชียรบุรีได้แก่ หินทราย ที่มีชื่อเรียกว่า ชั้นทรายเอฟ (F-sandstone) โดยลักษณะของระบบปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี มีรายละเอียดดังนี้

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

สำหรับหินต้นกำเนิดของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีจัดเป็นหินดินดานที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยมีค่าปริมาณของอินทรีย์สารทั้งหมด (Total Organic Content; TOC) ประมาณ 5-13% และสำหรับน้ำมันดิบที่ได้จากการผลิตในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี จัดเป็นประเภทมีไขสูง มีจุดไหลเทของน้ำมันดิบประมาณ 42°C และมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ 29-30 ° API

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

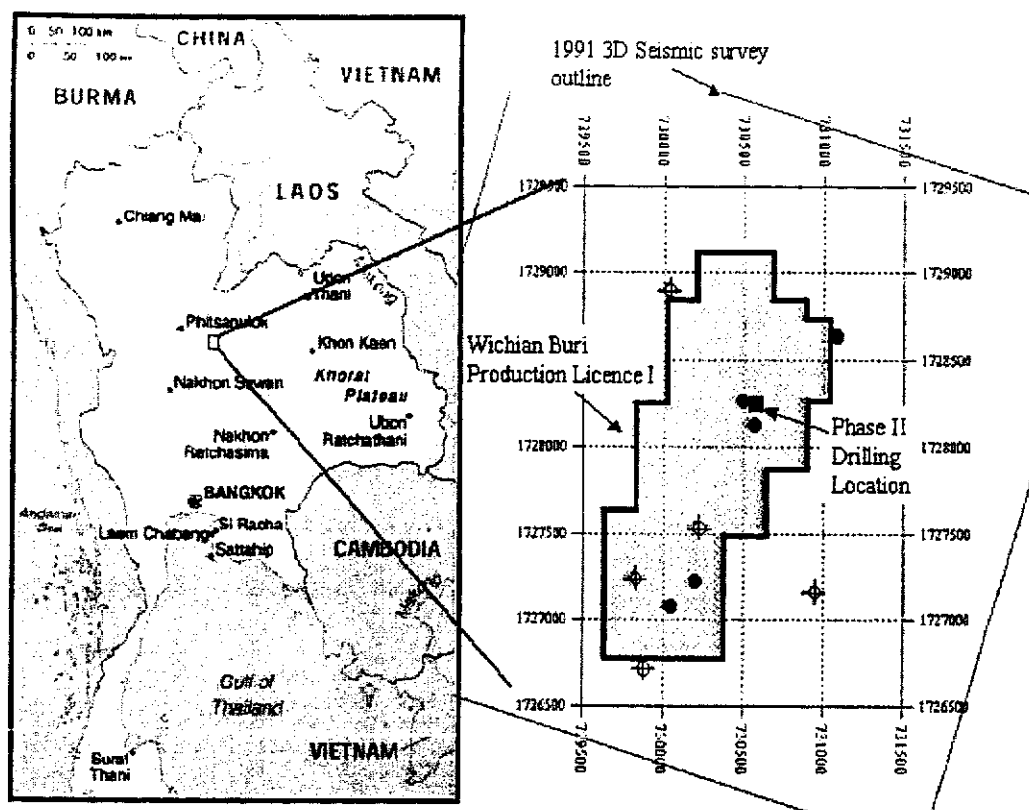
สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีที่ถูกเรียกว่าชั้นทรายเอฟนั้น จัดเป็นหินทราย ที่มีความพรุนประมาณ 25% โดยมีการสะสมตัวอยู่ที่ระดับความลึกตั้งแต่ 920 เมตรถึง 960 เมตร และมีอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประมาณ 70°C

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมัน ในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีส่วนใหญ่จะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)

- การพัฒนาของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีได้รับการเจาะสำรวจและพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1988 โดยมีหลุมเจาะสำรวจและผลิตหลุมแรกคือ 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. ทำการพัฒนามาตั้งแต่ปี 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 มีปริมาณสำรองของ

น้ำมันที่ได้พิสูจน์แล้วประมาณ 61.76 MMbbl โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะได้รับการขนส่งโดยทางรถไฟเพื่อนำไปทำการกลั่นที่โรงกลั่นน้ำมันที่จังหวัดชลบุรีและกรุงเทพมหานคร ส่วนก๊าซที่ผลิตได้จากแหล่งสิริกิติ์จะนำส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป

ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Petroleum system of Sirikit oil field) สำหรับระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีรายละเอียดดังนี้

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

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

- ทะเลสาบเปิด

- ทางน้ำและทะเลสาบ

- แอ่งน้ำท่วมถึง

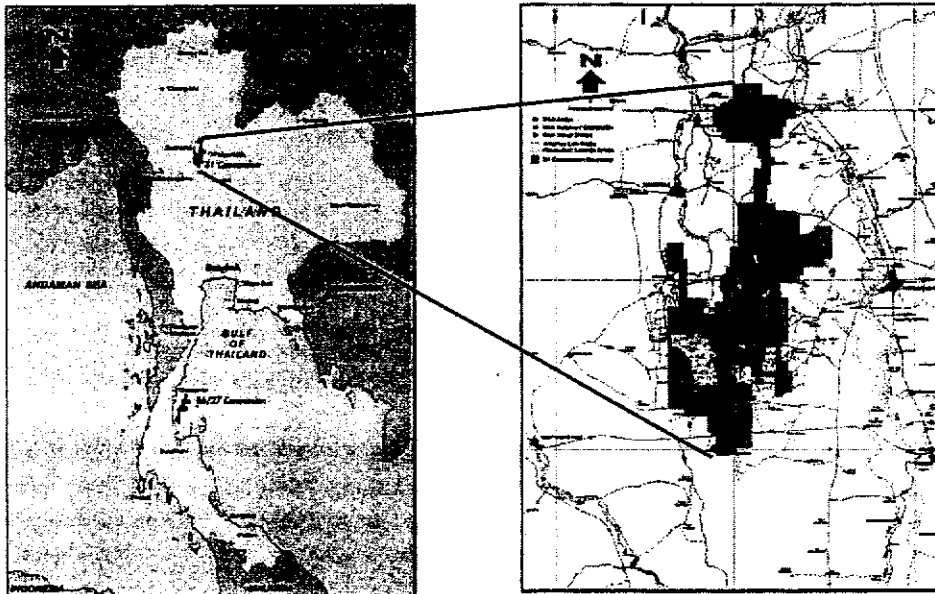
โดยหินต้นกำเนิดดังกล่าว ส่วนใหญ่จะเป็นหินดินเหนียวที่สะสมตัวอยู่ในหมวดหินชุมแสง (Chum Saeng Formation) ซึ่งมีความหนาประมาณ 150-400 เมตร แต่ในบางบริเวณอาจจะพบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีความหนมากถึง 1000 เมตรก็ได้

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

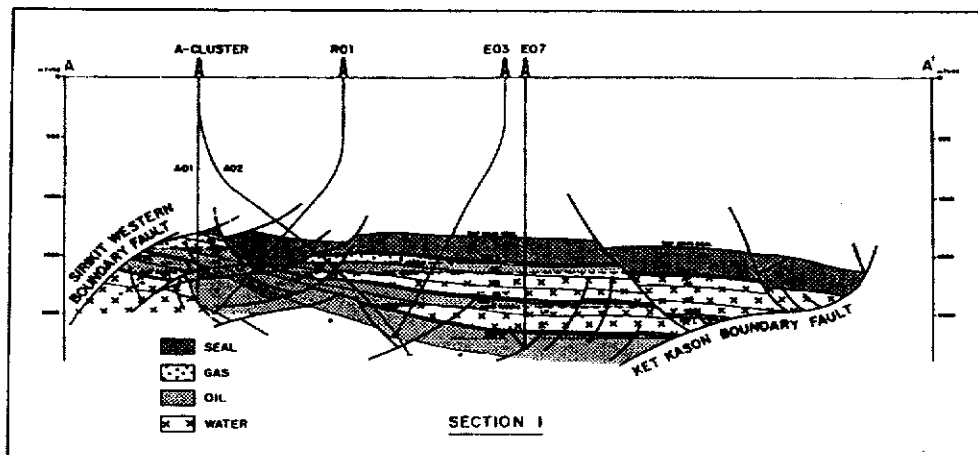
สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายที่พบในหมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) โดยหินทรายดังกล่าวสามารถแบ่งได้เป็น 5 ชั้นตามระดับความลึก ได้แก่ ชั้นทรายดี (D-sand) ชั้นทรายเค (K-sand) ชั้นทรายแอล (L-sand) ชั้นทรายเอ็ม (M-sand) และชั้นทรายพี (P-sand) (Luechai Wongsirasawad,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

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ จากการศึกษาของ A.A.Bal et.al.(1992) จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากรอยเลื่อน (fault trap) โดยมีรอยเลื่อนขนาดใหญ่ที่มีชื่อว่า "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

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

ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสน

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

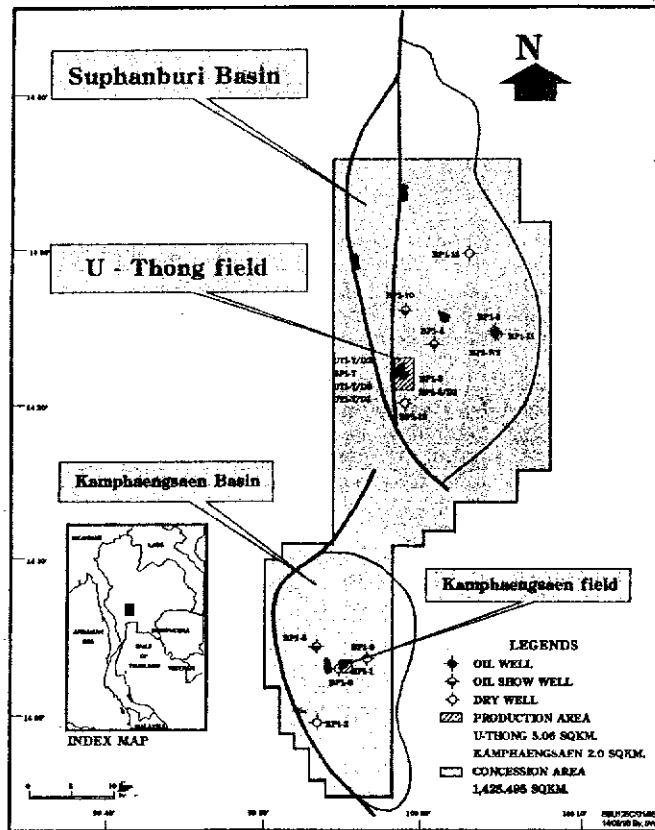
จากการศึกษาของ B.J. Bidston และ J.S. Daniel (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะมาจากหินโคลนที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยตัวแปรที่ทำให้เกิดการกลั่นตัวของน้ำมันออกมาจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ได้แก่ ความร้อนหรืออุณหภูมิที่อยู่ในบริเวณที่มีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิประมาณ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

- หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

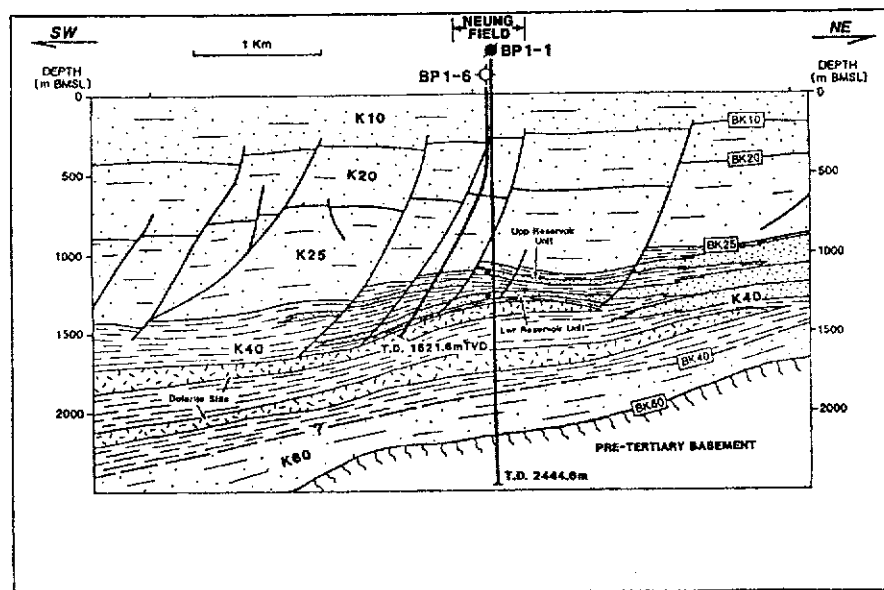
สำหรับหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายยุคเทอร์เชียรีที่เกิดจากการทับถมกันของทางน้ำและทะเลสาบ โดยมีค่าความพรุนประมาณ 12-20% (Hatairat Triamwichanon, 1999)

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันอุทกและกัมแพงแสน จะคล้ายกับแหล่งกักเก็บน้ำมันที่พบทั่วไปในแหล่งน้ำมันอื่นๆของประเทศไทย คือส่วนใหญ่จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)



รูปที่ 2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอุ้งทองและกำแพงแสน (Hatairat Triamwichanon, 1999)



รูปที่ 2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน

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

2.2.5 แหล่งน้ำมันเบญจมาศ

แหล่งเบญจมาศเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมันอยู่ตอนเหนือของแปลง B8/32 แอ่งปัตตานีในอ่าวไทย ปัจจุบันเป็นของบริษัท Chervon Offshore(Thailand) Ltd. เริ่มต้นการผลิตในปี 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 51,000 บาร์เรล

โครงสร้างซับซ้อนแหล่งเบญจมาศอยู่ในตอนกลางเหนือของแอ่งอ่าวไทย เป็นแอ่งยุคเทอร์เชียรีต่อเนื่องที่เกิดจากผลของพื้นทะเลยึดตัวด้านขวางพร้อมเคลื่อนตัวรูปวงรี ตั้งแต่ต้นยุค Eocene เคลื่อนตัวเป็นระยะ ๆ ในยุค Pleistocene ทำให้โครงสร้างเป็นแบบพืดหินเลื่อนลงเป็นบล็อค (Grabens) ซ้อน ๆ กันเป็นขั้น ๆ ไปทางขวาและโค้งงอ เป็นผลมาจากการถ่ายแรงจากรอยเลื่อน NW-SW อย่างต่อเนื่อง

บริเวณสะสมปิโตรเลียมขนาดใหญ่ เช่น BWA และ BWB วางตัวต่อเนื่องจากด้านล่างไปทางตะวันออกของแอ่งบนด้านรอยแตกแวนที่กักเก็บโดยรอยเลื่อน (Fault traps) โครงสร้าง

เหล่านี้ค่อนข้างใหญ่ บางแห่งอาจใช้หลุมผลิตถึง 25 หลุม เพื่อเชื่อมชั้นผลิตต่าง ๆ เข้าด้วยกันในปากหนึ่งของรอยเลื่อน

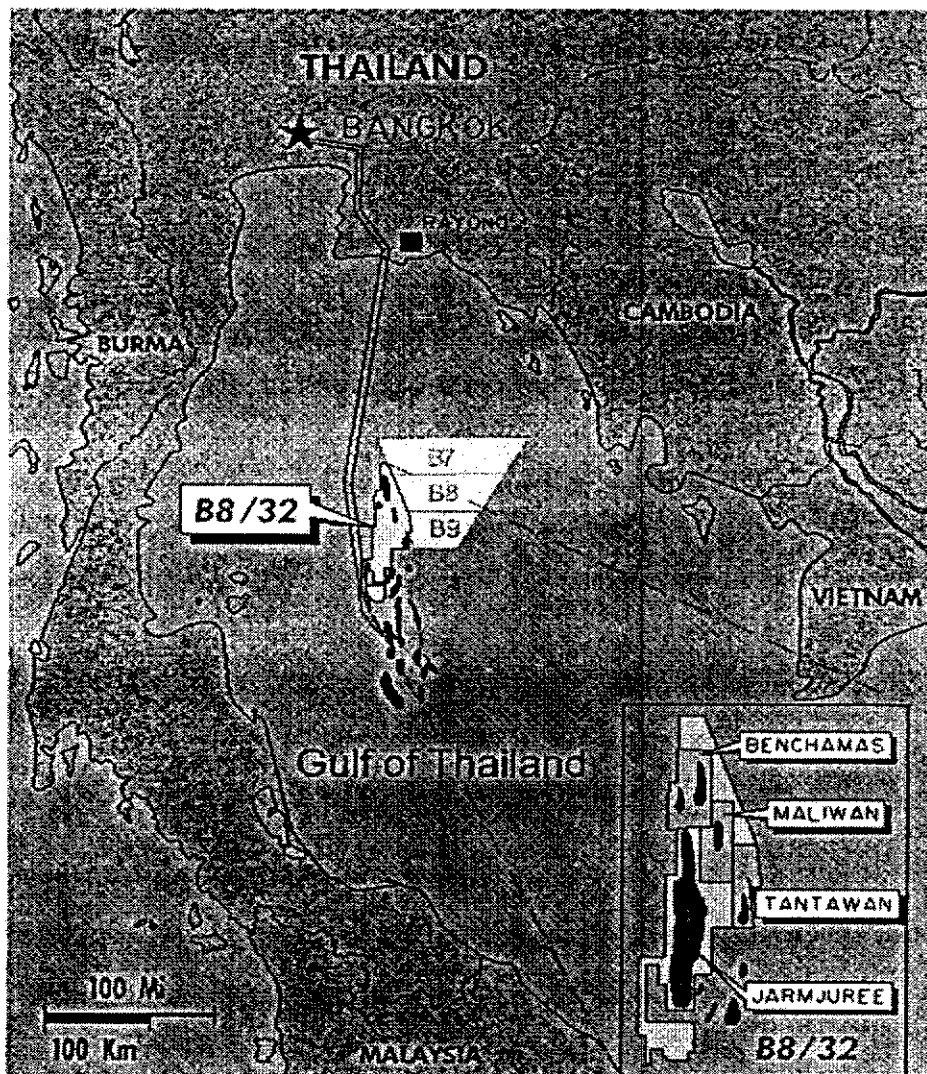
หินทรายยุค Miocene แต่ละชั้น หนาระหว่าง 5-90 ฟุต เฉลี่ยหนา 30 ฟุต มีชั้นหินทรายมากถึง 20 ชั้นที่มีปิโตรเลียมอยู่ รวมทุกชั้นแล้วหนาระหว่าง 90 ถึง 550 ฟุต ค่าความพรุน (porosity) เฉลี่ย 27% จากบนสุดลดลงที่ความลึกจาก -5500 ฟุต (TVDS) ถึง -8500 ฟุต (TVDS) ค่าความซึมผ่านได้ (permeability) มีค่าระหว่าง 6 มิลลิดาร์ซี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

2.3 การประยุกต์ใช้วิธีการขับด้วยน้ำและการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

(Waterflooding Application and Simulation Study)

ในปัจจุบันการเพิ่มผลผลิตปิโตรเลียมด้วยการนำวิธีการขับด้วยน้ำกำลังได้รับความนิยมในการนำมาใช้อย่างต่อเนื่องและเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนและได้ผลตอบแทนเป็นที่น่าพอใจ ซึ่งสำหรับแหล่งปิโตรเลียมต่างๆในประเทศไทยก็ได้มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และรวมทั้งมีการสร้างและศึกษาแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ โดยนำคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณด้วย ซึ่งจากการศึกษาของ Ron Pieterse (1993) ที่ได้ทำการสร้างแบบจำลองของชั้นทรายแอล (L-sand) ที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์และได้ทดลองนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองดังกล่าวด้วย โดยสาเหตุที่เลือกชั้นทรายแอลมาทำการทดสอบเนื่องมาจากชั้นทรายแอลเป็นชั้นทรายที่มีความต่อเนื่องและค่าของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันหลังจากทำการผลิตในชั้นปฐมภูมิยังคงมีค่าที่สูงอยู่ (ประมาณ 50%) นอกจากนี้ชั้นทรายแอลยังเป็นชั้นทรายที่มีค่าเฉลี่ยของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินอยู่ในเกณฑ์ที่ดีและในการทดสอบแบบจำลองดังกล่าวโดยทำการจำลองเวลาในการผลิตประมาณ 16 ปี (ตั้งแต่ ค.ศ.1994-2010) ซึ่งจากการทดสอบแบบจำลองดังกล่าว ได้คาดการณ์ว่า วิธีการขับด้วยน้ำจะสามารถช่วยทำให้การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์เพิ่มขึ้นจาก 27% เป็น 39% (เพิ่มขึ้น 12%) และนอกจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์แล้วยังมีแหล่งปิโตรเลียมอื่นๆที่นำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ด้วย ได้แก่ แหล่งเบญจมาศ โดยแหล่งเบญจมาศตั้งอยู่ในบริเวณอ่าวไทย (รูปที่ 2.8) ซึ่งในปัจจุบันได้รับการดูแลและจัดการ โดยบริษัท Chevron offshore (Thailand) Ltd. แหล่งเบญจมาศเริ่มดำเนินการผลิตในปี 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

น้ำมาประยุกต์ใช้ในแหล่งเบญจมาศเนื่องจากความหนืดของแหล่งเบญจมาศมีค่าที่เหมาะสมหรืออาจจะกล่าวได้ว่าค่าอัตราส่วนการเคลื่อนที่ (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 กรณีตัวอย่างการผลิตโดยการจับด้วยน้ำ

ต้นทศวรรษ ค.ศ.1880 คาร์ลี (Carli) (สหรัฐอเมริกา) ค้นพบว่าการอัดน้ำลงไปแทนที่น้ำมันในแหล่งน้ำมันและไถ่น้ำมันขึ้นมา สามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันได้ การจับด้วยน้ำ (Waterflooding) เกิดขึ้นโดยบังเอิญในแหล่ง Bradford Field สหรัฐอเมริกาในทศวรรษ ค.ศ.1880 หลุมผลิตหลายหลุมหยุดผลิตเมื่อการผลิตน้อยโดยไม่มีการอุดหลุม โดยทั้งคั้งท่อกรู (Casing) ขึ้นและที่ไม่ได้คั้งท่อกรูขึ้น ต่อมาท่อกรูเกิดผุพังทำให้น้ำจากชั้นที่อยู่ต่ำกว่าไหลลงสู่แหล่งน้ำมันทำให้แหล่งน้ำมันมีความดันเพิ่มขึ้น โครงการการอัดน้ำในภาคปฏิบัติจริง ๆ ที่แหล่งนี้เริ่มในทศวรรษที่ ค.ศ.1890 เมื่อวิศวกรได้ประจักษ์ว่าการที่น้ำเข้ามาในแหล่งน้ำมัน ทำให้แหล่งน้ำมันถูกกระตุ้นให้มีผลผลิตมากขึ้น ดังนั้นใน ค.ศ. 1907 การทำการอัดน้ำทำให้เพิ่มผลผลิตน้ำมันเป็นอย่างมากในแหล่ง Bradford แบบของการอัดน้ำแรกเริ่มเป็นแบบวงกลม (Circle flood) และได้มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่องถึงปัจจุบันมีแบบ (patterns) หลายแบบ

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

ปัจจุบันการจับด้วยน้ำ (Waterflooding) ได้ขยายไปทั่วโลก โดยเฉพาะที่สหรัฐอเมริกาปริมาณการผลิตน้ำมันกว่าครึ่งเป็นผลมาจากการอัดน้ำ (Water injection)

2.4.1 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Wongsirasawad, 2002)

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์อยู่ในแอ่งพิบูลย์โลกซึ่งมีพื้นที่แอ่งประมาณ 6,000 ตารางกิโลเมตร เกิดจากผลของการเคลื่อนตัวสัมพันธ์ระหว่างแผ่นฉานไทยและอินโดนีเซีย หินกักเก็บน้ำมันที่สำคัญคือ หินซูดานกระบือ (LKU) และประคูดเมา (PTO) โครงสร้างทางธรณีวิทยาของแหล่งสิริกิติ์ค่อนข้างซับซ้อนยุ่งยาก ความซับซ้อนทางธรณีวิทยาเกิดจากประวัติการก่อเกิด โครงสร้างทางประวัติศาสตร์หลายระยะเวลาและสลับคาบเกี่ยวกับการเกิดรอยแยก (faulting) และการตกตะกอน (deposition) ตลอดระยะเวลาที่ยาวนานผ่านมา อย่างไรก็ตามความซับซ้อนและความไม่ต่อเนื่อง (Uncertainties) ของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มักจะเป็นตัวประกอบในการดูแลสำเร็จของโครงการต่าง ๆ ในอนาคต โครงการอัดน้ำ (Waterflooding) โครงการอัดน้ำเริ่มในปี ค.ศ. 1983 โครงการนำร่องถูกกำหนดในบริเวณฉานกระบือ LKU-E โดยอัดน้ำลงในชั้นหินที่ซับซ้อนสอดแทรกระหว่างหินทรายและหินดินดาน (Sand Shale) ของแหล่งปิโตรเลียมซูดานกระบือ แต่ผลตอบสนองต่อ

แหล่งเป็นไปอย่างมาก โครงการอัดน้ำกลับมากเริ่มอีกครั้งในปี ค.ศ.1993 – 1994 ทำให้เชื่อว่าสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันจากเดิม (Recovery) ร้อยละ 20 เป็นร้อยละ 25

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ตะวันตกเป็นแหล่งที่ 3 หลังจากแหล่งสิริกิติ์ D-Block และแหล่งทับแรดที่มีอยู่ในโครงการอัดน้ำของแหล่งลานกระบือ โครงการเริ่มอัดน้ำวันละ 10,000 บาร์เรลในเดือนธันวาคม ค.ศ.2003 โดยใช้ น้ำจากแหล่งน้ำชุดหินปิง ปัจจุบันทั้งโครงการมีการอัดน้ำวันละ 20,000 บาร์เรลลงในหลุมอัด 8 หลุม ปัจจุบันโครงการอัดน้ำสามารถเพิ่มปริมาณสำรองชั้นจากเดิม 2.5 ล้านบาร์เรล โดยมีอัตราผลิตเพิ่มขึ้นจากโครงการนี้วันละ 3,300 บาร์เรล กิจอัตรการคืนทุนสำหรับโครงการนี้ได้ร้อยละ 232 (เฉพาะ Sirikit West Water flood Project ; Ref; Supamitra 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-คอนเดนเซตถูกพัฒนาในอ่าวไทย 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 FIELD

แหล่งน้ำมัน Canyon Reef Reservoir อยู่ใน KELLY-SNYDER FIELD เท็กซัส สหรัฐอเมริกาค้นพบเมื่อ ค.ศ.1948 ปริมาณน้ำมันเริ่มต้นมีประมาณ 2.25 พันล้านบาร์เรล การผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) คาดว่าจะสามารถผลิตได้ร้อยละ 25 ของน้ำมันที่มีอยู่แต่ต่อมาเมื่ออัตราการผลิตลดลง วิศวกรจึงมีความเห็นตรงกันว่าจะต้องทำโครงการอัดน้ำ (Waterflooding) โดยเริ่มอัดน้ำตั้งแต่ ค.ศ.1954 โดยที่ ความดันของแหล่งน้ำมันตอนนั้นอยู่ที่ประมาณ 1560 psig ซึ่งต่ำกว่า Bubble point Pressure (1725 psig, ความดัน แหล่งน้ำมันเริ่มต้นที่ 3112 psig) ผลการดำเนินการเป็นไปตามแผนทุกประการโดยสามารถผลิตน้ำมันได้ ทั้งหมดร้อยละ 50 ของน้ำมันที่มีอยู่เดิม เพิ่มขึ้นจากการผลิตถ้าใช้การผลิต primary depletion (ขั้นตอน) อย่าง เดียวประมาณ 600 ล้านบาร์เรล ซึ่งเป็นตัวอย่างที่ดีของการอัดน้ำจากด้านล่าง (Bottom Water Injection)

2.4.5 แหล่ง Fahnd Field (Nicholls et al, 2000)

แบบจำลองเพิ่มรอยแตกในแหล่งน้ำมันถูกกำหนดสำหรับหน่วยแหล่งน้ำมัน Nathi-E ของแหล่ง Fahnd Field ในประเทศโอมาน แบบจำลองบ่งชี้ว่าถ้าใช้การผลิตปกติด้วย gas/oil gravity drainage (GOGD) จะไม่เพียงพอสำหรับการผลิตน้ำมันจากส่วนใหญ่ของส่วนล่างของ Nathi-E แบบการอัดน้ำที่ได้ ประโยชน์สูงสุดคืออัดจากชั้นล่างสุด 2 ชั้นของหินหน่วย Nathi-E นิโคล (Nicholls et al, 2000) ศึกษา แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Fracture Mode) ทดลองผลิต (Simulation) จะสามารถผลิตน้ำมันเพิ่มขึ้นจากการผลิต ภายใต้อัดน้ำ GOGD~ จากร้อยละ 17 เป็นร้อยละ 40 จากการอัดน้ำจากด้านล่าง

แบบนาร่องการอัดน้ำถูกกำหนดให้มีหลุมผลิตแนวราบ (Horizontal well) 2 หลุม และ หลุมอัดน้ำหนึ่งหลุมขนานกันไปตามแนวหิน (bedding strike) แหล่งน้ำมันและสามารถสลับกลไกการผลิต ระหว่างการขับค้ำด้วยน้ำ (water injection) และการผลิตโดยความแตกต่างของน้ำหนัก GOGD

บทที่ 3

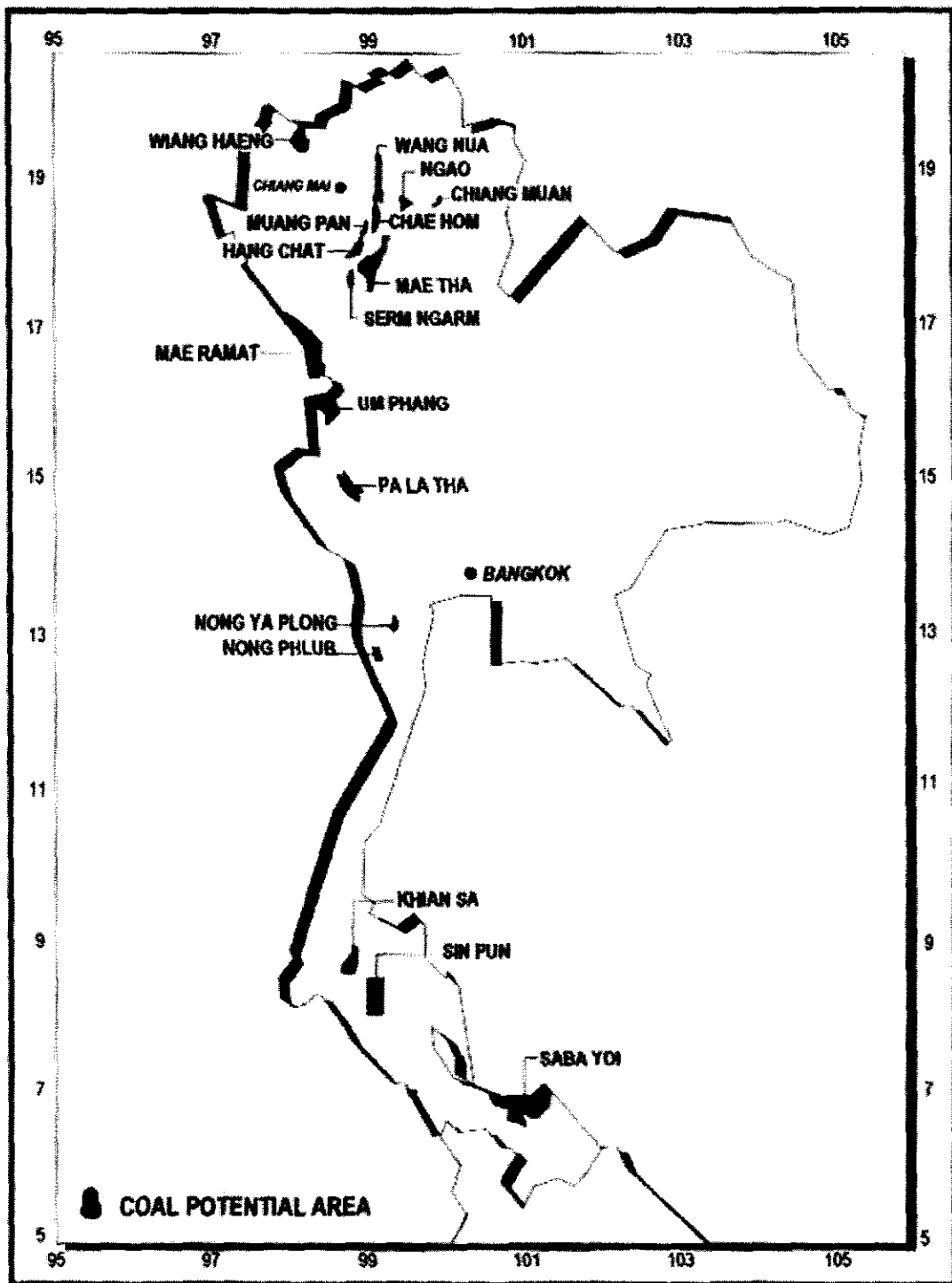
การทดสอบในห้องทดลอง

3.1 วัตถุประสงค์

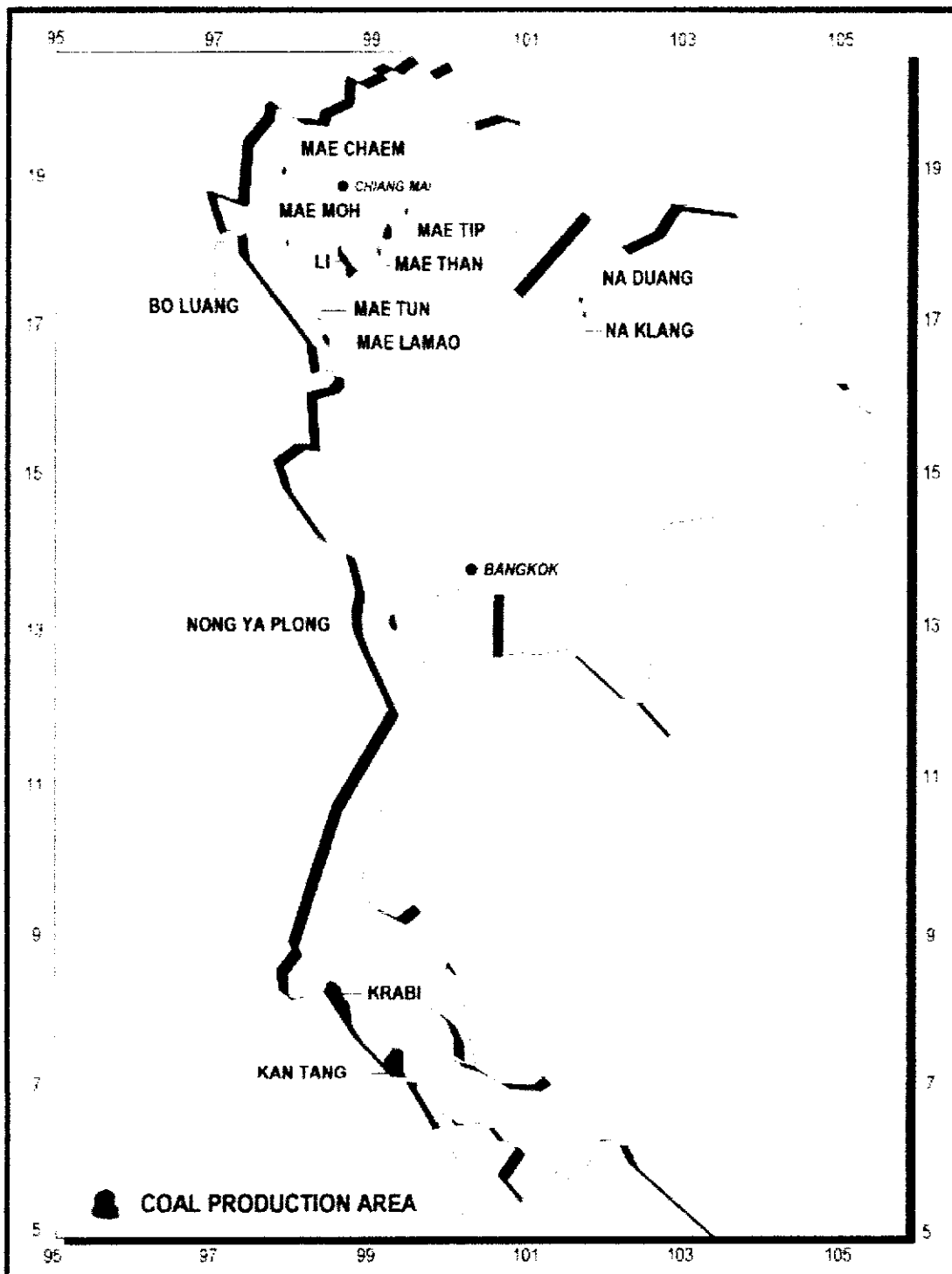
การทดสอบในห้องทดลองเป็นการปฏิบัติเพื่อที่จะวัดความพรุนและความสามารถในการซึมผ่านของหินทรายในยุคเทอร์เชียรี การจัดเตรียมตัวอย่าง, วิธีการทดลอง, ผลลัพธ์และการอภิปรายงานในการทดสอบได้ถูกอธิบายไว้ในส่วนนี้

3.2 การเก็บและจัดเตรียมตัวอย่าง

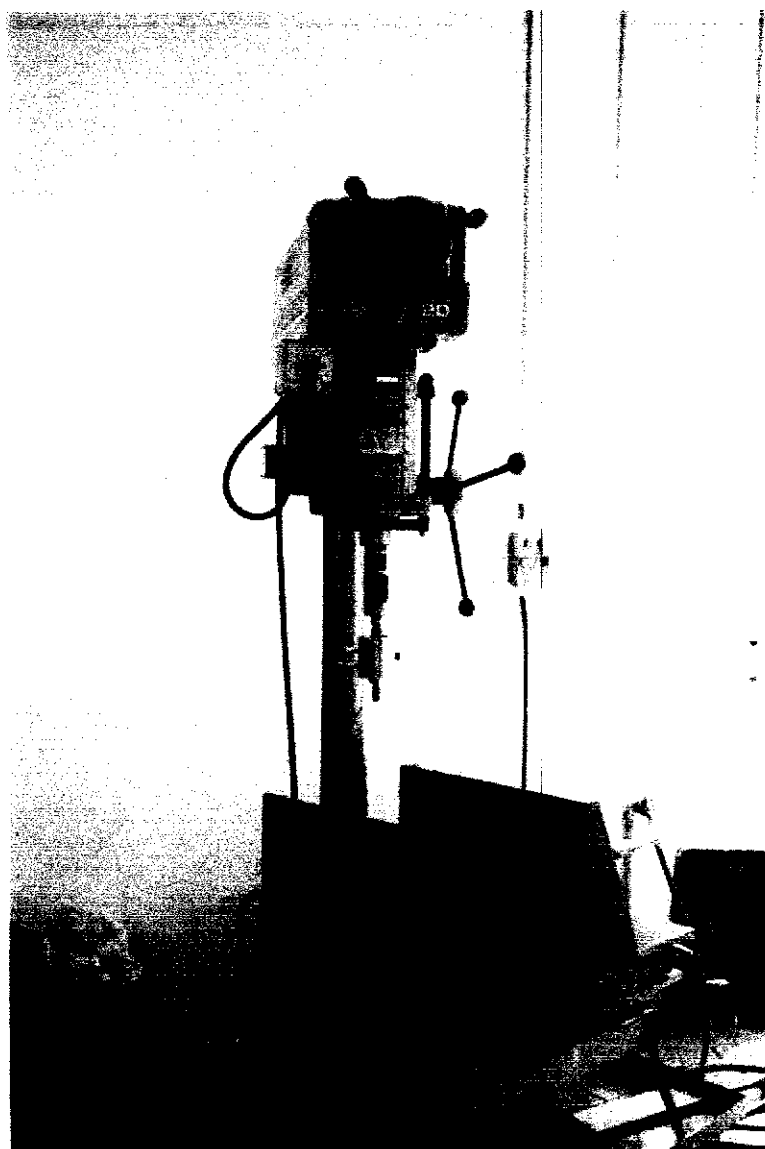
ตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีที่ใช้ในงานวิจัยนี้ได้มาจากเหมืองถ่านหินในบริเวณภาคเหนือของประเทศไทย ตัวอย่างหินนี้ถูกเก็บรวบรวมมาจาก 3 สถานที่ ได้แก่ แอ่งลี่, แอ่งแม่เมาะ, แอ่งเชียงม่วน (รูปภาพที่ 3.1 และ 3.2) หินตัวอย่างเหล่านี้เป็นตัวแทนของหินทรายในยุคเทอร์เชียรี เพราะหินทรายในยุคเทอร์เชียรีที่โผล่ขึ้นมาให้เห็นในภาคกลางของประเทศไทยนั้นค้นหาได้ยาก ตัวอย่างส่วนใหญ่จะถูกเก็บรวบรวมเป็นหินตัวอย่าง ยกเว้นในแอ่งแม่เมาะที่จะมีทั้งหินตัวอย่างและ core ตัวอย่าง หินตัวอย่างและ core ตัวอย่างนี้จะถูกเจาะโดยเครื่องเจาะ 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



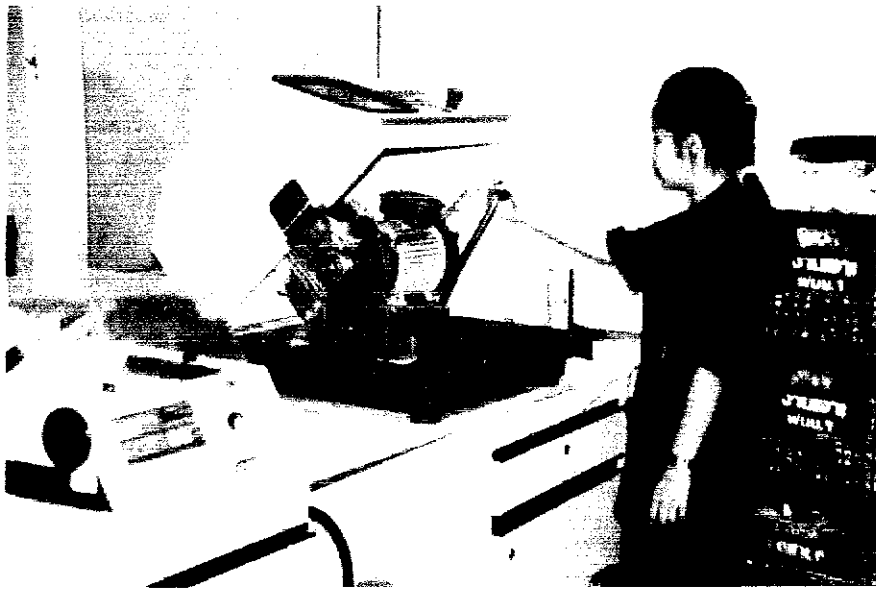
รูปที่ 3.1 ที่ตั้งของแอ่งเชิงमानทางภาคเหนือของประเทศไทย



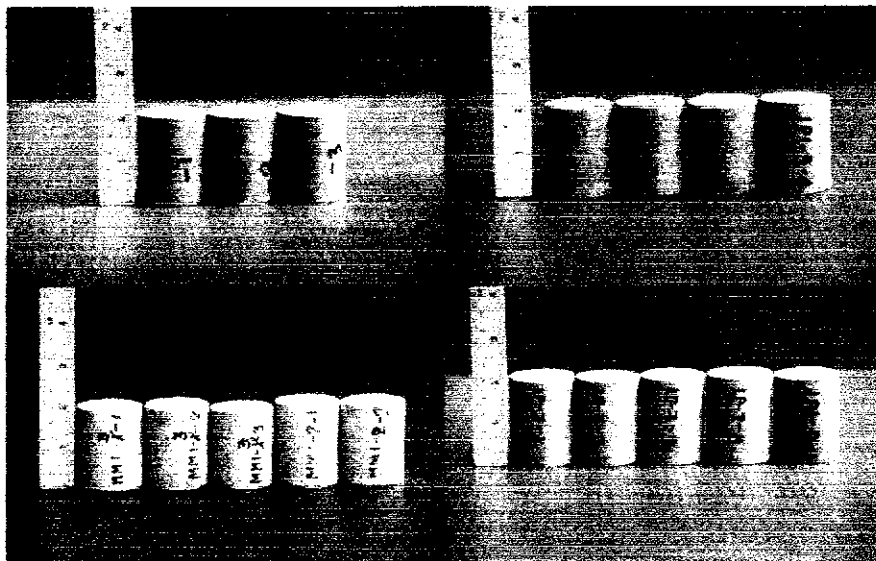
รูปที่ 3.2 ที่ตั้งแอ่งถ่านหินและแอ่งแม่เมาะทางภาคเหนือของประเทศไทย



รูปที่ 3.3 เครื่องเจาะซึ่งเจาะตัวอย่างแท่งหิน โดยใช้หัวเจาะเพชร



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างแท่งหิน ซึ่งถูกตัดเพื่อให้ได้ความยาวที่ต้องการ



รูปที่ 3.5 บางตัวอย่างหินทรายในยุคเทอร์เชียรีเพื่อใช้วัดค่า

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

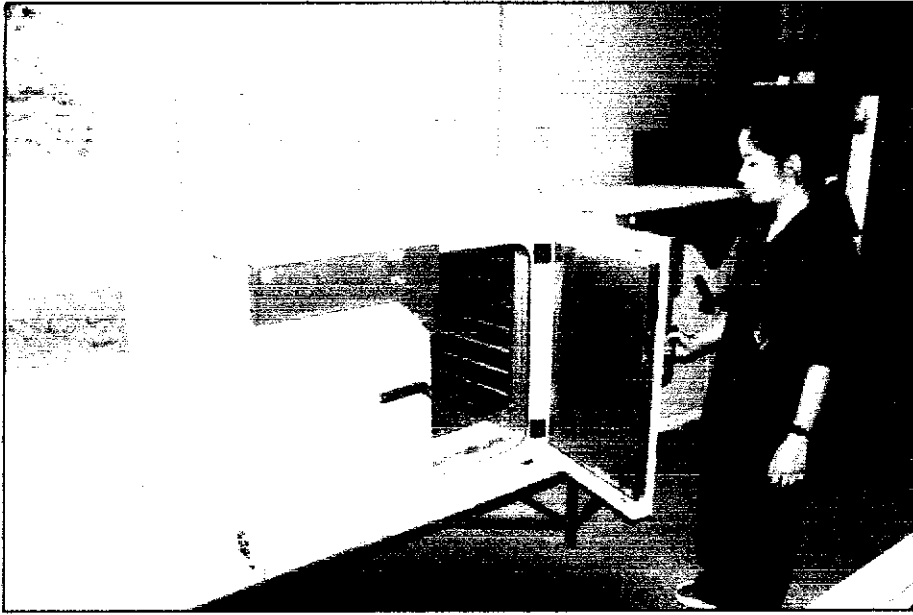
ช่องว่างภายในหินมีอยู่ 2 แบบ ช่องว่างภายในหินเริ่มแรกเป็นช่องว่างเดิมซึ่งมีขนาดพอประมาณซึ่งเป็นผลมาจากการทับถมของตะกอน ช่องว่างภายในหินลำดับที่สองมีขนาดของช่องว่างภายในมากกว่าช่องว่างภายในหินเริ่มแรกซึ่งเกิดจากสารละลายทางเคมีของหินกักเก็บ ตาราง 3.1 แสดงค่าความแตกต่างของหินของหินกักเก็บ

3.3.1 การคำนวณของเครื่องวัดช่องว่างของหิน

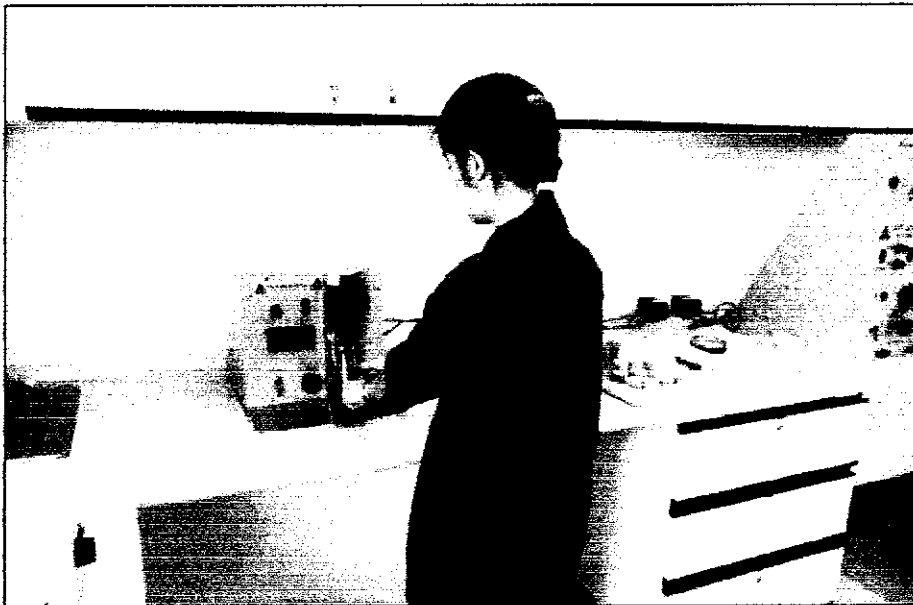
เครื่องวัดช่องว่างของหินเป็นเครื่องมือที่ใช้วัดช่องว่างของตัวอย่างหินถูกแสดงที่รูปภาพที่ 3.7 ซีเลียมจะถูกใช้ในการทดสอบนี้เนื่องจากมีข้อดีกว่าแก๊สชนิดอื่นๆ เช่น

1. เนื่องด้วยขนาดของซีเลียมที่มีขนาดเล็กซึ่งจึงสามารถไหลซึมผ่านช่องว่างขนาดเล็กได้รวดเร็วกว่าแก๊สชนิดอื่นๆ
2. ไม่มีผลกระทบใดๆ ต่อเครื่องมือ

ช่องว่างภายในหินที่สะอาดและแห้งจะถูกพิจารณาโดย 3 คุณสมบัติ ได้แก่ ปริมาตรของเม็ดหิน, ปริมาตรทั้งหมดของหิน, ช่องว่างของหิน



รูปที่ 3.6 ตู้อบที่ใช้อบตัวอย่างหินที่ความร้อน 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

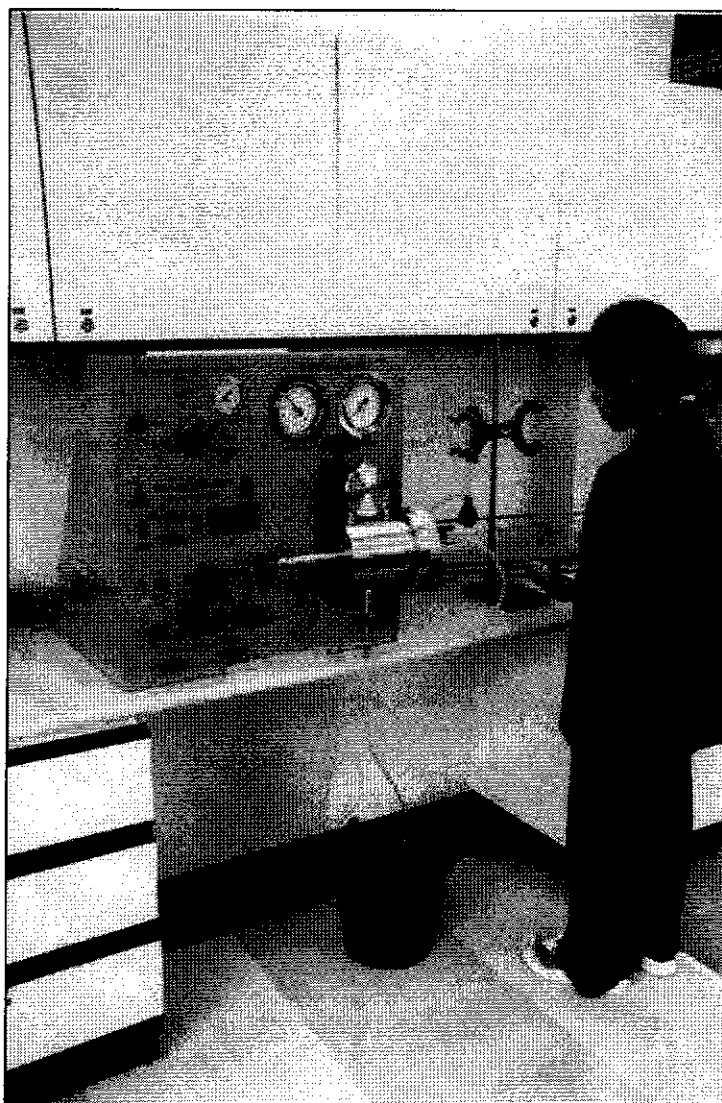
การไหลของของไหลในเครื่องวัดช่องว่างของหินขึ้นอยู่กับ การเชื่อมต่อกันของช่องว่าง ความสามารถในการซึมผ่านเป็นการวัดการเชื่อมต่อกันของช่องว่างในสมการซึ่งอธิบายการไหลของของไหลในเครื่องวัดช่องว่างของหิน (Fanchi, 2000). สมการของคาร์ซีใช้สำหรับการไหล 1 สถานะ

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

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 จะใช้อากาศกระตุ้น 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 โดยความดันทั้งหมดที่จะถูกใช้ไว้ในหน่วย atmosphere (atm).

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

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

เมื่อ

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 ₁ (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_1 (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% ในขณะที่ยังมีความสามารถในการซึมผ่านอยู่ช่วงระหว่าง 0.002 ถึง 51.38 มิลลิคาร์ซี และค่าความสามารถในการซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 5.2 มิลลิคาร์ซี ช่วงช่องว่างของหินที่อุทกสมมีค่าประมาณ 11-23% และค่าความสามารถในการซึมผ่าน 0.1-500 มิลลิคาร์ซี (Thongpenyai, et al). เมื่อเปรียบเทียบค่าที่ได้จากสนามอุทกสมกับการทดสอบหินตัวอย่างชี้ได้ว่าค่าช่องว่างของหินค่อนข้างใกล้เคียงกัน แต่ค่าความสามารถในการซึมผ่านของหินตัวอย่างกับค่าในสนามอุทกสมแตกต่างกันมาก เนื่องจากหลายสาเหตุ

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

3.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บ

3.6.1 การสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในห้องปฏิบัติการเป็นส่วนหนึ่งของงานวิจัยครั้งนี้ เพื่อศึกษาถึงลักษณะทิศทางการไหลภายในแหล่งกักเก็บตามแบบไหลวงรัศมี (radial flow) และศึกษาถึงการทำการขับน้ำมันด้วยน้ำ (Water flooding) ด้วยลักษณะการจัดวางหลุมแบบ five-spot โดยตั้งเป้าไว้ทดลองทั้งแบบ direct fire-spot และแบบ inverse five – spot แบบจำลองในงานวิจัยนี้ใช้แผ่นอะคริลิกหนาประกอบกันเป็นแบบ โดยมีขอบเหล็กฉากครอบโดยสอบเป็นตัวรับแรงดันและใช้ลูกแก้วขนาด 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. นี๊ตขนาดยาวประมาณ 4” และเกลียวตัวเมียและแหวนรองจำนวน 16 ชุด เพื่อใช้ยึดขอบเหล็กฉากกับแผ่นอะคริลิก
3. เหล็กฉากขนาด 1x 1 นิ้ว ยาวรวมกัน 6 เมตร

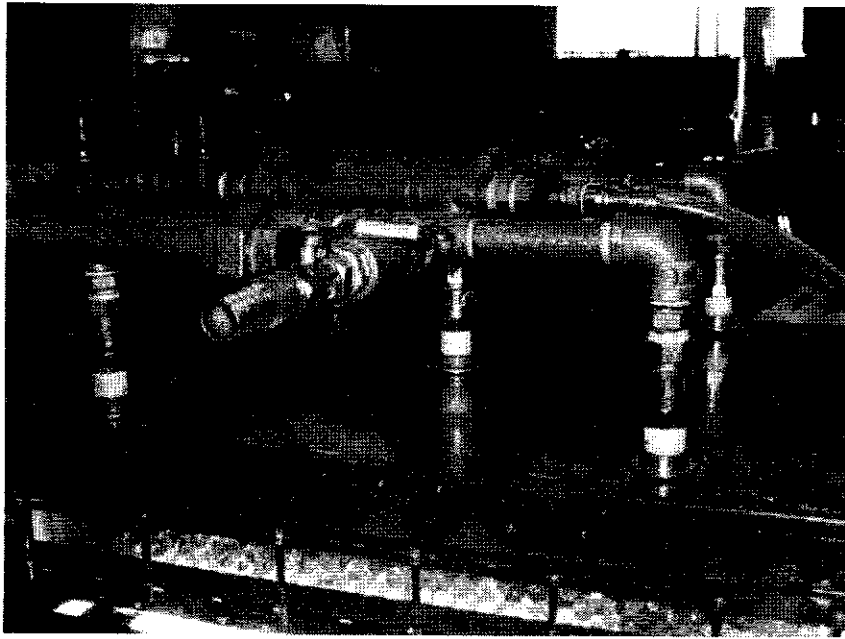
4. เหล็กท่อสี่เหลี่ยมขนาด 1 x 1 นิ้ว 6 เมตร สำหรับทำโครงรับอุปกรณ์แหล่งจำลอง
5. ล้อเหล็กขนาด 6 นิ้ว 4 ล้อ
6. ข้อต่อท่อรูป L จำนวน 10 อัน, T 10 อัน
7. แกลวัดความดัน 1 ตัว
8. วาล์วปิดเปิดจำนวน 10 ตัวใช้ควบคุมการไหลของของเหลว
9. ปั้มน้ำขนาด 150 W
10. ถังเพิ่มความดัน stainless ขนาด 200 ลิตร
11. ลูกแก้วขนาด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

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

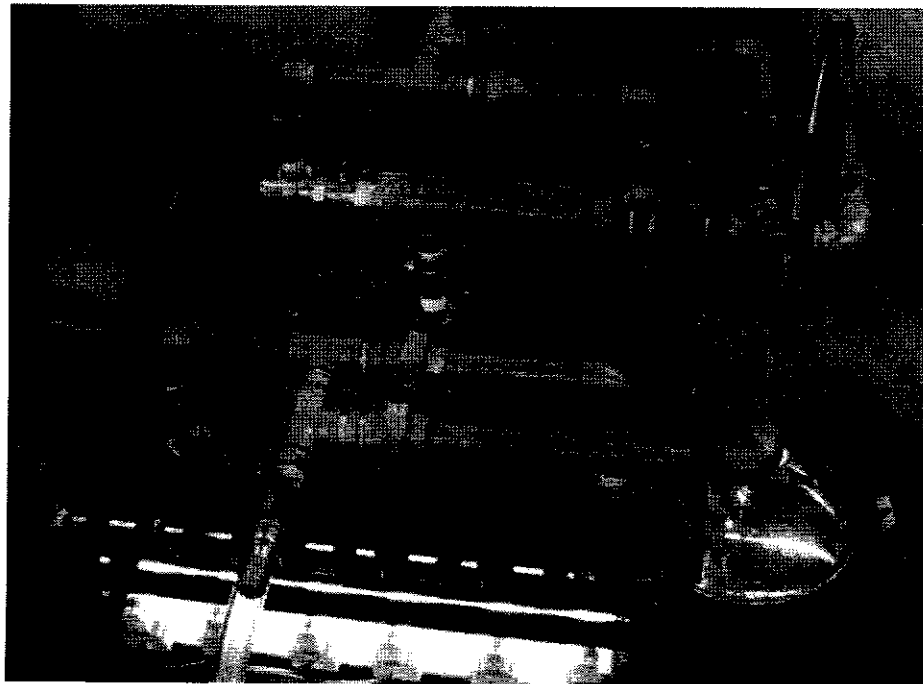
3.6.2 การทดลอง

ในการประกอบท่อผลิตและท่ออัดน้ำได้ออกแบบให้สามารถเปลี่ยนลักษณะการไหลเข้าออกแต่ท่อได้โดยใช้วาล์วและท่อหลาย ๆ ท่อทางต่อเข้าด้วยกัน ดังจะเห็นในรูปที่ 3.8-3.11 การทดลองทำเป็น 3 ลักษณะคือ

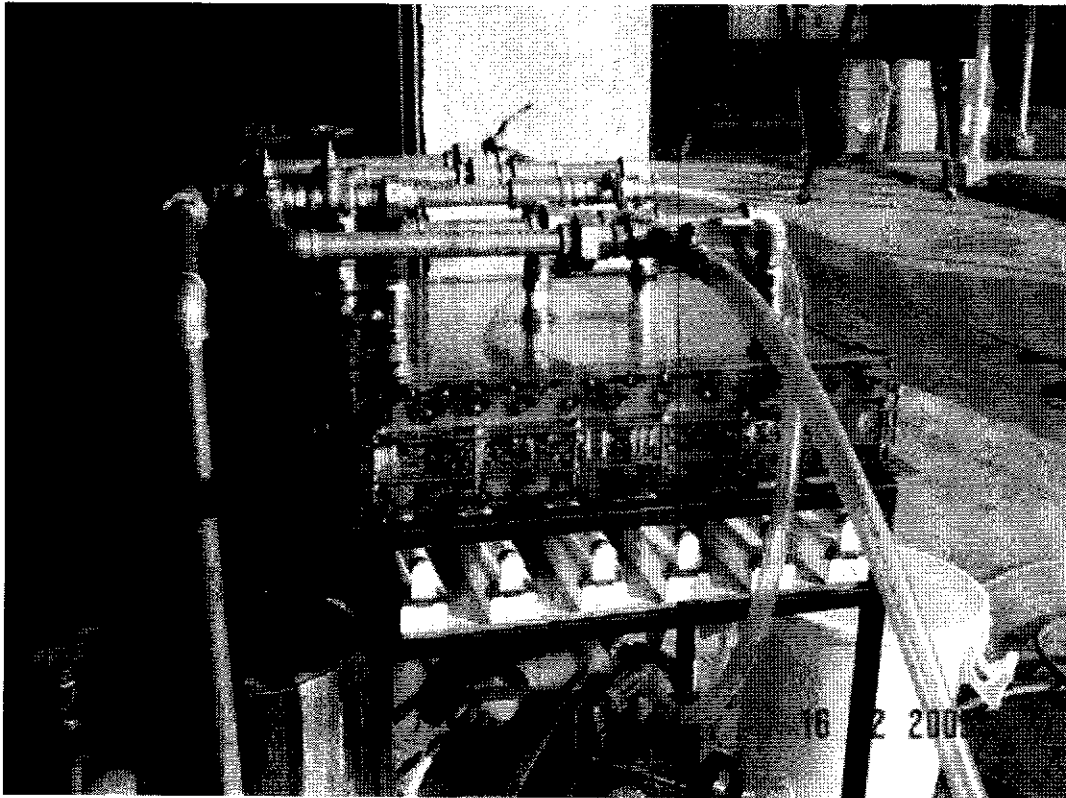
- 1) ทดลองโดยอัดเข้าหลุมกลาง (injection well) และให้หลุม 4 มุมเป็นหลุมผลิต (Producing wells)



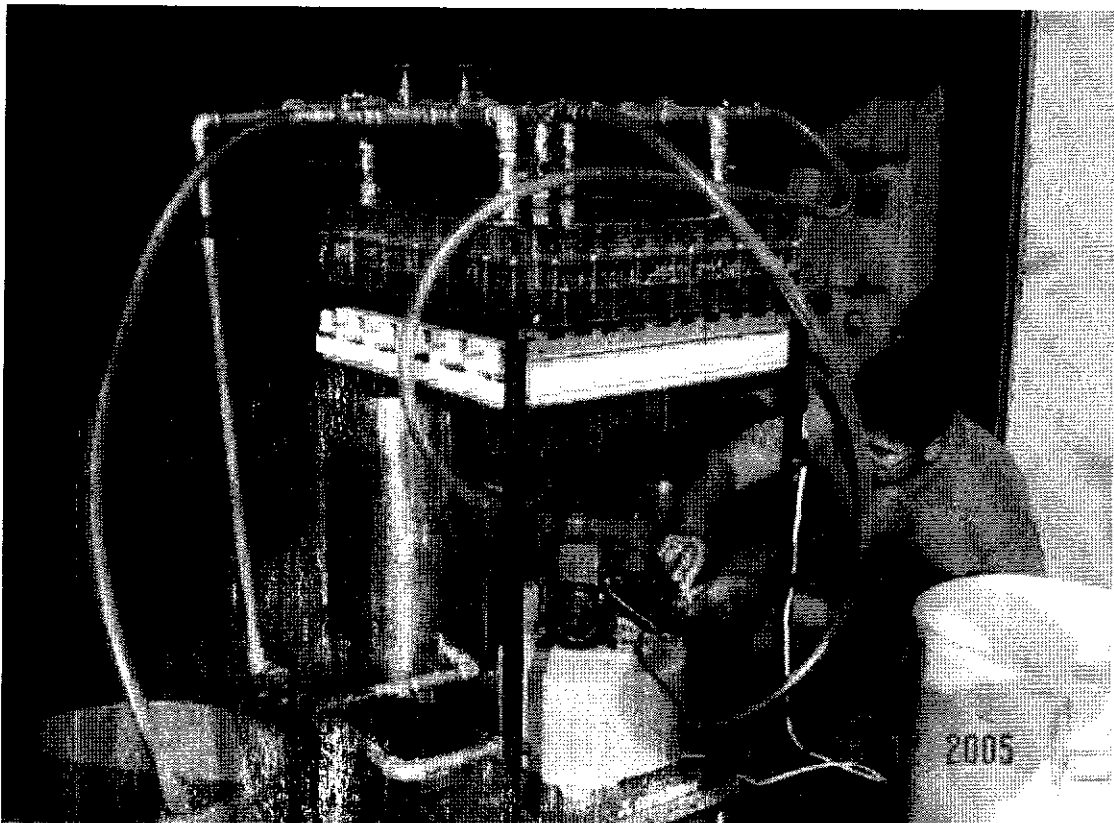
รูปที่ 3.9 ลักษณะการวางหลุมของแบบจำลอง



รูปที่ 3.10 แสดงจุดที่ใส่ท่อแทนหลุมผลิตและหลุมอัดแบบ Five spot



รูปที่ 3.11 แสดงแบบจำลองแหล่งกักเก็บเพื่อประกอบเสร็จแล้ว



รูปที่ 3.12 แสดงแบบจำลองแหล่งกักเก็บในขณะที่ทำการทดลอง

2) ทดลองอัดน้ำเข้าหลุมมุมหนึ่ง (injection well) และให้หลุมตรงข้ามเป็นหลุมผลิต (producing well)

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

3.6.3 ผลการทดลอง

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

2) การทดลองอัดน้ำเข้าหลุมมุมหนึ่งหลุม (injection well) และเปิดหลุมมุมตรงข้ามเป็นหลุมผลิต (producing well) ก็จะเห็นน้ำสีที่อัดเข้าไปขยายวงกว้างทยอยออกไปเป็นการไหลแบบ 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 ขับไล่ น้ำที่มีอยู่เดิมออกที่หลุมกลาง ซึ่งก็เป็นไปตามทฤษฎี

ผลการทดลองทั้งสามแบบพอสรุปได้ว่า ประสบความสำเร็จพอสมควร แต่ก็ยังไม่เป็นไปตามที่ตั้งเป้าไว้ กล่าวคือ ยังไม่ได้ข้อมูลที่จะนำไปใช้ในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ประสิทธิภาพในการแทนที่ของๆ ไหล ไม่สามารถวัดออกมาได้เป็นรูปธรรม

3.6.4 อุปสรรคและข้อเสนอแนะ

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

2) ควรใช้แผ่นพลาสติกหนา 1 นิ้ว แทนแผ่นอะคริลิก เพราะจะทนแรงอัดได้มากกว่านี้

3) ควรหาวิธีอัดลูกแก้วให้แน่นเปรียบเทียบเสมือนเป็นชั้นหิน จึงจะได้ผลตรงกับที่เป็นจริง

4) ถ้าใช้วัสดุเม็ดเล็กเนื้อแน่นทับแทนชั้นหิน ควรหาวิธีวัดการเคลื่อนตัวของๆ ไหล โดยใช้กระแสไฟฟ้าจะได้ผลที่เป็นรูปธรรมนำไปเปรียบเทียบหรือปรับแก้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ได้

บทที่ 4

วิธีการขั้วด้วยน้ำ

4.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขั้วด้วยน้ำ

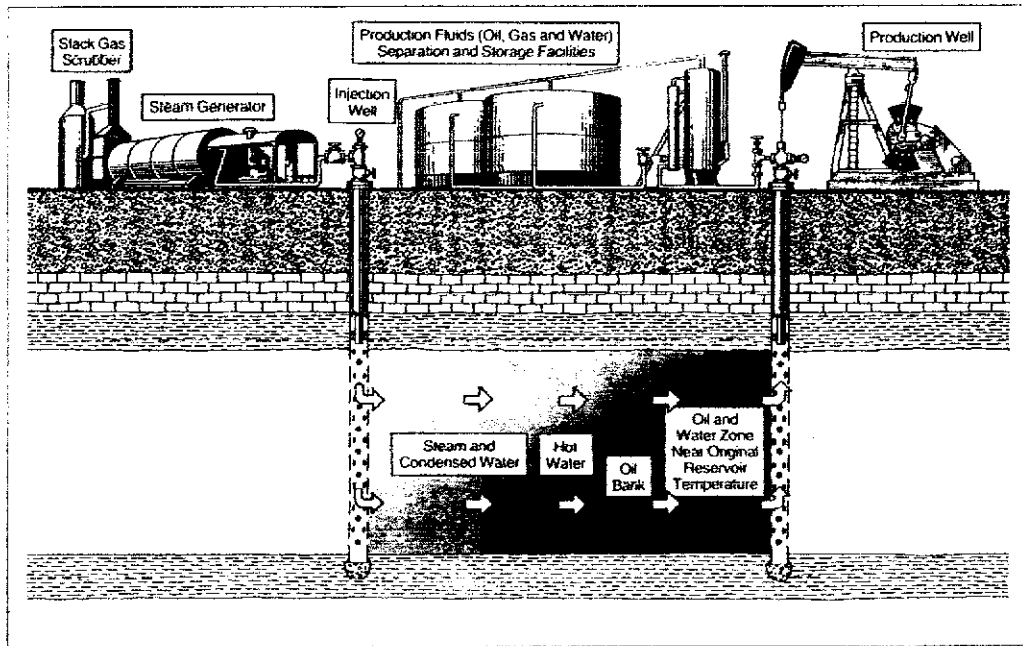
สำหรับวิธีการขั้วด้วยน้ำเป็นหนึ่งในหลายวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในชั้นที่สองหรือที่เรียกว่าชั้นทุติยภูมิ ซึ่งในการผลิตในชั้นที่สองนั้นจะมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมให้มากขึ้นจากการผลิตในชั้นแรก โดยวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในชั้นตอนนี้จะมีอยู่หลากหลายวิธีการ อาทิเช่น วิธีการขั้วด้วยน้ำ วิธีการขั้วด้วยก๊าซหรือวิธีการขั้วไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบ โพลีเมอร์ และวิธีอื่นๆอีกมากมาย (รูปที่ 4.1 ถึงรูปที่ 4.3) ซึ่งในปัจจุบันการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการขั้วด้วยน้ำจัดเป็นวิธีที่ได้รับการนำมาประยุกต์มากกว่าวิธีการอื่นๆที่กล่าวมา สำหรับวิธีการขั้วด้วยน้ำนั้นได้รับการคิดค้นมาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1865 ที่รัฐเพนซิลวาเนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา และจากนั้นก็ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน (Thakur, 1998) แต่ถ้าทำการเปรียบเทียบผลการผลิตปิโตรเลียมที่ได้เพิ่มขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เทียบกับวิธีการเพิ่มผลผลิตแบบอื่นนั้น ความสามารถในการกวาดไล่น้ำมันของวิธีการขั้วด้วยน้ำอาจจะไม่ดีเท่ากับกระบวนการอื่นๆ เช่น วิธีการขั้วไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือสารสังเคราะห์อื่นๆ(รูปที่ 4.4) แต่วิธีการขั้วด้วยน้ำก็ยังได้รับความนิยมเป็นอย่างดีในการนำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม โดยสาเหตุสำคัญที่ทำให้วิธีการขั้วด้วยน้ำได้รับความนิยมอย่างต่อเนื่อง อาจจะเป็นเนื่องจากเหตุผลหลายประการ เช่น

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำ
- น้ำเป็นของไหลที่หาได้ง่ายและสะดวกในการนำมาใช้งาน
- คุณสมบัติของน้ำไม่เข้ากับคุณสมบัติของน้ำมัน ทำให้สามารถช่วยในการขั้วไล่น้ำมัน

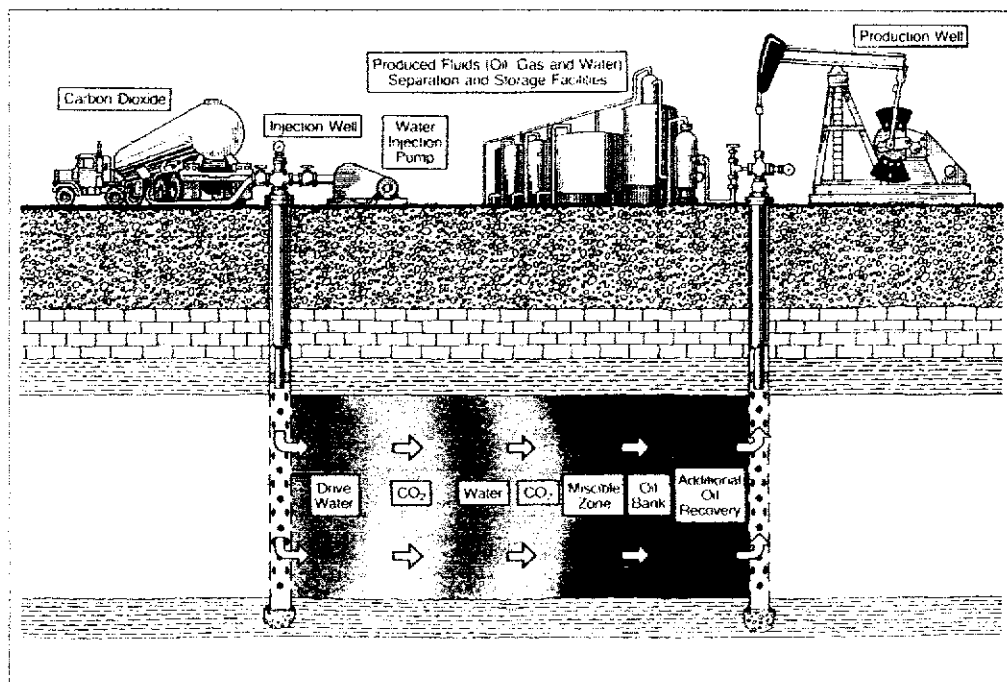
ได้เป็นอย่างดี

- วิธีการขั้วด้วยน้ำมีลักษณะการดำเนินงานที่ไม่ซับซ้อน

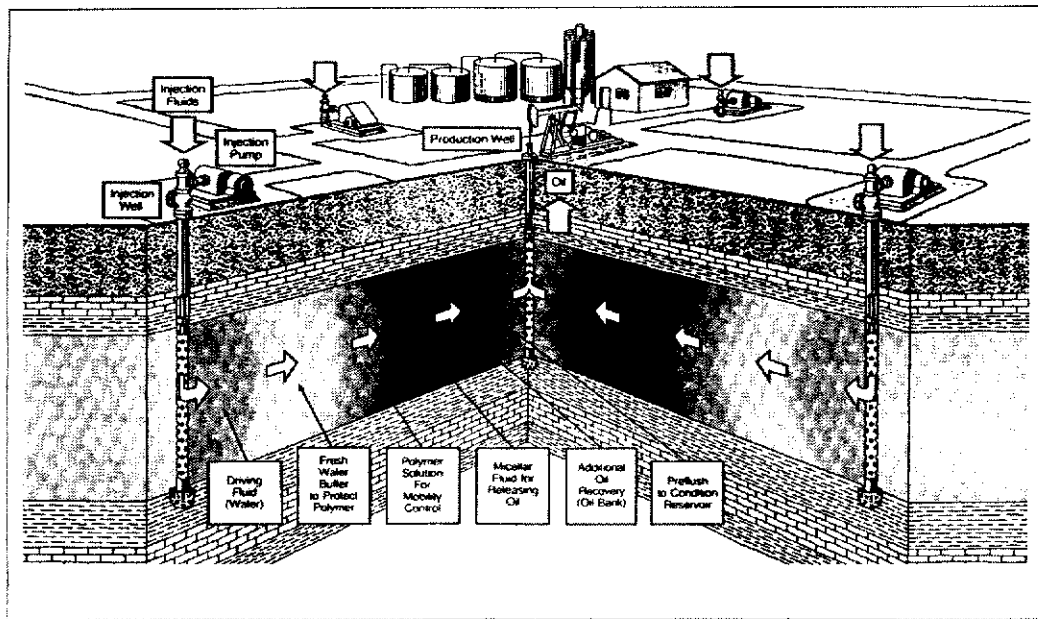
กระบวนการจัดการของวิธีการขั้วด้วยน้ำได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.5



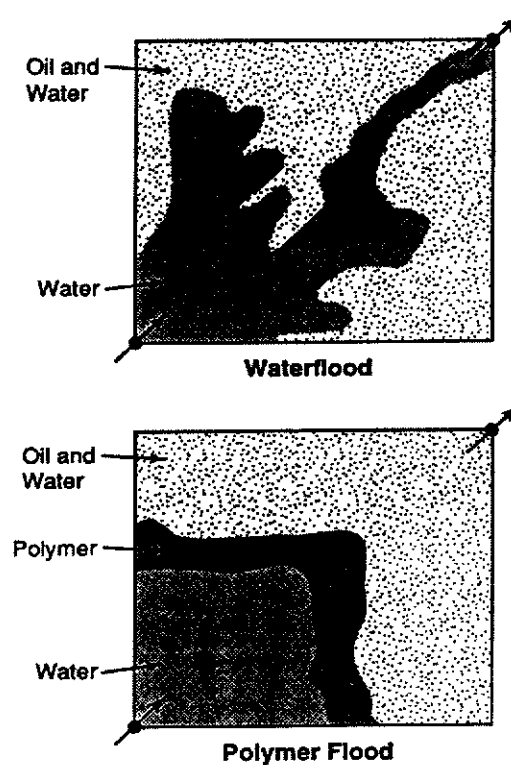
รูปที่ 4.1 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน (Green and Willhite, 1998)



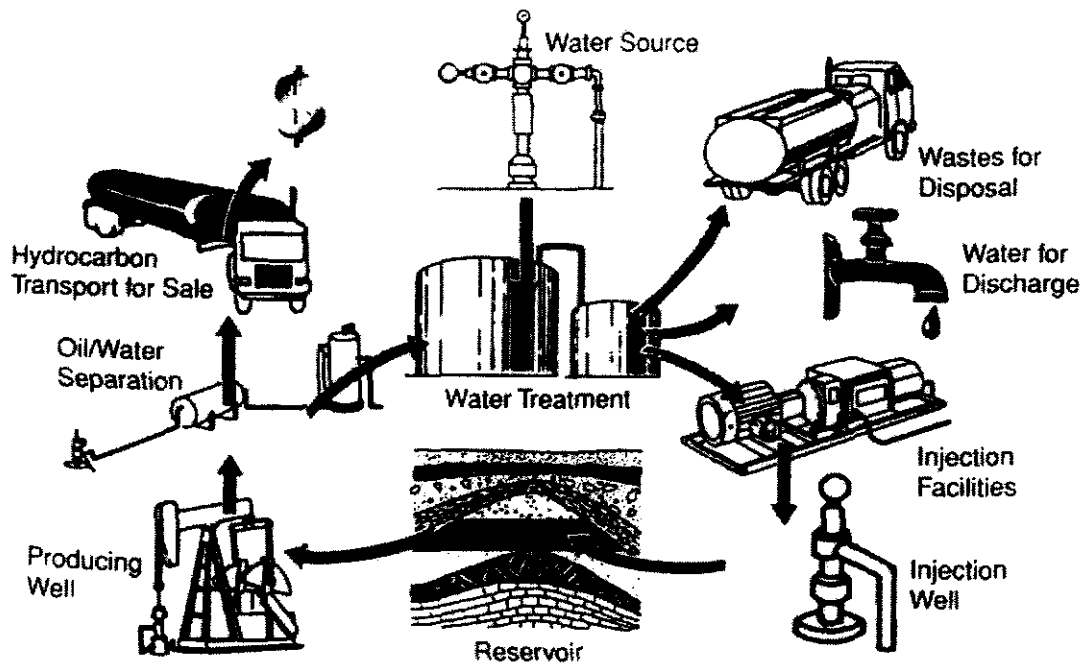
รูปที่ 4.2 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอน ไดออกไซด์ (Green and Willhite, 1998)



รูปที่ 4.3 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (Green and Willhite, 1998)



รูปที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ (Willhite, 1986)



รูปที่ 4.5 ภาพแสดงกระบวนการจัดการของวิธีการขุดด้วยน้ำ (Thakur, 1998)

4.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำ

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยทำการอัดน้ำที่มีคุณสมบัติไม่เข้ากับปิโตรเลียมลงไปในพื้นที่กักเก็บปิโตรเลียม เพื่อให้ น้ำที่อัดลงสู่แหล่งกักเก็บดังกล่าวไปทำหน้าที่ขับไล่หรือกวาดปิโตรเลียมให้เข้าสู่บริเวณหลุมผลิตมากขึ้น โดยทั่วไปจะมีการจัดการหรือขั้นตอนสำคัญในการพิจารณาเพื่อนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ดังนี้

- วิเคราะห์ลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม
- ทำการประเมินพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม
- วิเคราะห์รูปแบบการผลิตที่เหมาะสม
- รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องและจำเป็น
- ทำการสังเกตและวิเคราะห์ถึงข้อมูลการทดสอบหลุมผลิตและความดันในแหล่งกักเก็บ
- จัดสร้างฐานข้อมูลเกี่ยวกับหลุมผลิต

ในการจัดเตรียมข้อมูลที่เกี่ยวข้องจำเป็นต้องใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำ จะสามารถแบ่งลักษณะที่มาของข้อมูลเป็น 2 ส่วนคือ

1. ข้อมูลที่ได้จากห้องปฏิบัติการ ซึ่งจะมีข้อมูลที่สำคัญดังนี้

1.1 คุณสมบัติของของไหล (fluid properties)

สำหรับข้อมูลของคุณสมบัติของของไหลที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการขับด้วยน้ำ ส่วนใหญ่จะเป็นคุณสมบัติของของไหลที่เปลี่ยนแปลงไป เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงความดันและอุณหภูมิ เช่น ความหนืดของของไหล เป็นต้น นอกจากนี้ คุณสมบัติทางด้านเคมีของของไหล อาทิเช่น ส่วนประกอบของของไหลก็มีความสำคัญในการนำมาพิจารณาที่จะนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ด้วยเช่นกัน

1.2 คุณสมบัติของหิน (rock properties)

สำหรับคุณสมบัติของหินที่สำคัญต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

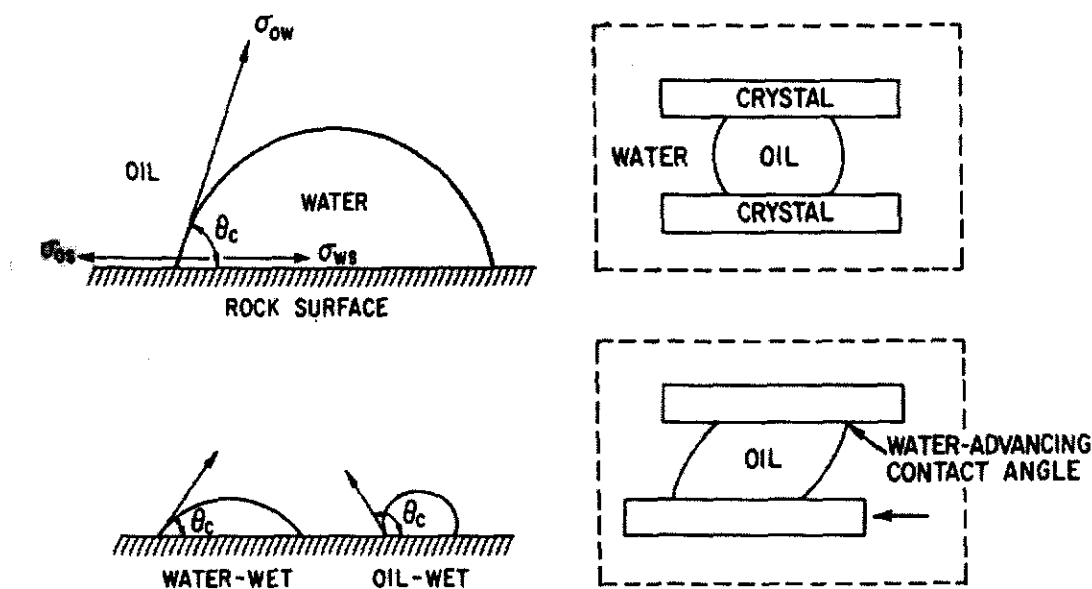
ความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหิน (rock wettability)

สำหรับความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหินจะเป็นความสามารถที่ของเหลว เช่น น้ำหรือน้ำมัน จะสามารถยึดเกาะกับหินได้ดีกว่าของเหลวชนิดอื่นๆ โดยทั่วไปจะแบ่งความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหินเป็น 2 รูปแบบคือ

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

ซึ่งสำหรับวิธีการทดสอบหินตัวอย่างเพื่อให้ทราบว่ามีความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหินเป็นรูปแบบใด จะสามารถทำได้โดยการหยดของเหลวลงบนหินตัวอย่าง

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



รูปที่ 4.6 แสดงลักษณะของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินในรูปแบบต่างๆ (Craig,1980)

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ในกรณีที่หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีคุณสมบัติของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินเป็นรูปแบบที่ 1 จะเหมาะสมอย่างยิ่งในการนำกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิต โดยวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ เพราะน้ำที่อัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะสามารถทำการขับไล่น้ำมันได้ดีกว่าในรูปแบบที่ 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 ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินไม่ดี (pressure of nonwetting phase)

P_w คือ ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูของเหลวของหิน ได้ดี (pressure of wetting phase)

σ_{mww} คือ แรงดึงผิวระหว่างของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูของเหลวของหิน ได้ไม่ดีเทียบกับของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูของเหลวของหิน ได้ดี

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)

สำหรับคุณสมบัติการไหลในแหล่งกักเก็บจะมีความสำคัญที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยมีคุณสมบัติที่สำคัญ เช่น อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของของไหล (mobility ratio) ซึ่งเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องมาจากความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์และค่าความหนืดของของไหล ดังแสดงความสัมพันธ์ไว้ในสมการ

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

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

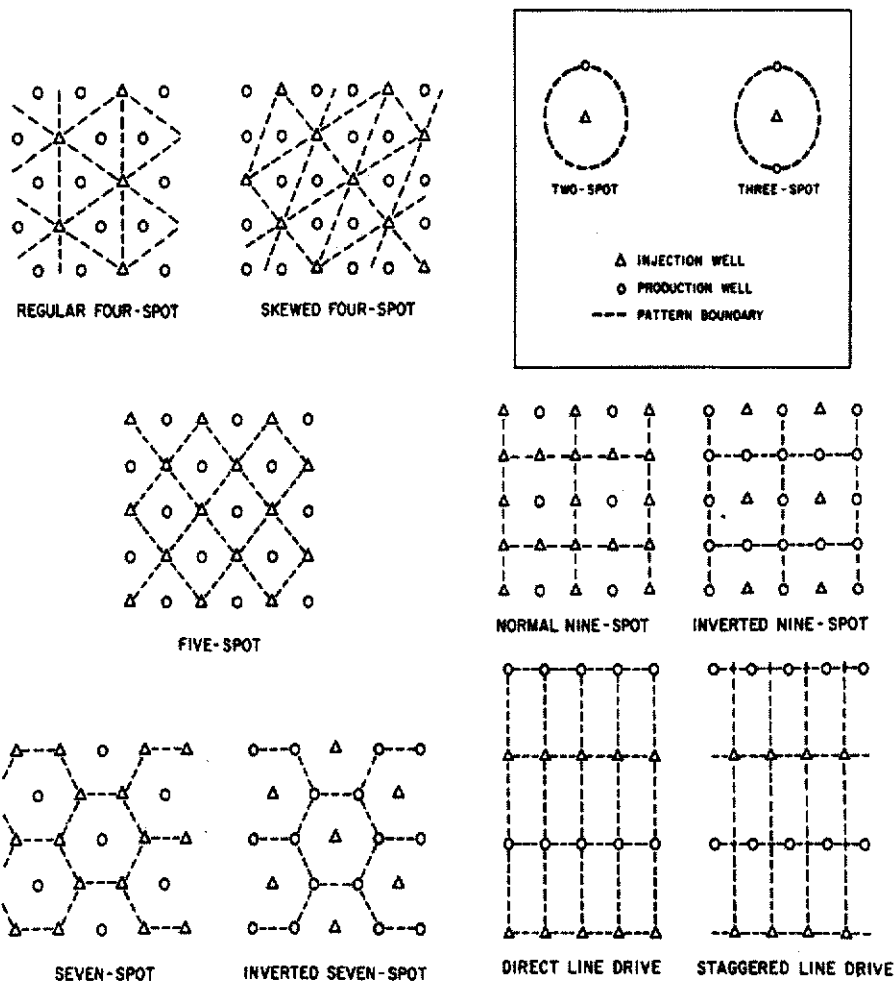
2. ข้อมูลภาคสนาม ซึ่งจะมีข้อมูลต่างๆ ดังนี้

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

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่เป็นต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้แล้วเสร็จ ก็จะเข้าสู่กระบวนการออกแบบการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพิ่มการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้

- ทำการประเมินลักษณะต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รวมถึงประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บชั้นปฐมภูมิด้วย

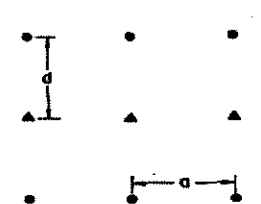
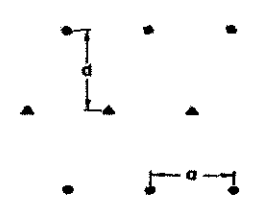
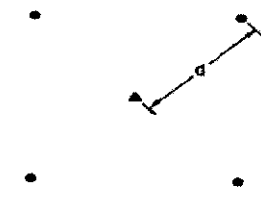
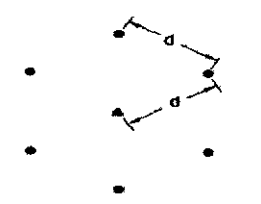
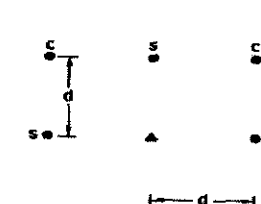
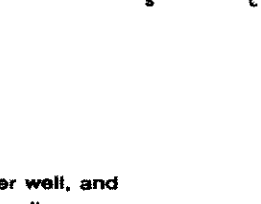
- ทำการเลือกรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำให้มีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำจะมีอยู่หลากหลายรูปแบบขึ้นอยู่กับลักษณะการกระจายของหลุมผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่ในแหล่งปิโตรเลียม (รูปที่ 4.7)



รูปที่ 4.7 ภาพแสดงรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำ (Craig, 1980)

- ทำการประเมินอัตราการผลิตปิโตรเลียมและอัตราการอัดน้ำ โดยอัตราการอัดน้ำที่นำมาใช้ในวิธีการขุดด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำแสดงในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขุดด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (Willhite, 1986)

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

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

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

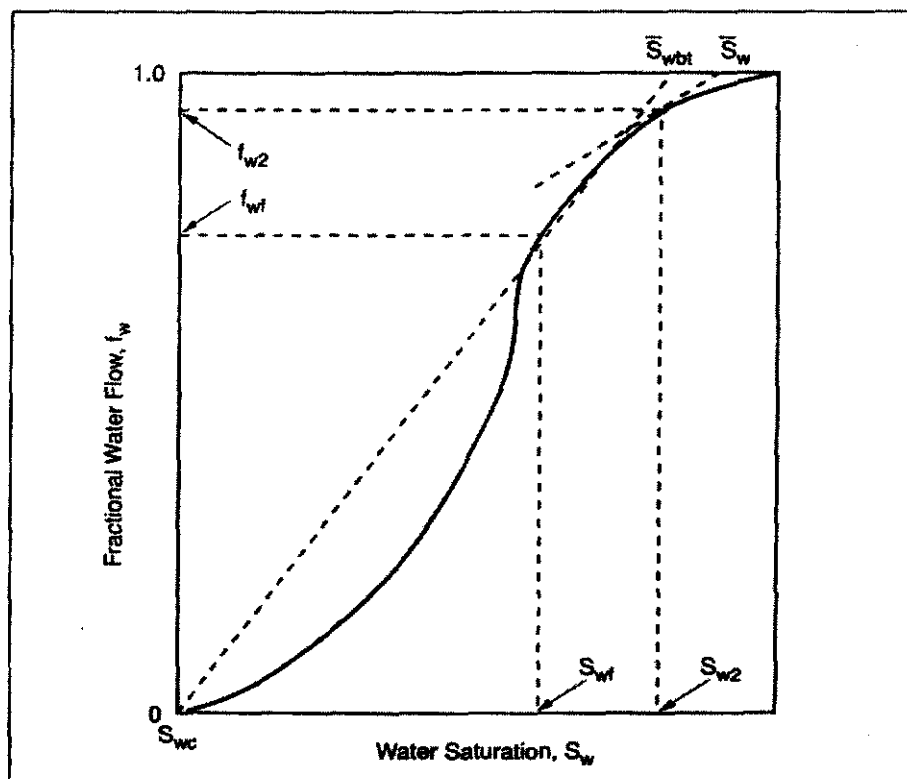
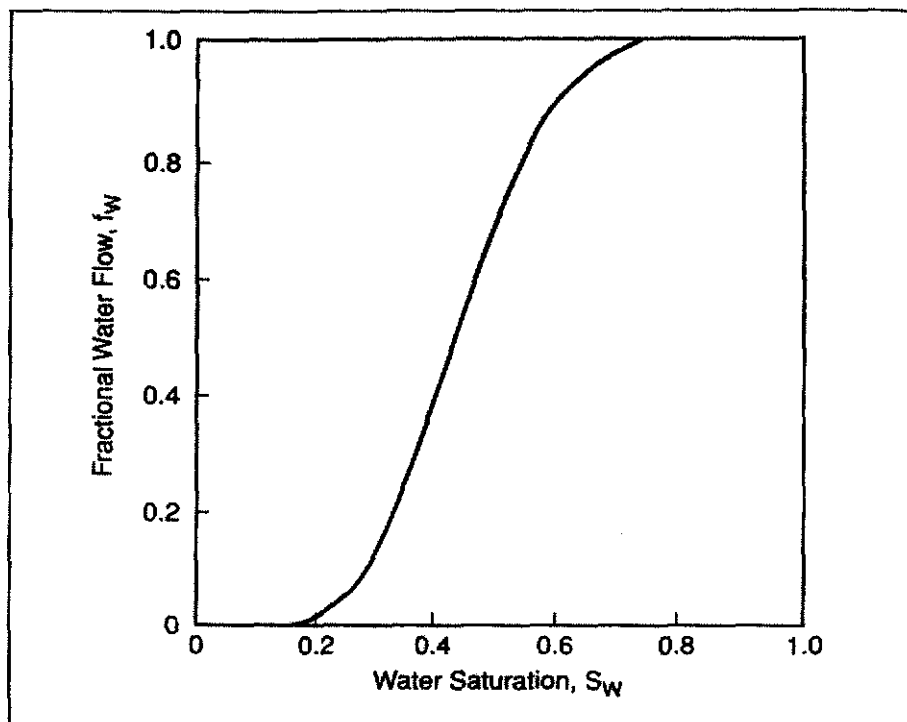
จากสมการ 4.7 จะเป็นสมการของสัดส่วนการไหลที่สมบูรณ์ กล่าวคือเป็นสมการที่มีการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาพิจารณาด้วย แต่ถ้าในการคำนวณไม่ต้องการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาประกอบการคำนวณด้วย จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่ได้แสดงไว้ในสมการ 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 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งของความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (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 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (breakthrough) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w ร่วมกับสมการ 4.11 (รูปที่ 4.8)

4.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขับด้วยน้ำ

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ จะมีข้อดีอยู่หลายประการ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- วิธีการขับด้วยน้ำจัดเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนมากนัก ทำให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจของผู้ปฏิบัติงาน

- วิธีการขั้วด้วยน้ำเป็นวิธีการที่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปีโตรเลียมโดยใช้วิธีการอื่น

- ในการหาทรัพยากรมาใช้ในกระบวนการสำหรับทำการอัดน้ำ จะสามารถหาได้ง่ายกว่าวิธีการอื่น

- มีประสิทธิภาพเป็นที่น่าพอใจ เมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายและปัจจัยอื่นที่ต้องนำมาใช้ในการดำเนินงาน

กรณีของข้อเสียในการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สำหรับการเพิ่มปริมาณการผลิตปีโตรเลียม จะมีรายละเอียดดังนี้

- ถ้าทำการเปรียบเทียบปริมาณของปีโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปีโตรเลียมโดยวิธีการอื่นๆ ปริมาณของปีโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นจากวิธีการขั้วด้วยน้ำอาจจะได้ผลน้อยกว่า ทำให้ยังเหลือปริมาณปีโตรเลียมที่สะสมตัวในแหล่งกักเก็บในปริมาณที่มาก ซึ่งจะส่งผลให้ต้องทำการหาวิธีการอื่นมาเพื่อนำปริมาณปีโตรเลียมที่เหลืออยู่ขึ้นมาต่อไปในอนาคต ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

- ในการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีคุณสมบัติที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดปัญหาในการผลิตปีโตรเลียมได้ อาทิเช่น เกิดการอุดตันขึ้นในช่องว่างของแหล่งกักเก็บปีโตรเลียม เนื่องมาจากเกิดการทำปฏิกิริยากันของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปแหล่งกักเก็บกับน้ำที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ ทำให้เกิดการตกผลึกของสารละลายหรือแร่ใหม่ หรือถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีความเป็นกรดเป็นด่างอยู่ในปริมาณที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดการกัดกร่อนหรือผุพังของท่อที่ใช้ในหลุมอัดน้ำหรือหลุมผลิตปีโตรเลียมและเครื่องมือที่ใช้ในการปฏิบัติงานได้

- ถ้ามีความผิดพลาดขึ้นในกระบวนการอัดน้ำและน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการมีคุณสมบัติทางเคมีที่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม อาจจะทำให้เกิดการปนเปื้อนของน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการเข้าสู่ชั้นน้ำบาดาลส่งผลให้เกิดปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมตามมาได้ในอนาคต

บทที่ 5

แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

5.1 ทฤษฎี

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

แบบจำลองคณิตศาสตร์คอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมนี้ได้รับการนำมาประยุกต์ใช้ทั่วไปอย่างกว้างขวาง เพราะสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ที่วิธีคำนวณแบบอื่นๆ ทำไม่ได้ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์แบบนี้สามารถอธิบายปริมาณการไหลของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน ที่มีแผนการผลิตอย่างไรอย่างหนึ่งได้และนอกจากจะสามารถอธิบายลักษณะของแหล่งปิโตรเลียมได้แล้ว ยังสามารถใช้วางแผนการผลิตปิโตรเลียมได้ตามความต้องการของตลาดเพื่อให้เหมาะสมกับการวางแผนการลงทุนและเหมาะสมตามกฎระเบียบของรัฐบาลเพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่ต้องการ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะใช้แก้ปัญหาที่ยุ่งยากซับซ้อนได้ดี แต่ก็นิยมใช้แก้ปัญหาที่ไม่มีความซับซ้อนมากนัก เพราะการจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์มักจะเป็นวิธีที่ดีที่สุดเนื่องจากความรวดเร็ว ประหยัดและได้ผลที่สมจริงกว่าวิธีอื่นๆ

สำหรับการจัดประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม สามารถแบ่งประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมเป็น 2 ลักษณะคือ

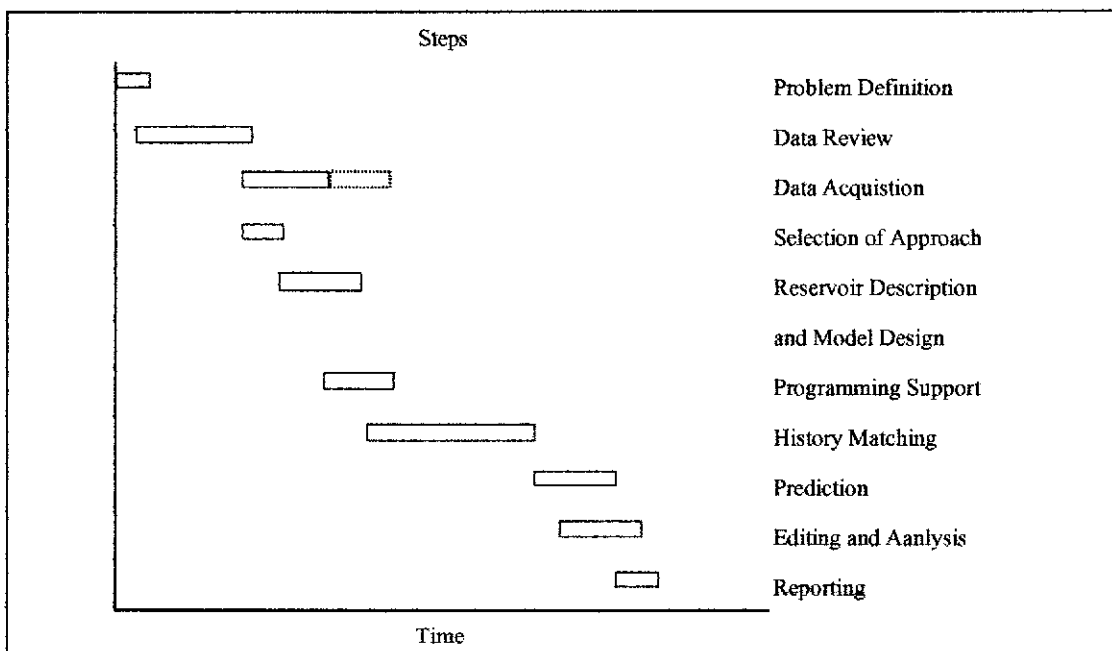
1. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหนึ่งเดียว (Single phase reservoir Simulator)
2. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหลายชนิด (Multiphase Reservoir Simulator)

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

5.1.1 การกำหนดข้อปัญหา (Problem Definition)

ขั้นแรกของการศึกษาคือกำหนดปัญหาพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมรวมทั้งปัญหาที่เกิดขึ้นในการดำเนินการและในขั้นตอนการกำหนดปัญหานี้ จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมในการดำเนินการให้เพียงพอที่จะบ่งชี้ว่าพฤติกรรมการผลิตและการดำเนินการเช่นไร เป็นที่ต้องการในอนาคตและควรจะเกิดขึ้นเวลาใด และสิ่งเหล่านี้จะสามารถสนับสนุนอย่างไรต่อแผนการบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียม

การเลือกข้อมูลและวิธีการศึกษา (Selecting the Study Approach)

หลังจากมีการกำหนดปัญหาหลักขณะการไหลของของไหลแล้วจะต้องตัดสินใจว่าแบบจำลองประเภทใดที่จะเหมาะสมกับแหล่งปิโตรเลียมนั้น ๆ มากที่สุด และสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ได้ดีที่สุด ซึ่งปกติแล้วจะไม่จำเป็นต้องจำลองแหล่งปิโตรเลียมหมดทั้งแหล่ง โดยตัวประกอบที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและสร้างแบบจำลองประกอบไปด้วย

ก. ความสามารถของคอมพิวเตอร์โปรแกรมที่ใช้ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ ของกลศาสตร์แหล่งปิโตรเลียม

ข. การเปลี่ยนแปลงที่จะต้องกระทำในการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ

ค. ชนิดและจำนวนที่จะทดลองผลิตในแบบจำลองเพื่อให้ครบตามจุดประสงค์ของการศึกษาวิจัย

ง. เวลา กำลังคน เครื่องคอมพิวเตอร์ และงบประมาณที่มีอยู่สำหรับการศึกษาวิจัย

จ. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบผลการจำลอง

ฉ. ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบที่จะช่วยให้การศึกษาวิจัยสมบูรณ์ในขณะนั้น

การรายงาน (Reporting)

ขั้นตอนสุดท้ายของการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมคือการรวบรวมผล สรุปเป็นรายงานที่ชัดเจน สั้น และกะทัดรัด แบบรายงานจะมีตั้งแต่ บันทึก บริษัท สนธิระหว่างหน่วยงานอย่างสั้นๆ สำหรับการศึกษานขนาดเล็ก ไปกระทั่งรายงานฉบับหนาที่สมบูรณ์ไปโดยรูปแสดงสีต่างๆ สำหรับการศึกษแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะเป็กรายงานแบบไหนขนาดไหน รายงานจะต้องกำหนดเป้าหมายของการศึกษา อธิบายการใช้แบบจำลอง และแสดงผล และสรุปผลโดยมีคำอธิบายครบถ้วนเหมาะสมกับเป้าหมายการศึกษาวิจัยนั้นๆ

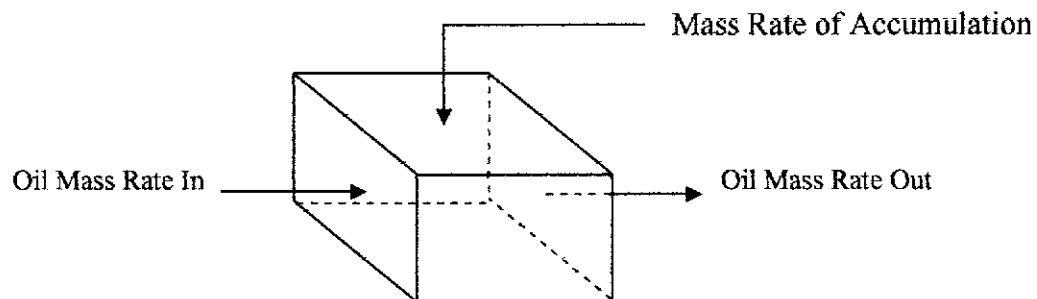
5.1.2 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

การได้มาของสมการการไหลของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Flow Equations)

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนามาใช้เทียบเท่ากับเหมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ชนิดเดียวทีละชนิด โดยเริ่มพิจารณาจาก

น้ำมัน เริ่มจากหน่วยส่วนเล็ก ๆ (element) ในแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมการการไหลของน้ำมันที่รวมสมการการไหลต่อเนื่อง (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

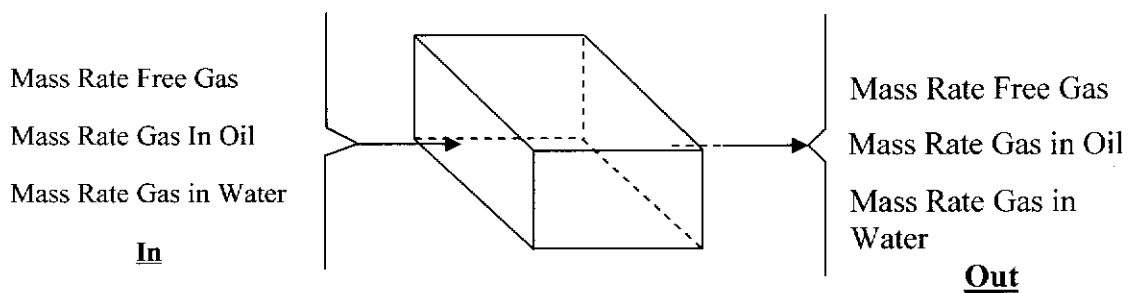
$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{----- สมการ 5.3}$$

ก๊าซ การสมดุลย์มวลสารของก๊าซจะต้องรวมเอาก๊าซทั้งหมดที่อยู่ในระบบคือ ก๊าซอิสระ ก๊าซที่ละลายในน้ำและน้ำมัน

มวลก๊าซไหลเข้า - มวลก๊าซไหลออก = มวลก๊าซสะสมในหน่วยส่วนก๊าซจากส่วนต่าง 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

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

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมีจะมีสมการดังนี้

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

น้ำ ในการพิจารณาของไหลที่เป็นน้ำ จะทำการพิจารณาเหมือนของไหลชนิดอื่นๆ โดยจะสามารถเขียนสมการการไหล สำหรับการไหลเชิงเส้นดังต่อไปนี้

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

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมี

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

การขยายสมการในแบบของการไหลรอบรัศมี (Radial 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

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

ทำการขยายสมการ 5.12 โดยใช้สมการเชิงอนุพันธ์ จะได้

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

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

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

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

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

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

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

$$\text{แต่} \quad S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{----- สมการ 5.22}$$

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

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 ทำให้ด้านซ้ายมือรวมอยู่ในเทอมของ $\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$ และเทอมของความสามารถในการซึมตัวของไหลที่สัมพันธ์กับเวลาคือ

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

รวบรววมเทอมเหมือนในสมการ 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 และห้กลับเทอมเหมือนที่มีเครื่องหมายตรงข้ามกันจะได้สมการเป็น

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

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 แบบรอบรัศมี โดยถ้าทำการแก้สมการนี้จะได้ค่าของความดันที่จุดต่าง ๆ บนแนวรัศมีในเวลาต่าง ๆ สมการนี้เป็นแบบฉบับพื้นฐานสำหรับวิเคราะห์หาความดันของการไหลของไหลหลายชนิด

การกระจายในแบบแนวเส้นมิติเดียว ให้สมการแต่ละชนิดของของไหลเป็น

กรณีที่ 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

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

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

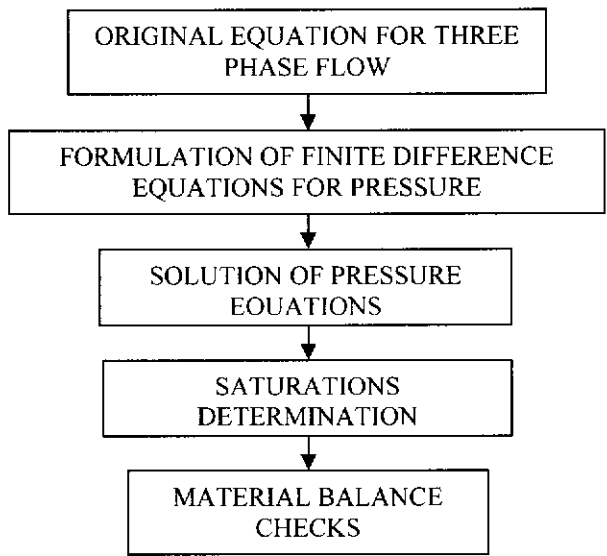
สมการ 5.30 ถึงสมการ 5.37 สามารถรวมกันได้โดยใช้สมการผลรวมของสัดส่วนของของไหล จะได้

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_g \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} \right]$$

$$+ \lambda_o \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \Big] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \quad \text{----- สมการ 5.38}$$

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

สำหรับสมการการไหลแบบ 2 มิติ ในการเขียนสมการสามารถพิจารณาสมการการไหลในแนวแกน 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) ซึ่งในกรณีเช่นนี้เราสามารถใชัระดับช่วงเวลาดังต่อไปนี้

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

----- 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 $\lambda_{Ti\pm 1/2}$ ถูกประเมินค่าระหว่างเซลล์ที่อยู่ติดกัน 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

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

และเมื่อขั้นระดับเวลาใหม่ (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 คู่ และในการไหลแบบ 2 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 5 ตัวแปร ส่วนการไหลแบบ 3 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 7 ตัวแปร

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

Computation of Saturation at New Level

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

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)

ข้อมูลที่จำเป็นต่อการทดลองผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบ่งเป็นกลุ่มต่างๆ 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) ด้วยคอมพิวเตอร์ภายใต้การลดลงของพลังงานผลิต (depletion) หรือภายใต้กลไกของการผลิตขั้นที่สอง (Secondary) หรือขั้นที่สาม (Tertiary) โดยคุณสมบัติของของไหลที่สำคัญ คือ

คุณสมบัติของของไหลที่ผันแปรตามความดัน ได้แก่

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

คุณสมบัติเหล่านี้โดยทั่วไปแล้วจะได้จากห้องปฏิบัติการในการศึกษาตัวอย่างของไหลและตัวอย่างหิน ไม่คำนึงถึงวิธีการในการป้อนข้อมูลแต่การป้อนข้อมูลเกี่ยวกับน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ จะต้องเป็นไปตามเมนูของโปรแกรมแต่ละ โปรแกรมที่กำหนดหาให้ 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) ในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์จะต้องใส่เข้าไปใน โปรแกรมแบบใดแบบหนึ่ง โดยข้อมูลที่มีความจำเป็นต้องใช้ประกอบการพิจารณาได้แก่

1. ค่าความซึมผ่านได้ (Permeability) สามารถหาได้จากหลากหลายวิธีการ เช่น
 - การวัดความดันเพิ่มหลังทดสอบอัตราการผลิต (Pressure build up data)
 - การวัดความดันที่ลดลงในขณะที่ทดสอบอัตราการผลิต (Pressure fall off data)
 - การวัดความดันอีกหลุมหนึ่งในขณะผลิต (Interference tests)
 - การทดสอบอัตราการผลิต (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. ระดับความลึกของแหล่งปิโตรเลียมจะได้จากข้อมูลการขั้วธรณีหลุมเจาะและจากการบันทึกในขณะการเจาะสำรวจ
5. ข้อมูลความสามารถในการถูกกักเก็บจะได้ออกมาจากการวิเคราะห์จากห้องปฏิบัติการและจากเอกสารตีพิมพ์ต่าง ๆ
6. ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (Relative Permeability) ซึ่งอาจได้มาจากหนึ่งในห้าวิธีต่อไปนี้
 - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลคงตัว (Steady-state)
 - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลไม่คงตัว (Unsteady-state)
 - คำนวณจากข้อมูลความดันรูเล็ก (Capillary Pressure)
 - คำนวณจากข้อมูลภาคสนาม
 - คำนวณจากสูตรสำเร็จที่มีการเผยแพร่

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

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

ก. 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 การเปรียบเทียบให้เข้ากันได้ที่พื้นผิวของความดันกันหลุมกับอัตราการไหลและสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันมีความจำเป็นในการหาค่าตัวประกอบในการไหลต่าง 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)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างใน ห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)
ความสามารถในการอิ่มตัวของไหลใน 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 (Conectivity)	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 จะเป็นแบบจำลองที่สร้างในห้องปฏิบัติการให้มีคุณสมบัติทางฟิสิกส์เหมือนแหล่งปิโตรเลียมจริงแต่จะย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog Models)

สำหรับแบบจำลองเทียบเหมือน เป็นแบบจำลองที่ใช้การไหลเทียบเหมือนกับการไหลของของไหลผ่านชั้นหิน (Porous Media) อาทิเช่น การไหลของกระแสไฟฟ้าในตัวนำ โดยทดลองวัดกระแสไฟฟ้าเทียบเหมือนปริมาณของไหลความดันด้านทานเทียบเหมือนชั้นหิน ความต่างศักย์ เทียบเหมือนความดัน (Pressure) เป็นต้น

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Models)

สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการศึกษา โดยแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริงๆ และแหล่งปิโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการ แหล่งปิโตรเลียมจำลองถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณสมบัติและลักษณะการประพฤติกรรมตัวของระบบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปิโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปิโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิตและแหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทำการทดลองผลิตปิโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ส่วนแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนิยมใช้ในห้องปฏิบัติการเนื่องจากจะใช้สำหรับการศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนของการผลิตปิโตรเลียมที่

เฉพาะเจาะจงบางอย่างซึ่งผลจากแบบจำลองทางพีสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับการผลิตในแหล่งปิโตรเลียมจริง

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 และสำหรับงานวิจัยชิ้นนี้ได้ใช้โปรแกรมที่เรียกว่า “Eclipse Office” ในการสร้างแบบจำลองและทดสอบพฤติกรรมต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ โดยสาเหตุที่เลือกใช้โปรแกรมอิมัลชันซอฟต์แวร์เนื่องจาก

- โปรแกรมอิมัลชันซอฟต์แวร์เป็นโปรแกรมที่มีประสิทธิภาพเพียงพอและเหมาะสมต่อการใช้งาน

- มีแหล่งทรัพยากรพร้อมในการทำการทดสอบ เนื่องจากโปรแกรมที่เกี่ยวข้องกับการสร้างและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยทั่วไปจะมีราคาสูง ทำให้ในการทดสอบ ผู้วิจัยต้องขอความอนุเคราะห์ไปยังหน่วยงานราชการที่มีศักยภาพพร้อมให้การสนับสนุน

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

โปรแกรมอิมัลชันซอฟต์แวร์ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ที่พัฒนาขึ้นมาใช้ในการจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยได้รับการพัฒนามาอย่างต่อเนื่องและในปัจจุบันก็ยังคงได้รับความนิยมในการนำมาใช้ศึกษาแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยโปรแกรมอิมัลชันซอฟต์แวร์สามารถจำลองการไหลของน้ำมัน น้ำ และก๊าซ และสามารถใช้ได้สำหรับปริมาณก๊าซที่ละลายในน้ำมันที่เปลี่ยนแปลงไปตามความดัน แต่ไม่สามารถจำลองการเปลี่ยนแปลง ส่วนประกอบ (Composition) ในน้ำมันหรือก๊าซได้ เมื่อแหล่งจำลองแบบจำลองที่จัดทำขึ้นถูกใช้อย่างถูกต้อง ผู้ใช้สามารถเชื่อมั่นได้ว่าผลการคำนวณออกมาจะได้คำตอบที่เป็นจริงและเชื่อถือได้ ถ้าข้อมูลที่ใส่เข้าไปมีความสมบูรณ์และตรงกับความจริงอย่างสมเหตุสมผล

6.2 แบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในการศึกษาวิจัย

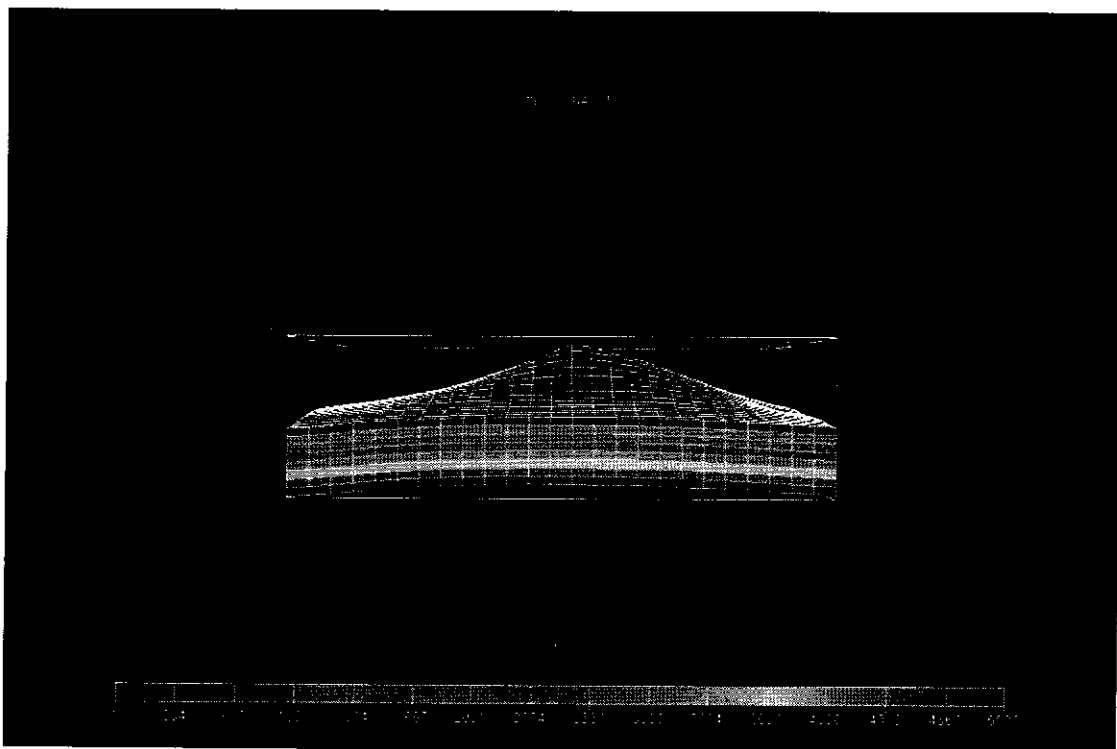
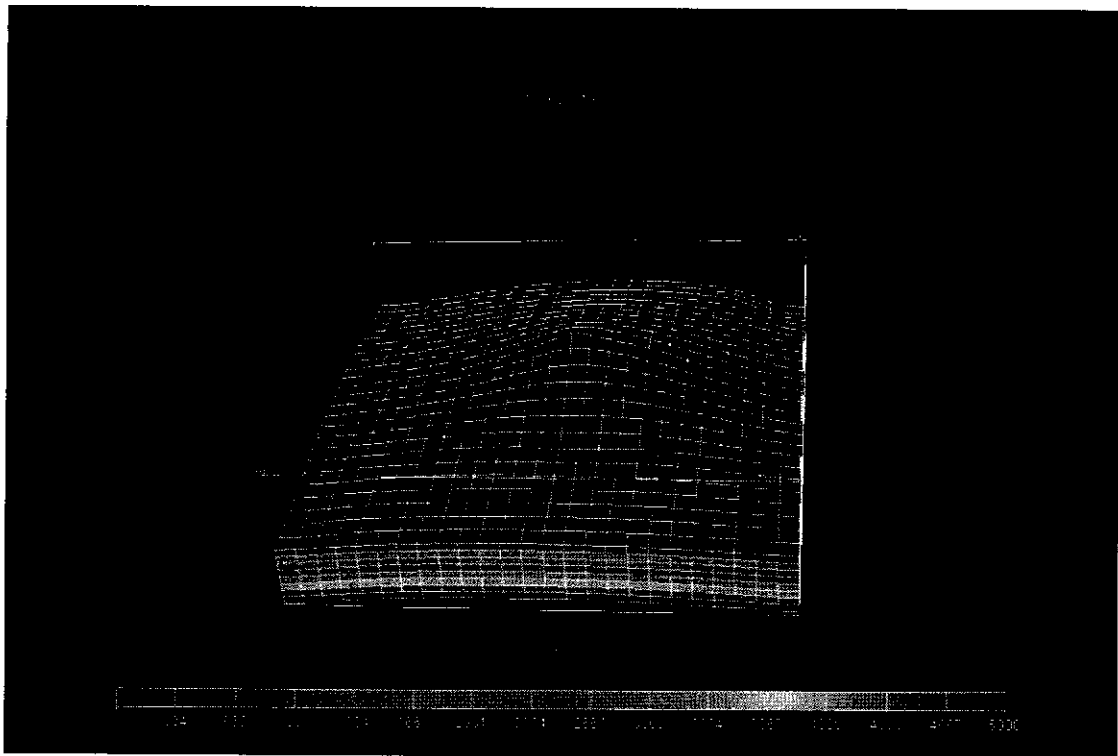
สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาครั้งนี้โดยใช้โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศ สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 รูปแบบดังนี้

- ก. รูปแบบที่ 1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่
(ปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ 109,049,300 บาร์เรล)
- ข. รูปแบบที่ 2 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดปานกลาง
(ปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ 29,051,170 บาร์เรล)

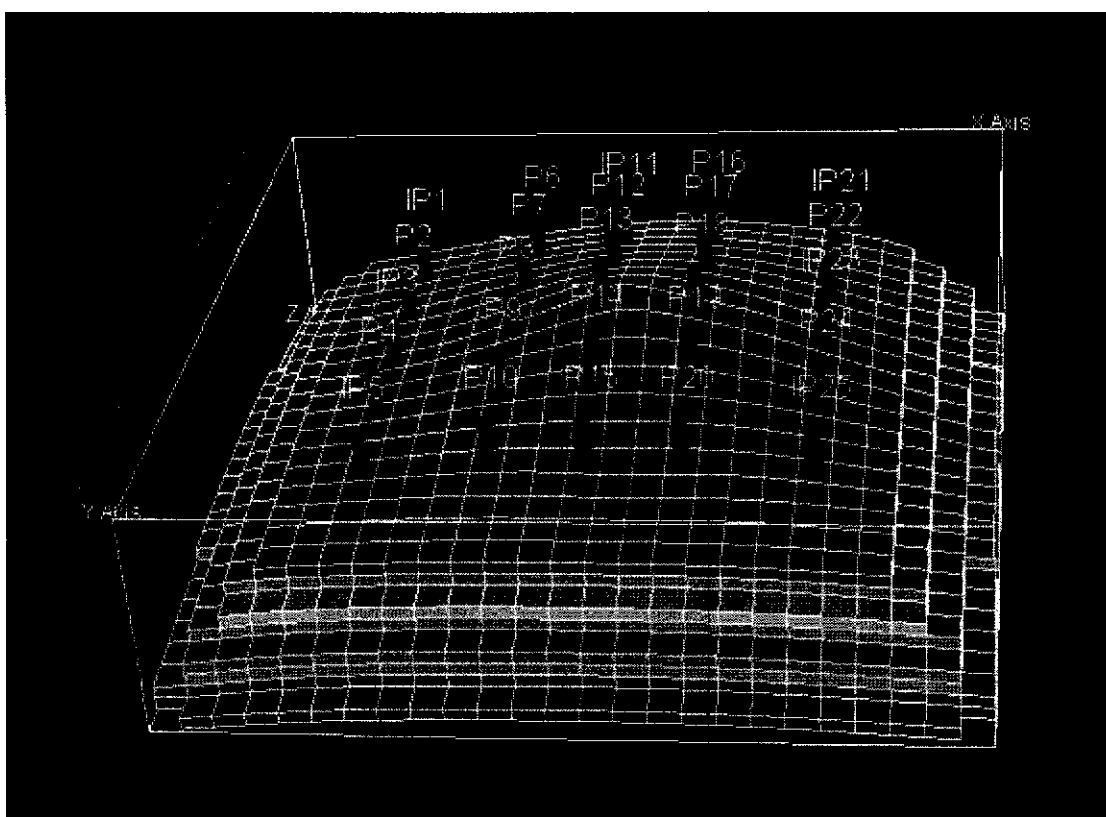
โดยในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแต่ละรูปแบบ จะมีการนำข้อมูลต่างๆของแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณภาคกลางของประเทศไทยมาใช้ในการจัดสร้างขึ้น อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์และแหล่งน้ำมันอู่ทอง เป็นต้น สำหรับรายละเอียดของแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ ดังนี้

6.2.1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ 109,049,300 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 39,062,500 ตารางฟุต (~900 เอเคอร์) และมีขนาด 5,000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล ดังแสดงในรูปที่ 6.1 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวคิงทั้งหมด 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 สำหรับหลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23 และ IP25 หลังจากผลิตไปแล้วจะเปลี่ยนเป็นหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well) ในภายหลัง และสำหรับชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในรูปแบบที่ 1 ที่จัดทำขึ้นมีค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินประมาณ 19-26% และ 9.20-586.00 md ตามลำดับ ส่วนค่าความดันของแหล่งกักเก็บมีค่าประมาณ 3500 psi และสำหรับข้อมูลของคุณสมบัติต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองนี้ ส่วนใหญ่จะได้อามาจากข้อมูลของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ อ. ลานกระบือ จ. กำแพงเพชร ซึ่งปัจจุบันอยู่ในการดูแลของบริษัท ปตท.สผ. จำกัด(มหาชน)



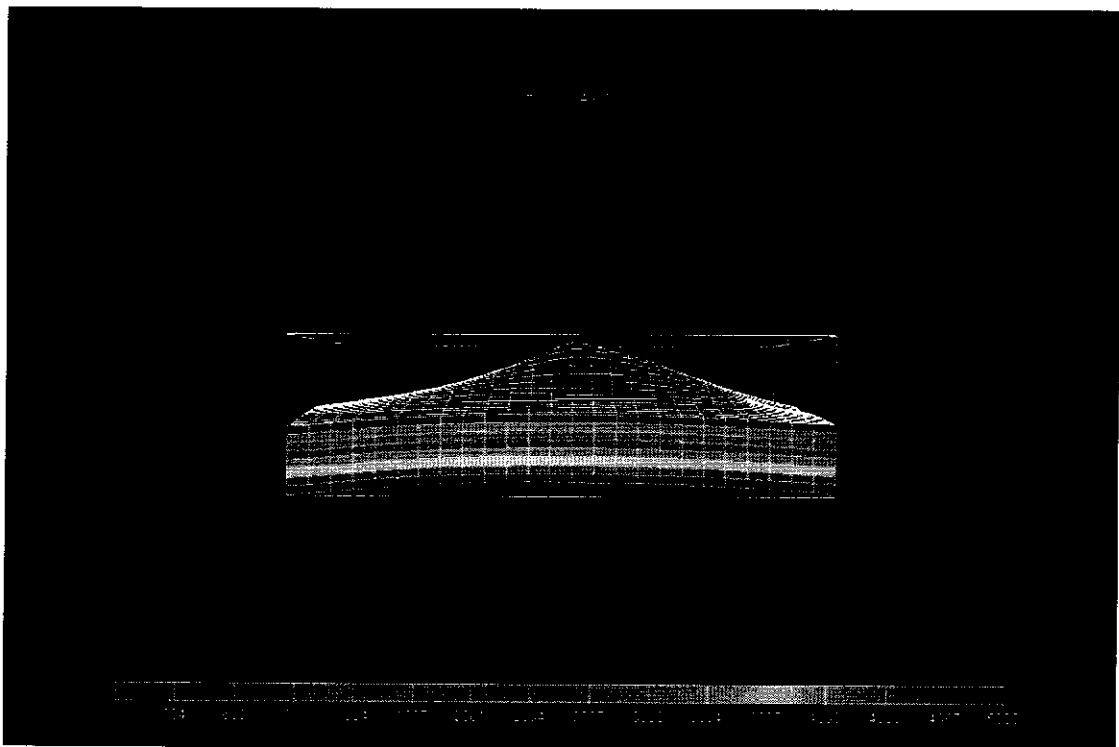
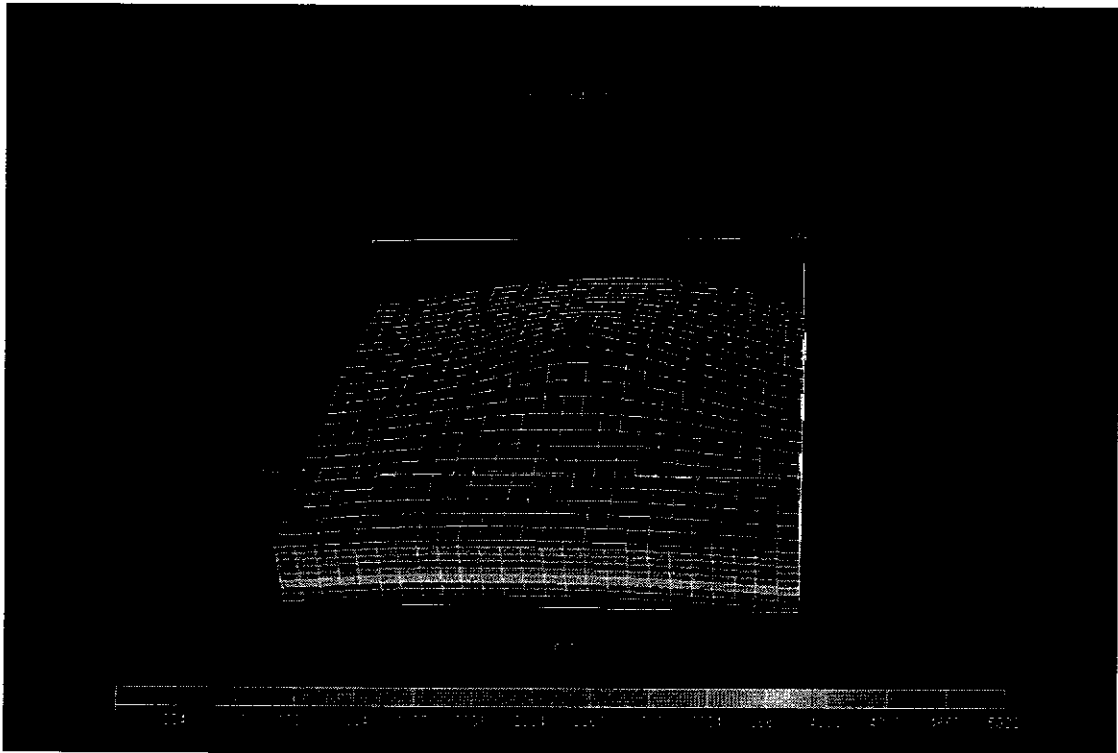
รูปที่ 6.1 แบบจำลองชั้นทรายของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1



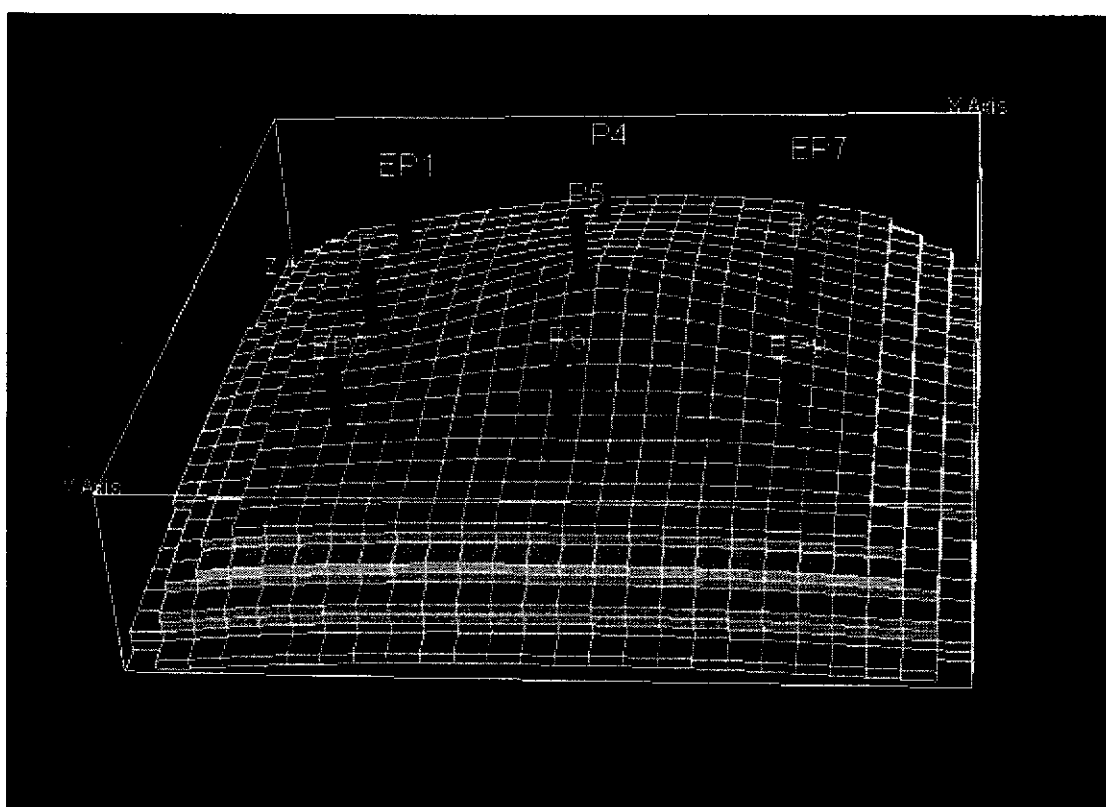
รูปที่ 6.2 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

6.2.2 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

สำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2 ซึ่งเป็นแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีขนาดปานกลาง มีปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ 29,051,170 บาร์เรล โดยแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้นในการศึกษานี้มีเนื้อที่ประมาณ 9,000,000 ตารางฟุต (~210 เอเคอร์) และมีขนาด 5,000 เซล ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 8 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความซึมซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล ดังแสดงในรูปที่ 6.3 และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวตั้งทั้งหมด 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 โดยหลุมผลิตทั้ง 9 หลุมจะกระจายอยู่ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 6.4 โดยหลุม EP1, EP3, EP7 และ EP9 หลังจากผลิตไปแล้วจะเปลี่ยนเป็นหลุมอัดน้ำ (Water Injection Well) ในภายหลัง 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

6.3 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ ได้จัดทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่างๆของหน่วยงานราชการและเอกชนที่มีหน้าที่ในการจัดการดูแลแหล่งน้ำมันต่างๆ และสำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าไปในโปรแกรมอิมพลีเมนต์เพื่อใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

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

โดยข้อมูลต่างๆที่นำมาใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บแต่ละรูปแบบ จะมีรายละเอียดดังนี้

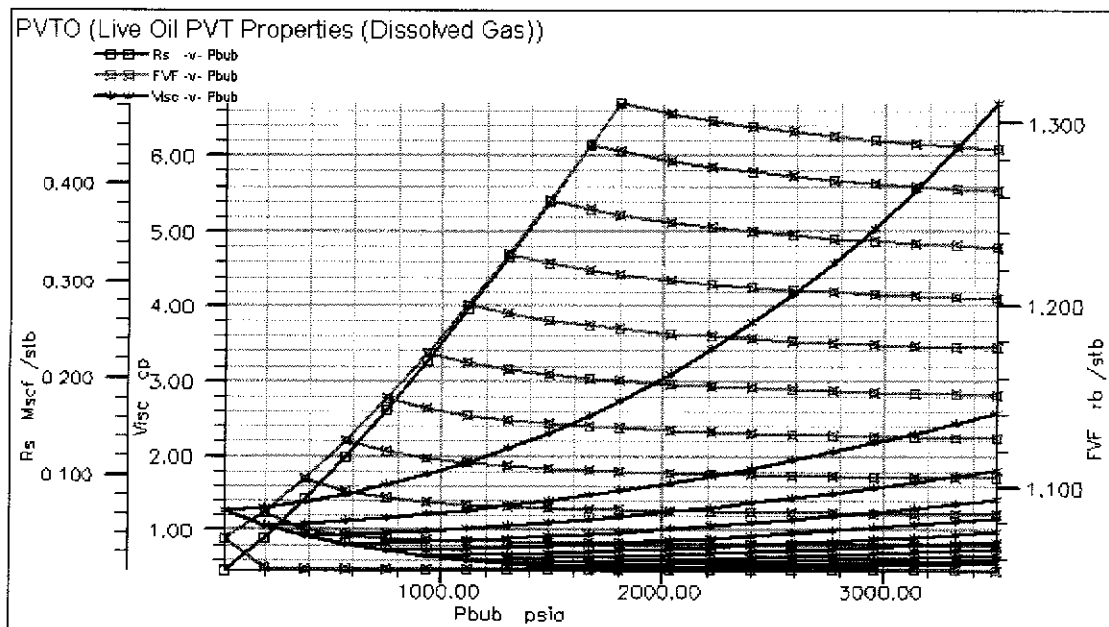
6.3.1 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

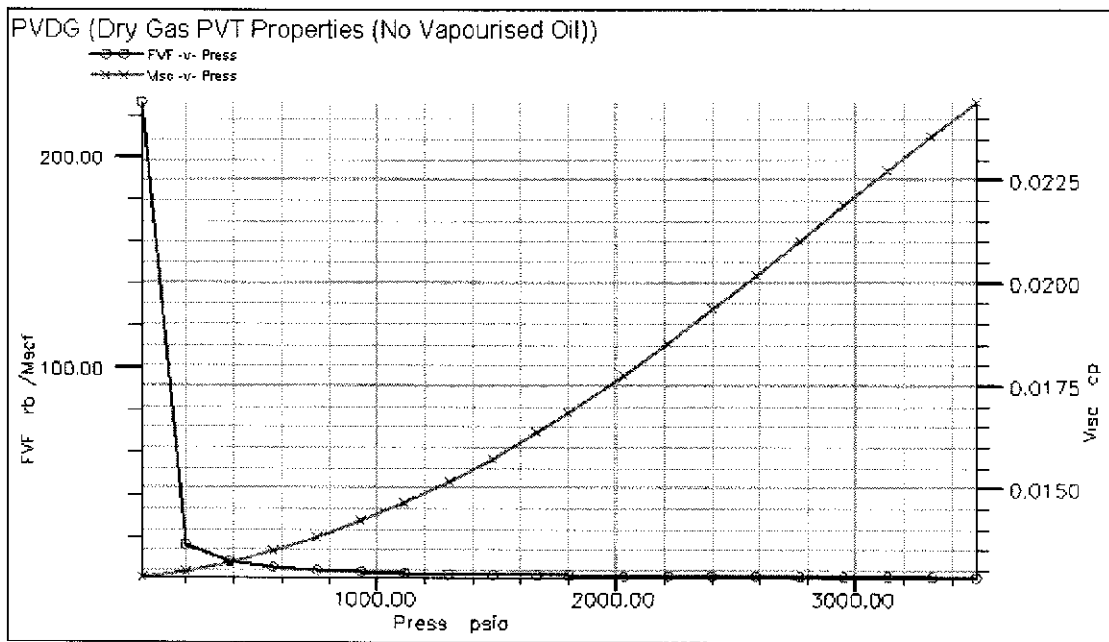
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 39.4°API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.8
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 3500 psi = $3.081 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
- ความหนืดของน้ำ = 0.296 cp
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน (B_o) มีค่าประมาณ 1.055-1.286 bbl/STB
- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.482 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.1-6.7 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.013-0.024 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.5 และรูปที่ 6.6 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.5 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



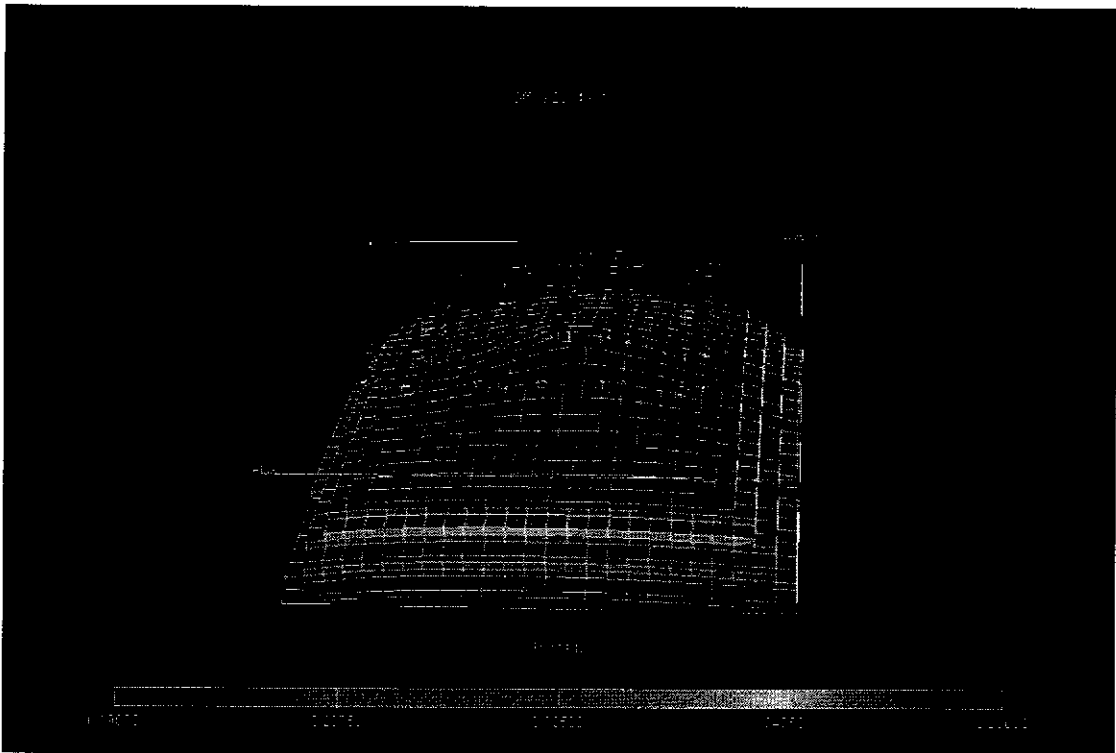
รูปที่ 6.6 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

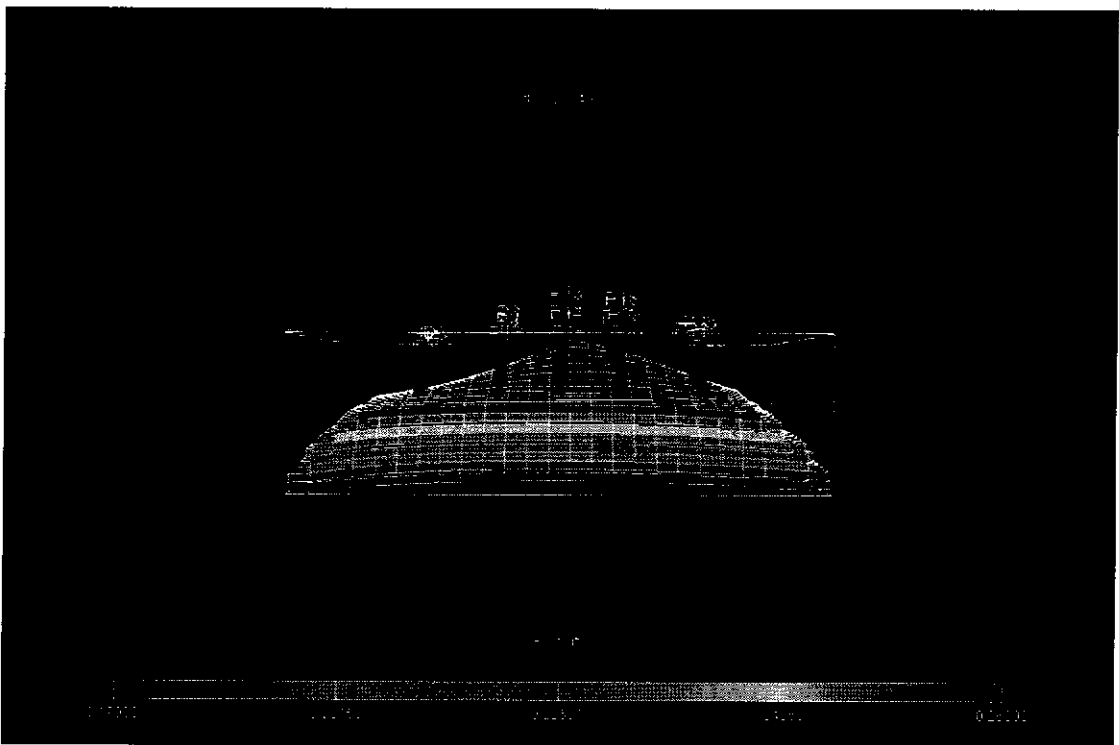
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 19-26%
- ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 9.20-586.00 md.

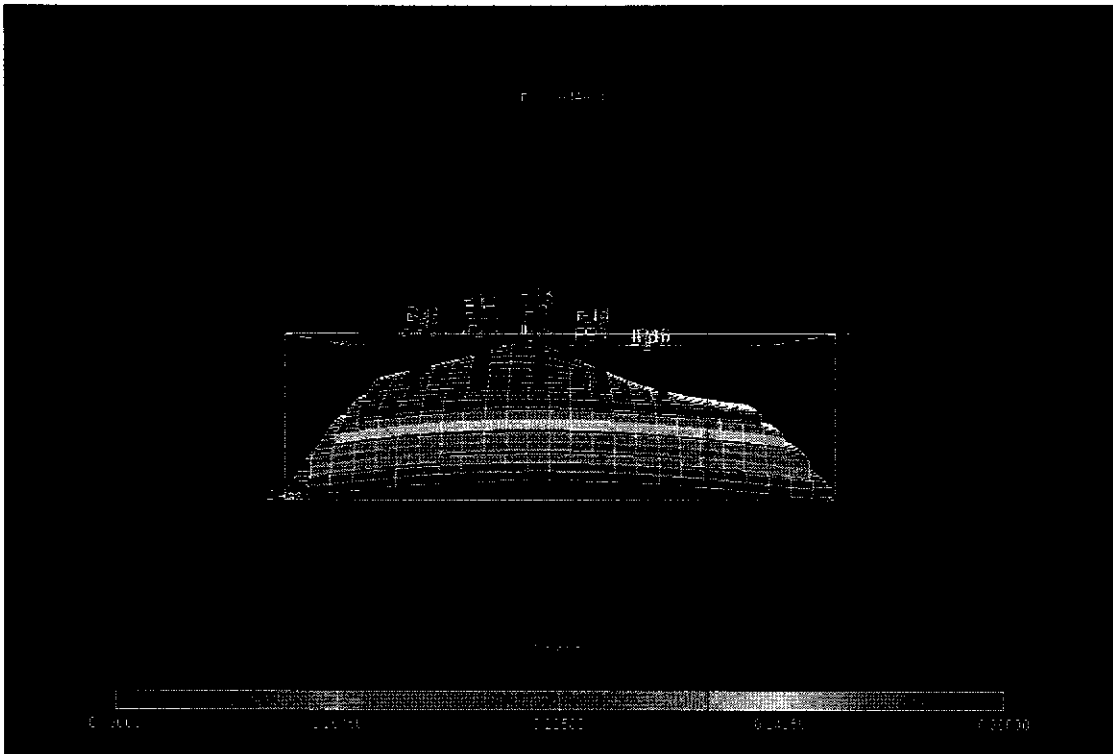
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และรูปที่ 6.7 ถึง 6.11 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยแนวคิดต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



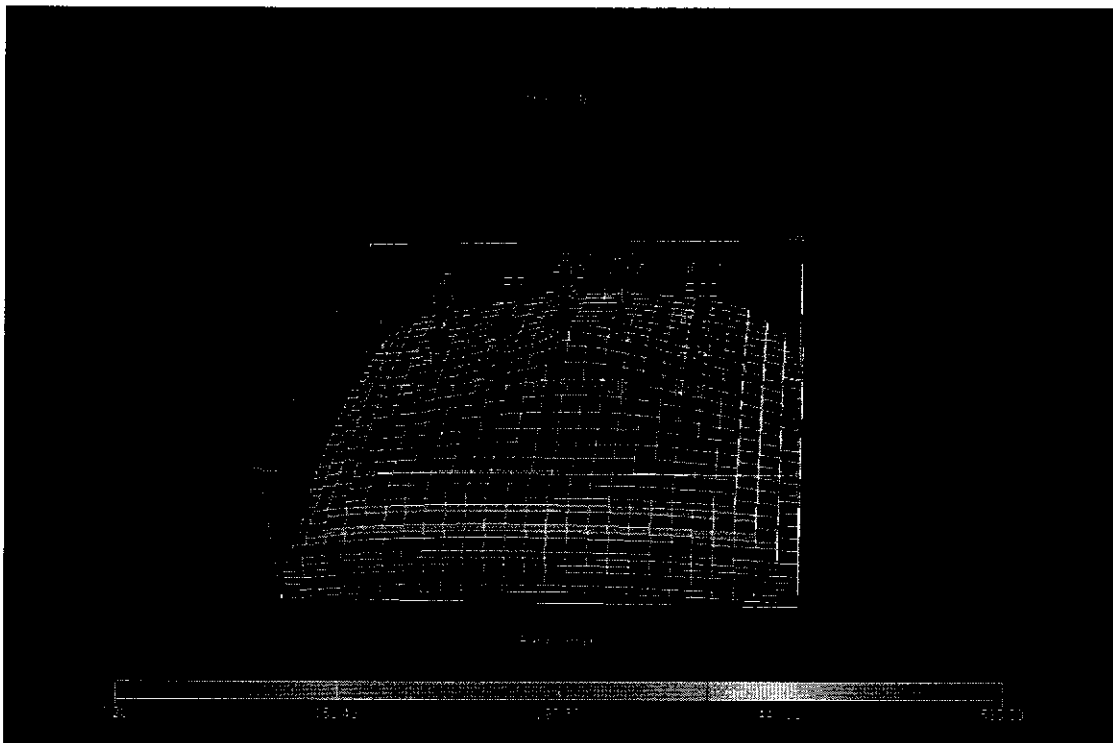
รูปที่ 6.7 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



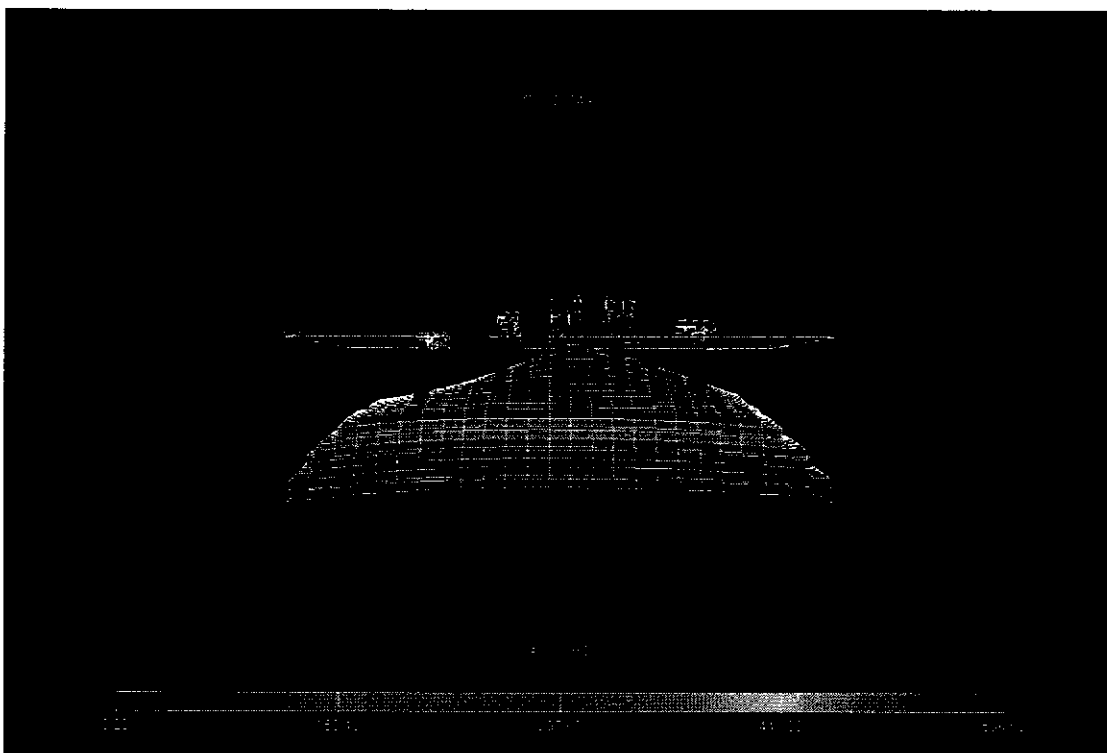
รูปที่ 6.8 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.9 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)



รูปที่ 6.10 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง



รูปที่ 6.11 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

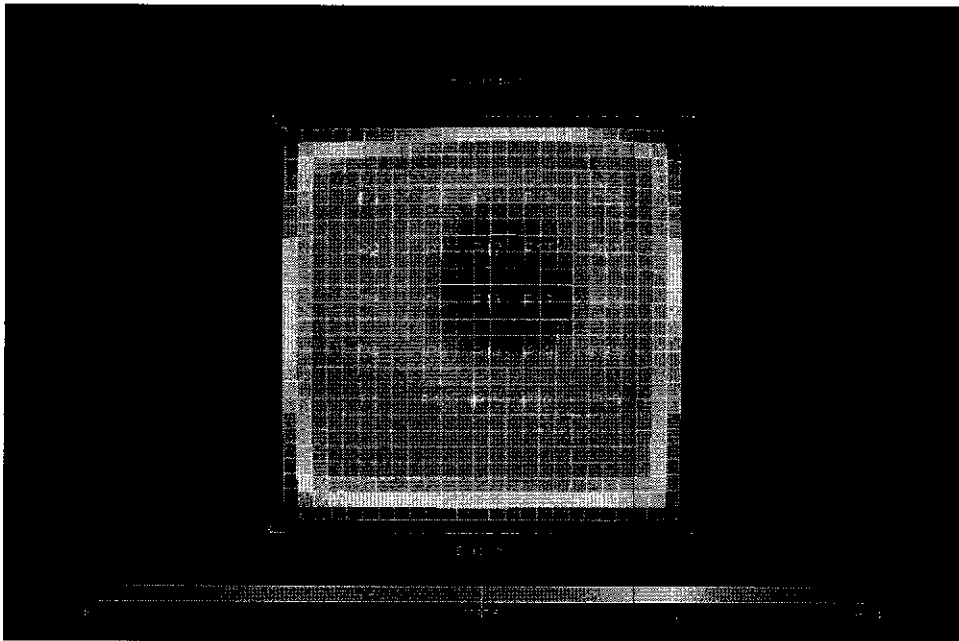
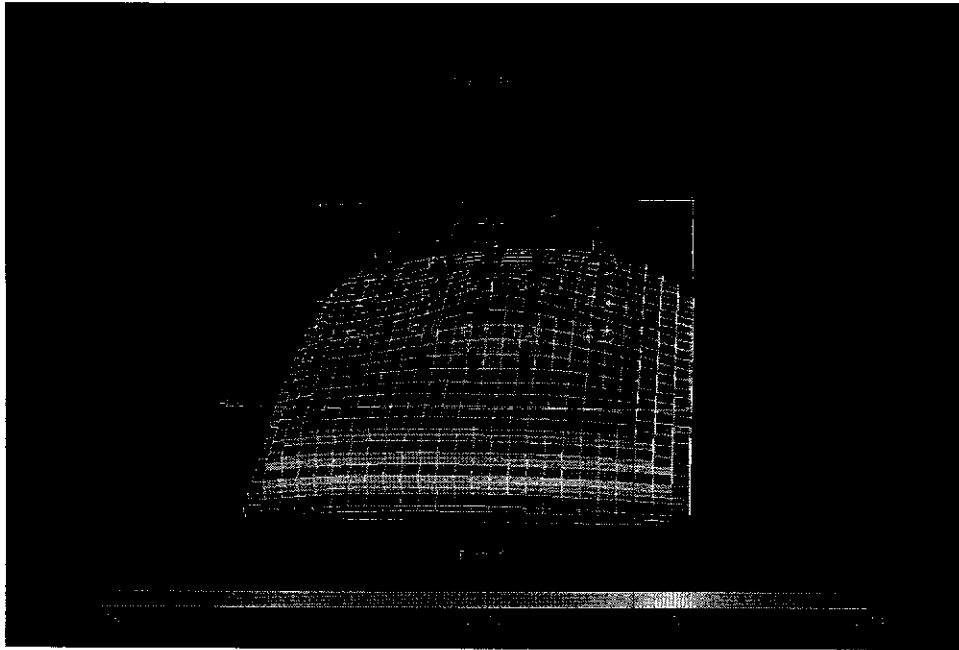
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ระดับความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปที่ 6.12
- 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 โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 1,800 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

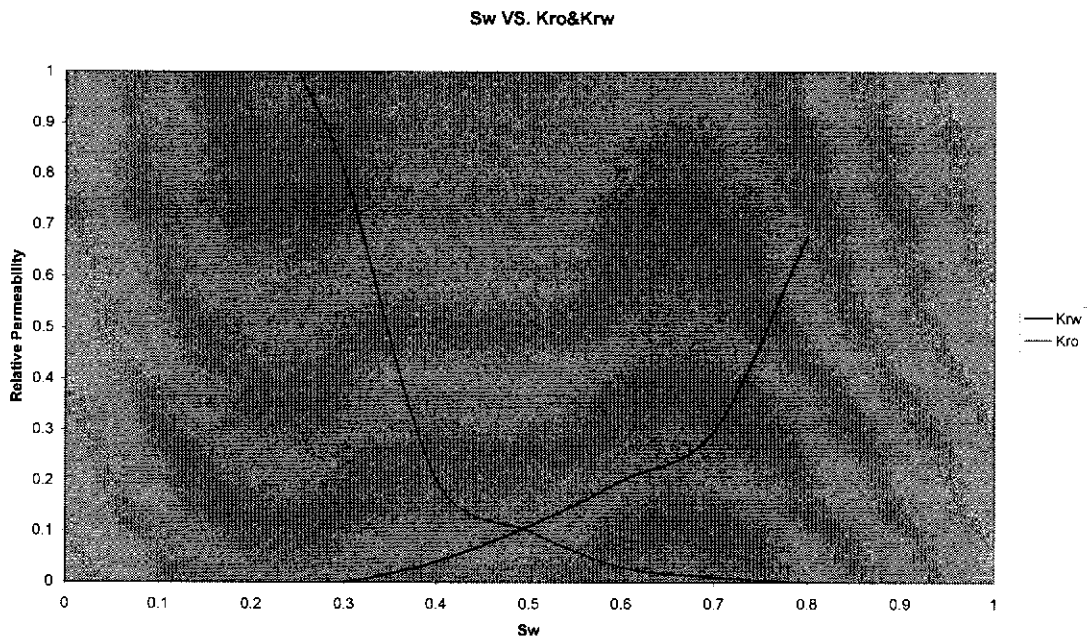
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 203 °F ที่ความลึกประมาณ 3,850 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ



รูปที่ 6.12 ภาพแสดงระดับความตึงของแบบจำลองรูปแบบที่ 1

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิ่มตัวของไหล(saturation)หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์(relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.13



รูปที่ 6.13 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวของน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

6.3.2 แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

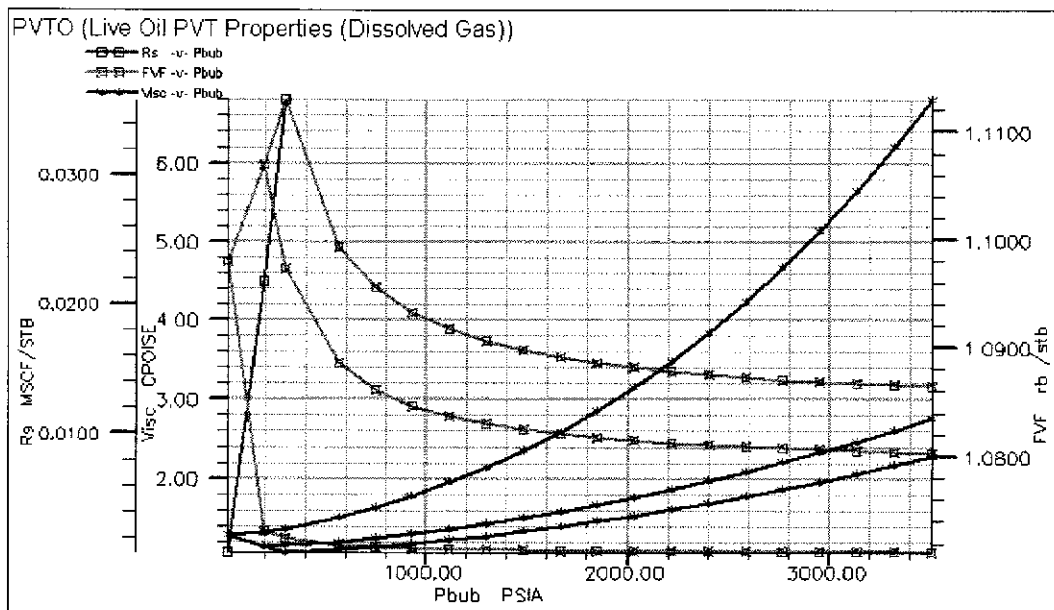
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 34 °API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.7
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 3500 psi = 3.429×10^{-6} psi⁻¹
- ความหนืดของน้ำ = 0.230 cp
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน (B_o) มีค่าประมาณ 1.071-1.113

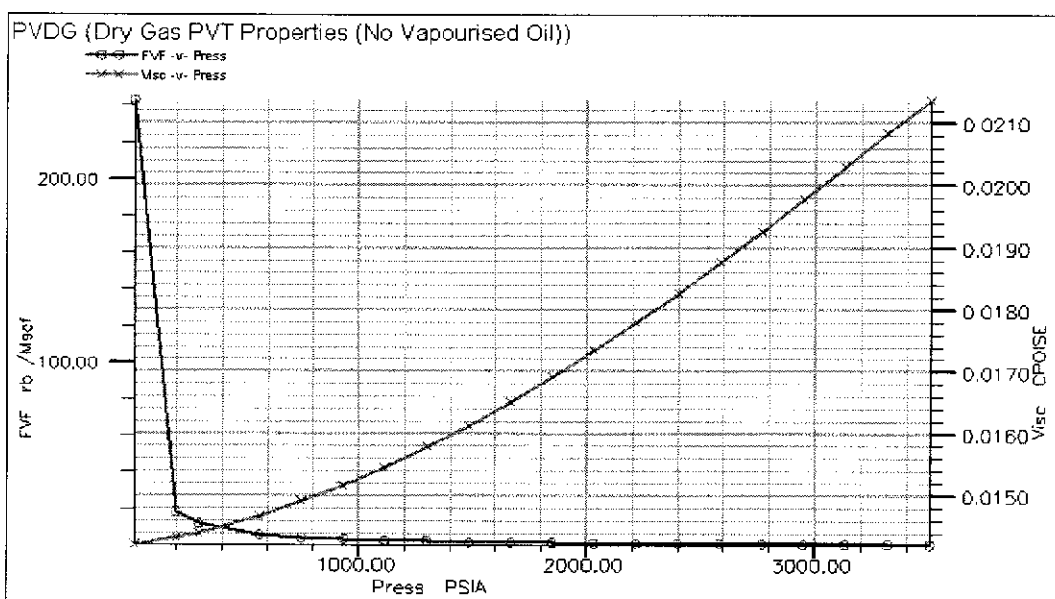
bbl/STB

- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.036 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.14-6.81 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.014-0.021 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.14 และรูปที่ 6.15 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.14 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



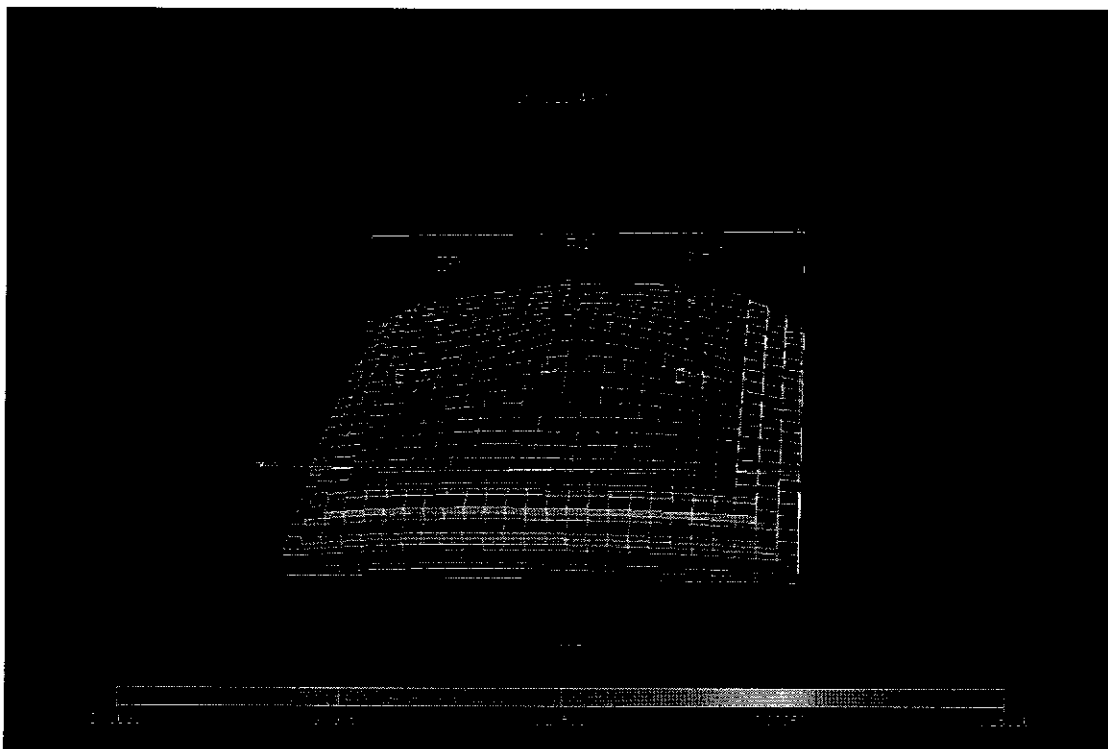
รูปที่ 6.15 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

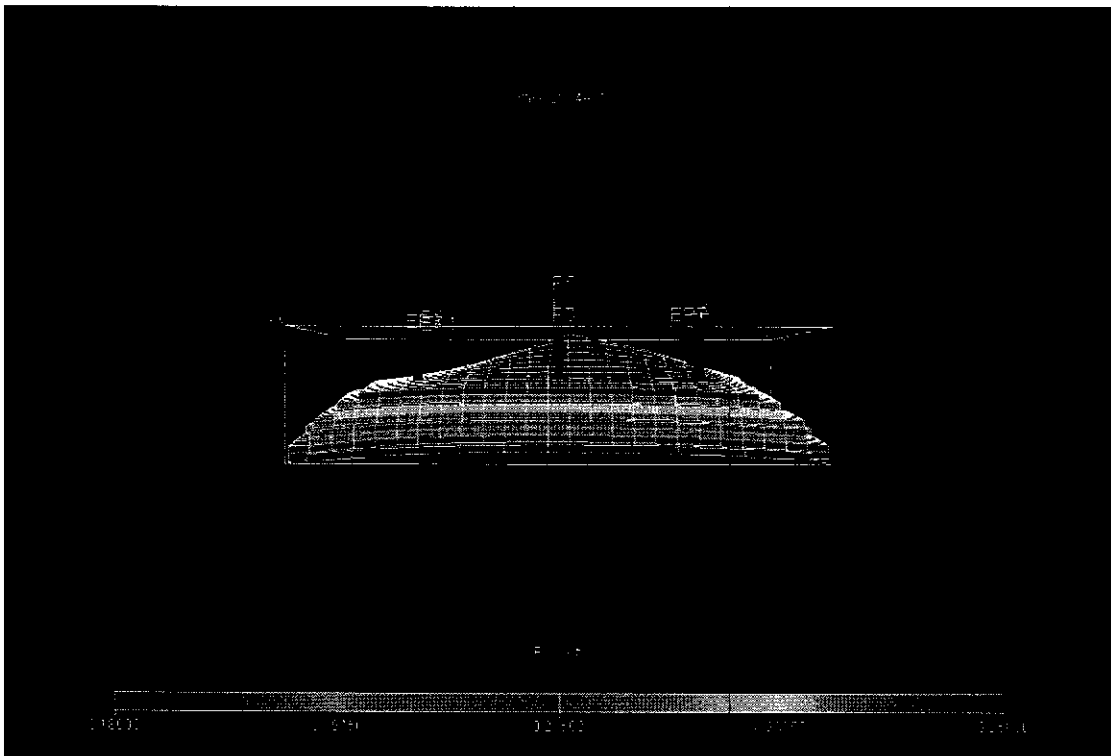
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 18-25%
- ความซึมซาบ (Permeability) ใต้ของชั้นทราย มีค่าประมาณ 30-100 md.

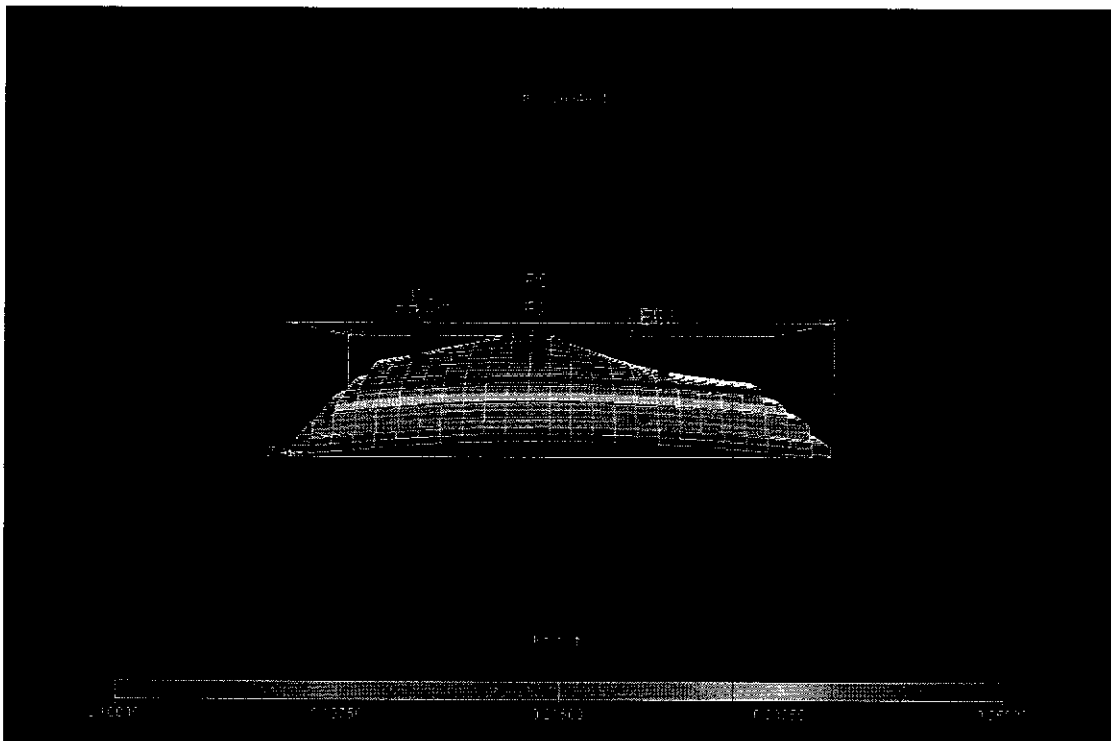
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบใต้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทอง และรูปที่ 6.16 ถึง 6.20 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านใต้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยเจดสีต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านใต้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



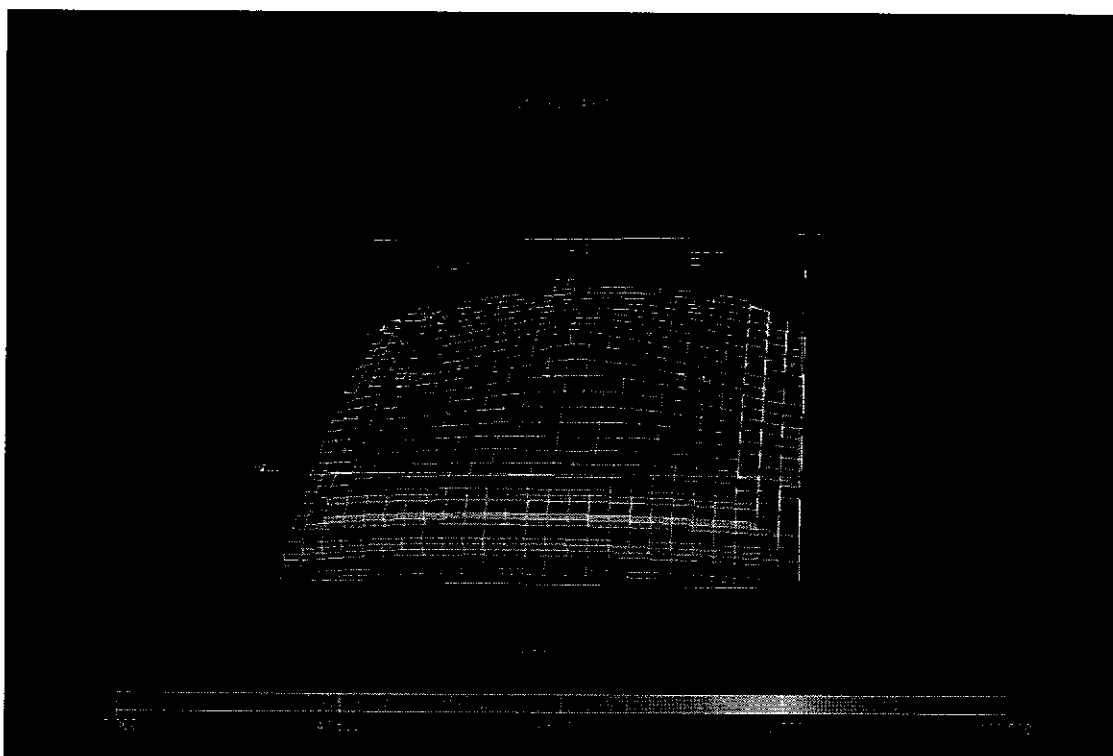
รูปที่ 6.16 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



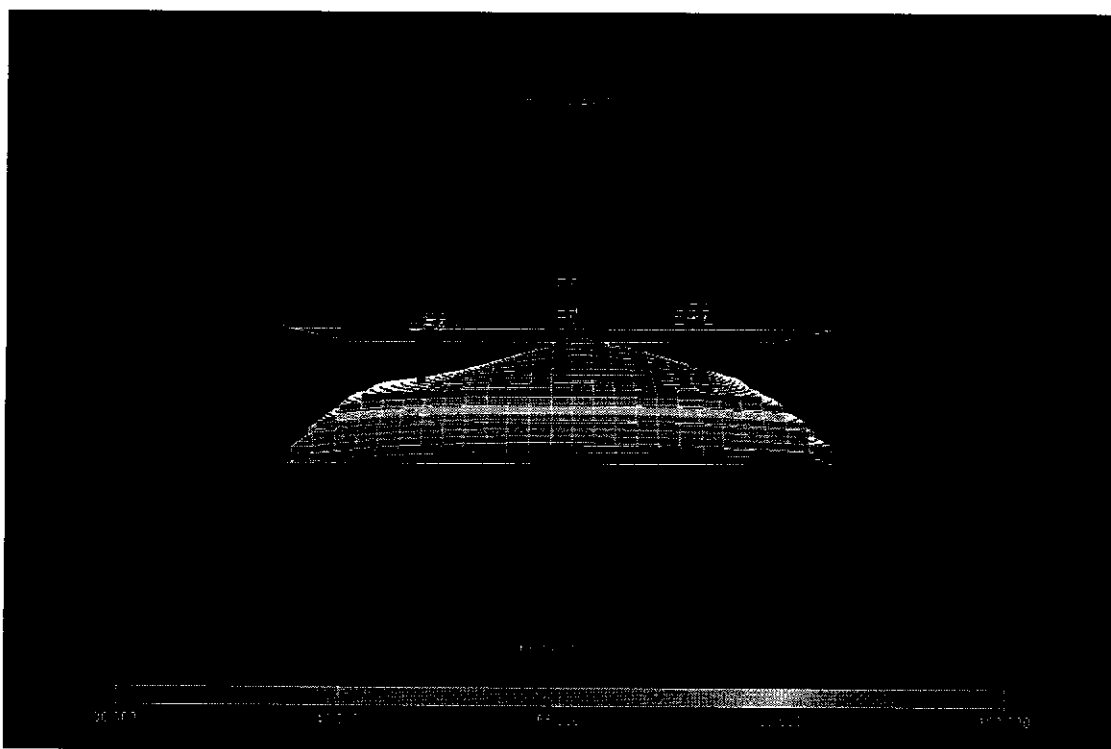
รูปที่ 6.17 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.18 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)



รูปที่ 6.19 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลอง

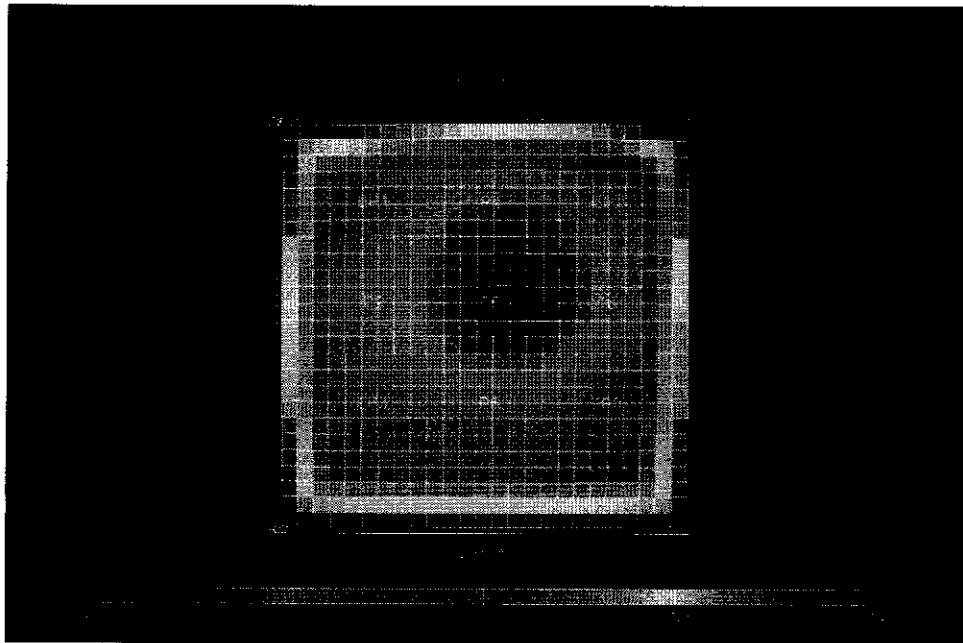
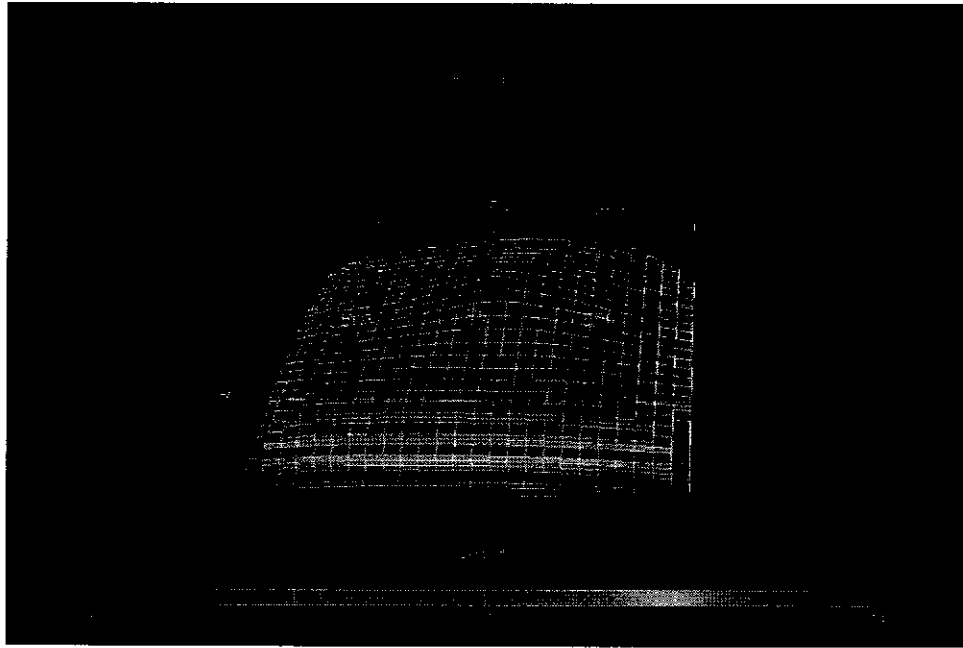


รูปที่ 6.20 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

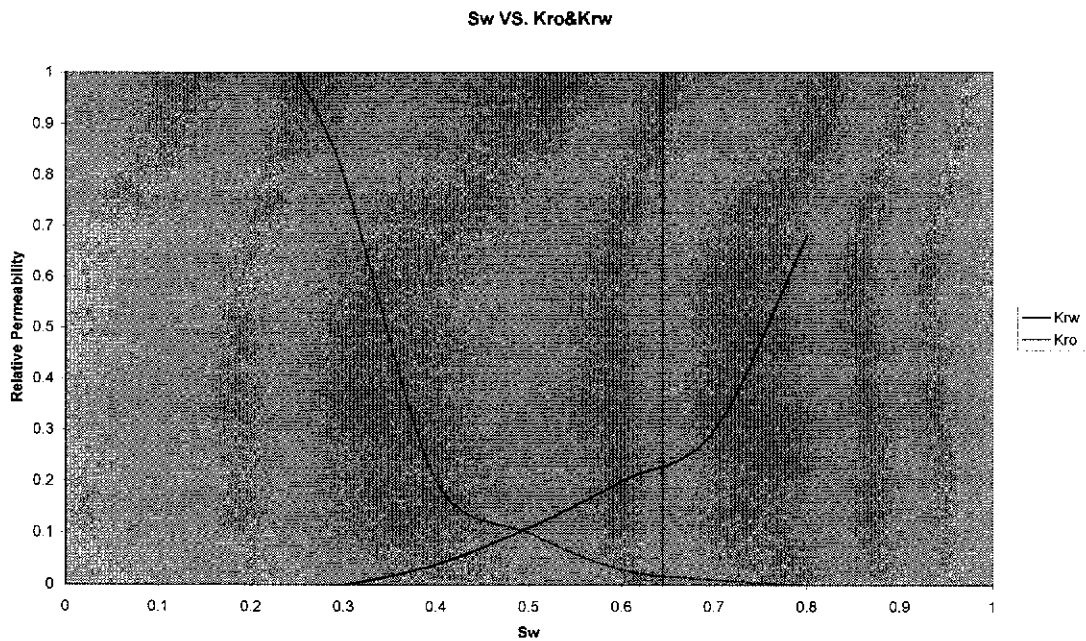
- ระดับความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปที่ 6.21
- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) จะอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 3,930 ฟุต
- ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 3,500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 3,900 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ
- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 300 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของบริษัท ปตท.สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) จะมีค่าประมาณ 250 °F ที่ความลึกประมาณ 3,900 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ



รูปที่ 6.21 ภาพแสดงระดับความลึกลับของแบบจำลองรูปแบบที่ 2

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิมตัวด้วยของไหล (saturation) หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์ (relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.22



รูปที่ 6.22 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิมตัวด้วยน้ำ (S_w = Water Saturation) กับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Relative Permeability K_{ro} & K_{rw}) (Sw VS. Kro&Krw)

6.4 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในแต่ละรูปแบบ จะมีลักษณะการทดสอบที่แตกต่างกันดังแสดงข้อมูลอย่างย่อไว้ในตาราง 6.2 และมีรายละเอียดในแต่ละรูปแบบดังนี้

ตารางที่ 6.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ

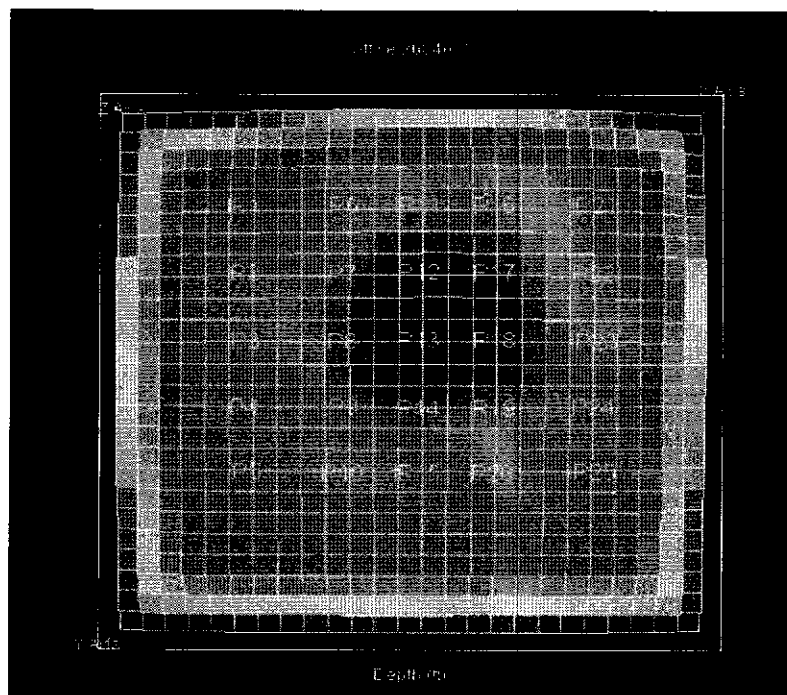
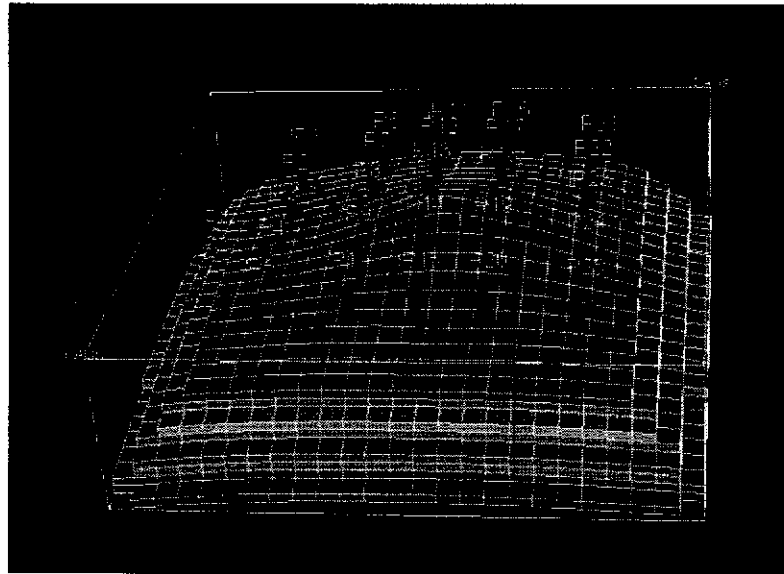
รูปแบบ วิธีการ อัดน้ำ	กรณีที่	รูปแบบย่อย ที่	จำนวนหลุมผลิต ก่อนอัดน้ำ/หลังอัดน้ำ	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวัน)
รูปแบบ ที่ 1	1	-	25/25	0	0
	2	1ก และ 1ข	25/17	8	7,500
		2ก และ 2ข			6,250
		3ก และ 3ข			3,750
	3	1ก และ 1ข	25/16	9	10,000
รูปแบบ ที่ 2	1	-	9/9	0	0
	2	1ก และ 1ข	9/5	4	3,200

6.4.1 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1 ได้แบ่งการทำการทดสอบเป็น 3 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้

กรณีที่ 1

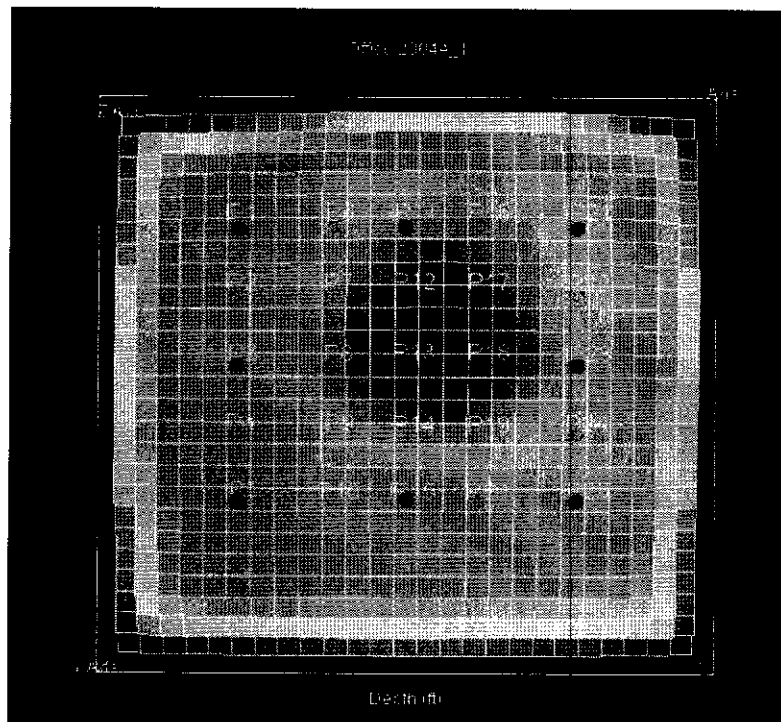
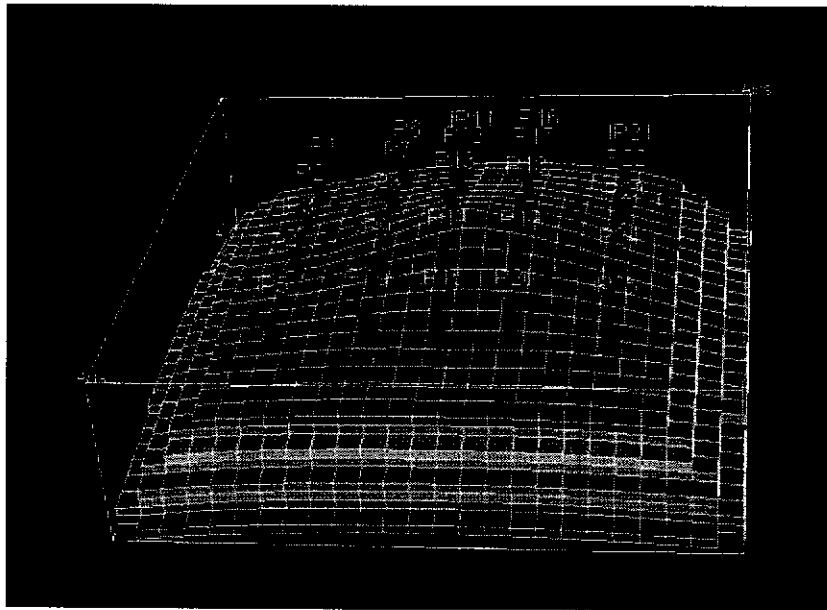
ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 25 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, IP25, P2, P4, P6, P7, P8, P9, P10, P12, P13, P14, P15, P16, P17, P18, P19, P20, P22 และ หลุมผลิต P24 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 400 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม โดยไม่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิต เป็นระยะเวลา 25 ปี และสำหรับหลุมผลิตทั้ง 25 หลุม จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.23



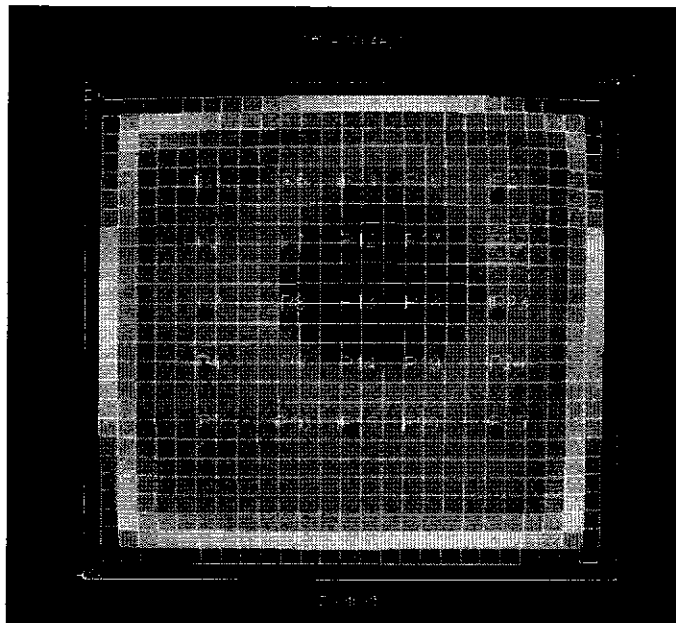
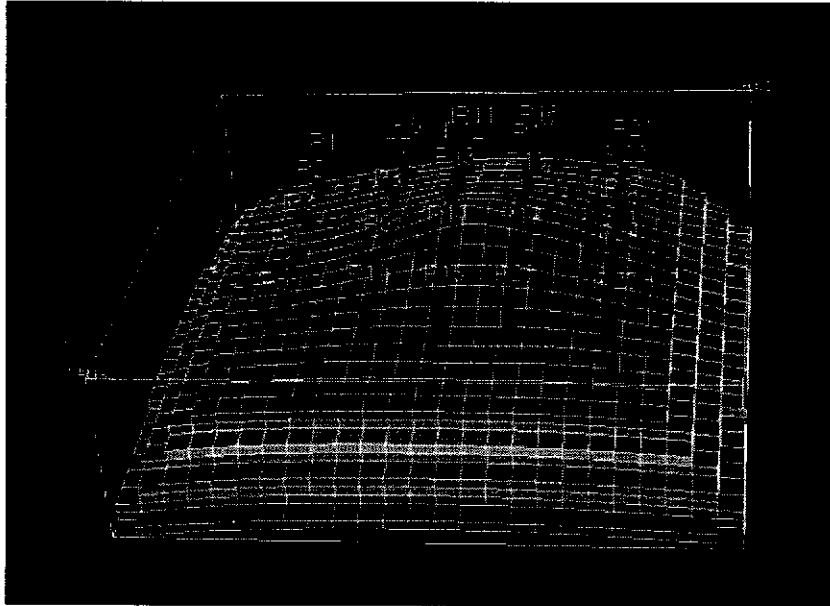
รูปที่ 6.23 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1
ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

กรณีที่ 2

- ก. 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, 400 และ 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 2 ปี 4 ปี และ 8 ปี ตามลำดับจากนั้นจะมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 17 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 8 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.24
- ข. 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 300, 250 และ 150 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 2 ปี 4 ปี และ 8 ปี ตามลำดับจากนั้นจะมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากค้ำล่างมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 17 - 23 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 8 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 1250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.25



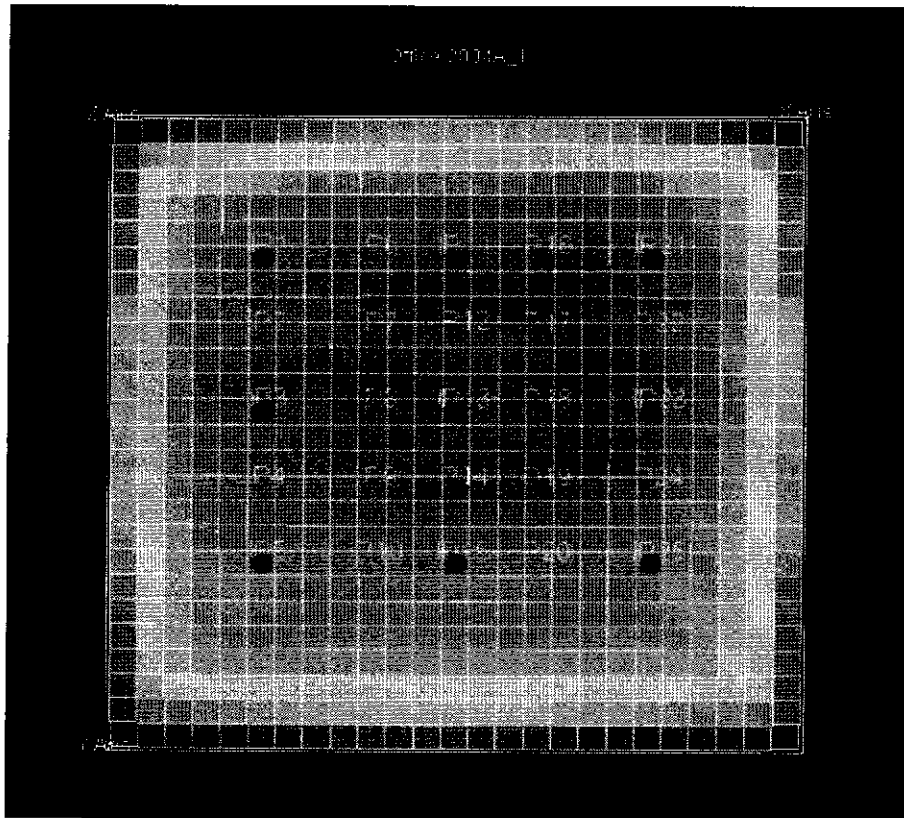
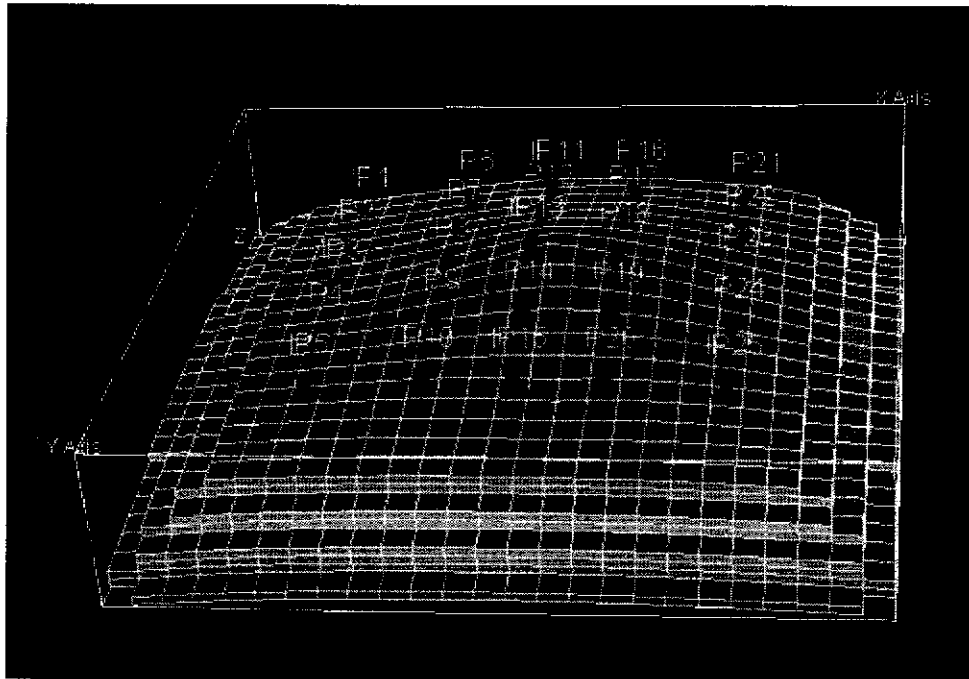
รูปที่ 6.24 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2ก ของแบบจำลอง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1



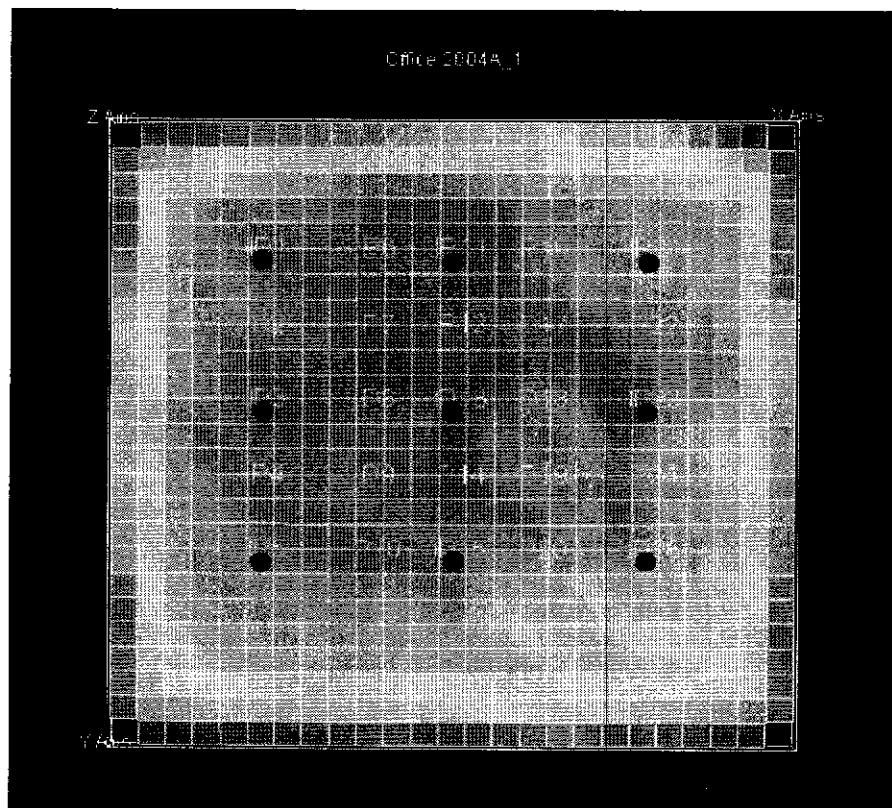
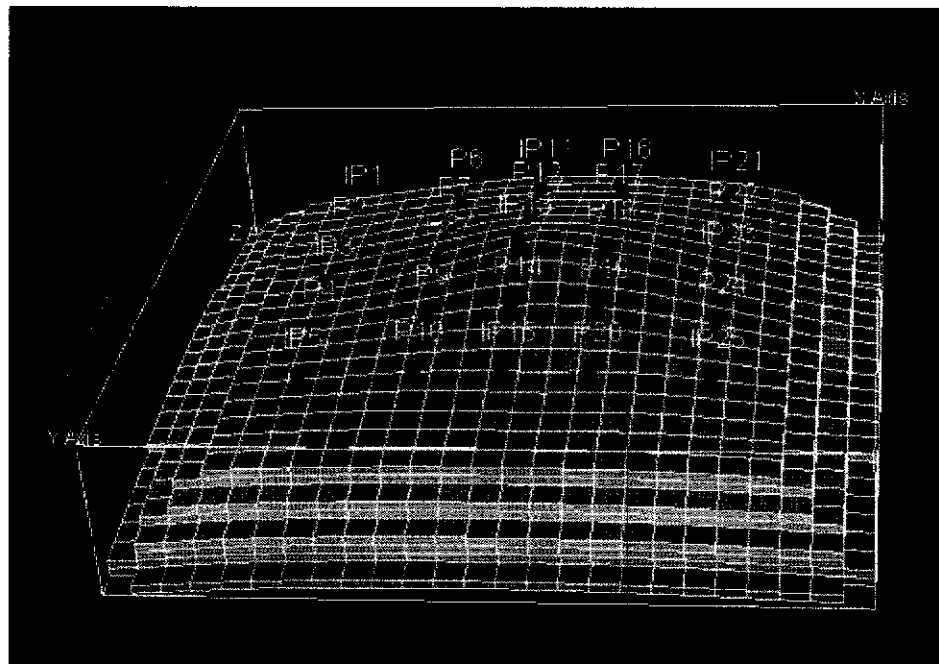
รูปที่ 6.25 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2x ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

กรณีที่ 3

- ก. 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 4 ปี จากนั้นจะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 9 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP13, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,111 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.26
- ข. 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 250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 4 ปี จากนั้นจะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 9 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม IP1, IP3, IP5, IP11, IP13, IP15, IP21, IP23, และ IP25 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,111 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.27



รูปที่ 6.26 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 3ก ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

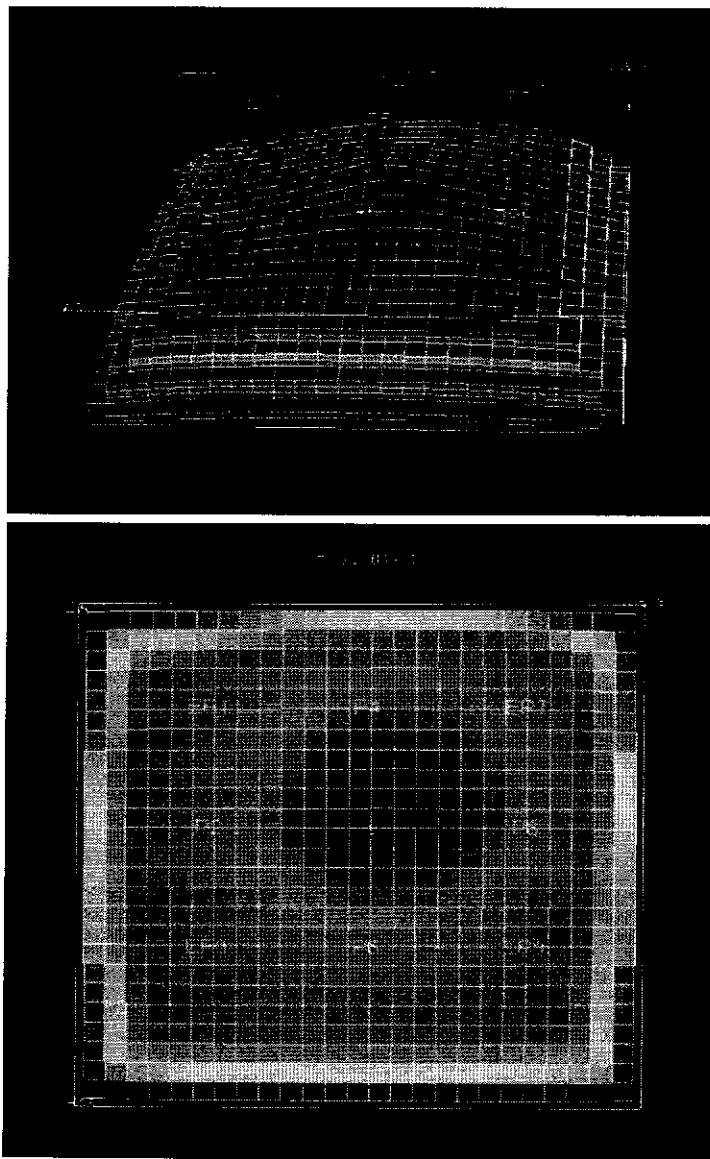


รูปที่ 6.27 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่มี 3 ข ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 1

6.4.2 การทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2

สำหรับการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2 ได้แบ่ง
 การทำการทดสอบเป็น 2 กรณี ตามจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยแต่ละกรณีมีรายละเอียดดังนี้
กรณีที่ 1

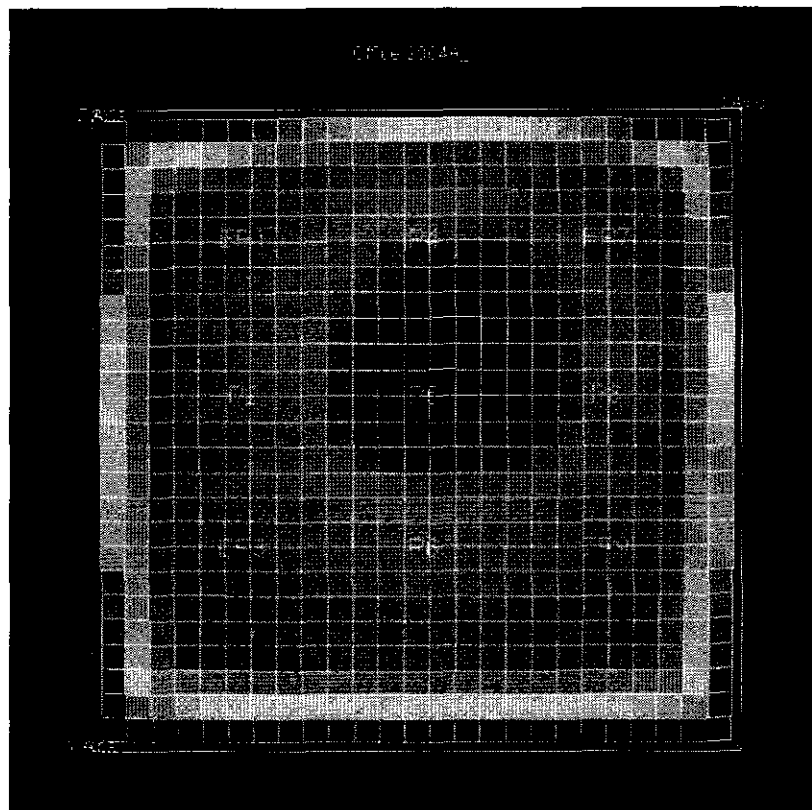
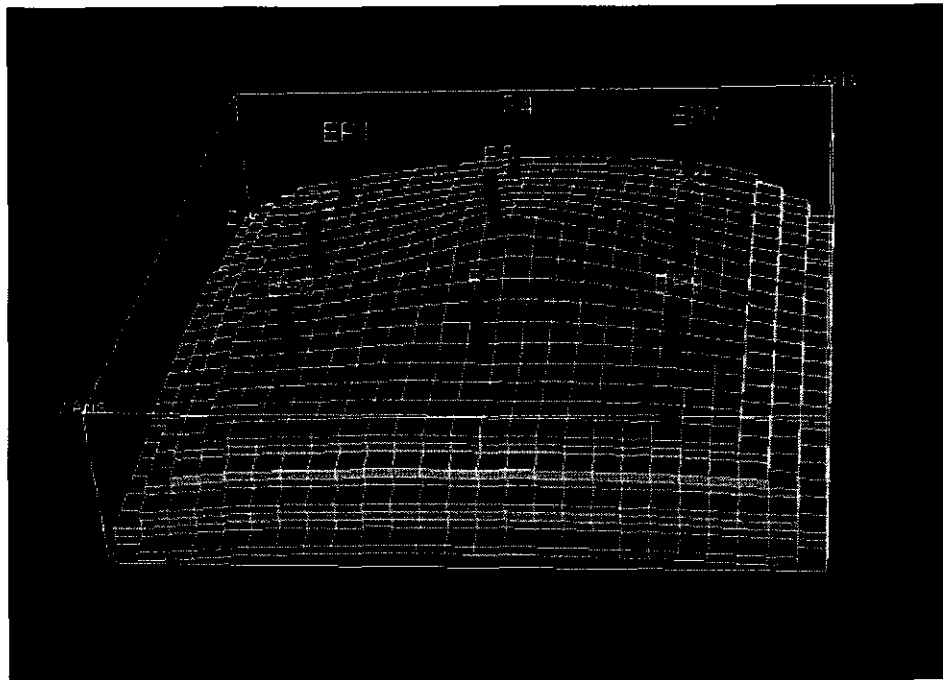
ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9,
 P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 438 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม โดยไม่มี
 การนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิต เป็นระยะเวลา 25 ปี และสำหรับหลุมผลิตทั้ง 9 หลุม
 จะกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้น ดังแสดงในรูป 6.28



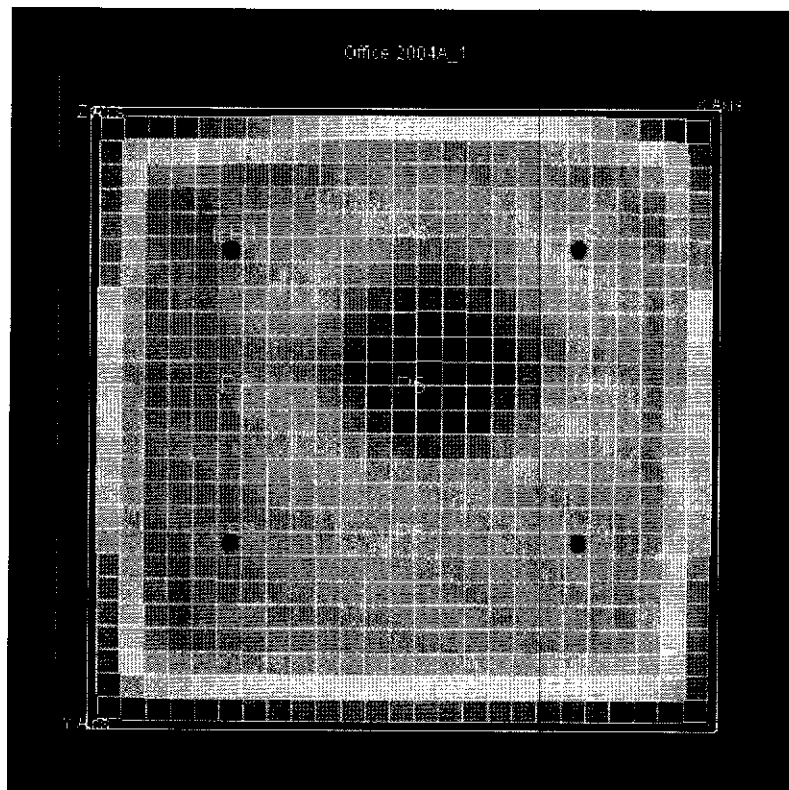
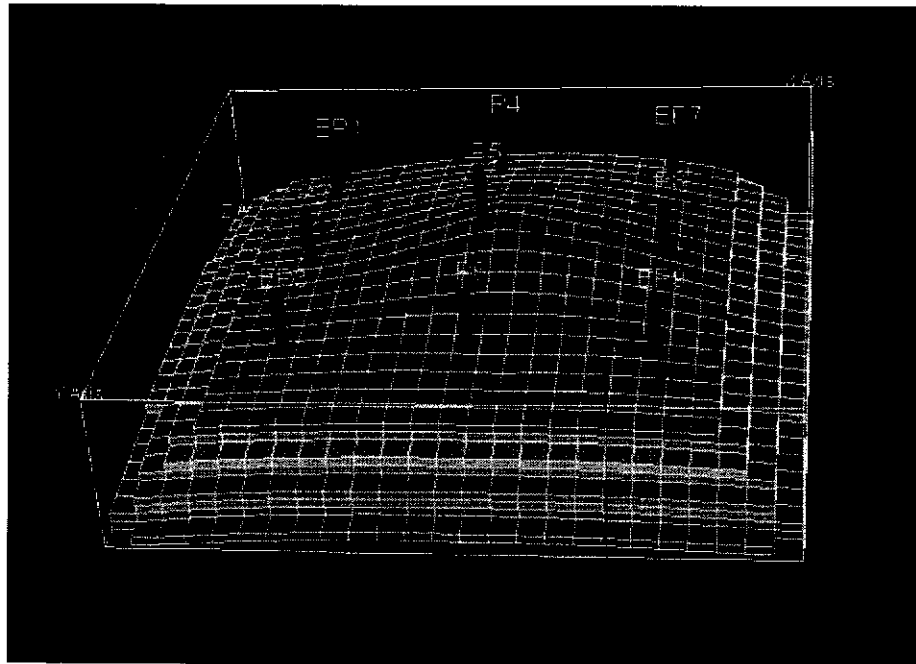
รูปที่ 6.28 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 1 ของแบบจำลอง
 แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2

กรณีที่ 2

- ก. ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 438 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 4 ปี จากนั้นจะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 4 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม EP1, EP3, EP7, และ EP9 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.29
- ข. ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากหลุมผลิตจำนวน 9 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต EP1, EP3, EP7, EP9, P2, P4, P5, P6 และ หลุมผลิต P8 ที่อัตราการผลิตเริ่มต้นเท่ากับ 438 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม เป็นระยะเวลา 4 ปี จากนั้นจะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาใช้เพื่อเพิ่มการผลิตต่อไป เป็นระยะเวลา 21 ปี ขึ้นกับรูปแบบการทดสอบ โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำทั้งหมด 4 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตเดิมที่ทำการผลิตอยู่ ได้แก่ หลุม EP1, EP3, EP7, และ EP9 โดยมีอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม สำหรับการกระจายของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำทั้งหมดในแบบจำลอง ดังแสดงในรูป 6.30



รูปที่ 6.29 ภาพแสดงการกระจายของหตุผลผลิตในกรณีที 2ก ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2



รูปที่ 6.30 ภาพแสดงการกระจายของหลุมผลิตในกรณีที่ 2x ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมรูปแบบที่ 2

6.5 ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

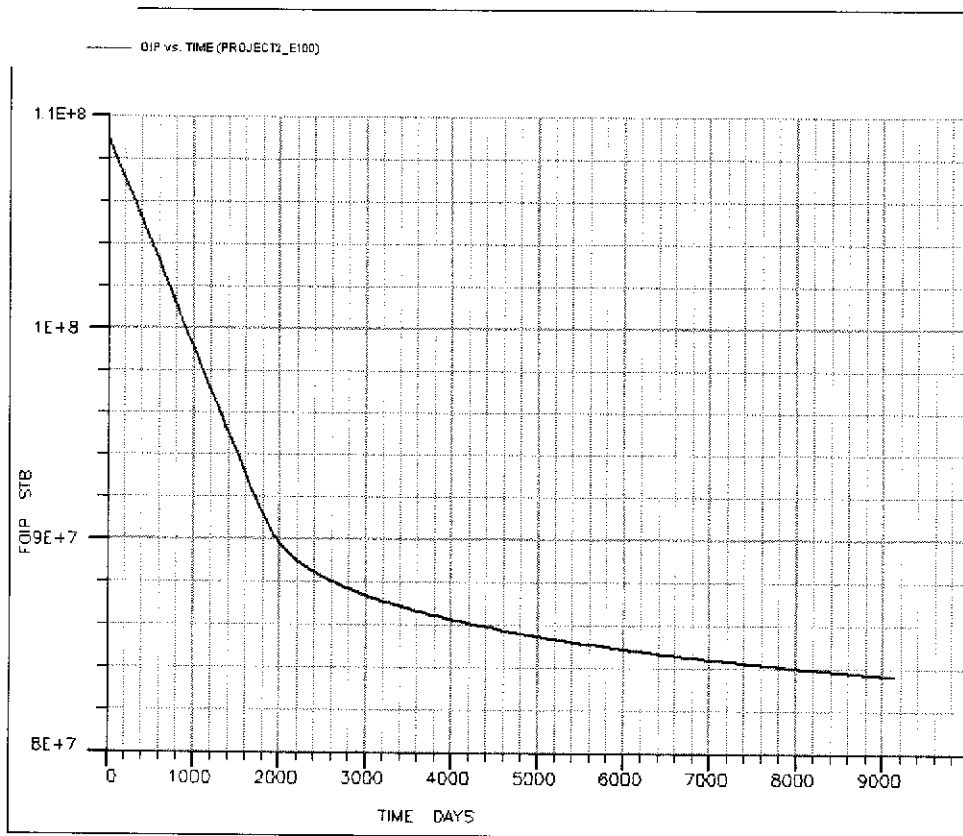
สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นทั้ง 4 รูปแบบ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.5.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1

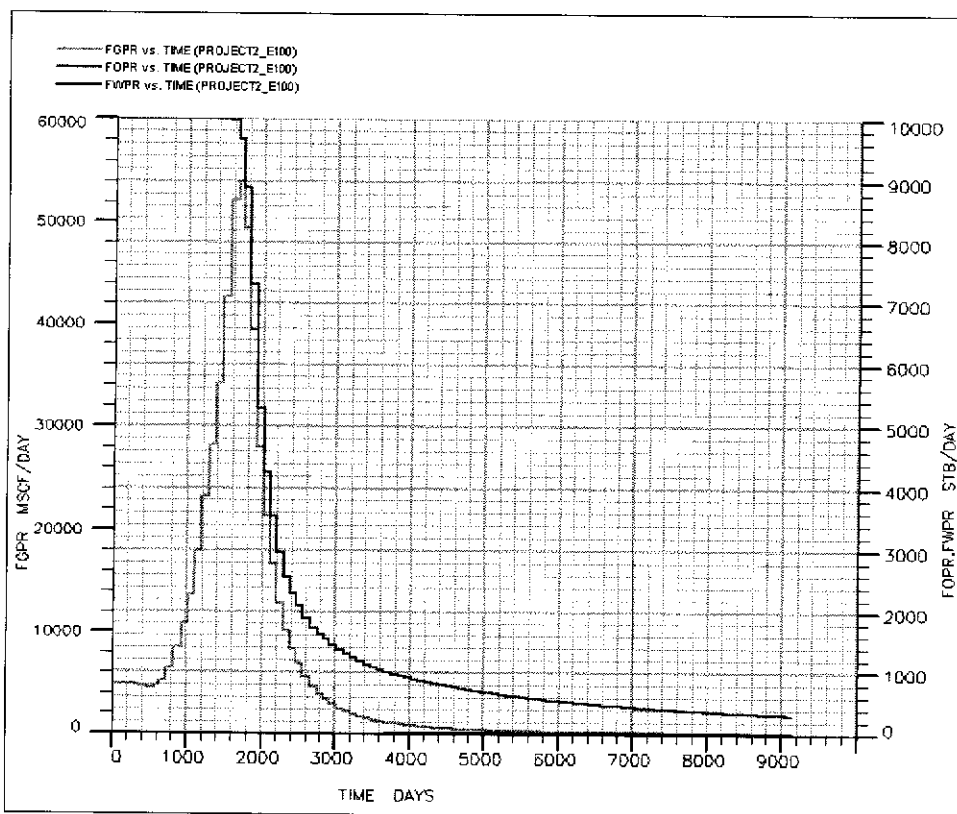
6.5.1.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

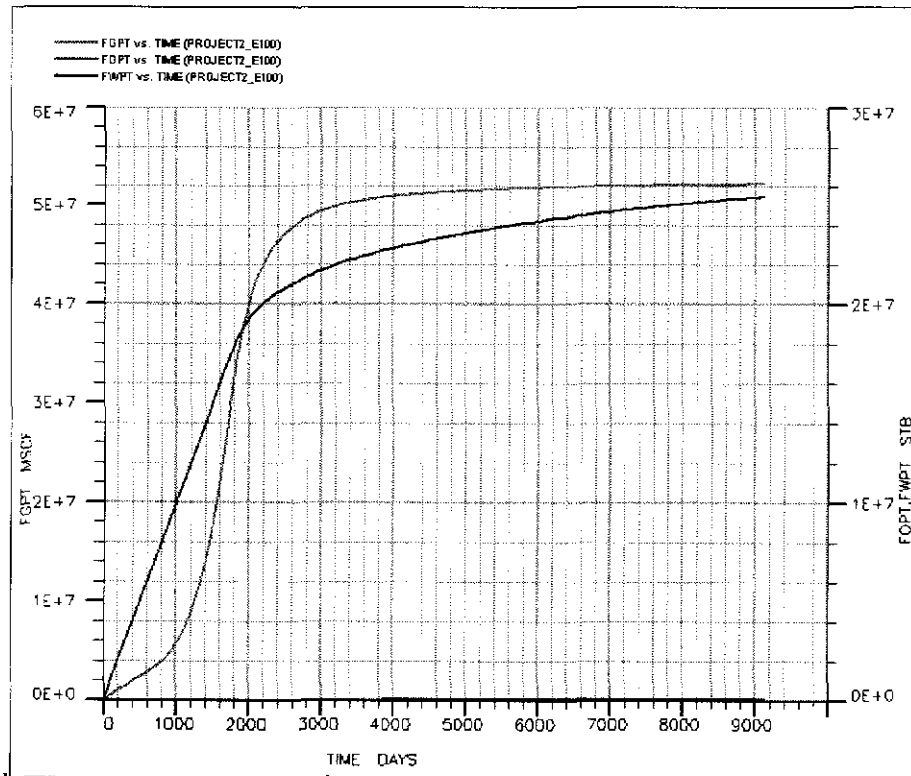
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.31)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.32)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.33)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.34)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.35)



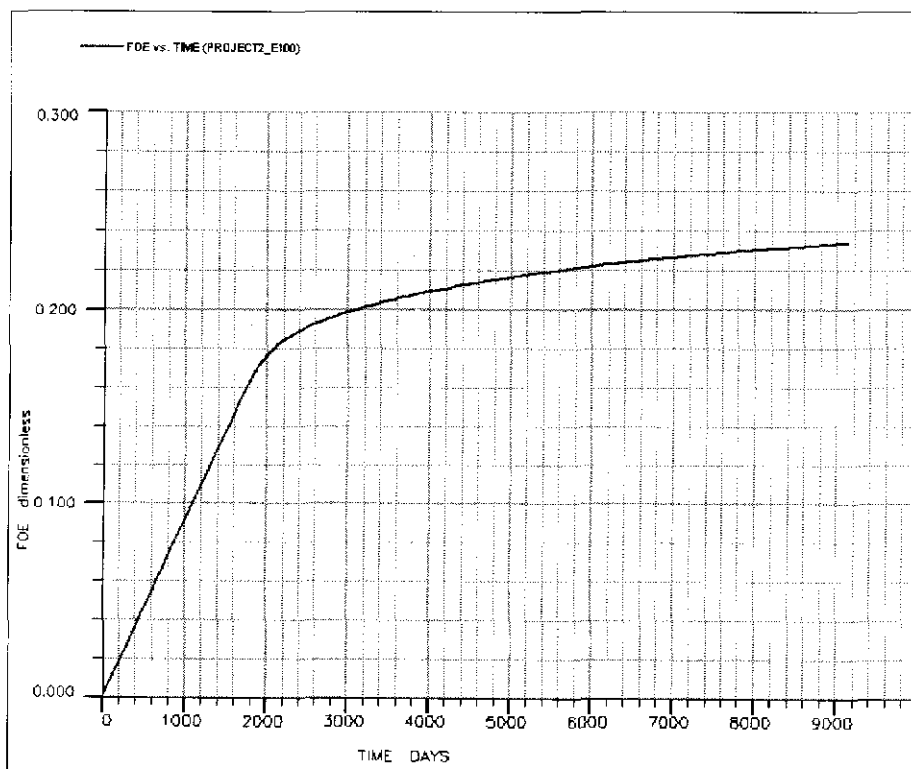
รูปที่ 6.31 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



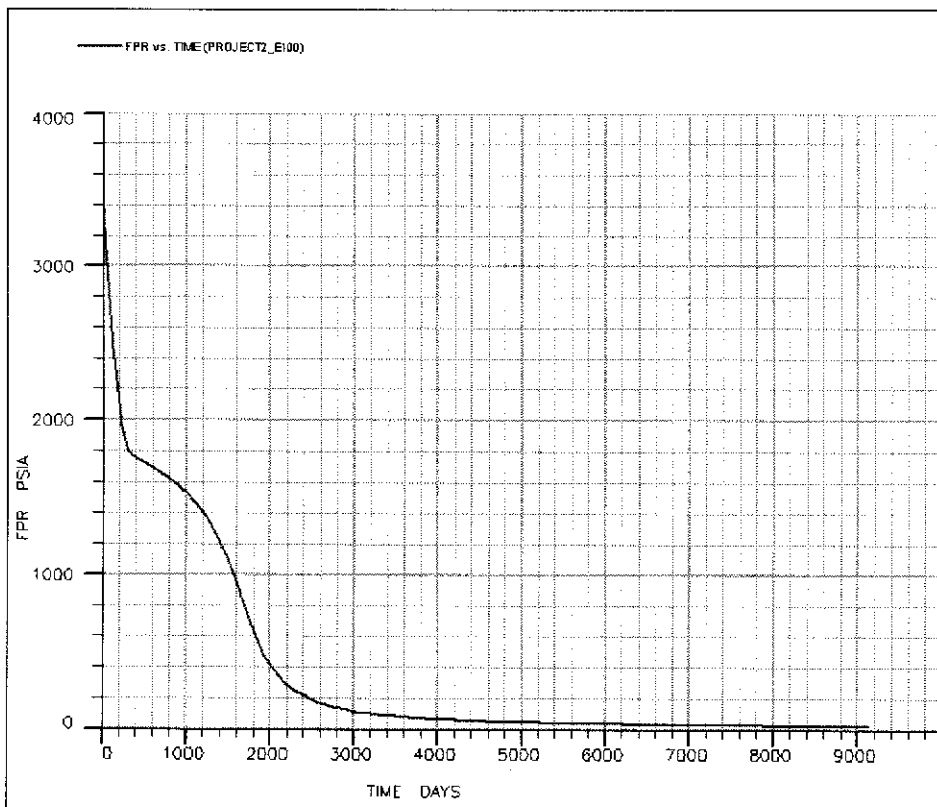
รูปที่ 6.32 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.33 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.34 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อ่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.35 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

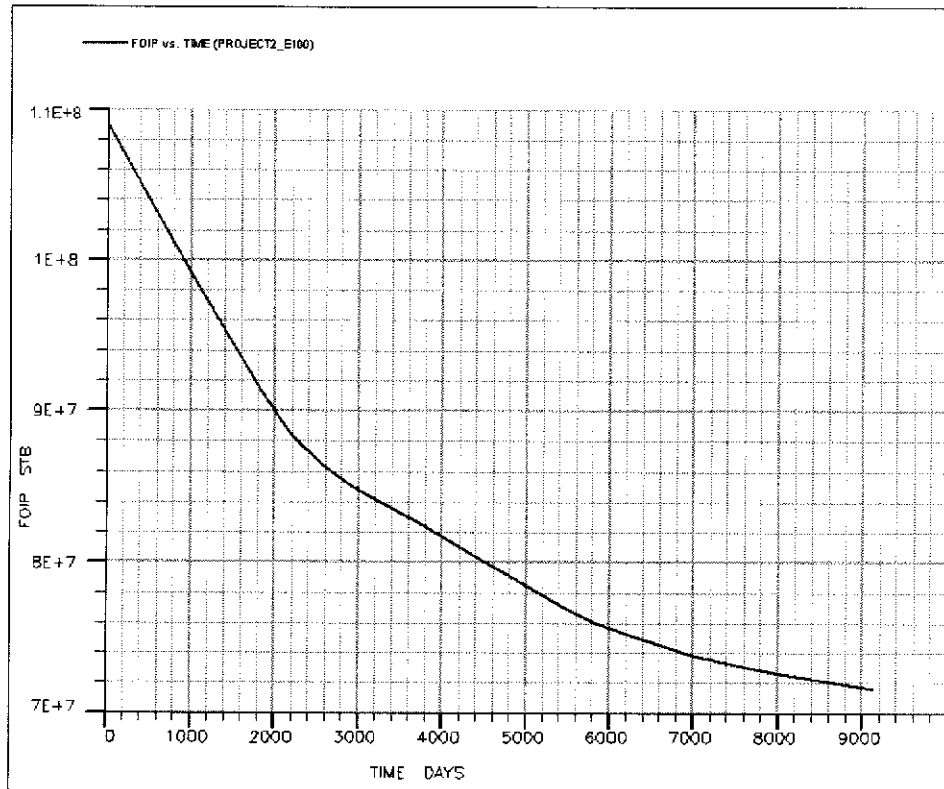
6.5.1.2 กรณี ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 4 ปี และ 8 ปีตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม

6.5.1.2.1ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

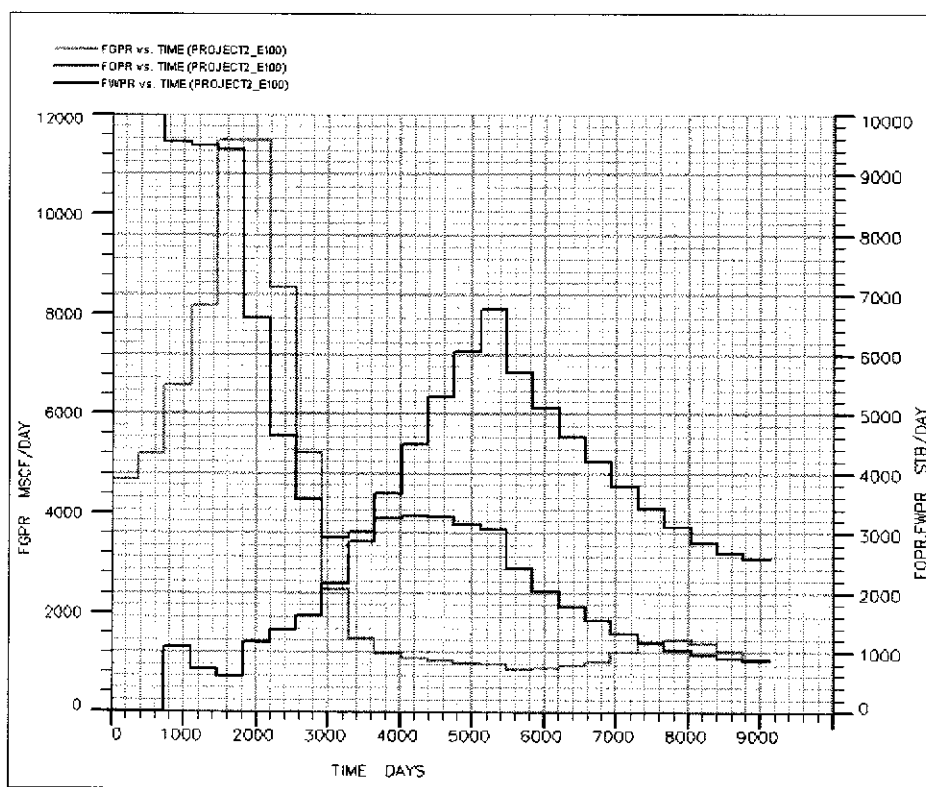
สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2.1ก ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.36)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.37)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.38)

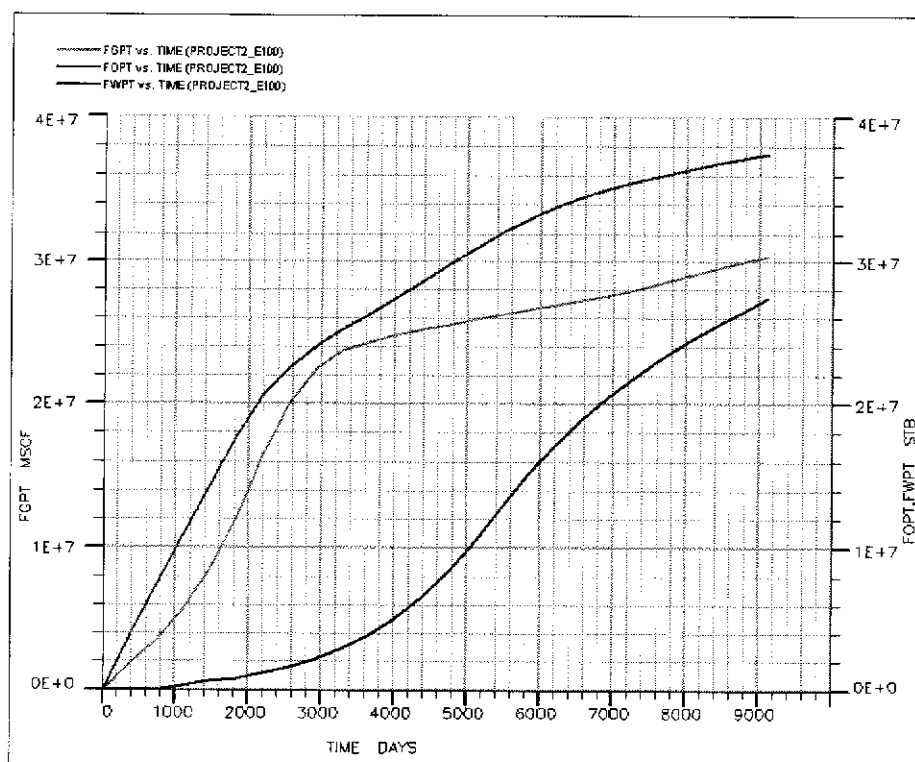
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.39)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.40)



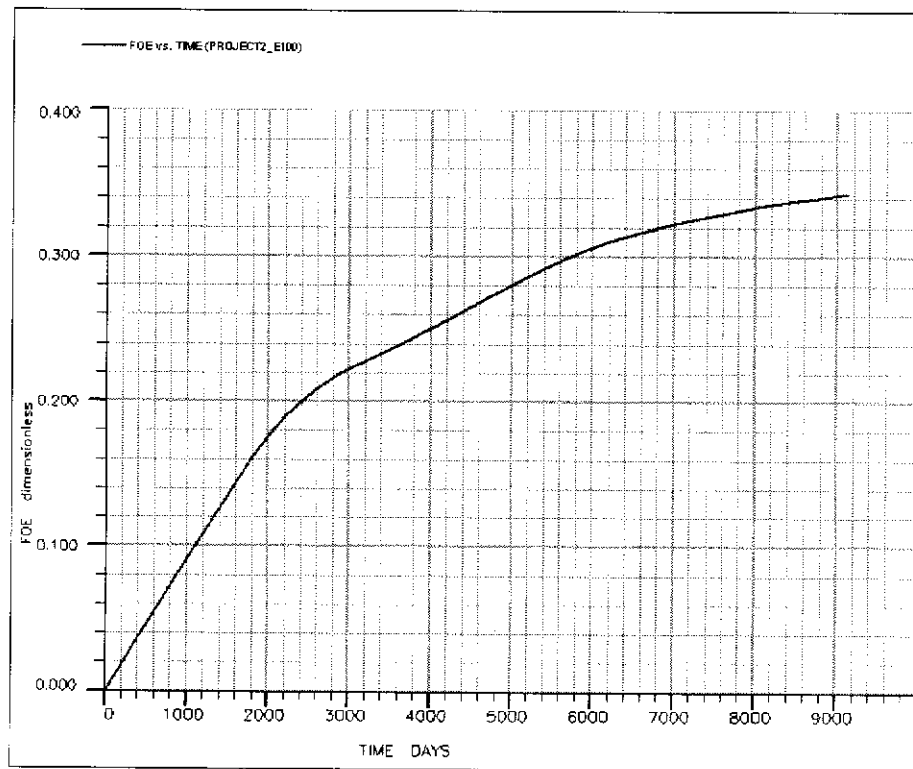
รูปที่ 6.36 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



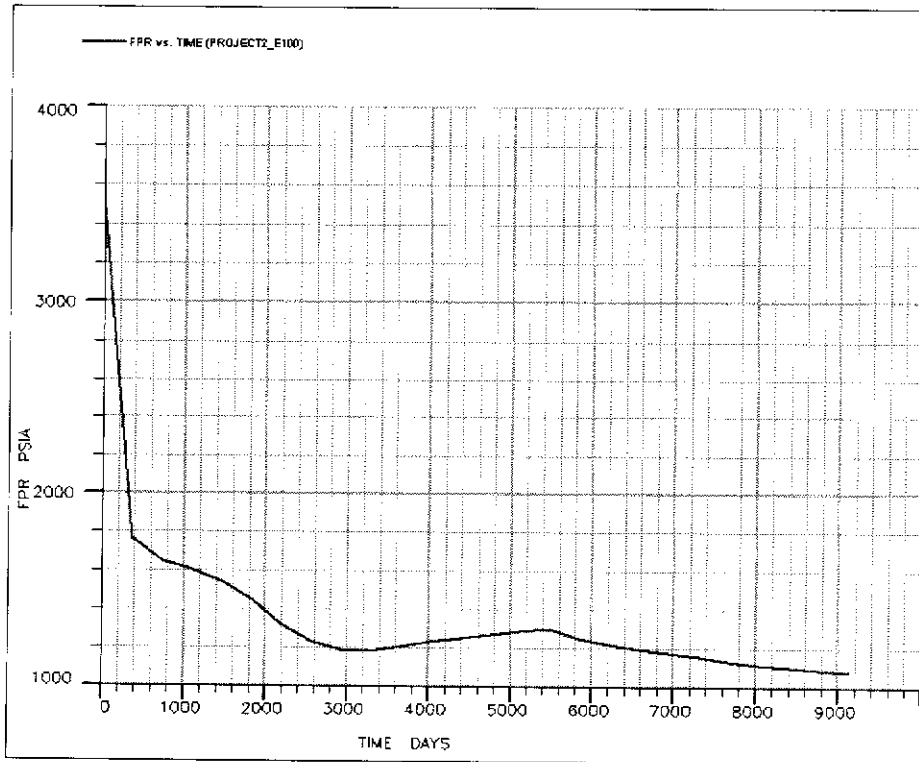
รูปที่ 6.37 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.38 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.39 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

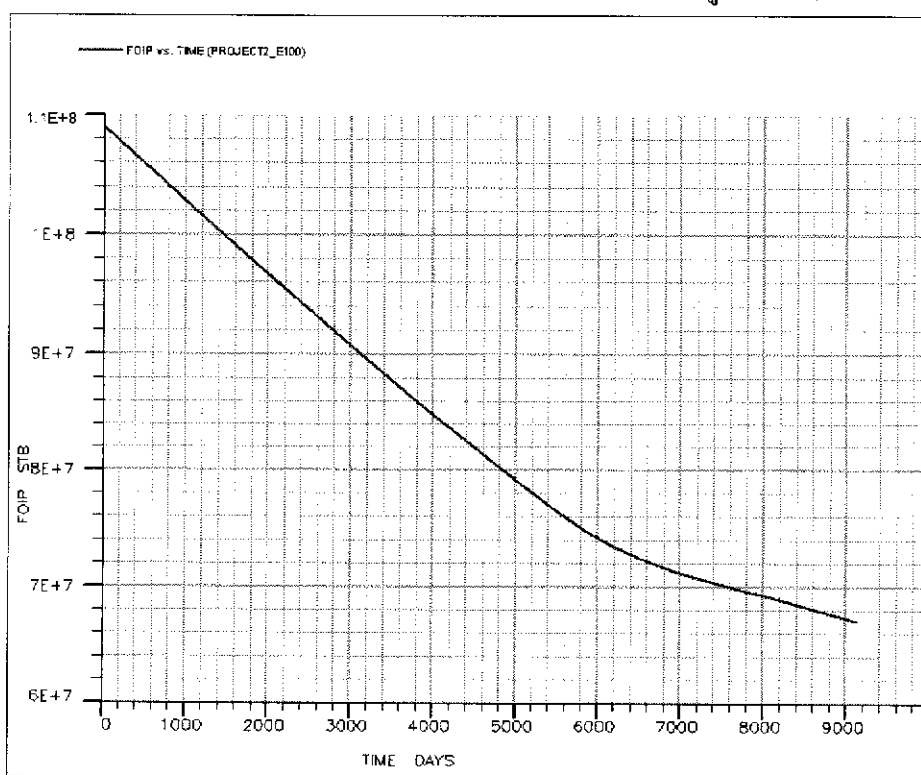


รูปที่ 6.40 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

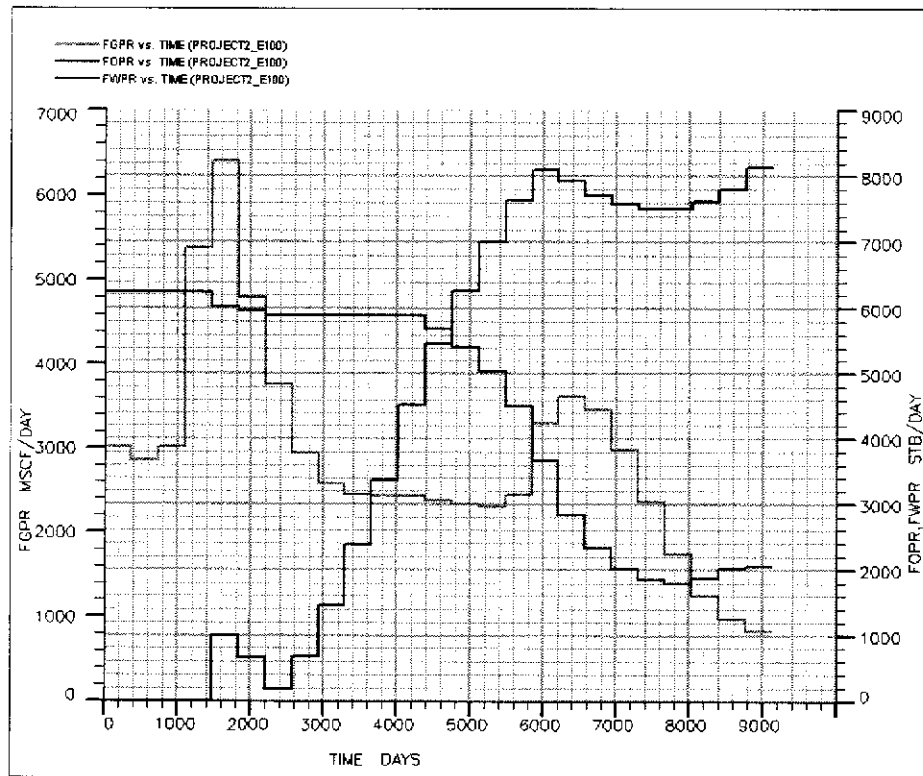
6.5.1.2.2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณี 2.2ก ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

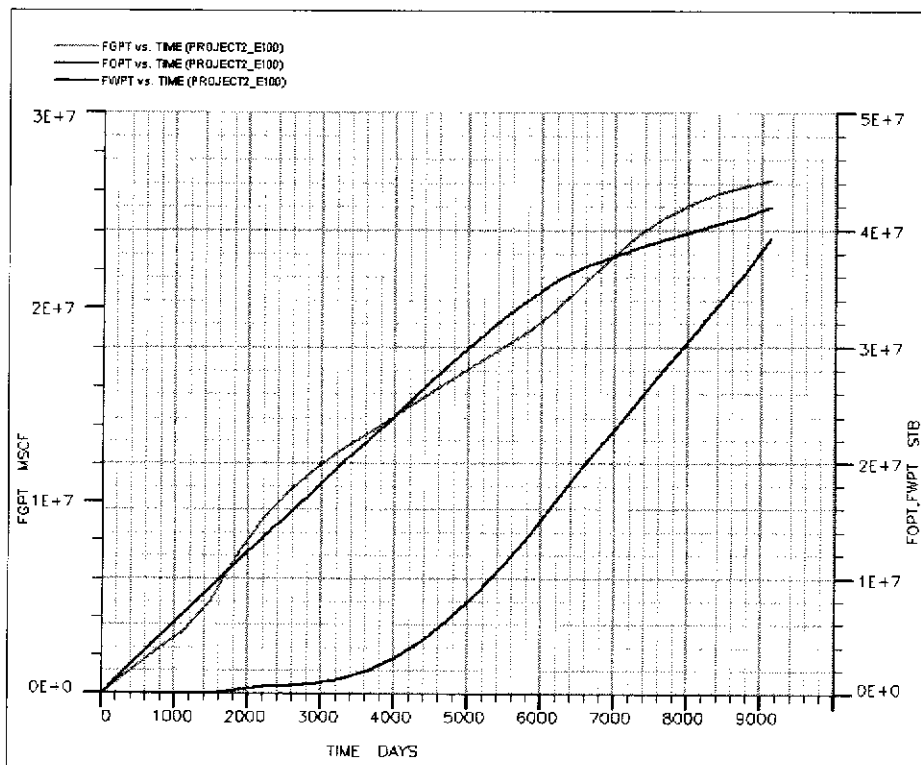
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.41)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.42)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.43)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.44)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.45)



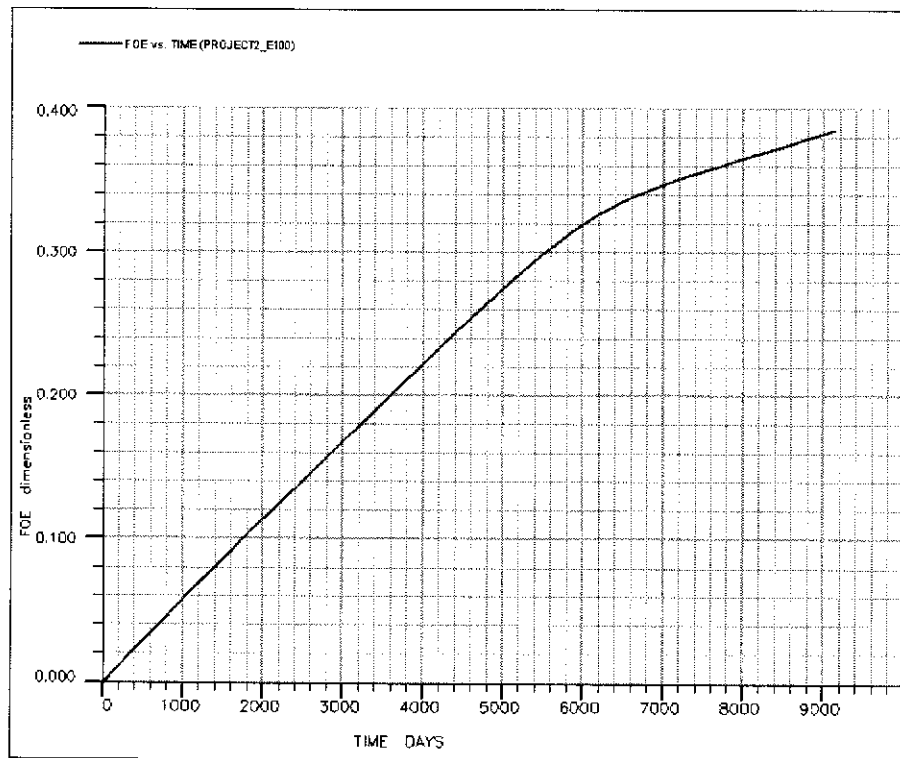
รูปที่ 6.41 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



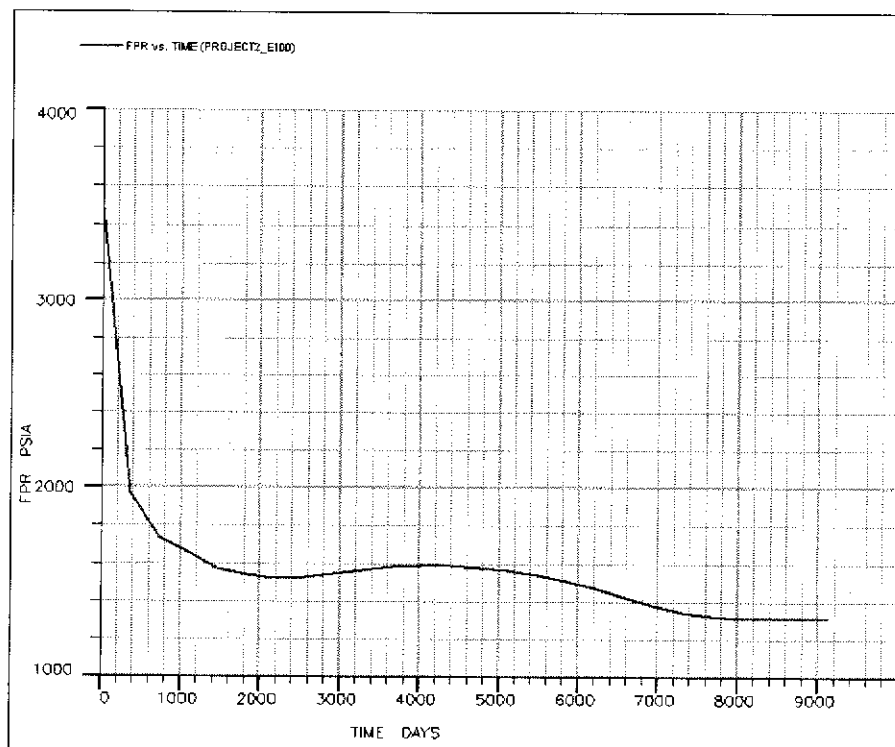
รูปที่ 6.42 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.43 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.44 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

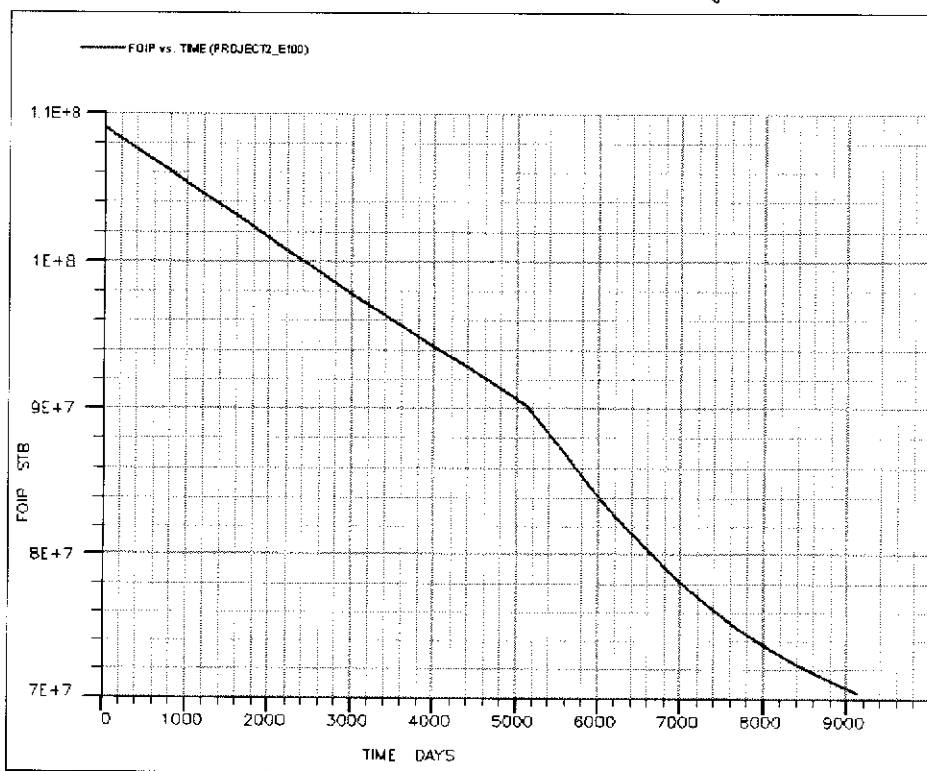


รูปที่ 6.45 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

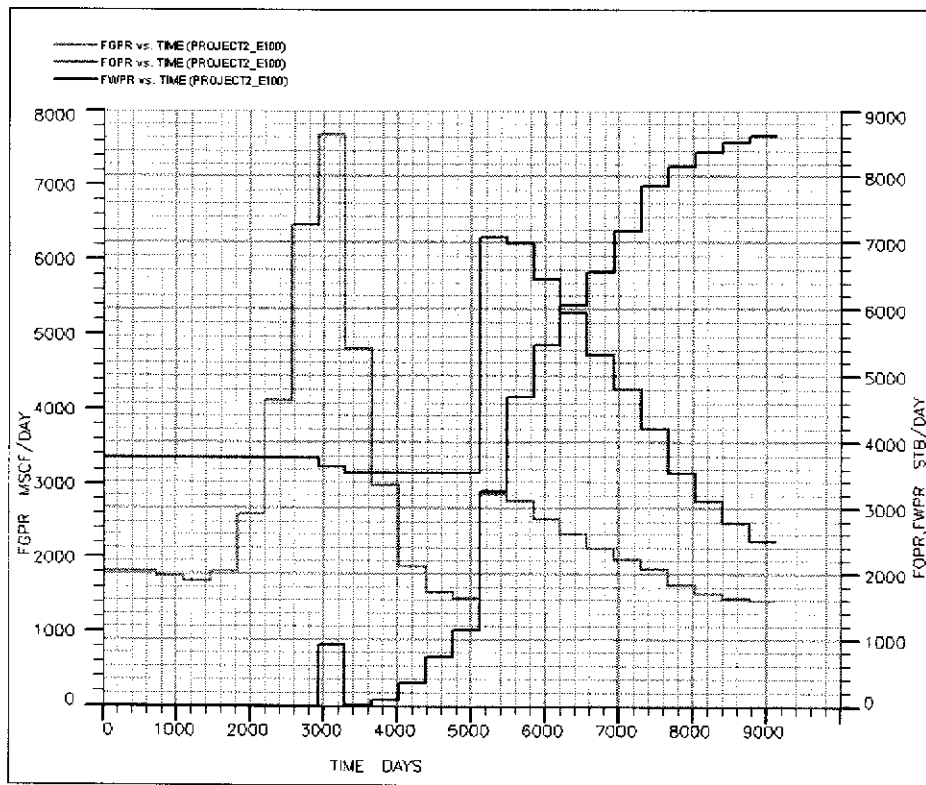
6.5.1.2.3ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณี 2.3ก ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

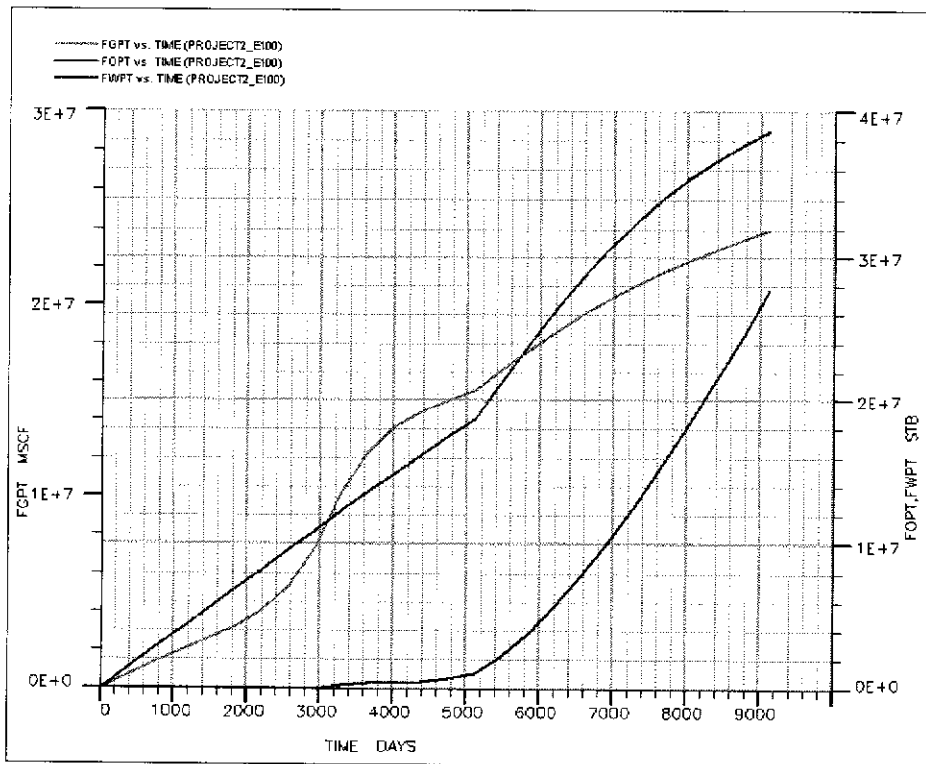
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.46)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.47)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.48)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.49)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.50)



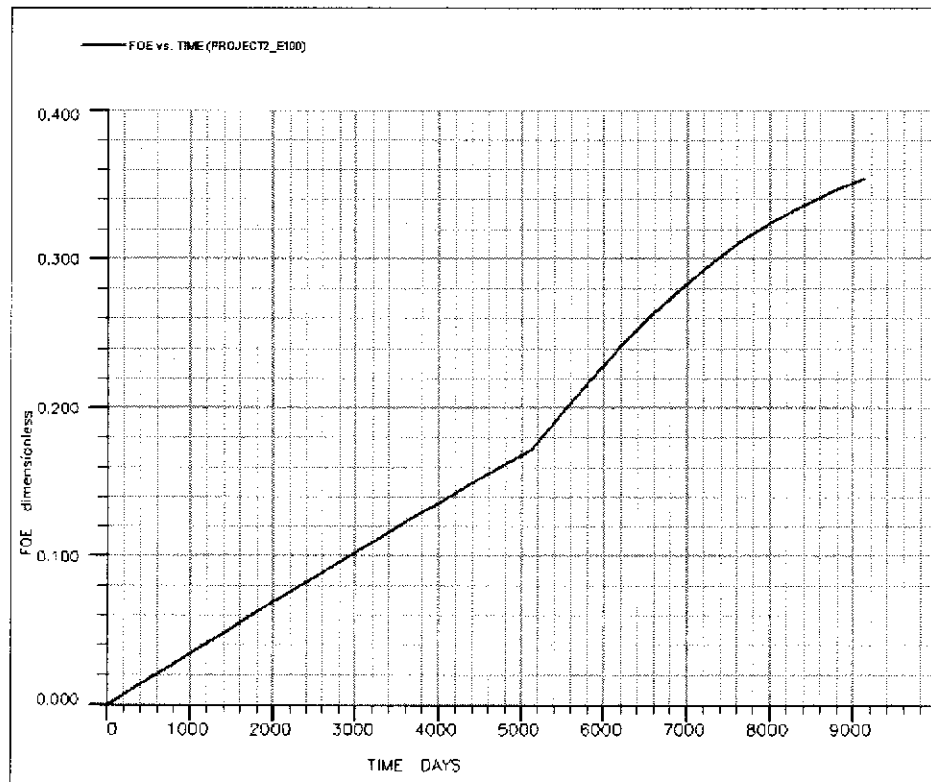
รูปที่ 6.46 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



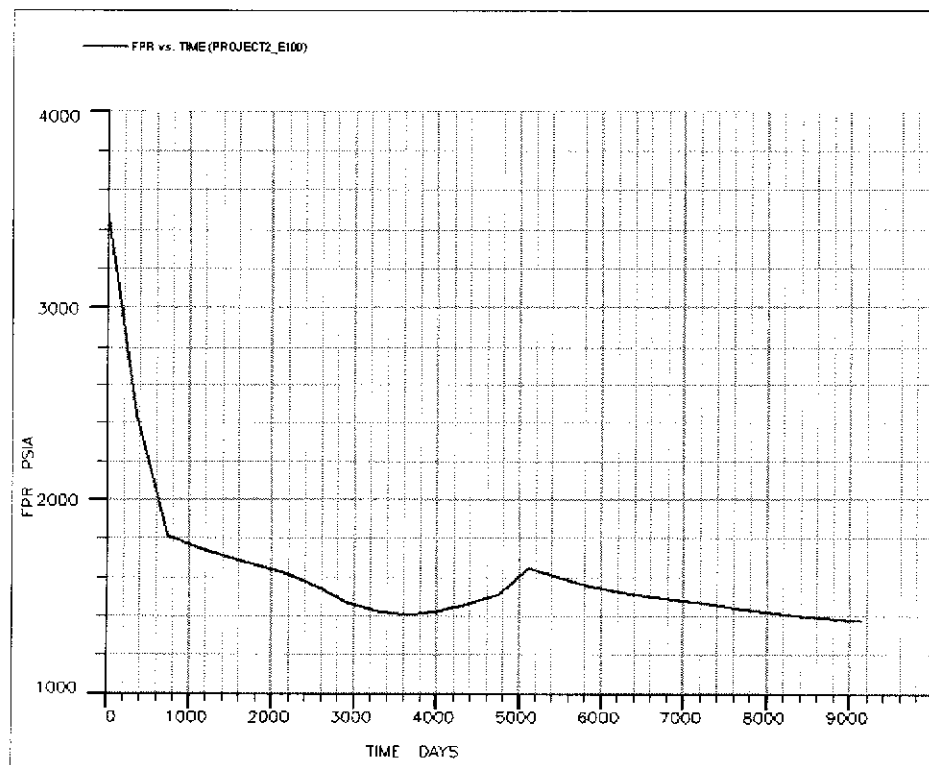
รูปที่ 6.47 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.48 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.49 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อ่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



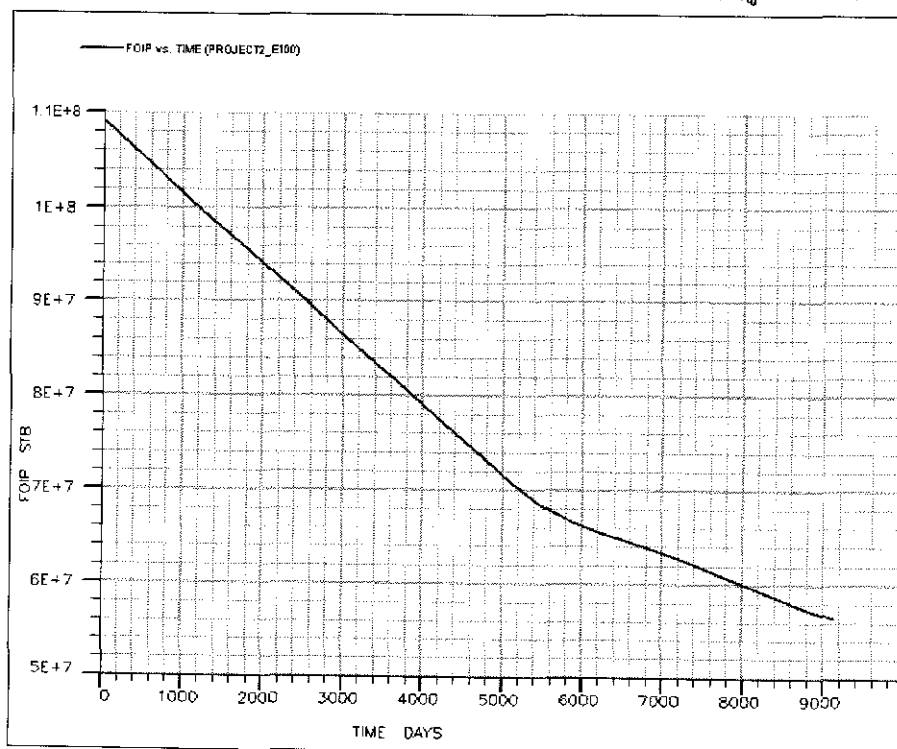
รูปที่ 6.50 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

กรณี ข มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 4 ปี และ 8 ปีตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม

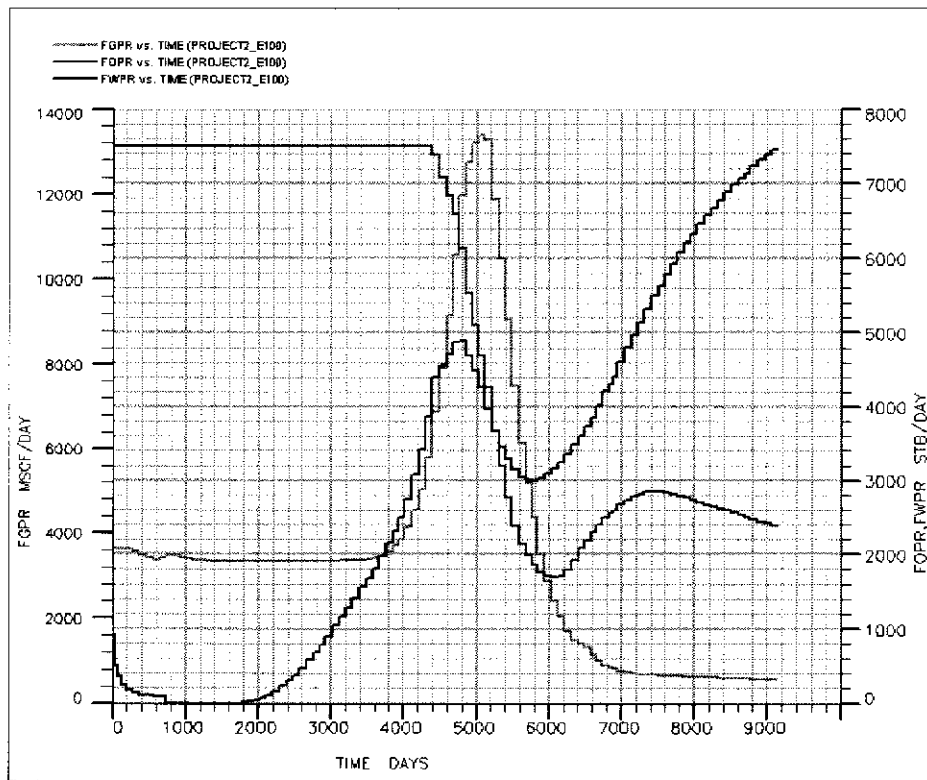
6.5.1.2.1 ข มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาจกด้านล่างประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2.1 ข ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

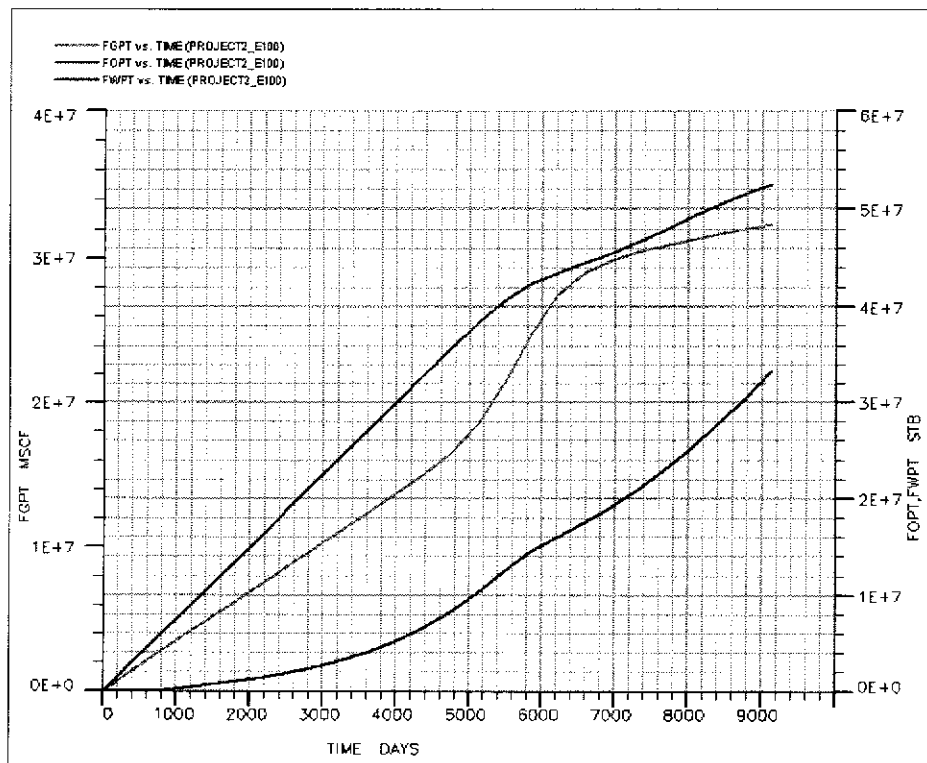
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.51)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.52)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.53)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.54)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.55)



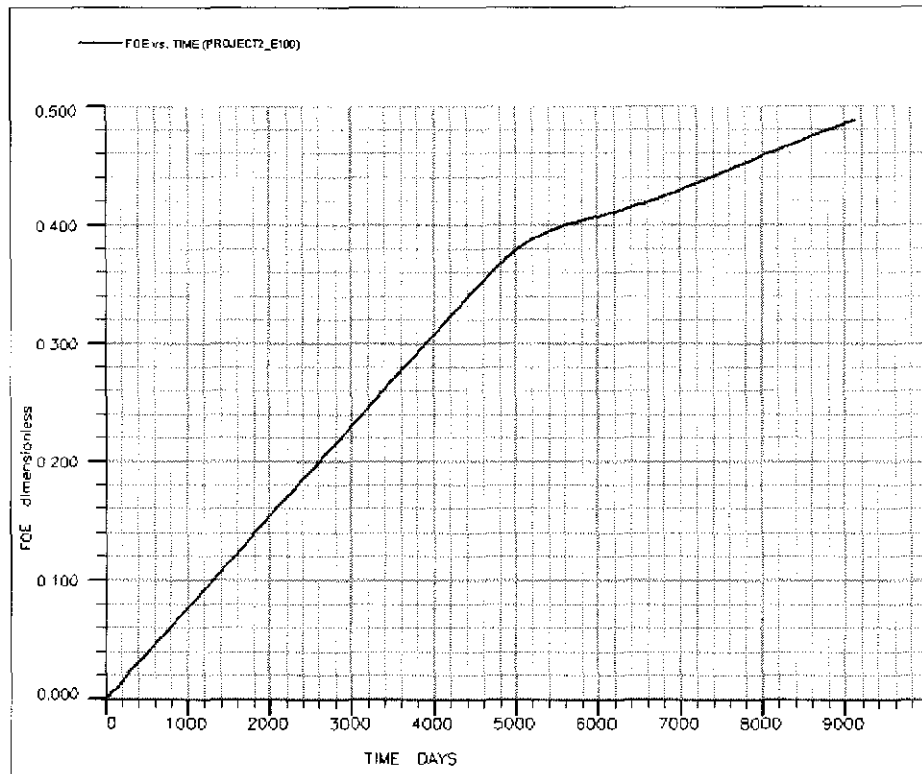
รูปที่ 6.51 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



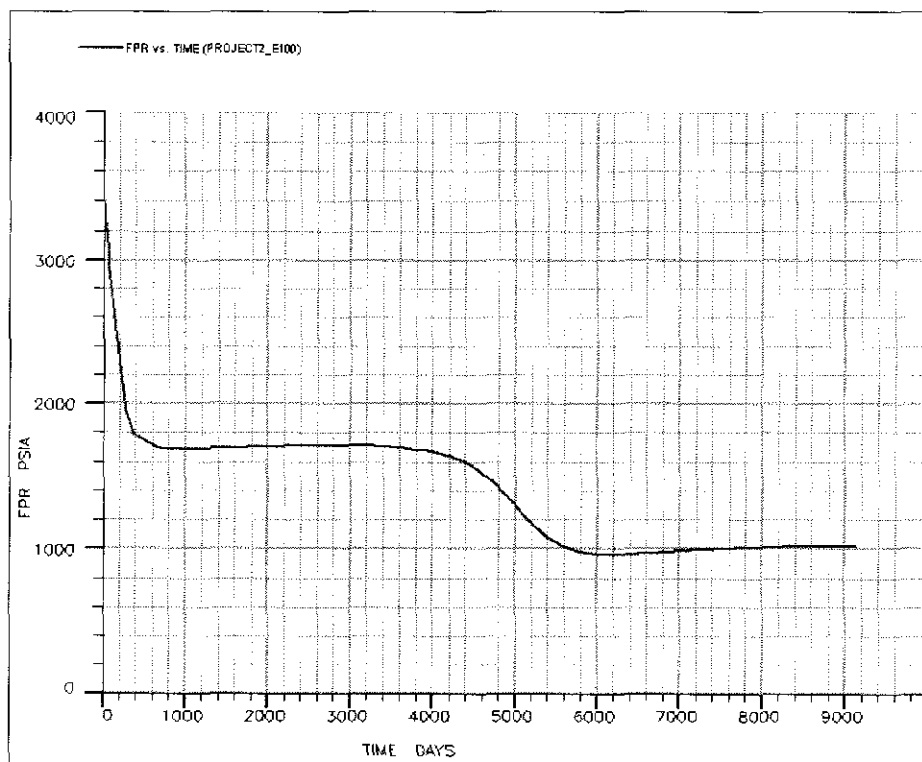
รูปที่ 6.52 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.53 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.54 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

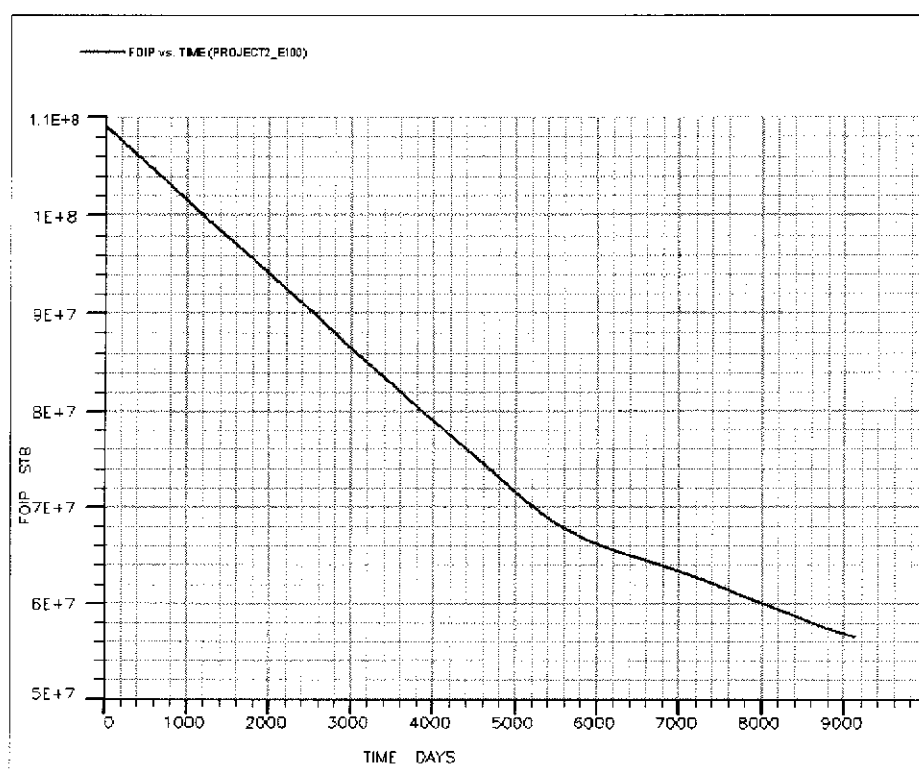


รูปที่ 6.55 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

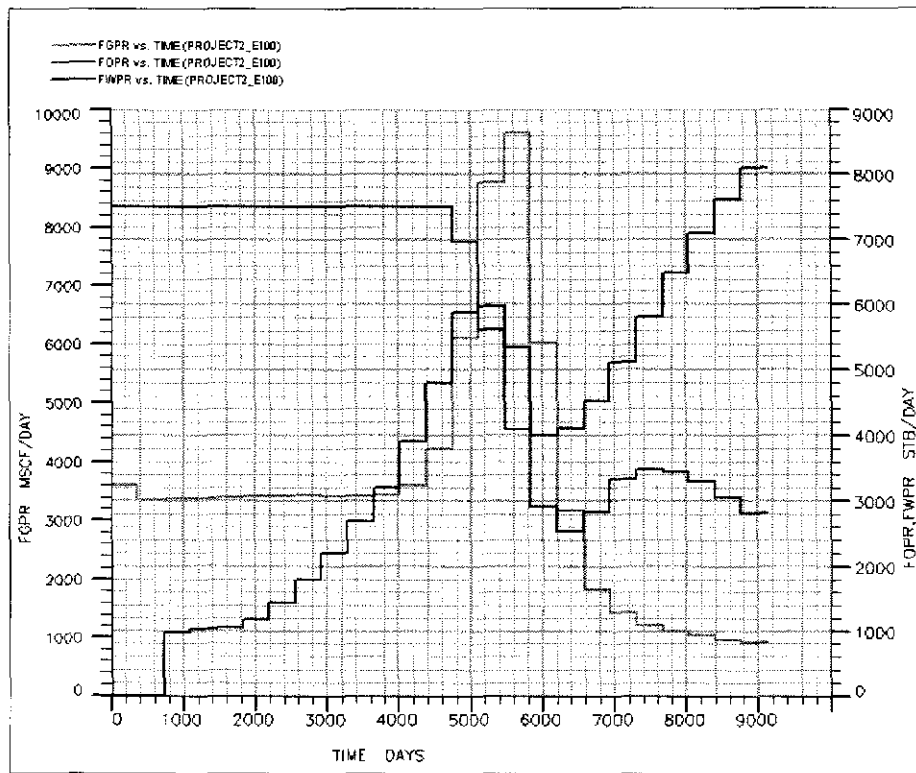
6.5.1.2.2ข มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลอง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี และมีอัตราการอัด น้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2.2ข ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

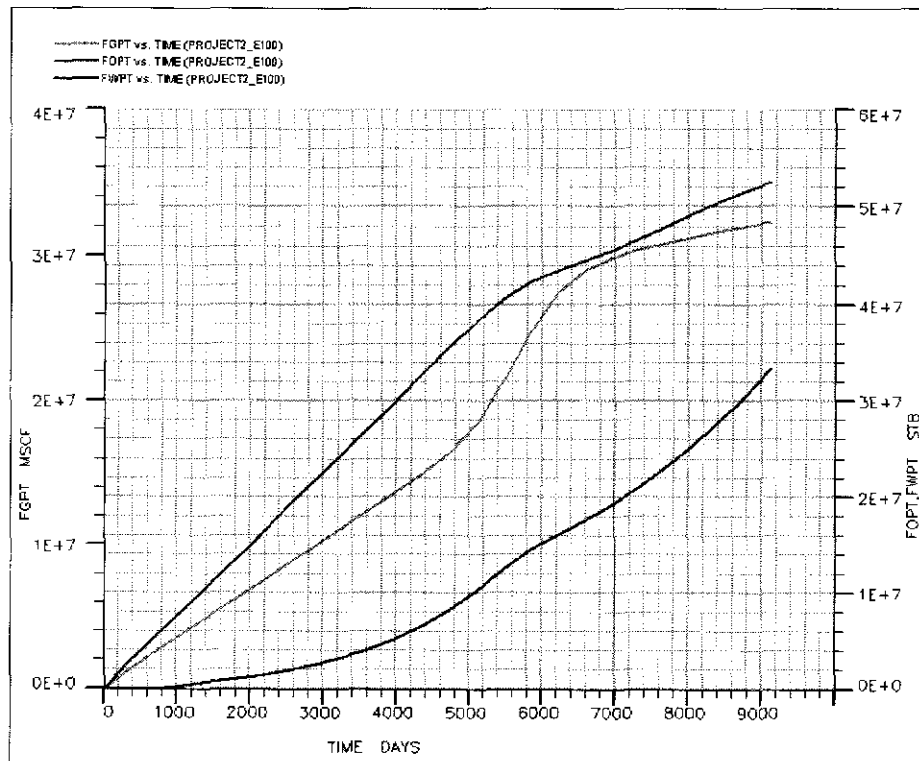
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.56)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.57)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.58)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.59)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.60)



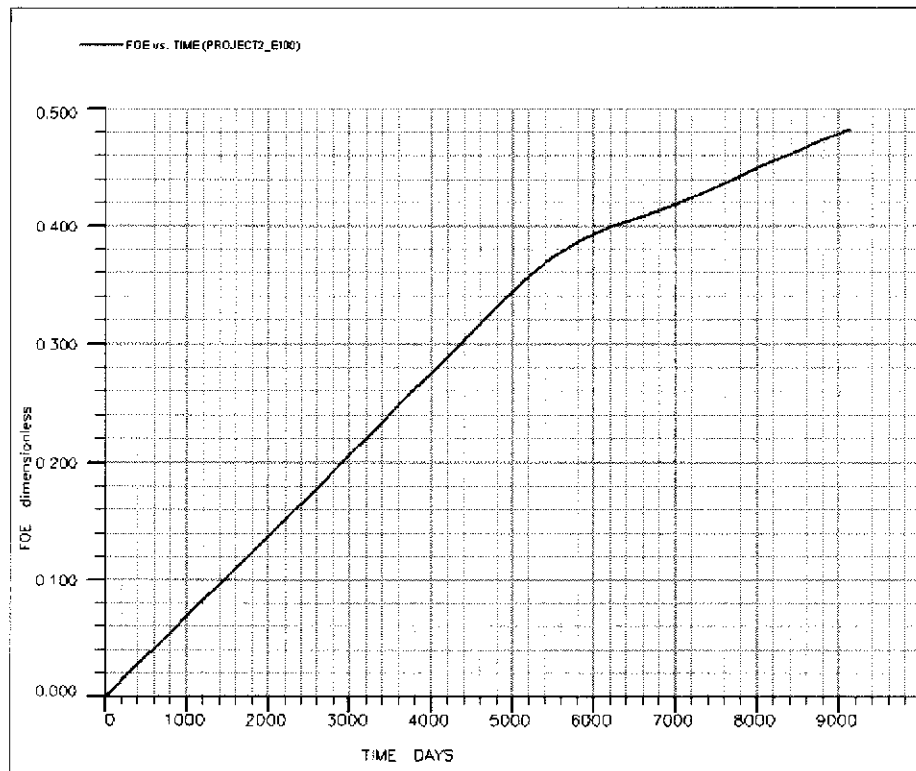
รูปที่ 6.56 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



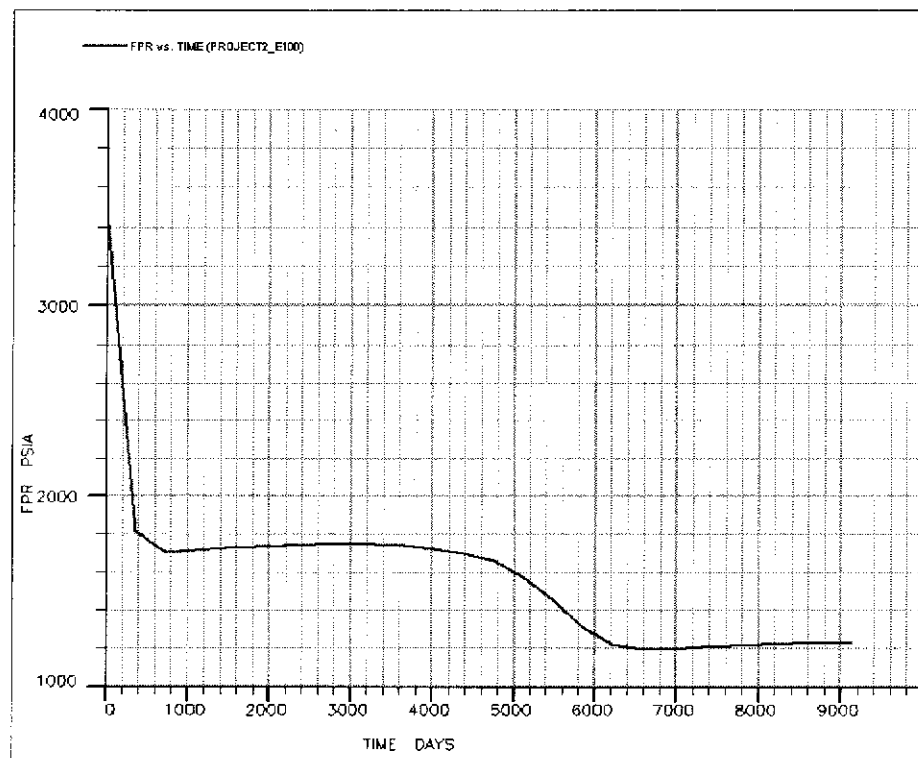
รูปที่ 6.57 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.58 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.59 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

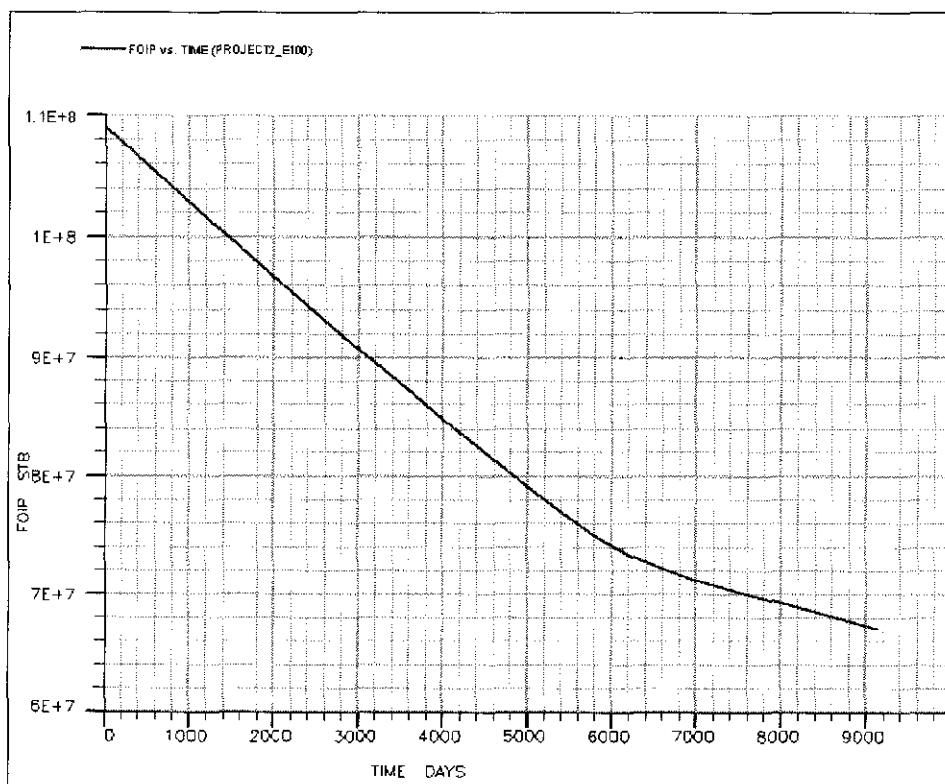


รูปที่ 6.60 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

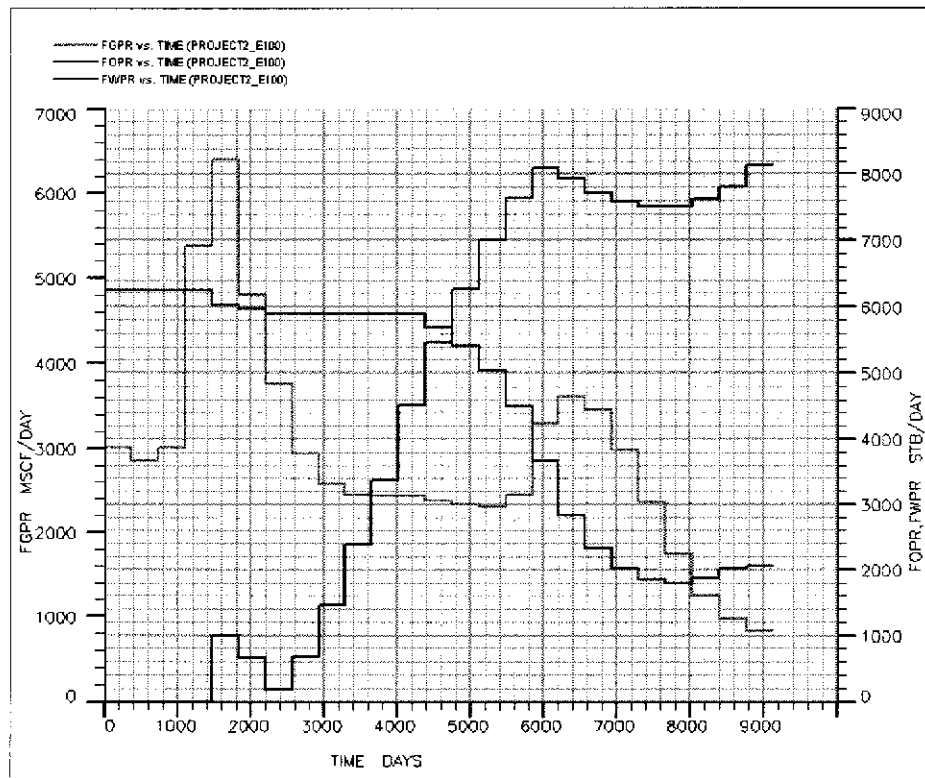
6.5.1.2.3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลอง แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณี 2.3ข ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

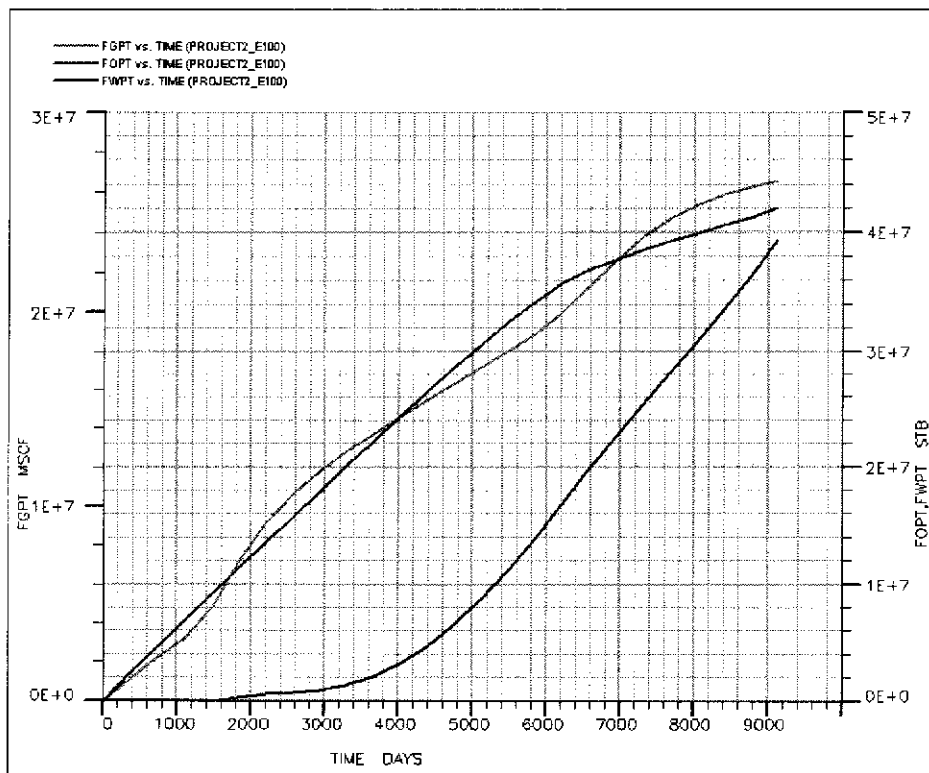
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.61)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.62)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.63)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.64)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.65)



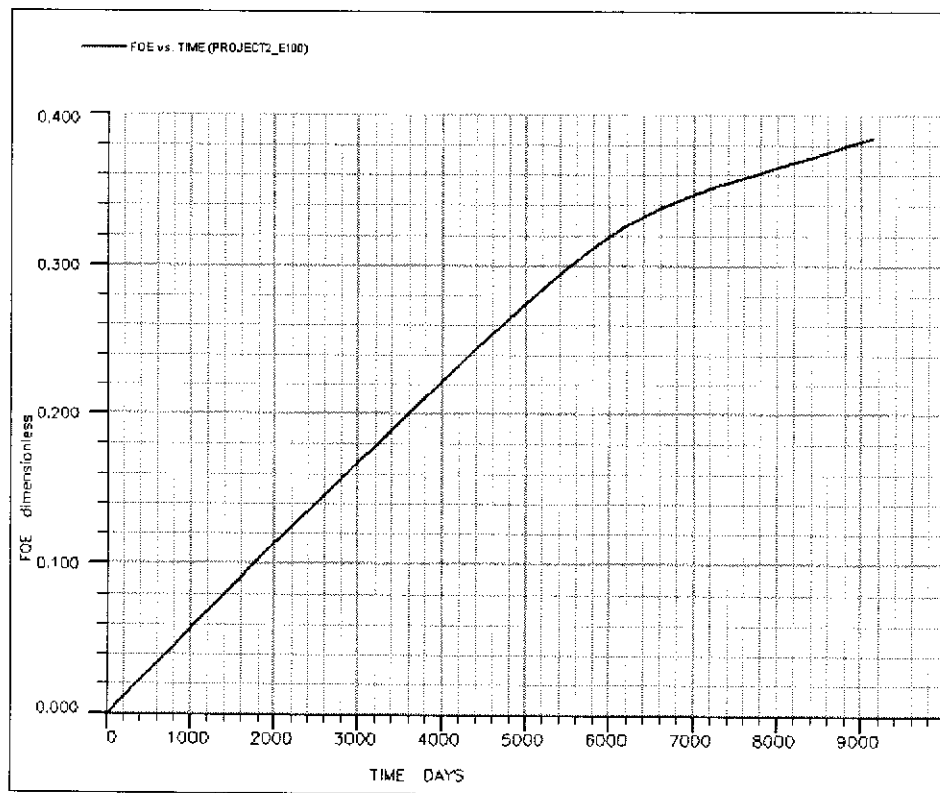
รูปที่ 6.61 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



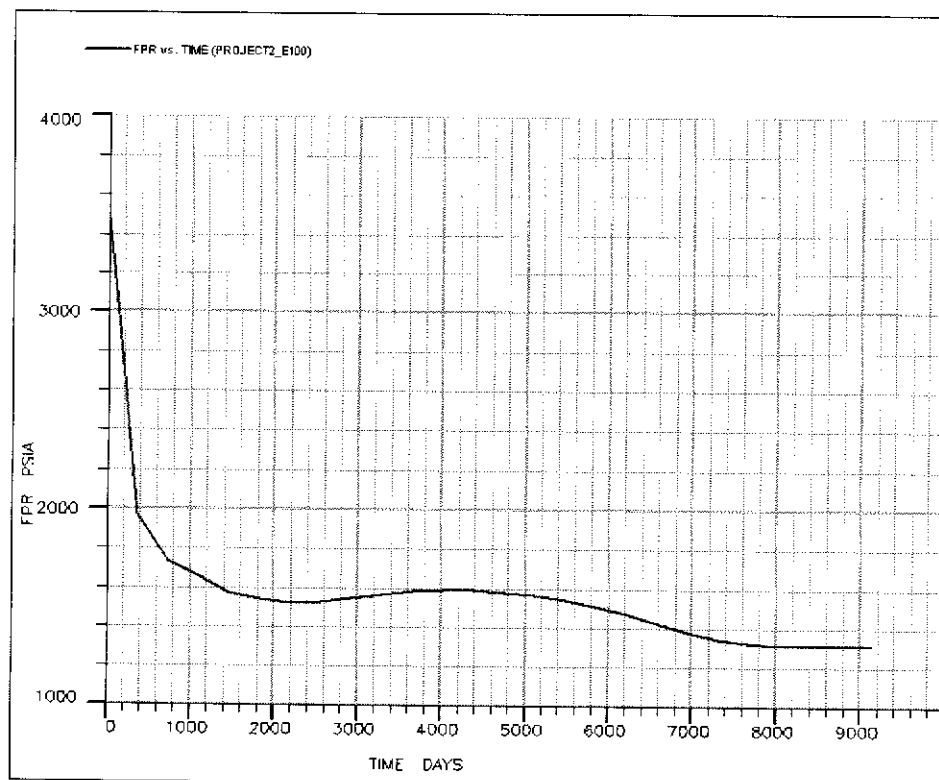
รูปที่ 6.62 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.63 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.64 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

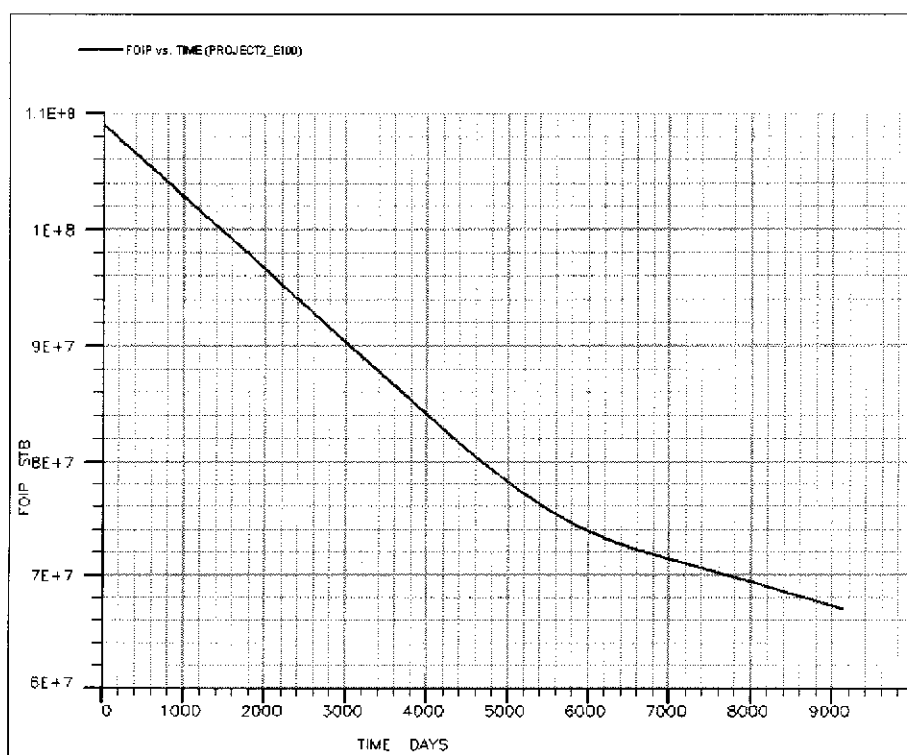


รูปที่ 6.65 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

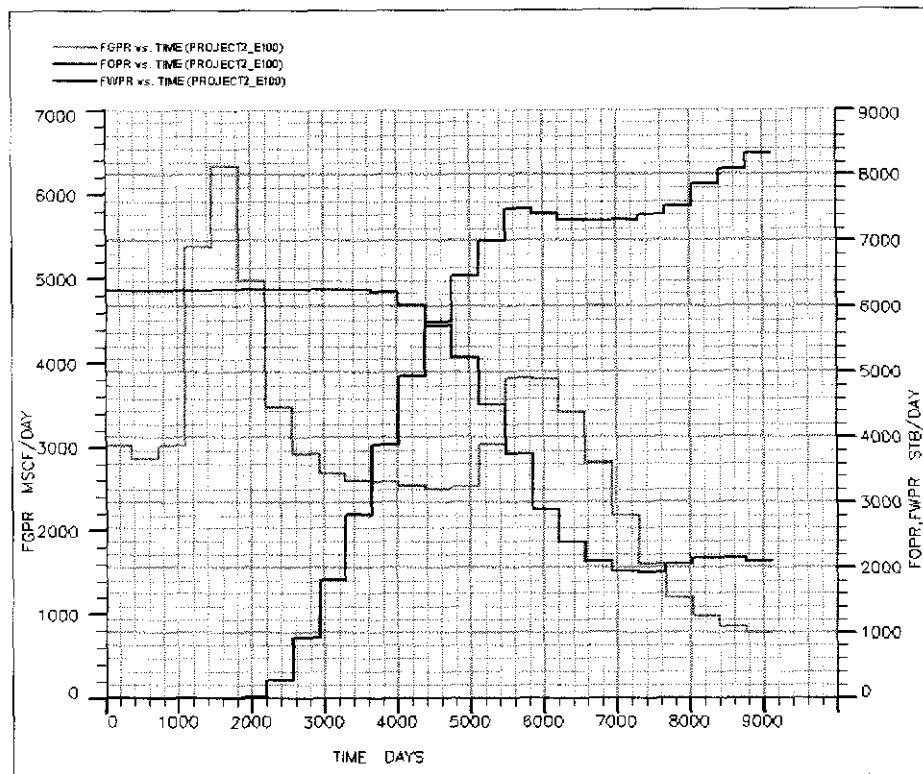
6.5.1.3 กรณี ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,111.11 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีนี้ 3ก ของรูปแบบที่ 1 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

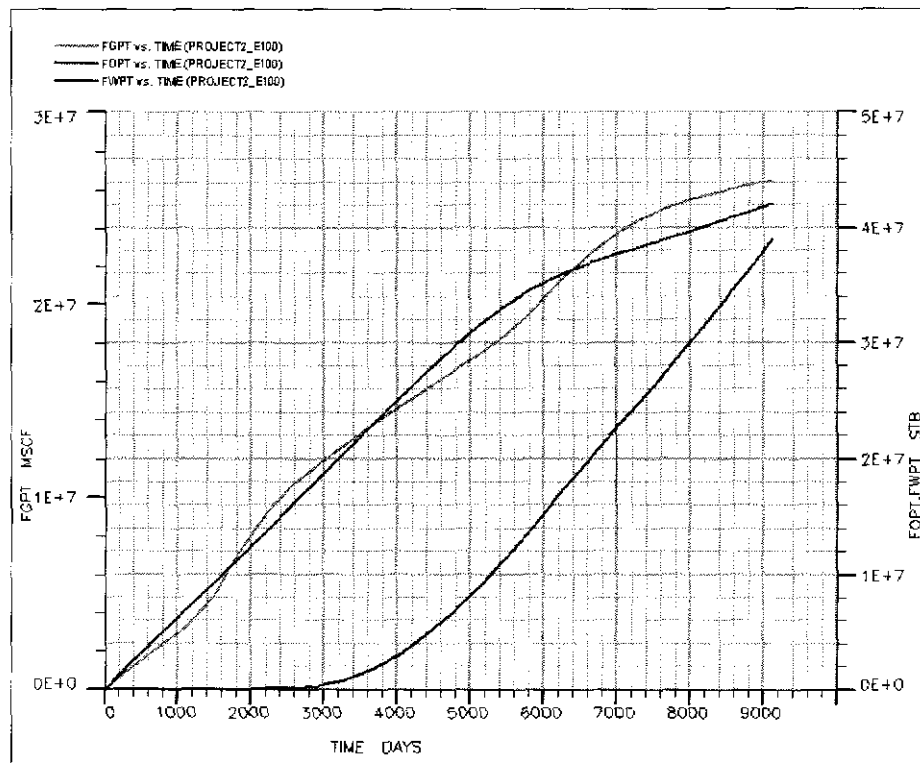
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.66)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.67)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.68)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.69)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.70)



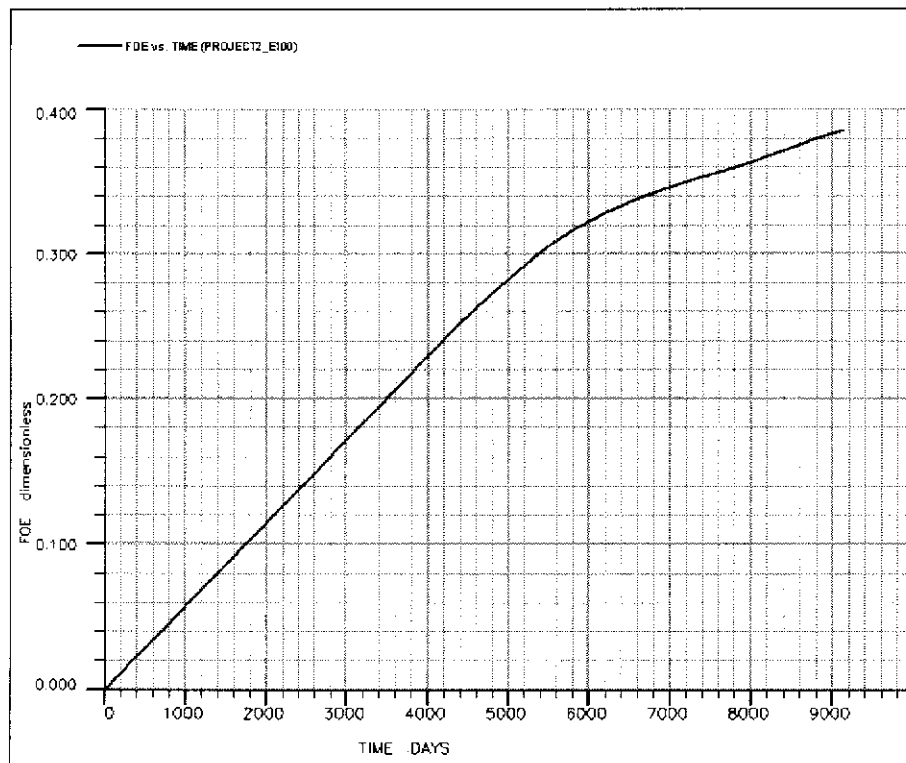
รูปที่ 6.66 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



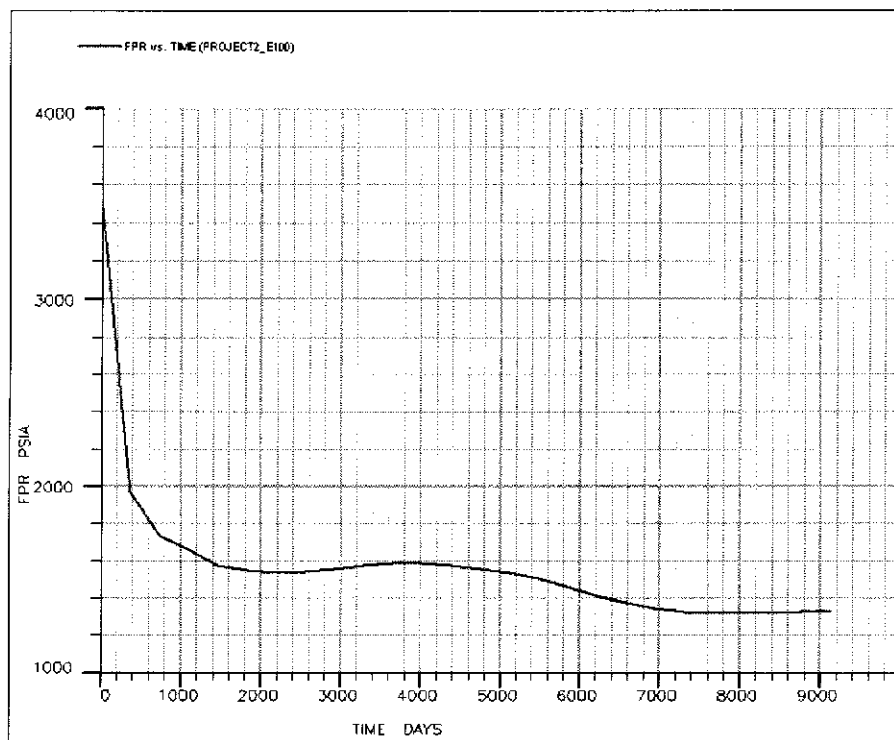
รูปที่ 6.67 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.68 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.69 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

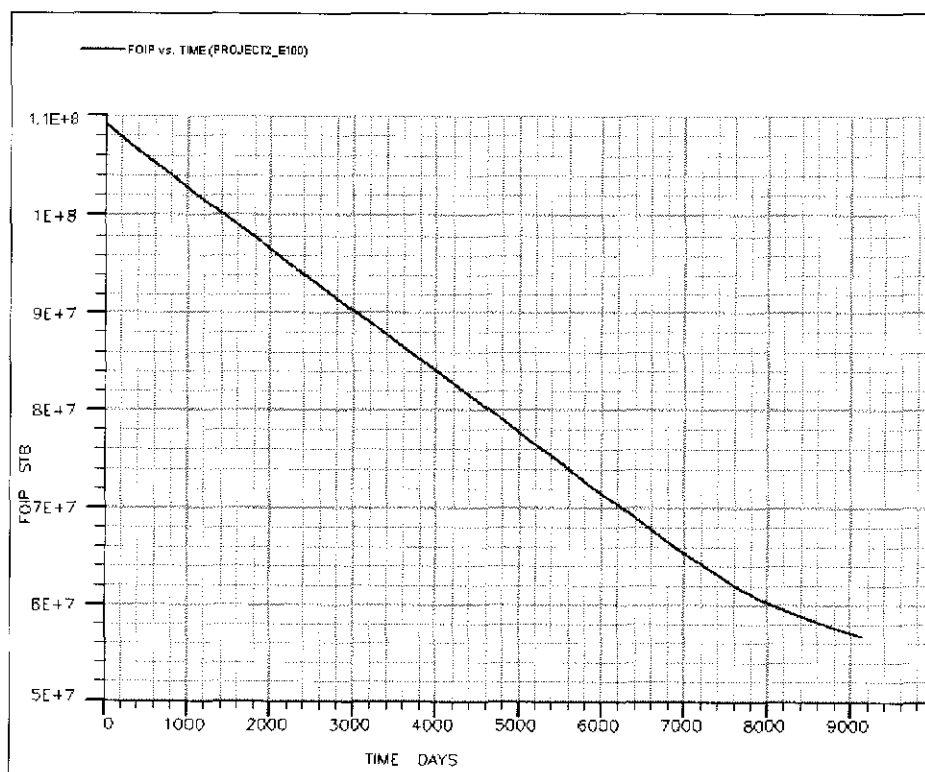


รูปที่ 6.70 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

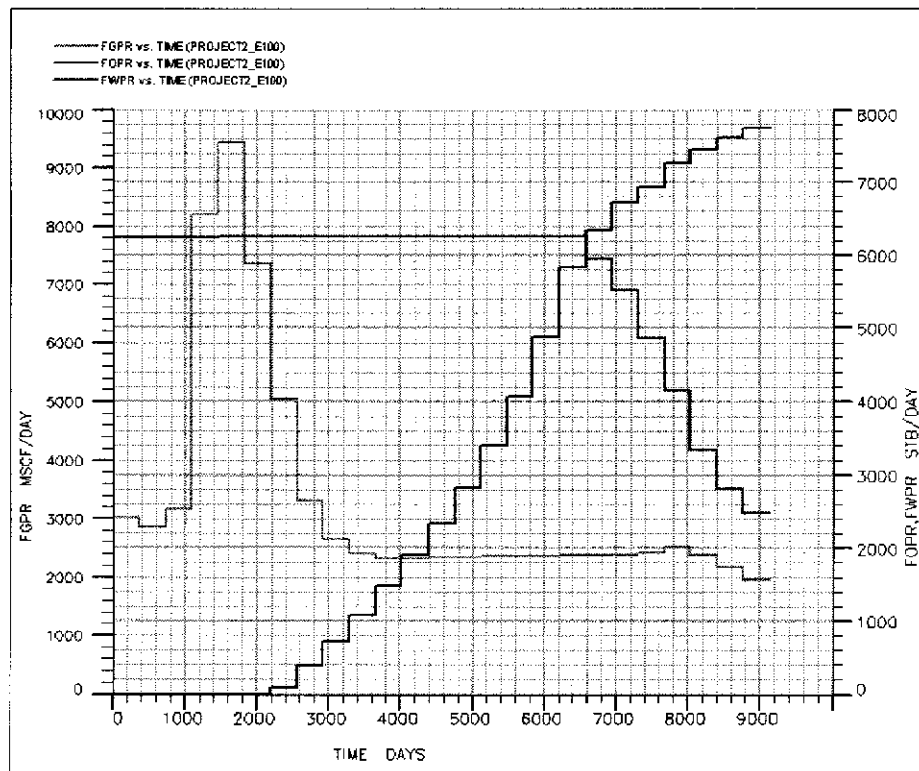
กรณี ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,111.11 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณี 3ข ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

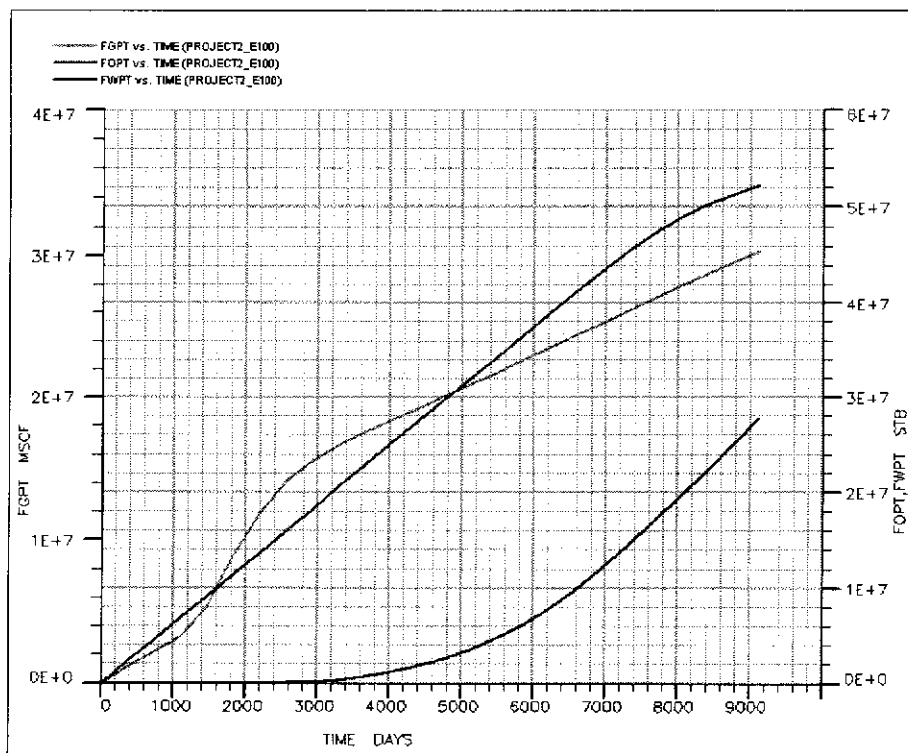
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.71)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.72)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.73)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.74)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.75)



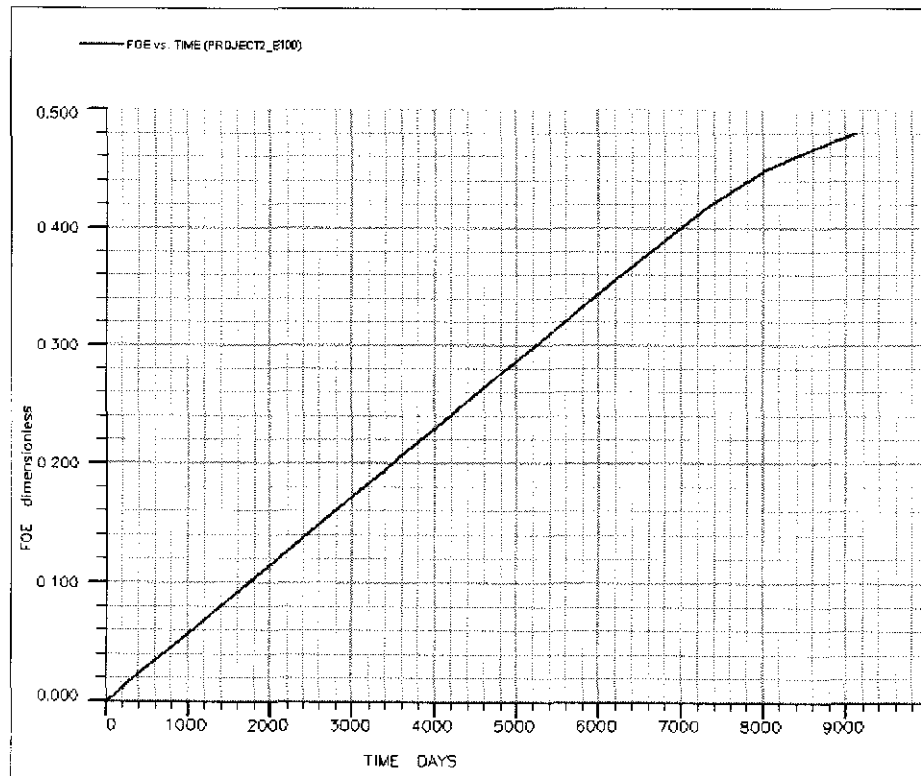
รูปที่ 6.71 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



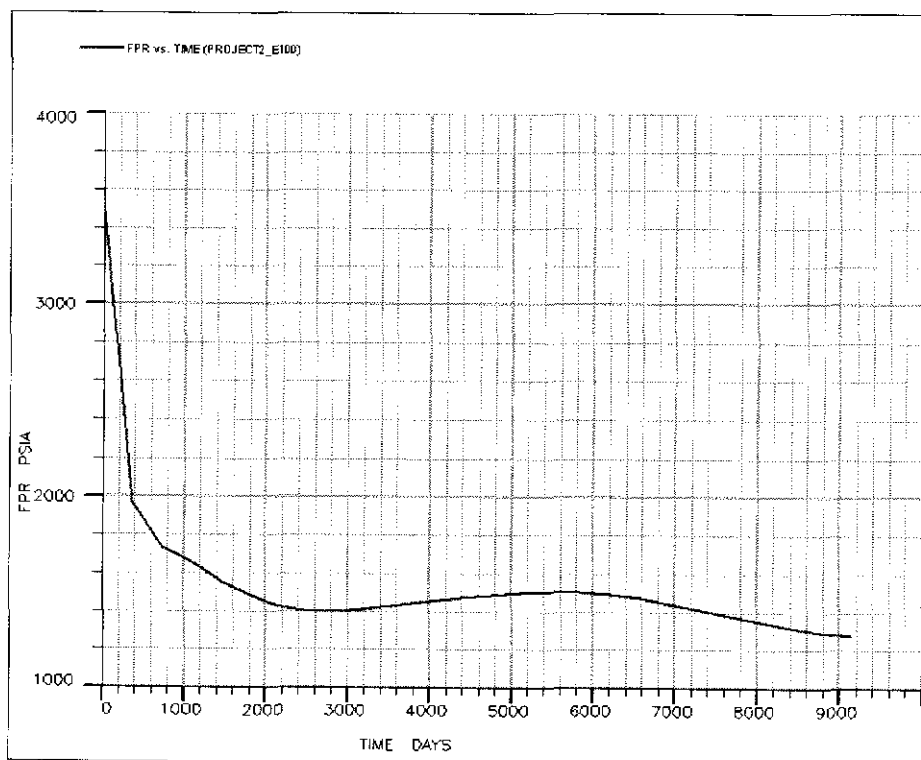
รูปที่ 6.72 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.73 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.74 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



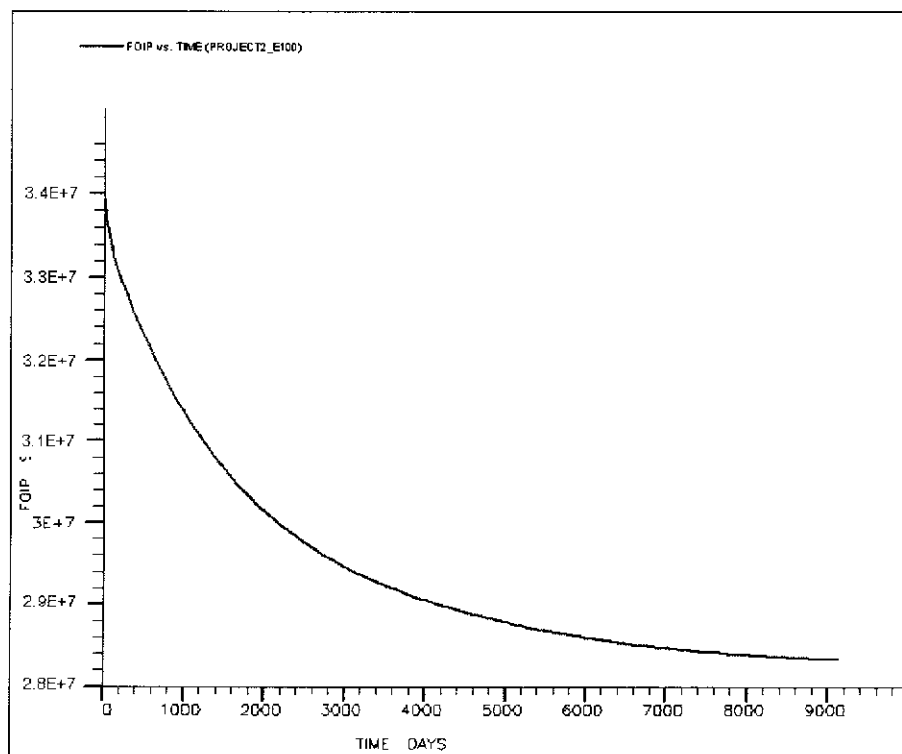
รูปที่ 6.75 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

6.5.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

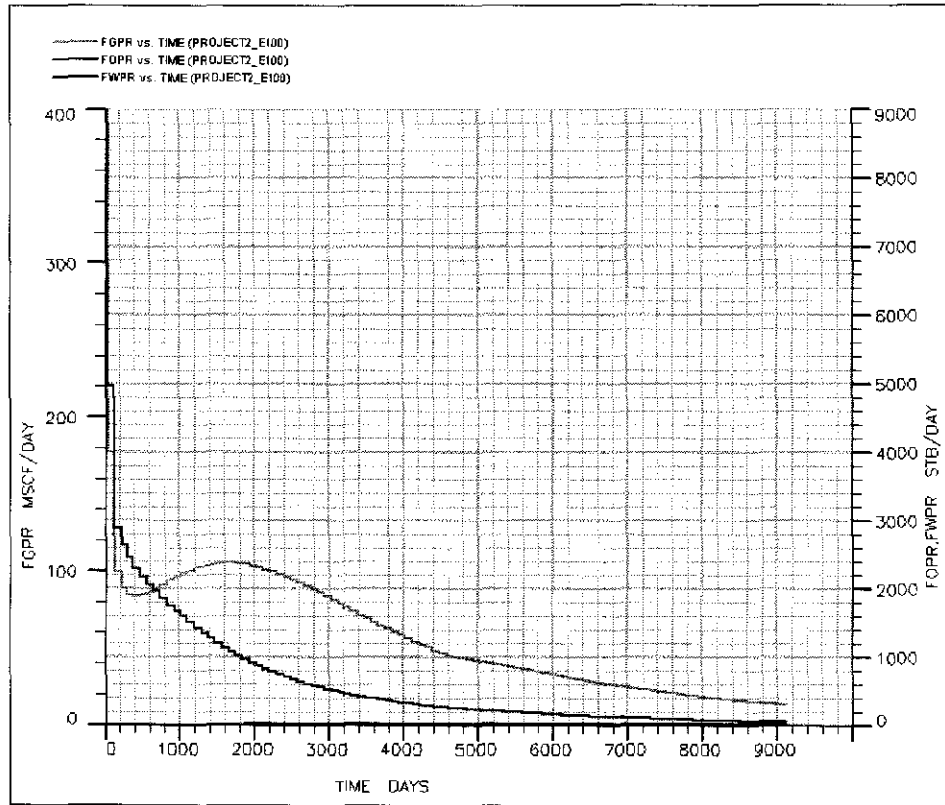
6.5.2.1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 1 ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

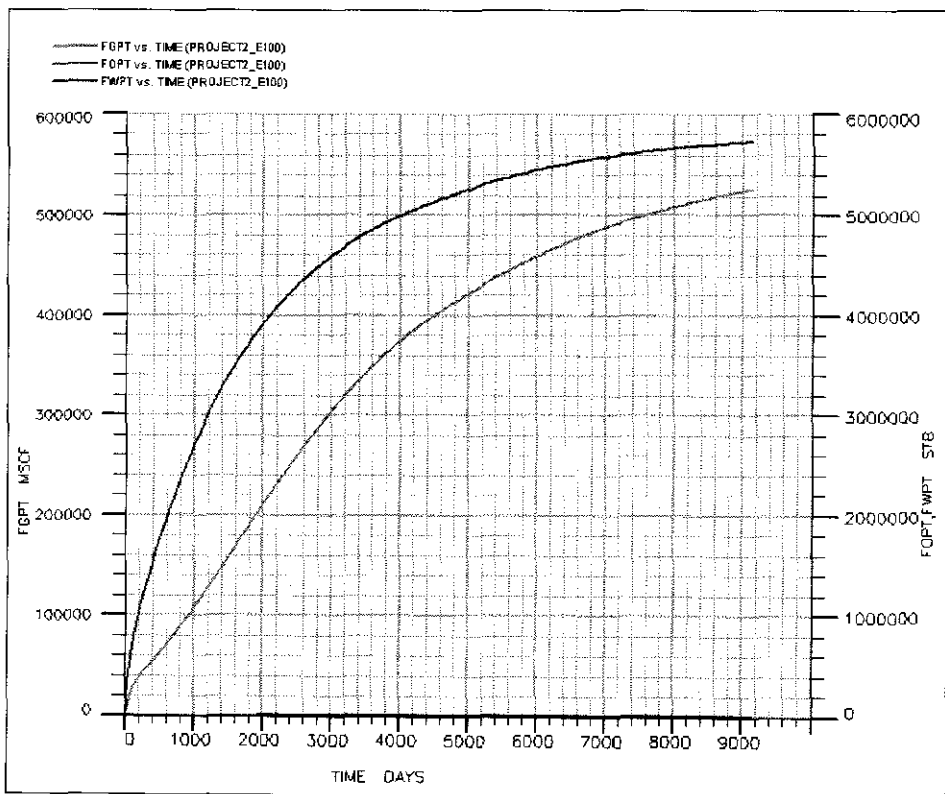
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.76)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.77)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.78)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.79)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.80)



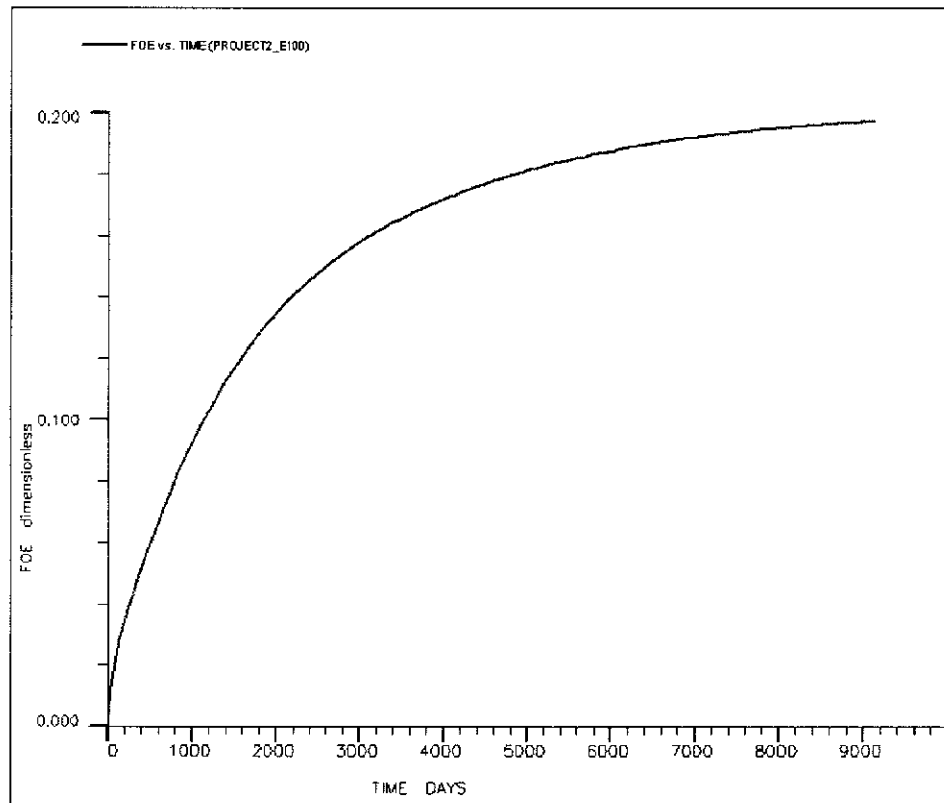
รูปที่ 6.76 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



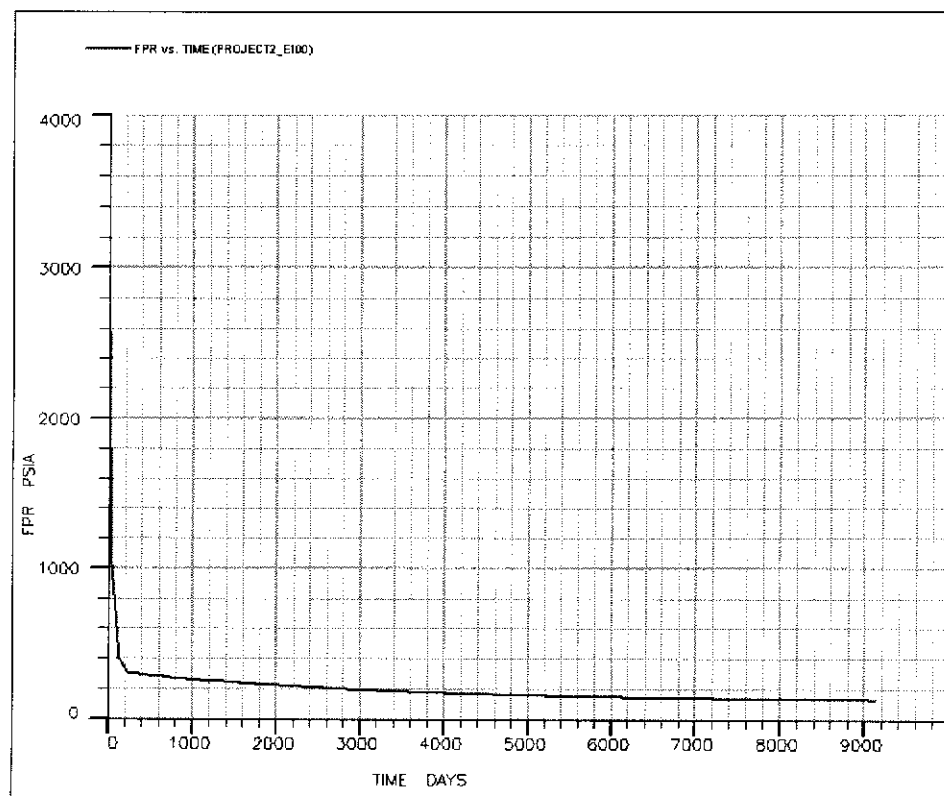
รูปที่ 6.77 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.78 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.79 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้อ่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

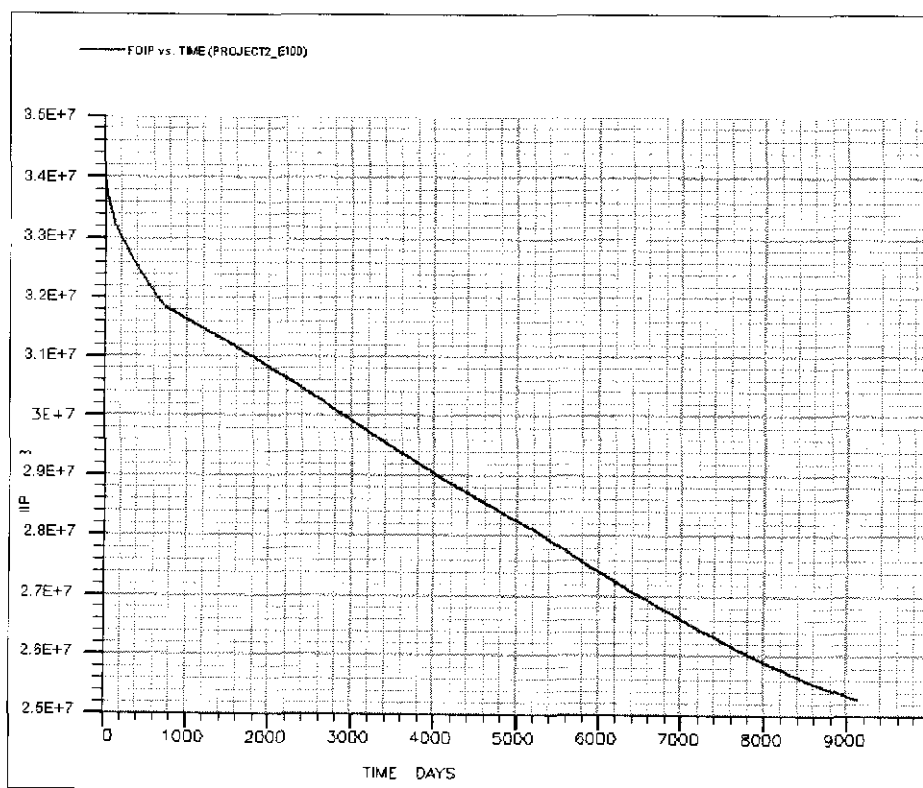


รูปที่ 6.80 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

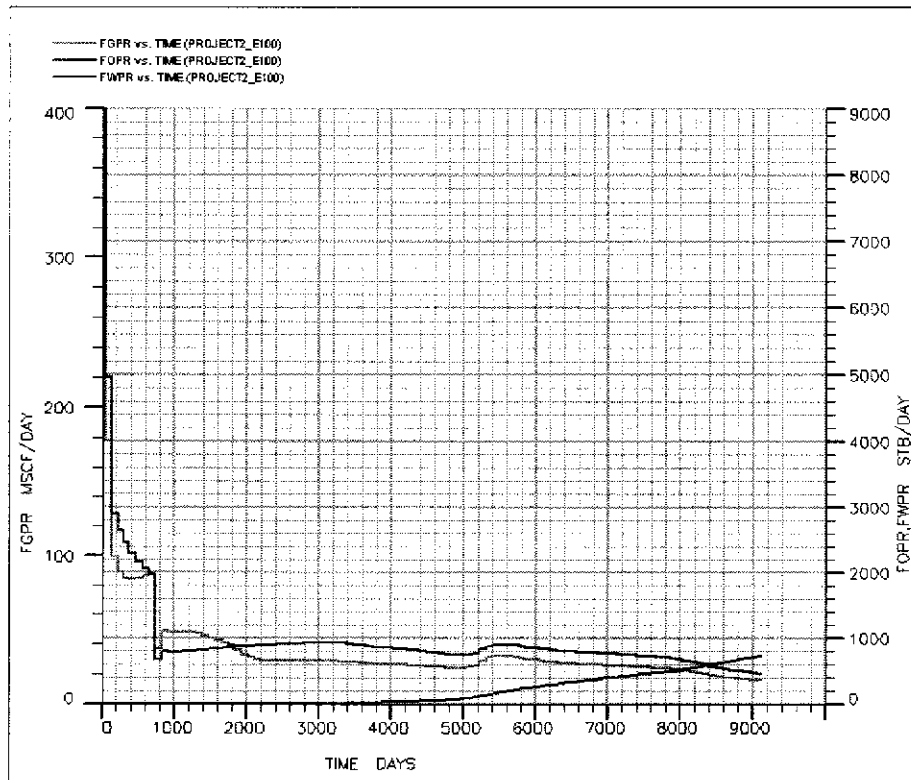
6.5.2.2 กรณีที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2ก ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

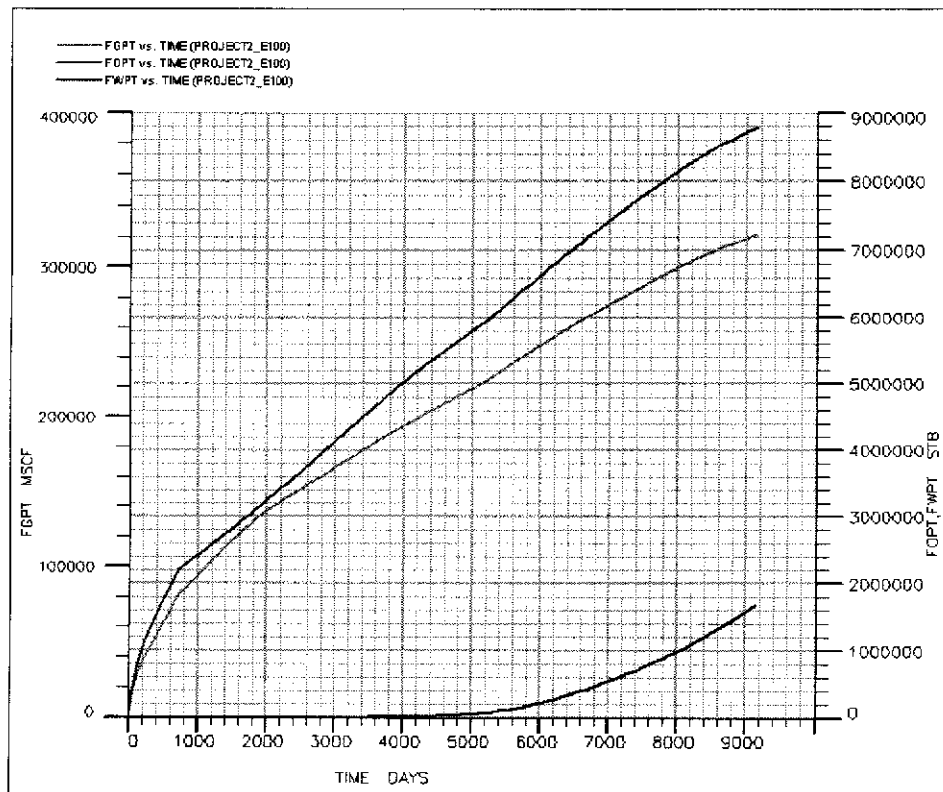
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.81)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.82)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.83)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.84)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.85)



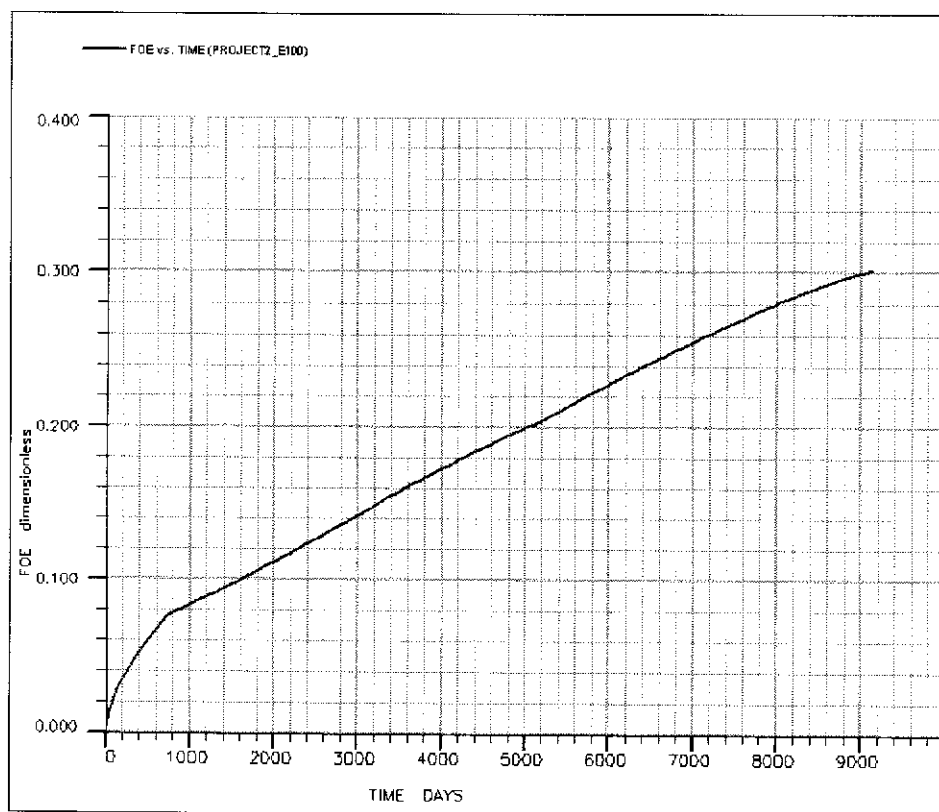
รูปที่ 6.81 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



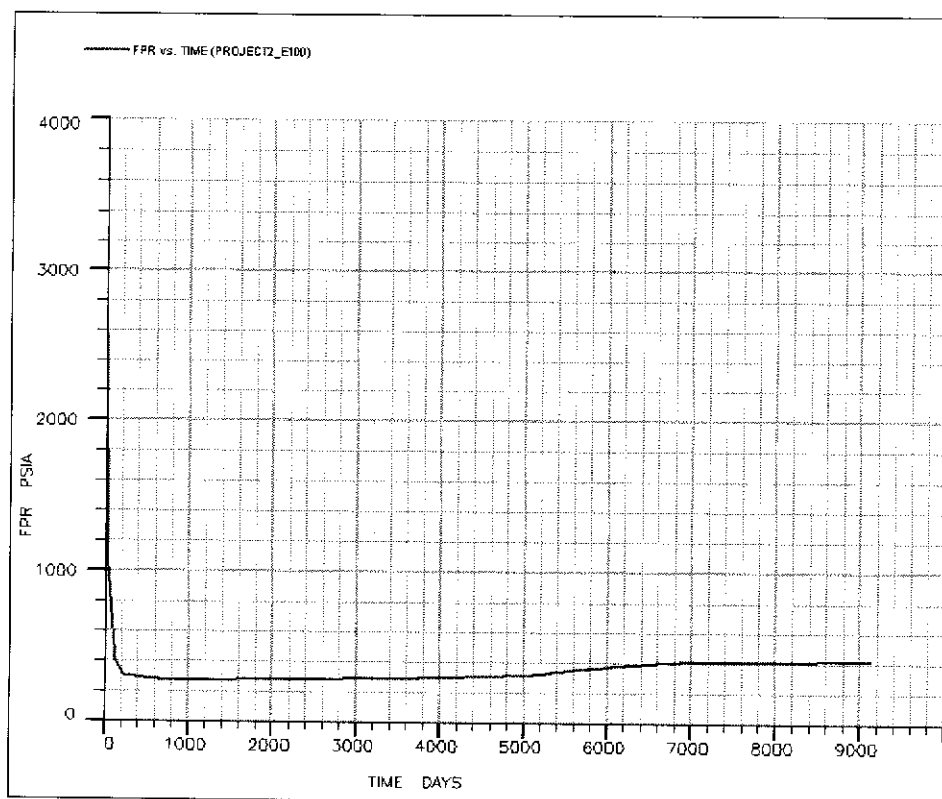
รูปที่ 6.82 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.83 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.84 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)

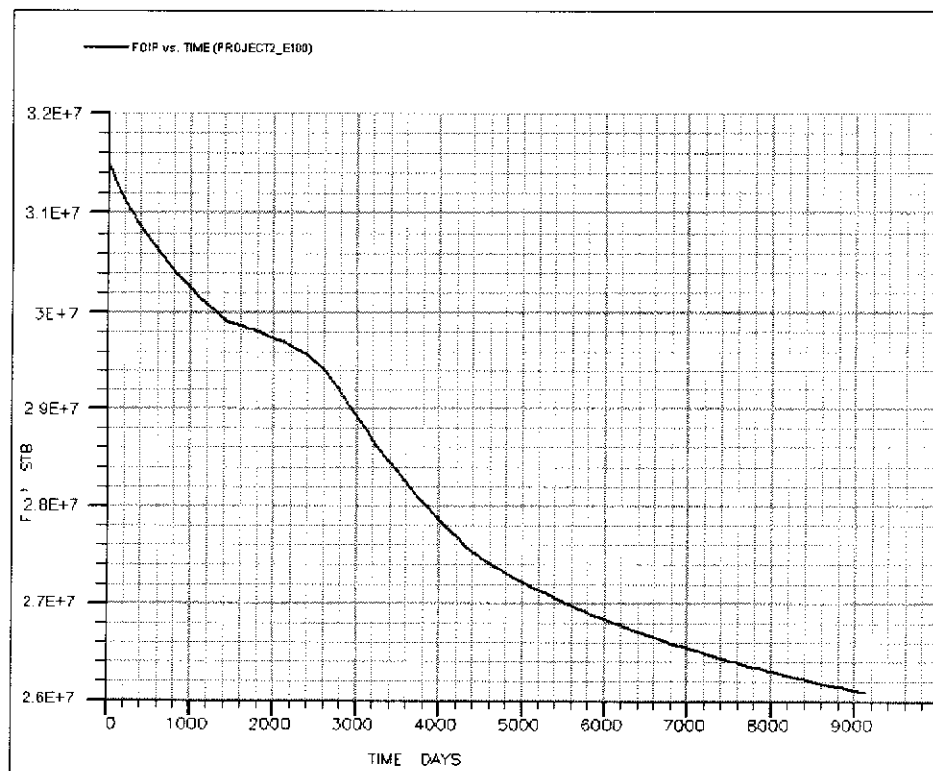


รูปที่ 6.85 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time)

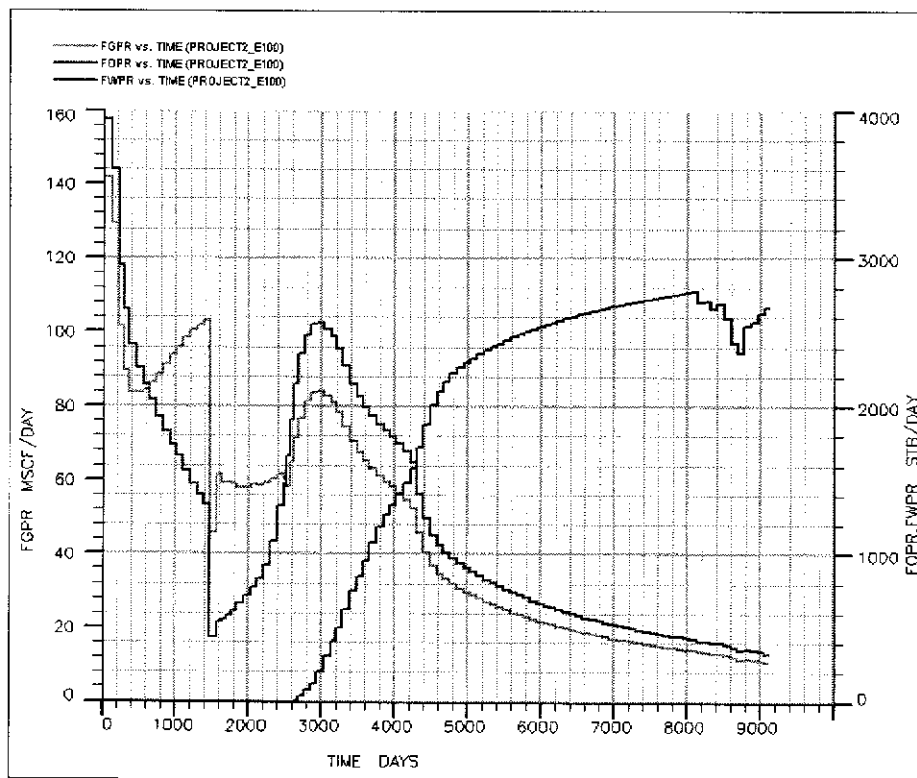
กรณีที่ 2x มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาจากด้านล่างประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในกรณีที่ 2x ของรูปแบบที่ 2 ได้แสดงผลการทดลองแยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลชนิดต่างๆและคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ โดยมีรายละเอียดดังนี้

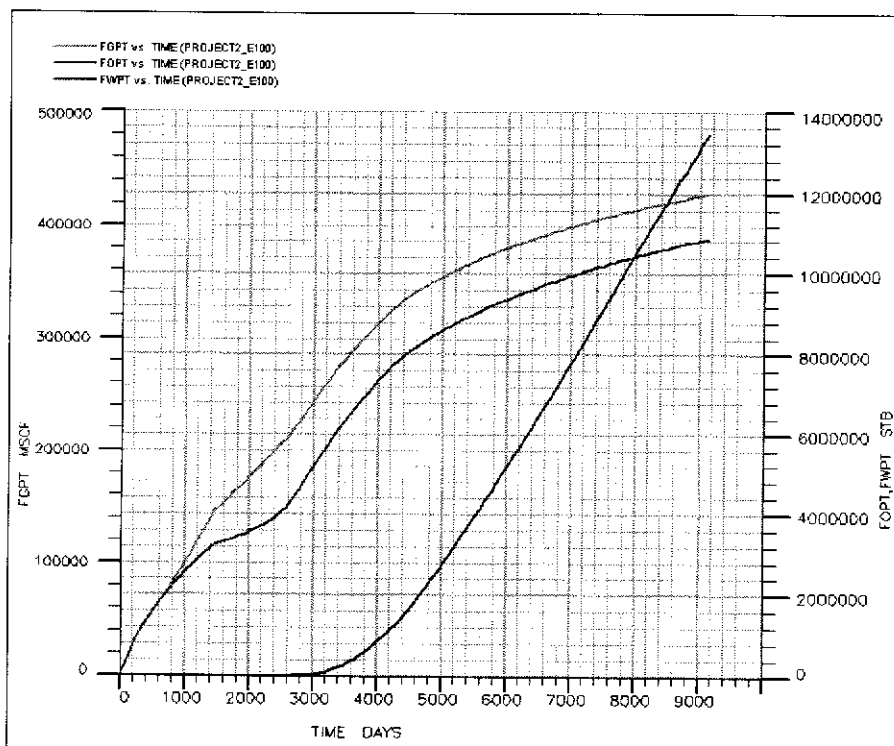
- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.86)
- อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time) (รูปที่ 6.87)
- ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time) (รูปที่ 6.88)
- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.89)
- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.90)



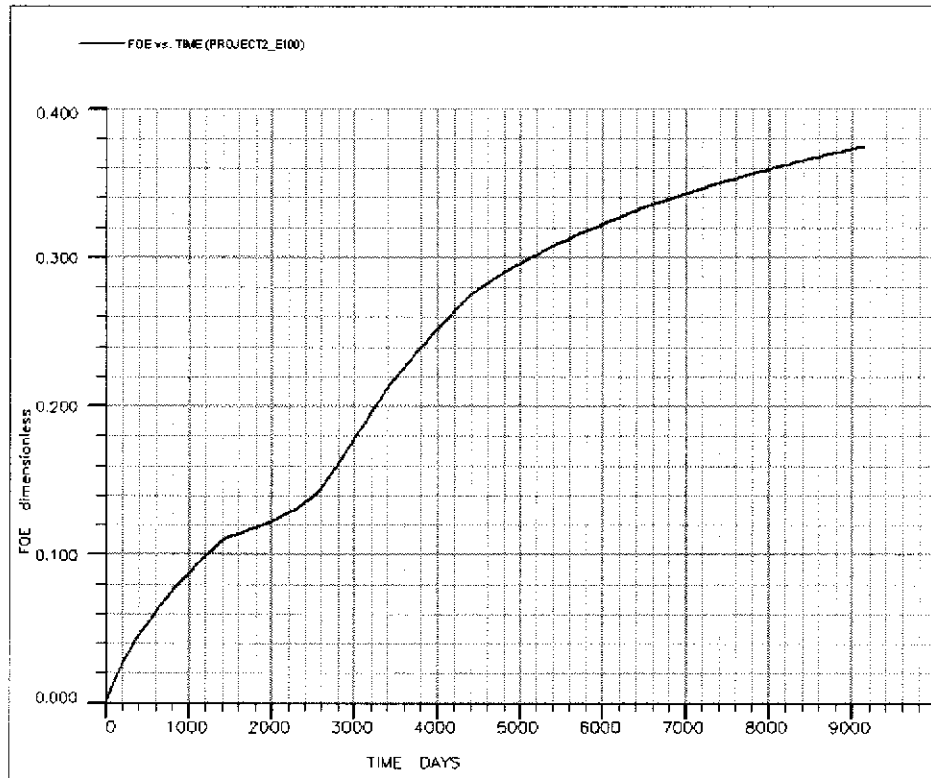
รูปที่ 6.86 ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time)



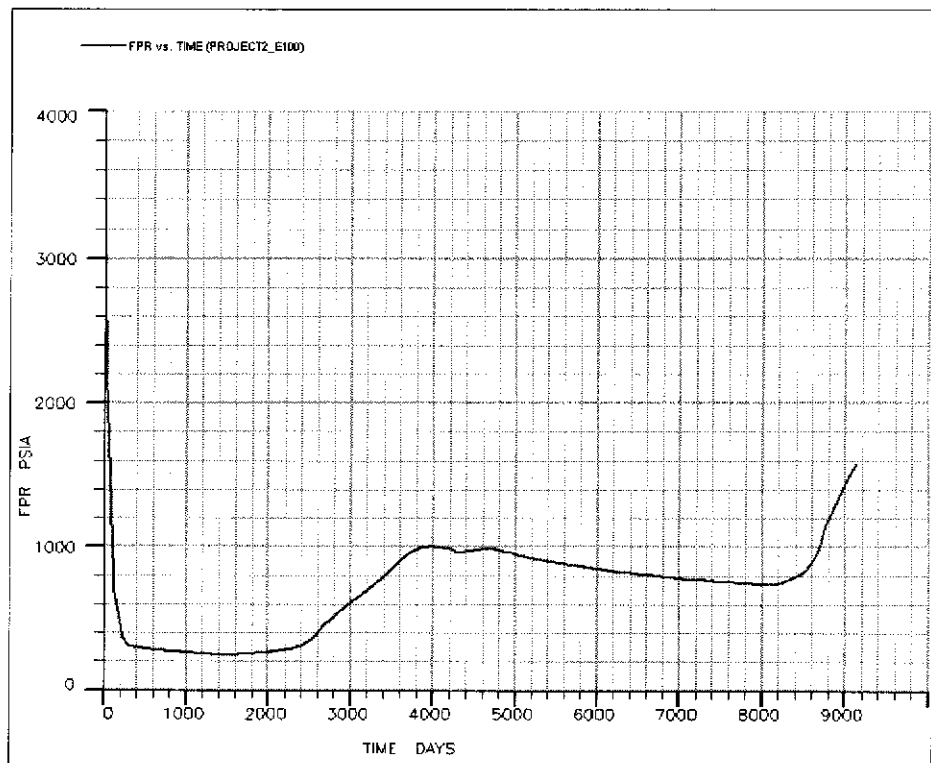
รูปที่ 6.87 อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



รูปที่ 6.88 ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)



รูปที่ 6.89 อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



รูปที่ 6.90 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure 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%) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่ามีเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดในทางที่ลดลง หลังจากทำการผลิตมาแล้วประมาณ 1,661 วัน เนื่องจากค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเริ่มลดลงมากขึ้น และเมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 25,438,270 บาร์เรล (23.34%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 20.57 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2.1ก ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 42,911,256 บาร์เรล (39.35%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,077.27 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2.2ก ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 4 ปี (1,461 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 41,981,986 บาร์เรล (38.50%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,317.08 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2.3ก ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่าน

หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 8 ปี (2,922 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 38,664,156 บาร์เรล (35.46%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1372.52 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2.1x ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 52,563,296 บาร์เรล (48.20%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,223.56 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2.2x ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 4 ปี (1,461 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 52,503,728 บาร์เรล (48.15%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,317.19 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 2.3x ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 8 ปี (2,922 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า มีอัตราการผลิตของไหลทุกชนิดเพิ่มขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 43,385,244

บาร์เรล (39.78%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,250.93 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 3ก ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,111.11 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 4 ปี (1,461 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเริ่มเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 42,085,068 บาร์เรล (38.59%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,325.27 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 ในกรณีที่ 3ข ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 1,111.11 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 4 ปี (1,461 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิดจะเห็นว่า การเปลี่ยนแปลงอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันก้นหลุมของหลุมผลิตจะเริ่มเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 52,283,176 บาร์เรล (47.94%) และค่าความดันก้นหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 1,273.90 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

6.6.2 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2

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

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 ในกรณีที่ 2ก ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิต โดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำ

การจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิด จะเห็นว่าอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันกันหลุมของหลุมผลิตจะค่อยๆเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 10,866,865 บาร์เรล (37.41%) และค่าความดันกันหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 420 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 ในกรณีที่ 2x ซึ่งมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มการผลิตโดยทำการอัดน้ำลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมผ่านหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม ด้วยอัตราการอัดน้ำประมาณ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม หลังจากทำการจำลองการผลิตไปแล้วเป็นระยะเวลา 2 ปี (730 วัน) ซึ่งจากกราฟแสดงอัตราการผลิตของของไหลทุกชนิด จะเห็นว่าอัตราการผลิตของไหลจะเพิ่มมากขึ้นหลังจากมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และจากกราฟความดันกันหลุมของหลุมผลิตจะค่อยๆเพิ่มมากขึ้นด้วย เมื่อทำการผลิตจนถึงปีที่ 25 (9,131 วัน) จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 13,670,438 บาร์เรล (47.06%) และค่าความดันกันหลุมของหลุมผลิตเหลืออยู่ประมาณ 415 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว และสำหรับตารางที่ 6.3 จะแสดงถึงผลสรุปโดยรวมของแบบจำลองในรูปแบบต่างๆ ดังนี้

ตารางที่ 6.2 สรุปผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบวิธีการอัดน้ำ	รูปแบบย่อย	ปริมาณการผลิตน้ำมัน(บาร์เรล)	ปริมาณการผลิตน้ำ(บาร์เรล)	อัตราส่วนการผลิตน้ำมันต่อน้ำมันทั้งหมด	ความดันกันหลุม (psi)
รูปแบบที่ 1	1	25,438,270	343.35	23.34	21
	2.1ก	42,911,256	27,410,178	39.35	1,077
	2.2ก	41,981,916	39,315,584	38.50	1,317
	2.3ก	38,664,156	27,714,766	35.46	1,373
	2.1ข	52,563,296	33,319,114	48.20	1,224
	2.2ข	52,503,728	27,334,242	48.15	1,317
	2.3ข	43,385,244	15,354,914	39.78	1,251
	3ก	42,085,068	39,053,400	38.59	1,325
	3ข	52,283,176	27,819,836	47.94	1,274

รูปแบบวิธีการ อัดน้ำ	รูปแบบ ย่อย	ปริมาณการผลิต น้ำมัน(บาร์เรล)	ปริมาณการผลิตน้ำ (บาร์เรล)	อัตราส่วนการ ผลิตน้ำมันต่อ น้ำมันทั้งหมด	ความดัน ก้นหลุม (psi)
รูปแบบที่ 2	1	5,725,796	1,377,884.9	19.71	129
	2ก	10,866,865	1,120,755.9	37.41	1,582
	2ข	13,670,438	11,376.46	47.06	653

และสำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าประสิทธิภาพในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ใน
แบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่จัดทำขึ้น สามารถทำได้โดยใช้สมการ 6.1 คือ

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

โดย E_{RWF} คือ ประสิทธิภาพของวิธีการขับด้วยน้ำ (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

$$E_V = E_A * E_1 \quad \text{----- สมการ 6.3}$$

โดย E_A คือ ประสิทธิภาพการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบ (Areal Sweep Efficiency)

E_1 คือ ประสิทธิภาพการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวตั้ง (Vertical Sweep Efficiency)

และค่าของ E_A และ E_1 สามารถคำนวณหาได้โดยใช้สมการ 6.4และ6.5

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

$$E_1 = \frac{\text{SweptThickness}}{\text{TotalThickness}} \quad \text{----- สมการ 6.5}$$

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 แล้วให้ผลการผลิตน้ำมันดิบดีที่สุด
ในแต่ละรูปแบบย่อยของการทดสอบ มีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 6.3 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำในบริเวณที่มีการอัดน้ำ

รูปแบบวิธีการจับด้วยน้ำ	รูปแบบย่อย	ความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำ (S_{wor})
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.1ก	0.5238
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.2ก	0.5241
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.3ก	0.5246
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.1ข	0.5255
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.2ข	0.5242
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.3ข	0.5247
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	3ก	0.5242
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	3ข	0.5241
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	ก	0.5258
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	ข	0.5230

ตารางที่ 6.4 ประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการจับด้วยน้ำ

รูปแบบวิธีการจับด้วยน้ำ	รูปแบบย่อย	E_D	E_A	E_I	E_{RWF}
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.1ก	0.364	0.463	0.678	0.114
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.2ก	0.362	0.435	0.637	0.100
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.3ก	0.356	0.434	0.605	0.093
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.1ข	0.366	0.561	0.762	0.156
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.2ข	0.366	0.556	0.757	0.154
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	2.3ข	0.364	0.547	0.701	0.140
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	3ก	0.363	0.455	0.638	0.105
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	3ข	0.366	0.554	0.745	0.151
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	ก	0.363	0.455	0.638	0.105
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	ข	0.366	0.554	0.745	0.151

โดยสรุปถ้ากำหนดตำแหน่งและจำนวนหลุมอัดน้ำที่เหมาะสม (คือไม่มีหลุมอัดน้ำมากเกินไป) ก็จะได้ประสิทธิภาพการจับด้วยน้ำที่ดีกว่า เช่น เปรียบเทียบระหว่างรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.1ข ดีกว่า รูปแบบย่อย 2 กรณี ข และถ้ายังกำหนดหลุมอัดน้ำอยู่ตอนล่างสุดของแหล่งโดยจับน้ำจากด้านล่างขึ้นสู่ด้านบนก็จะได้ประสิทธิภาพสูงสุด เช่น รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.1ข ได้ประสิทธิภาพการจับด้วยน้ำมากที่สุดในการศึกษาครั้งนี้ ส่วนอัตราการอัดน้ำรวมควรมากกว่าอัตราการผลิตรวม (ก่อนอัดน้ำ) เล็กน้อยและควรอัดน้ำในช่วงต้น ๆ ของการผลิต ก่อนที่ความดันจะลดต่ำกว่าความดันที่ก๊าซจะแยกตัวออกมาจากน้ำมัน (Bubble Point Pressure) ก็จะได้ผลผลิตที่มากกว่าการอัดน้ำซ้ำเมื่อมีการผลิตไปนานแล้ว เช่น รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.1ข (อัดน้ำ 2 ปีหลังจากเริ่มผลิต) ได้ปริมาณน้ำมัน 52.56 ล้านบาร์เรลมากกว่า แบบย่อย 2.3ข (อัดน้ำ 8 ปี หลังการผลิต) ที่ได้ปริมาณน้ำมัน เพียง 43.39 ล้านบาร์เรล

ดังนั้นจากผลการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้นจะเห็นว่า วิธีการจับด้วยน้ำจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบให้ได้มากกว่ากรณีที่ไม่มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลอง โดยแต่ละลักษณะของการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาใช้ ไม่ว่าจะเป็นการเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำหรือการกำหนดรูปแบบการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมได้ ขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆที่ช่วยในการควบคุมการผลิตปิโตรเลียมด้วย

บทที่ 7

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

7.1 วัตถุประสงค์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจากโปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิศเพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในรูปแบบต่างๆ วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

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

7.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

เนื่องจากการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่ที่ได้มาจาก หน่วยงานราชการและเอกชนที่เป็นผู้กำกับดูแลและบริหารจัดการกิจการเกี่ยวกับการเจาะสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ของประเทศไทย และสำหรับข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จะมีรายละเอียดดังนี้

- ราคาน้ำมันดิบ 80 เหรียญดอลลาร์ต่อบาร์เรล
- ค่าใช้จ่ายการลงทุนพื้นฐาน
 1. การสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 200,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 150,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 20,000,000 บาท
 2. การขุดสัมปทาน แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 150,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 100,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 10,000,000 บาท

3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 420,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 240,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 40,000,000 บาท
- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมผลิตปิโตรเลียม อาทิเช่น
- ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 60,000,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมสำหรับอัดน้ำ อาทิเช่น
- ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ 40,000,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การผลิตปิโตรเลียม แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 10,000,000,000 บาท
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 2,000,000,000 บาท
- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การอัดน้ำ 2,000,000 บาทต่อหน่วย
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการปรับปรุงหลุมผลิตเดิม 200,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันดิบ 600 บาทต่อบาร์เรลน้ำมัน
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ แปรผันตามขนาดของแหล่งปิโตรเลียม
- แหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ 2,400,000 บาทต่อปี
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดกลาง 2,400,000 บาทต่อปี
 - แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 1,200,000 บาทต่อปี
- ค่าใช้จ่ายในกระบวนการอัดน้ำ 10 บาทต่อบาร์เรลน้ำ
- อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา 35 บาทต่อเหรียญดอลลาร์
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 8 %
- ค่าภาคหลวงจากการขายปิโตรเลียม คิดแบบขั้นบันได (Depreciation of Tangible cost(%)) โดยมีรายละเอียดดังนี้
- อัตราการผลิตต่อเดือนคำนวณเปรียบเทียบกับอัตราการผลิตต่อวันของน้ำมันดิบ
- | อัตราการผลิตต่อวัน (บาร์เรล)
(Production Level) | อัตราค่าภาคหลวง (%)
(Rate) |
|--|-------------------------------|
| 0-2000 BPD | 5.00 |
| 2000-5000 BPD | 6.25 |
| 5000-10000 BPD | 10.00 |
| 10000-20000 BPD | 12.50 |
| > 20000 BPD | 15.00 |

สมมติฐานอื่น ๆ

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

7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

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

ตารางที่ 7.1 รายละเอียดรูปแบบการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บในรูปแบบต่างๆ

รูปแบบวิธีการอัดน้ำ	รูปแบบย่อย	จำนวนหลุมผลิต ก่อนอัดน้ำ/หลังอัดน้ำ	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (บาร์เรลต่อวันต่อ หลุม)
รูปแบบที่ 1 ปริมาณน้ำมัน 109.05 ล้านบาร์เรล	1	25/25	0	0
	2ก และ 2ข	25/17	8	1,250
	3ก และ 3ข	25/16	9	1,250
รูปแบบที่ 2 ปริมาณน้ำมัน 29.05 ล้านบาร์เรล	1	9/9	0	0
	2ก และ 2ข	9/5	4	800

สำหรับผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.3.1 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1

7.3.1.1 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ แสดงดังตาราง 7.2

ตารางที่ 7.2 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

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) = 71,227,156,000 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) 25,490,419,014 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 7,421,657,740 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 16,733,368,493 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 46.28 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.6220

ตารางที่ 7.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 25,438,270 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 80.11%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 57.98%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 7,421,657,740 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 33,466,736,986 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 16,733,368,493 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 16,733,368,493 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 16,733,368,493 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 1.3638
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 7,632,349,723 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.6220

7.3.1.2ก สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2 มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี 4 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

7.3.1.2.1ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ใน Appendix 12.1 แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี แสดงดังตาราง 7.4

ตารางที่ 7.4 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	2,737,500
2	2,737,500
3	2,701,938
4	2,666,756
5	2,668,869
6	2,670,289
7	2,676,838
8	2,665,138
9	2,652,660
10	2,630,866
11	2,442,102
12	2,093,380
13	1,618,322
14	1,169,766
15	913,660
16	777,192
17	729,796
18	757,932
19	832,312
20	856,976
21	844,424
22	815,004
23	783,488
24	748,884
25	719,664
รวม	42,911,256

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 42,911,256 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 39.35 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 120,151,516,800 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) 45,119,914,561 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 10,775,384,340 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 31,380,801,120 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 36.24 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.8776

ตารางที่ 7.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 42,911,256 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80\$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 63.02%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 47.13%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 10,775,384,340 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 62,761,602,239 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 31,380,801,120 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 31,380,801,120 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 31,380,801,120 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.5575
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 10,767,671,931 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.8776

**7.3.1.2.2ก มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี**

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง
25 ปี สรุปได้ดังนี้

- (1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.2ก มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมา
ประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.6

ตารางที่ 7.6 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ก มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	2,281,250
2	2,281,250
3	2,287,500
4	2,281,250
5	2,234,225
6	2,184,145
7	2,163,704
8	2,149,120
9	2,149,120
10	2,149,120
11	2,155,008
12	2,148,718
13	2,111,870
14	2,015,266
15	1,903,106
16	1,718,580
17	1,460,120
18	1,134,992
19	915,684
20	774,472
21	693,380
22	657,648
23	667,132
24	717,936
25	747,320
รวม	41,981,916

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 41,981,916 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 38.50 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 117,549,364,800 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) 44,812,217,718 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 10,663,010,400 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 30,233,573,541 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 28.54 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.7657

ตารางที่ 7.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 41,981,916 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 51.26%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 38.83%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 10,663,010,400 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 60,467,147,082 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 30,233,573,541 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 30,233,573,541 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 30,233,573,541 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.4640
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 9,394,685,413 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.7657

7.3.1.2.3ก มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.3ก มีการนำวิธีการขั้วด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี แสดงดังตาราง 7.8

ตารางที่ 7.8 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ก มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	1,368,750
2	1,368,750
3	1,372,500
4	1,368,750
5	1,368,750
6	1,368,750
7	1,372,500
8	1,368,750
9	1,350,484
10	1,305,880
11	1,294,176
12	1,290,640
13	1,290,640
14	1,290,640
15	2,591,300
16	2,571,144
17	2,420,956
18	2,249,278
19	2,032,144
20	1,821,274
21	1,631,316
22	1,369,036
23	1,193,088
24	1,056,992
25	947,668
รวม	38,664,156

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 38,664,156 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 35.46 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตเรียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 108,259,636,800 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) 41,201,461,485 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 8,012,033,610 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 27,394,087,658 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 13.54 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.5004

ตารางที่ 7.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 38,664,156 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 29.63%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 22.62%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 8,012,033,610 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 54,788,175,315 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 27,394,087,658 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 27,394,087,658 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 27,394,087,658 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.2326
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 6,140,071,257 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.5004

7.3.1.2ข สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี 4 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

7.3.1.2.1ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาจกด้านล่างประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.1ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี แสดงดังตาราง 7.10

ตารางที่ 7.10 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.1ฯ มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	2,737,500
2	2,737,500
3	2,750,124
4	2,742,610
5	2,742,610
6	2,742,610
7	2,750,124
8	2,742,610
9	2,742,610
10	2,742,610
11	2,750,124
12	2,742,610
13	2,742,610
14	2,676,964
15	2,274,640
16	1,697,936
17	1,198,108
18	954,136
19	979,296
20	1,155,484
21	1,259,176
22	1,266,660
23	1,227,692
24	1,148,460
25	1,058,492
รวม	52,563,296

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 52,563,296 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 48.20 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 147,177,228,800 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) 56,263,378,147 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 13,463,451,680 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 39,321,925,327 บาท
- (4) อัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) เท่ากับ 36.91% และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 1.0270

ตารางที่ 7.11 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบข้อยที่ 2.1ข

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 52,563,296 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 63.75%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 47.86%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 13,463,451,680 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 78,643,850,653 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 39,321,925,327 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 39,321,925,327 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 39,321,925,327 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.2047
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 12,601,136,192 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 1.0270

**7.3.1.2.2ข มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี**

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง
25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.2ข มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำจาก
ด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.11

ตารางที่ 7.12 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	2,281,250
2	2,281,250
3	2,287,500
4	2,281,250
5	2,209,224
6	2,159,759
7	2,156,993
8	2,149,120
9	2,149,120
10	2,149,120
11	2,155,008
12	2,149,120
13	2,149,120
14	2,149,120
15	2,155,008
16	2,149,118
17	2,149,120
18	2,149,120
19	2,155,008
20	2,149,120
21	2,147,808
22	2,066,344
23	1,871,476
24	1,571,028
25	1,233,624
รวม	52,503,728

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 52,503,728 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 48.15 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 147,010,438,400 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
 - ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอด โครงการ (Operation Cost) 58,604,963,592 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 14,406,555,380 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 38,067,737,404 บาท
- (4) อัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) เท่ากับ 28.60% และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.8640

ตารางที่ 7.13 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.2ข

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 52,503,728 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 51.26%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 38.89%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 14,406,555,380 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 76,135,474,808 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 38,067,737,404 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 38,067,737,404 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 38,067,737,404 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.1025
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 10,601,407,373 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.8640

**7.3.1.2.3ข มีการนำวิธีการขั้บด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี**

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง
25 ปี สรุปได้ดังนี้

- (1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.3ข มีการนำวิธีการขั้บด้วยน้ำจาก
ด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี แสดงดังตาราง 7.13

ตารางที่ 7.14 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2.3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	1,368,750
2	1,368,750
3	1,372,500
4	1,368,750
5	1,368,750
6	1,368,750
7	1,372,500
8	1,368,750
9	1,318,337
10	1,297,586
11	1,286,118
12	1,270,761
13	1,289,702
14	1,290,640
15	1,294,176
16	2,583,312
17	2,581,280
18	2,581,280
19	2,571,232
20	2,474,142
21	2,385,002
22	2,248,756
23	2,110,868
24	1,978,464
25	1,866,088
รวม	43,385,244

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 43,385,244 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 39.78 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 121,478,683,200 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) 48,055,892,082 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 10,047,362,220 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 30,576,395,559 บาท
- (4) อัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) เท่ากับ 13.54% และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.5278

ตารางที่ 7.15 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2.3ข

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 43,385,244 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 29.57%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 22.62%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 10,047,362,220 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 61,152,791,118 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 30,576,395,559 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 30,576,395,559 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 30,576,395,559 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.4920
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 6,476,654,698 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.5278

7.3.1.3ก สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.15

ตารางที่ 7.16 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	2,281,250
2	2,281,250
3	2,287,500
4	2,281,250
5	2,283,440
6	2,283,440
7	2,289,696
8	2,283,440
9	2,283,440
10	2,283,440
11	2,286,392
12	2,233,828
13	2,124,746
14	1,985,562
15	1,755,602
16	1,484,124
17	1,155,516
18	933,472
19	801,988
20	726,460
21	701,856
22	724,844
23	776,808
24	785,208
25	770,516
รวม	42,085,068

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 42,085,068 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 38.59 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 117,838,190,400 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) 44,645,994,520 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 10,593,737,070 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 30,461,097,940 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 26.59 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.6003

ตารางที่ 7.17 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐกิจศาสตร์ในรูปแบบปีที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 42,085,068 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 51.74%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 39.25%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 10,593,737,070 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 60,922,195,880 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 30,461,097,940 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 30,461,097,940 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 30,461,097,940 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.4826
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 7,365,672,806 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.6003

7.3.1.3ข สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.17

ตารางที่ 7.18 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3x มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	2,281,250
2	2,281,250
3	2,287,500
4	2,281,250
5	2,283,440
6	2,283,440
7	2,289,696
8	2,283,440
9	2,283,440
10	2,283,440
11	2,289,696
12	2,283,440
13	2,283,440
14	2,283,440
15	2,289,694
16	2,283,440
17	2,283,440
18	2,283,440
19	2,233,824
20	2,075,384
21	1,874,244
22	1,611,420
23	1,329,620
24	1,093,896
25	946,612
รวม	52,283,176

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 52,283,176 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 47.94 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 146,392,892,800 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) 57,645,483,194 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 14,116,226,740 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 38,238,704,803 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 26.74 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.6731

ตารางที่ 7.19 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 1 กรณีรูปแบบย่อยที่ 3ข

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 52,283,176 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 109.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 51.82%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 39.41%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 14,116,226,740 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 76,477,409,606 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 38,238,704,803 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 38,238,704,803 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 38,238,704,803 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.1164
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 8,259,258,692 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.6731

7.3.2 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 2

7.3.2.1 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ก แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้
ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมา
ประยุกต์ใช้ แสดงดังตาราง 7.19

ตารางที่ 7.20 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	1,441,814
2	772,670
3	628,539
4	504,506
5	402,808
6	322,805
7	262,397
8	214,603
9	177,826
10	148,887
11	126,742
12	108,495
13	94,330
14	82,943
15	73,210
16	63,998
17	55,833
18	48,544
19	42,183
20	36,318
21	31,267
22	26,796
23	22,884
24	19,277
25	16,126
รวม	5,725,796

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 5,725,796 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 19.71 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 16,032,228,800 บาท
 - เงินลงทุนทั้งหมด 3,030,000,000 บาท แบ่งเป็น
 1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 150,000,000 บาท
 2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 100,000,000 บาท
 3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 240,000,000 บาท
 4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 540,000,000 บาท
 5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 2,000,000,000 บาท
 - ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 4,954,855,671 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 879,118,356 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 4,023,686,565 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 33.80 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.4956

ตารางที่ 7.21 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 1

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 5,725,796 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 29.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราก่อนเสียภาษี 68.98%	อัตราก่อนเสียภาษี 47.18%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 879,118,356 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 8,047,373,129 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 4,023,686,565 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 4,023,686,565 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 4,023,686,565 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 1.3279
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 1,501,798,452 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.4956

7.3.2.2ก สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.21

ตารางที่ 7.22 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	1,251,130
2	811,285
3	657,379
4	529,119
5	195,500
6	269,641
7	440,701
8	844,589
9	908,511
10	776,675
11	682,630
12	592,655
13	407,557
14	337,745
15	298,586
16	266,236
17	240,905
18	219,767
19	202,169
20	186,095
21	172,763
22	161,255
23	150,663
24	137,197
25	126,114
รวม	10,866,865

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 10,866,865 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 37.41 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 30,427,222,000 บาท
 - เงินลงทุนทั้งหมด 3,030,000,000 บาท แบ่งเป็น
 1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 150,000,000 บาท
 2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 100,000,000 บาท
 3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 240,000,000 บาท
 4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 540,000,000 บาท
 5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 2,000,000,000 บาท
 - ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 9,621,088,858 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 1,682,087,754 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 8,888,066,571 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 33.56 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.8205

ตารางที่ 7.23 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ก

ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 10,866.865 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 29.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 66.14%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 46.91%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 1,682,087,754 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 17,776,133,142 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 8,888,066,571 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 8,888,066,571 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 8,888,066,571 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 2.9334
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 2,486,017,072 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.8205

7.3.2.2ข สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการจำลองการผลิตน้ำมันดิบในรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2ข มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม และมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 25 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2ข มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี แสดงดังตาราง 7.23

ตารางที่ 7.24 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปีจากแบบจำลองในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ฯ มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

ปีที่ทำการผลิต	ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบต่อปี
0	0
1	1,093,532
2	570,815
3	482,376
4	418,958
5	168,321
6	272,324
7	807,823
8	1,056,076
9	1,002,649
10	916,613
11	826,349
12	748,276
13	675,395
14	592,515
15	530,690
16	481,069
17	439,904
18	402,951
19	374,903
20	350,594
21	329,624
22	309,961
23	290,671
24	272,248
25	255,802
รวม	13,670,438

- (2) ผลิตน้ำมันดิบได้ปริมาณรวมทั้งหมด 13,670,438 บาร์เรล คิดเป็นร้อยละ 47.06 ของปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (3) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
- รายได้จากการขายน้ำมันดิบ (Gross sale income) = 38,277,226,400 บาท
 - เงินลงทุนทั้งหมด 3,030,000,000 บาท แบ่งเป็น
 1. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจทางธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ 150,000,000 บาท
 2. ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 100,000,000 บาท
 3. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจและประเมินผล 240,000,000 บาท
 4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต 540,000,000 บาท
 5. ค่าใช้จ่ายในการจัดสร้างอุปกรณ์การผลิต 2,000,000,000 บาท
 - ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดโครงการ (Operation Cost) 12,440,754,212 บาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 1. ค่าภาคหลวง 2,139,657,433 บาท
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 11,403,236,094 บาท
- (4) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 28.09 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 0.8901

ตารางที่ 7.25 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในรูปแบบที่ 2 กรณีรูปแบบย่อยที่ 2ข

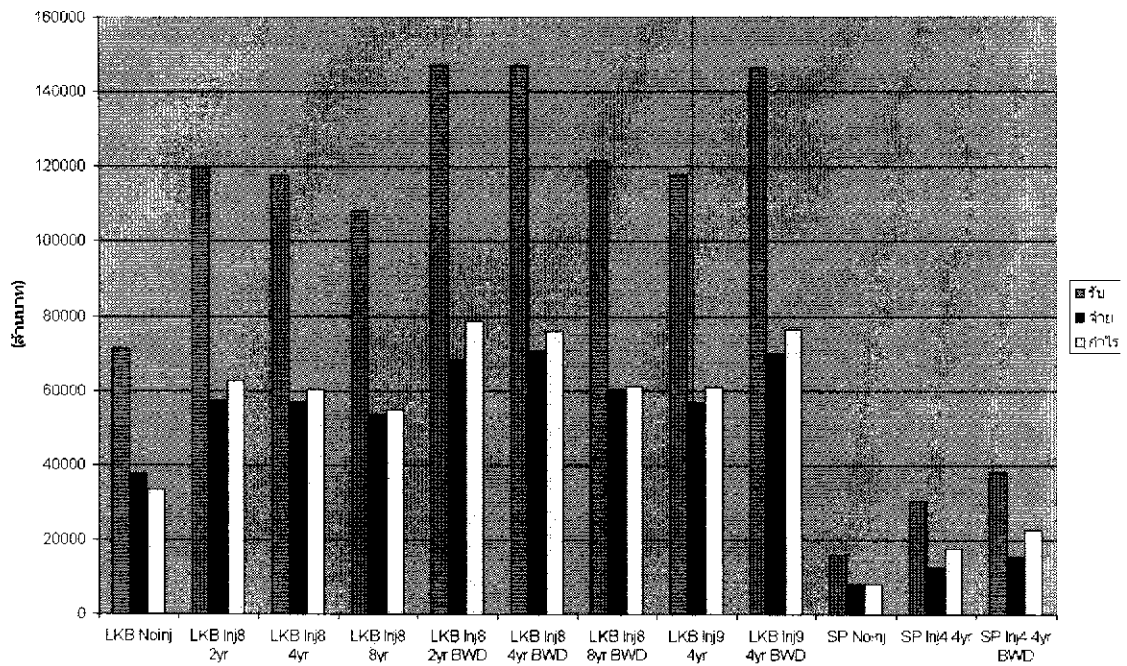
ปริมาณน้ำมันดิบที่ผลิตได้ทั้งหมด 13,670,438 บาร์เรล	ปริมาณน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่ง 29.05 ล้านบาร์เรล
ราคาน้ำมันดิบตลอดโครงการ 80 \$/บาร์เรล	อัตราแลกเปลี่ยน 35 บาท/เหรียญ
ค่าภาคหลวงคิดแบบขั้นบันได	อัตราดอกเบี้ย 8%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 55.40%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 40.90%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 2,139,657,433 บาท	กำไรก่อนหักภาษี 22,806,472,188 บาท
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 11,403,236,094 บาท	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 11,403,236,094 บาท
คิดเป็นกำไรสุทธิ 11,403,236,094 บาท	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 3.7634
คิดเป็นกำไรสุทธิ (Discounted 8%) 2,696,854,866 บาท	สัดส่วนกำไร (Discounted 8%) ต่อ เงินทุนเริ่มต้น 0.8901

7.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

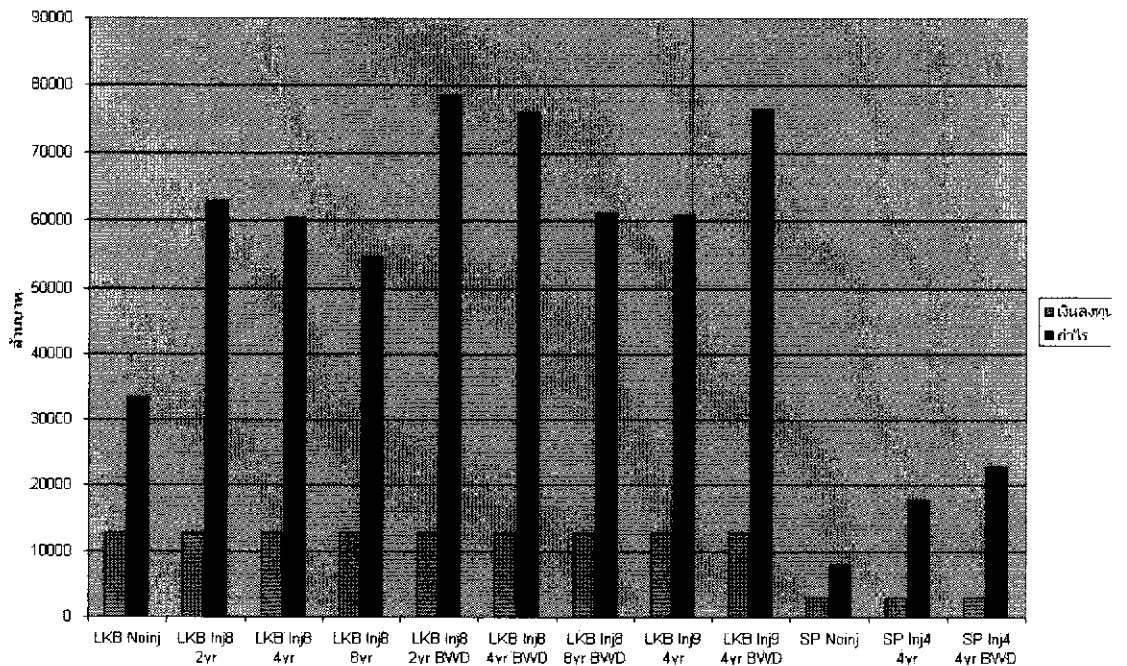
ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น จะสามารถสรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ดังนี้(ตารางที่ 7.24)

ตารางที่ 7.26 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ ณ เวลา 25 ปี

ลำดับ ที่	วิธีการ ขุด ด้วยน้ำ	รูปแบบ ข่อย	อัตราการอัด น้ำ (bbl/day/well)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ ลงทุน ทั้งอายุโครงการ (บาท)	ผลตอบแทน หลังหัก ค่าใช้จ่าย (Discounted 8%) (บาท)	อัตราการคืน ทุน (%)
1	รูปแบบ ที่ 1	No inject	-	37,760,419,014	7,632,349,723	46.28
2		2.1ก	1,250	57,389,914,561	10,767,671,931	36.24
3		2.2ก	1,250	57,082,217,718	9,394,685,413	28.54
4		2.3ก	1,250	53,471,461,485	6,140,071,257	13.54
5		2.1ข	1,250	68,533,378,147	12,601,136,192	36.91
6		2.2ข	1,250	70,874,963,592	10,601,407,373	28.60
7		2.3ข	1,250	60,325,892,082	6,476,654,698	13.54
8		3ก	1,250	56,915,994,520	7,365,672,806	26.59
9		3ข	1,250	69,915,483,194	8,259,258,692	26.74
10	รูปแบบ	No inject	800	7,984,855,671	1,501,798,452	33.80
11		1ก	800	12,651,088,858	2,486,017,072	33.56
12		1ข	800	15,470,754,212	2,696,854,866	28.09



รูปที่ 7.1 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอัดน้ำ



รูปที่ 7.2 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบวิธีการอัดน้ำ (ต่อ)

บทที่ 8

สรุปและข้อเสนอแนะ

8.1 สรุป

แหล่งน้ำมันในประเทศไทยส่วนใหญ่แล้วพบในยูคเทอร์เชียรีบริเวณภาคเหนือ ภาคกลางและอ่าวไทย แหล่งน้ำมันที่กำลังผลิตอยู่ในปัจจุบันมีประมาณ 18 แหล่งมีอัตราการผลิตรวมกันประมาณวันละ 130,000 บาร์เรล (ไม่รวมคอนเดนเสท) คิดเป็นร้อยละ 20 ของที่ใช้ในประเทศ มีแหล่งน้ำมันอย่างน้อย 4 แหล่งกำลังทดลองและใช้การจับด้วยน้ำคือแหล่งน้ำมันฝาง แหล่งสิริกิติ์ แหล่งน้ำมันอู่ทองและแหล่งเบญจมาศ การเพิ่มปริมาณการผลิตโดยใช้การจับด้วยน้ำ (water flooding) โดยเฉพาะแหล่งเบญจมาศ มีลักษณะเหมือนจับด้วยน้ำจากด้านล่าง(Bottom Water Injection) ซึ่งได้ผลผลิตสูงจากเดิมมาก การที่จะทำให้วิธีนี้มีประสิทธิภาพสูงสุดเหมาะสมกับแต่ละแหล่งจึงต้องมีการศึกษาแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) ซึ่งหลายๆ บริษัทที่กำลังศึกษาและปฏิบัติอย่างได้ผล

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

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ถูกจำลองขึ้นเพื่อใช้กับโปรแกรม Eclipse office ที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติแบ่งออกเป็น 2 รูปแบบ

1. รูปแบบมีน้ำมันมากกว่า 109 ล้านบาร์เรล มีพื้นที่แหล่งน้ำมัน 39, 062,500 ตารางฟุต (900 เอเคอร์) ขนาด 5000 เซล (Erid Block) แบ่งออกเป็น 8 ชั้นๆละ 625 cell มีหลุมผลิต 25 หลุมใส่ความพรุนของหินประมาณ 19-26% และค่าสามารถซึมผ่านได้ 9.20-586 md (ข้อมูลจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์)ความดัน 3500 psi

2. รูปแบบขนาดมีน้ำมันมากกว่า (เล็กน้อย) 29,000,000 บาร์เรล กลุ่มพื้นที่ 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 (ข้อมูลจากแหล่งอุ้มทอง) มีหลุมผลิต 9 หลุม

ข้อมูลคุณสมบัติของๆ โหลได้ใส่ในแบบจำลองทั้ง 2 รูปแบบกำหนดให้ใกล้เคียงกับแหล่งน้ำมันที่มีอยู่ภายในประเทศไทยตามรายละเอียดในบทที่ 6

การทดลองการผลิตและขับด้วยน้ำ (Water flooding) ด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) แต่ละรูปแบบใหญ่ก็ทดลองและผลิตและขับด้วยน้ำหลายรูปแบบย่อย ทั้งแบบ (Conventional Flooding) และแบบขับจากด้านล่าง (Bottom Water Injection) เช่น รูปแบบที่ 1 มีรูปแบบย่อยกว่า 9 รูปแบบ แต่จะนำมาสรุปเพียงบ้างรูปแบบเพื่อเปรียบเทียบดังตารางที่ 8.1

ผลการทดลองผลิตและขับด้วยน้ำหลาย ๆ รูปแบบอาจพอสรุปได้ดังนี้

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

การผลิตโดยการขับด้วยน้ำ (Water flooding or Secondary Recovery) ปริมาณการผลิตจะเพิ่มมากขึ้นขึ้นอยู่กับการวางรูปแบบหลุมผลิต จำนวนหลุมผลิตและเวลาที่เริ่มขับด้วยน้ำแต่ก็จะพอสรุปได้ว่าถ้าเริ่มขับด้วยน้ำในปีที่ 2 และ 4 ของการผลิตจะได้ปริมาณการผลิตรวมประมาณร้อยละ 30-40 ของ น้ำมันที่มีอยู่ในขณะที่ขับน้ำเข้าคือหลังจากผลิตไปแล้ว 8 ปี จะผลิตได้ปริมาณน้ำมันรวมร้อยละ 20-30 ทั้งนี้แบบที่เป็นแบบขับจากด้านข้าง (Conventional Flooding) จะได้ปริมาณผลิตน้ำมันรวมร้อยละ 28 ถึง 35 ของน้ำมันที่มีอยู่ ส่วนแบบที่ขับจากด้านล่าง (Bottom Water Injection) จะได้ปริมาณการผลิตมากกว่าแบบแรก โดยได้ปริมาณผลิตน้ำมันรวมร้อยละ 33 ถึง 47 ของน้ำมันที่มีอยู่

การวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตเรียมได้ทำเกือบทุกรูปแบบเพื่อให้ได้ผลเปรียบเทียบโดยใช้โปรแกรม Excel ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจแสดงในตารางที่ 8.2 อย่างไรก็ตามสามารถสรุปได้ว่าการผลิตเบื้องต้นอย่างเดียว (Primary Recovery) จะได้อัตราคืนทุนหลังหักภาษี 14-19% และทำเป็นเงินปัจจุบัน (Discount 8%) โดยแหล่งเล็กจะได้อัตราการคืนทุนน้อยกว่าแหล่งใหญ่ เมื่อมีของโครงการที่ขับด้วยน้ำจะเป็นประมาณ 2 เท่า ของที่ผลิตเบื้องต้น และกำไรเป็นเงินปัจจุบัน (8%

discounted) ต่อเงินลงทุนเริ่มต้น (PIR) ของโครงการที่มีการจับด้วยน้ำจะเป็น 0.3-1.4 ในขณะที่ของการผลิตเบื้องต้นเพียงอย่างเดียวเป็นประมาณ 0.4-0.72 (ตามตาราง 8.2)

ตารางที่ 8.1 สรุปปริมาณการผลิตน้ำมันรูปแบบต่าง ๆ

ลำดับ ที่	วิธีการ จับ ด้วยน้ำ	รูปแบบ ย่อย	อัตราการอัด น้ำ (bbl/day/well)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ ลงทุน ทั้งอายุโครงการ (บาท)	ผลตอบแทน หลังหัก ค่าใช้จ่าย (Discounted 8%) (บาท)	อัตราการคืน ทุน (%)
1	รูปแบบ ที่ 1	LKB No inject	-	37,760,419,014	7,632,349,723	46.28
2		LKB Inj8 2yr	1,250	57,389,914,561	10,767,671,931	36.24
3		LKB Inj8 4yr	1,250	57,082,217,718	9,394,685,413	28.54
4		LKB Inj8 8yr	1,250	53,471,461,485	6,140,071,257	13.54
5		LKB Inj8 2yr BWD	1,250	68,533,378,147	12,601,136,192	36.91
6		LKB Inj8 4yr BWD	1,250	70,874,963,592	10,601,407,373	28.60
7		LKB Inj8 8yr BWD	1,250	60,325,892,082	6,476,654,698	13.54
8		LKB Inj9 4yr	1,250	56,915,994,520	7,365,672,806	26.59
9		LKB Inj9 4yr BWD	1,250	69,915,483,194	8,259,258,692	26.74
10		รูปแบบ ที่ 2	SP No inject	800	7,984,855,671	1,501,798,452
11	SP Inj4 4yr		800	12,651,088,858	2,486,017,072	33.56
12	SP Inj4 4yr BWD		800	15,470,754,212	2,696,854,866	28.09

	Oil production total (bbl)	Recovery Factor	กำไรก่อนหักภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ (ล้านบาท)	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ (Discounted 8%) (ล้านบาท)	IRR			PIR			Remark	
						อัตรากำไรก่อนหักภาษีเงินได้	อัตรากำไรหลังหักภาษีเงินได้	อัตรากำไรหลังหักภาษีเงินได้ Discounted 8%	กำไรหลังหักภาษีเงินได้	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ Discounted 8% ต่อเงินลงทุน	กำไรก่อนหักภาษีเงินได้	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ Discounted 8% ต่อเงินลงทุน	อัตรากำไรก่อนหักภาษีเงินได้
LKB Noinj	25,438,270	0.2333	33,467	16,734	7,632	80.11%	57.98%	46.28%	1.36	0.62	-	10,000	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj8 2yr	42,911,256	0.3935	62,762	31,381	10,768	63.02%	47.13%	36.24%	2.56	0.88	10,000	7,500	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj8 2yr BWD	52,563,296	0.4820	78,644	39,322	12,601	63.75%	47.86%	36.91%	3.20	1.03	10,000	7,500	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj8 4yr	41,981,916	0.3850	60,467	30,234	9,395	51.26%	38.83%	28.54%	2.46	0.77	10,000	6,250	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj8 4yr BWD	52,503,728	0.4815	76,135	38,068	10,601	51.26%	38.89%	28.60%	3.10	0.86	10,000	6,250	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj8 8yr	38,664,156	0.3546	54,788	27,394	6,140	29.63%	22.62%	13.54%	2.23	0.50	10,000	3,750	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj8 8yr BWD	43,385,244	0.3978	61,153	30,577	6,477	29.57%	22.62%	13.54%	2.49	0.53	10,000	3,750	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj9 4yr	42,085,068	0.3859	60,922	30,461	7,366	51.74%	39.25%	26.59%	2.48	0.60	10,000	6,250	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
LKB Inj9 4yr BWD	52,283,176	0.4794	76,477	38,239	8,259	51.82%	39.41%	26.74%	3.12	0.67	10,000	6,250	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
SP Noinj	5,725,796	0.1971	8,047	4,024	1,502	68.98%	47.18%	33.80%	1.33	0.50	-	3,950	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
SP Inj4 4yr	10,866,865	0.3741	17,776	8,888	2,486	66.14%	46.91%	33.56%	2.93	0.82	3,200	3,950	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)
SP Inj4 4yr BWD	13,670,438	0.4706	22,806	11,403	2,697	55.40%	40.90%	28.09%	3.76	0.89	3,200	3,950	อัตราการผลิตน้ำมัน (b/d)

ดังนั้นสามารถสรุปได้ว่าการผลิตน้ำมันที่มีการขับด้วยน้ำ (Water flooding) จะเพิ่มการผลิตน้ำมันขึ้นจากการผลิตเบื้องต้น (Primary Recovery) ขึ้นเกือบเท่าตัวคือจากเดิมสามารถผลิตได้ร้อยละ 16-23 เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 19-47 ของน้ำมันที่มีอยู่และได้กำไรเพิ่มขึ้นเกือบเท่าตัว โดยมีอัตราการคืนทุนหลังหักภาษี 10-24% และการขับด้วยน้ำจากด้านล่าง (Bottom Water Injection) จะได้ปริมาณการผลิตน้ำมันมากที่สุดถึงร้อยละ 47 และอัตราส่วนกำไรต่อเงินลงทุนสูงถึง 1.03 การที่จะทำให้การขับด้วยน้ำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดย่อมต้องอาศัยการทดลองการผลิตโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) ซึ่งจะต้องเปลี่ยนแบบจำนวนหลุมที่ผลิต (Producing well) และอัดน้ำ (Injection well) และระยะเวลาที่เหมาะสมในการเริ่มอัดน้ำหลายแบบจนสามารถได้แบบที่มีประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งในการวิจัยนี้พบว่า การเปลี่ยนจากหลุมผลิตให้เป็นหลุมอัดน้ำเพียงบางหลุมที่เหมาะสม (Pressure ต่ำใกล้กับ Bubble point) ไม่ต้องมากหลุมเกินไปและเริ่มอัดในระยะเวลาต้นๆ ของการผลิต (2-3 ปี) จะได้การผลิตรวมประมาณร้อยละ 40 (ผลิตเบื้องต้นอย่างเดียวร้อยละ 20) กำไรเพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่า ตัวอย่างในตาราง 8.2 LKB Noinj ผลิตเบื้องต้นอย่างเดียวได้กำไรเป็นเงินปัจจุบัน (8% discounted) ประมาณ 7,632 ล้านบาท แต่เมื่อเป็น LKB IN8 2Yr กำไรเป็นประมาณ 10,786 ล้านบาท (8% discounted) อัตราการคืนทุนประมาณร้อยละ 36.24 ต่อปี และอัตราส่วนกำไรต่อเงินลงทุนประมาณ 0.88

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 ฉะนั้นควรนำตัวอย่างหินจากแท่งหินที่เจาะเก็บจากแหล่งน้ำมันจริงๆ มาวัดค่าต่างๆ ก็จะได้ค่าที่ถูกต้อง แต่ในงานวิจัยนี้ไม่สามารถหาหินตัวอย่างจากแท่ง Core ที่เจาะเก็บจากแหล่งจริงๆ ได้
3. การวัดค่า Porosity และ Permeability ที่มีค่าน้อยจะต้องใช้เวลาานกว่าการวัดค่า Porosity และ Permeability สูงแต่อย่างไรก็ตามก็ยังสามารถวัดค่าเหล่านี้ได้

8.3 ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมในห้องปฏิบัติการ

1. วัสดุที่จะนำมาแทนเม็ดทรายจะต้องใสและเล็กจึงจะมองเห็นการเคลื่อนที่ของๆไหล และเกิดการไหลแบบ Darcy's Law (Flow through porous media)
2. แหล่งน้ำมันควรทำด้วยพลาสติกหนา (อย่างน้อย 1 นิ้ว) ใสและรัดขอบด้วยเหล็กเพื่อรับความดันสูง
3. ควรใช้น้ำและน้ำสีใสกันก่อนเพราะจะเห็นได้ง่ายและทำความสะอาดง่าย จากนั้นค่อยใช้น้ำกับน้ำมันที่มี Mobility ($\frac{k}{\mu}$) ที่ต่างกันไว้กันเพื่อดูผลจาก Mobility ratio ที่ต่างกัน
4. ถ้าสามารถใช้เม็ดทรายจริงๆก็จะดีเพราะจะเหมือนแหล่งน้ำมันจริงๆแต่ควรหาวิธี Monitor การเคลื่อนตัวของๆไหลซึ่งอาจใช้กระแสไฟฟ้าช่วยในการวัด

8.4 ข้อเสนอแนะในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์

1. การเลือกโปรแกรมคอมพิวเตอร์ควรเลือกให้ตรงกับลักษณะแบบจำลองที่เราจะทำ เช่น การทำแบบจำลองผลิตน้ำมันโดยการขุดด้วยน้ำ Program Eclipse office ก็ใช้ได้ดีแต่คู่มือค่อนข้างเข้าใจลำบากใช้เวลามากกว่าจะทำ Simulation ได้
2. ข้อมูลคุณสมบัติของหินและของๆไหลมีความสำคัญมากถ้าเราใส่ตรงกับแหล่งน้ำมันจริงๆ ภาพการณ์ทดลองผลิตโดยการ Simulation ก็จะออกมาคล้ายของจริง
3. ในการศึกษาและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรม Eclipse office ซึ่งเป็นโปรแกรมแบบ Fully Implicit ผู้ทำการศึกษาควรจะทำความเข้าใจถึงลักษณะการทำงานของโปรแกรมดังกล่าว รวมถึงมีการทำการทดสอบตัวอย่างของ โปรแกรมที่มีอยู่ก่อน เพื่อความรวดเร็วและลดปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นระหว่างการทำการทดสอบแบบจำลอง
4. เนื่องจากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์เป็นการศึกษาที่อุปกรณ์คอมพิวเตอร์จะเข้ามามีบทบาทอย่างมากในการทำงาน ดังนั้นในการศึกษาแบบจำลองดังกล่าวผู้ทำการศึกษาควรมีความรู้และความเข้าใจในระบบการทำงานของคอมพิวเตอร์รวมถึงโปรแกรมต่างๆที่มีอยู่ในปัจจุบัน เพื่อช่วยให้สามารถทำการทดสอบแบบจำลองได้ง่ายและมีประสิทธิภาพมากขึ้น
5. สำหรับผลการทดลองผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บที่ได้จากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ จะมีความถูกต้องหรือความคล้ายคลึงกับแหล่งกักเก็บจริงๆมากหรือน้อย จะขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใส่เข้าไปในแบบจำลองรวมถึงลักษณะของการสร้างแบบจำลองว่ามีความถูกต้องและสมบูรณ์หรือไม่ เพราะถ้าข้อมูลที่นำมาใช้ในแบบจำลองมีความผิดพลาดมาก จะทำให้ผลการทดสอบที่ได้เกิดความคลาดเคลื่อนตามไปด้วย

6. สำหรับกรณีที่จะทำการศึกษาแบบจำลองของแหล่งน้ำมันต่างๆต่อไปในอนาคต ควรจะมีการเก็บรวบรวมข้อมูลที่เป็นต่อการทำแบบจำลอง 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

8.5 ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำไปใช้ในแหล่งน้ำมันอื่น ๆ

1. สำหรับการนำวิธีการขุดด้วยน้ำไปประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันนั้นมีความจำเป็นอย่างไรที่จะต้องศึกษาคุณสมบัติของของไหลที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและรวมถึงคุณสมบัติของหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บด้วย เพื่อให้ได้ข้อมูลที่สมบูรณ์ไม่ว่าจะเป็นส่วนประกอบของของไหล ความหนืดของของไหล ความดันและอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและคุณสมบัติอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เนื่องจากคุณสมบัติดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อตรงต่อมานำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์

2. สำหรับน้ำที่จะนำมาใช้ในกระบวนการขุดด้วยน้ำ ควรจะเป็นน้ำที่ได้จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหรืออาจจะใช้น้ำที่มีคุณสมบัติใกล้เคียงกันเพื่อป้องกันการทำปฏิกิริยาเคมีของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปกับน้ำที่มีอยู่เดิมในแหล่งกักเก็บ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการตกผลึกใหม่ของสารประกอบบางชนิดทำให้ไปอุดตันในช่องว่างของหินหรือส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ ดังนั้นอาจจะสามารถใช้น้ำที่ได้มาจากกระบวนการแยกน้ำที่ได้จากการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันได้

3. เมื่อมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ควรจะมีการติดตามผลการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง ไม่ว่าจะเป็นปริมาณของของไหลแต่ละชนิดที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นหรือลดลงไปในแต่ละหลุม ผลิตและการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อนำมาประเมินผลการทดสอบต่อไปในอนาคต

4. การขุดด้วยน้ำจากด้านล่าง (Bottom Water Injection) จะเหมาะสมในกรณีที่แหล่งน้ำมันมีชั้นน้ำอยู่ด้านล่าง และจะได้ปริมาณการผลิตน้ำมันสูงถึงร้อยละ

5. ในอนาคตหลังจากทำการผลิตโดยใช้วิธีขุดด้วยน้ำประยุกต์ใช้แล้ว ควรจะทำการศึกษาเพื่อหาวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีอื่นๆอีก เช่น วิธีการขุดด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือวิธีการขุดด้วยก๊าซหรือน้ำร้อน เพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

การทำแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมและทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) จะลดเวลาและค่าใช้จ่ายจากการที่จะทดลองผลิตจริงๆจากแหล่งใหม่ๆ ดังนั้นอาจจะพิจารณาได้ว่าการจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม (Simulation) เป็นวิธีการอย่างหนึ่งที่มีประโยชน์ในการคาดการณ์การผลิตปิโตรเลียม โดยเฉพาะใช้กับโครงการที่มีการเพิ่มปริมาณการผลิตแบบขับด้วยน้ำ (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.
- Baoxing, 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.
- Chrichlow, H.B. "**Modern Reservoir Engineering – A Simulation Approach,**" Prentice-Hall, Eaglewood Cliffs, New Jersey, (1977).
- Craft, B.C., and Hawkins, M.F. "**Applied Petroleum Reservoir Engineering,**" second edition, Pentice Hall, Eaglewood Cliffs, N.J, (1990).
- Crichlow, H.B. "**Advanced Reservoir Engineering,**" Oklahoma, (1994).
- Dandona, 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.**
- DesBrisay, C.L. "Supplemental Recovery Development of the Intisar "A" and "D" Reef Fields, Libyan Arab Republic," **Journal of Petroleum Technology** (July 1972): 785-796.
- Franchi, J.R. "**Integrated Flow Modeling,**" Elsevier, Netherlands, (2000).
- Franchi, J.R. "**Principles of Applied Reservoir Simulation,**" Gulf, Houston, Texas, (1997).
- Ghauri, 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.
- Pradidarn, 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.

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

- กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2535). เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและ
พัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้
พิมพ์เผยแพร่)
- กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2543). เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและ
พัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการ
พลังงานทหาร. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- ถวัลย์ ชื่นชม. (2529). การสำรวจไฮสมิก ลุ่มแอ่งฝาง. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงาน
ทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- ถวัลย์ ชื่นชม. (2534). การสำรวจ SEISMIC ลุ่มแอ่งฝาง 2534. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการ
พลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล, ณรงค์ เครือแปง และมัณฑนา อ่ำไพภักดิ์. (2527). ธรณีวิทยาความเป็นไปได้ในการเกิด
และการสะสมน้ำมันในชั้นหิน ยุคเทอร์เชียรี บริเวณโครงสร้างโป่งนก อ.ฝาง. กองสำรวจและผลิต
ปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2528). ธรณีวิทยาน้ำมัน แอ่งฝาง ตอนที่ 1. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการ
พลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2529). ธรณีวิทยาน้ำมัน เล่มที่ 1. แผนกธรณีวิทยา กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม
กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- พินิจ กุลสิงห์. (2533). **Petroleum Geology of Thailand**. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงาน
ทหาร. (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.

- 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).
- Calvin, C. M. and Robert L. D. (1990). **Reservoir Simulation**. TX.: Richardson.
- Chaft B. C. and Hawking M. F. (1990). **Applied Petroleum Reservoir Engineering**. N.J.: Prentic-Hall Inc.
- 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 Assesst 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.
- Pieterston, R.: Thai Shell EP co, Ltd., Thailand. (1993). A reservoir simulation Study for the Sirikit field water flood project. In **Proceedings of the 5th Asian Council on Petroleum Conference & Exhibition** (pp 703). Bangkok.
- Ratanasthien, B. (1997). Algae types of oil source rocks in Northern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 606-612). Bangkok.
- Sattaayarak, N. (1992). Petroleum exploration opportunities in Thailand. In **Proceedings of Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 668-675). Bangkok.

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

ภาคผนวก ก
ROCK AND FLUID DATA
INPUT DATA



Urgent Fax

Thai Shell Exploration & Production Co. Ltd.

C Soonthornkosa Road, Klong Toey

Bangkok 10110, Thailand

Tel. +66 2 2490483

Fax. +66 2 2490489

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

ATTN Lect. Kriengkrai Tri-sarn

CC

FROM Mana R.

DATE 18/10/2002

REF HRM/13-18/10/02

PAGE 1 of 6

SUBJECT Lan Krabu Formation Petrophysical Data

Dear Lect. Kriengkrai Tri-sarn

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

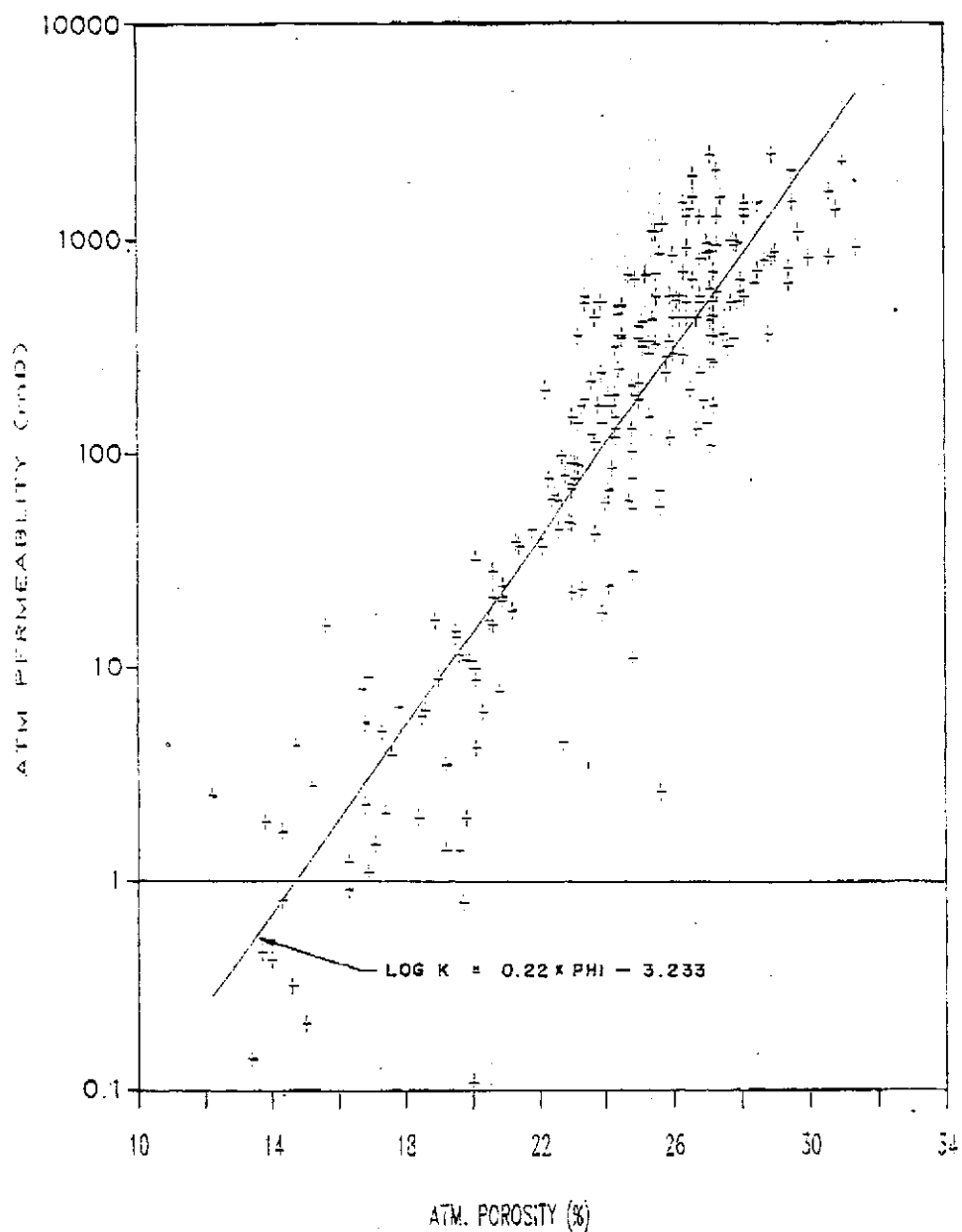
If you need more information or have any query of data that were given please do not hesitate to contact me.

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

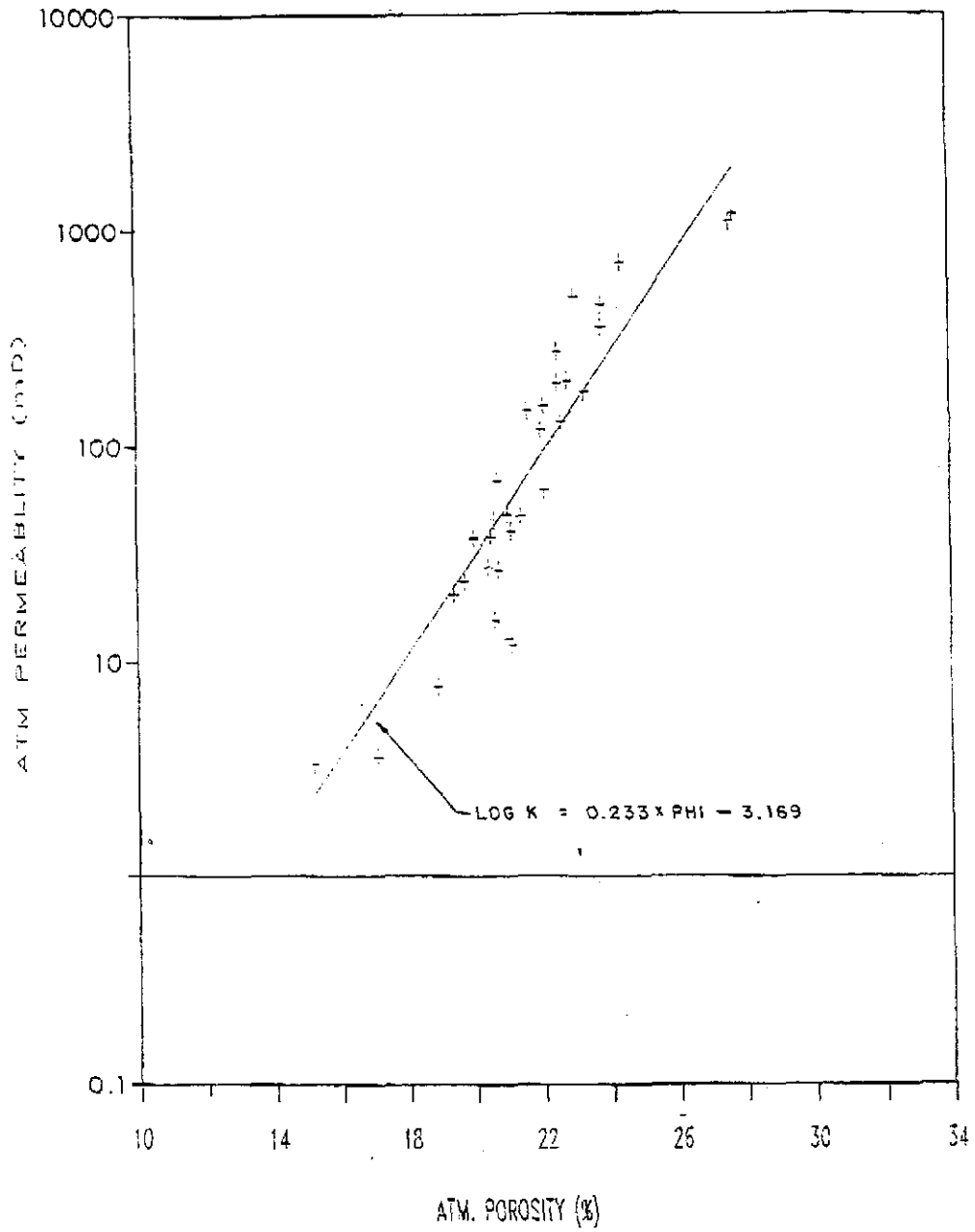
SIRIKIT K SANDS K/PHI DATA



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

SIRIKIT FIELD REVIEW
 ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
 K SANDS

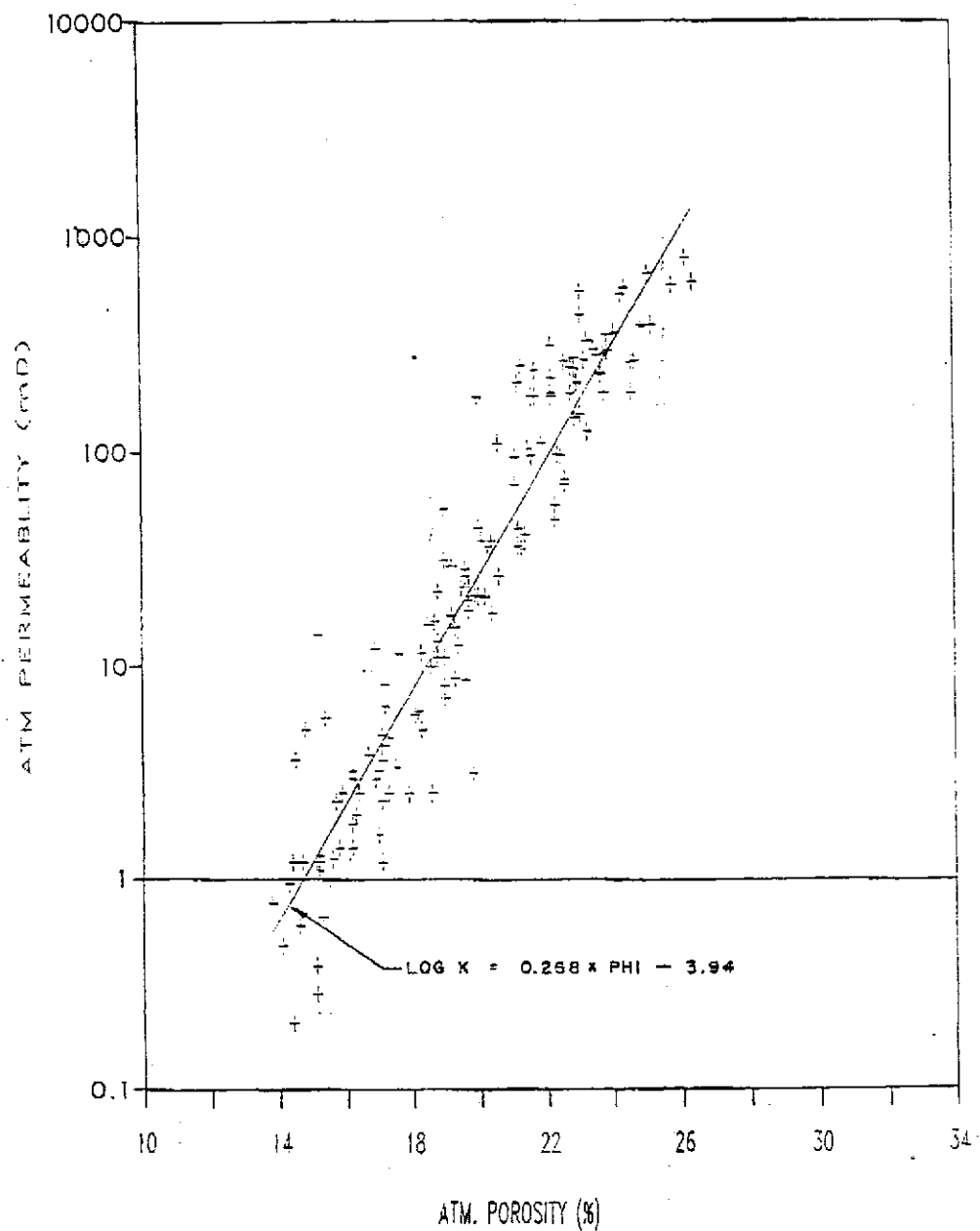
SIRIKIT M SANDS K/PHI DATA



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

**SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/φ TREND:
M SANDS**

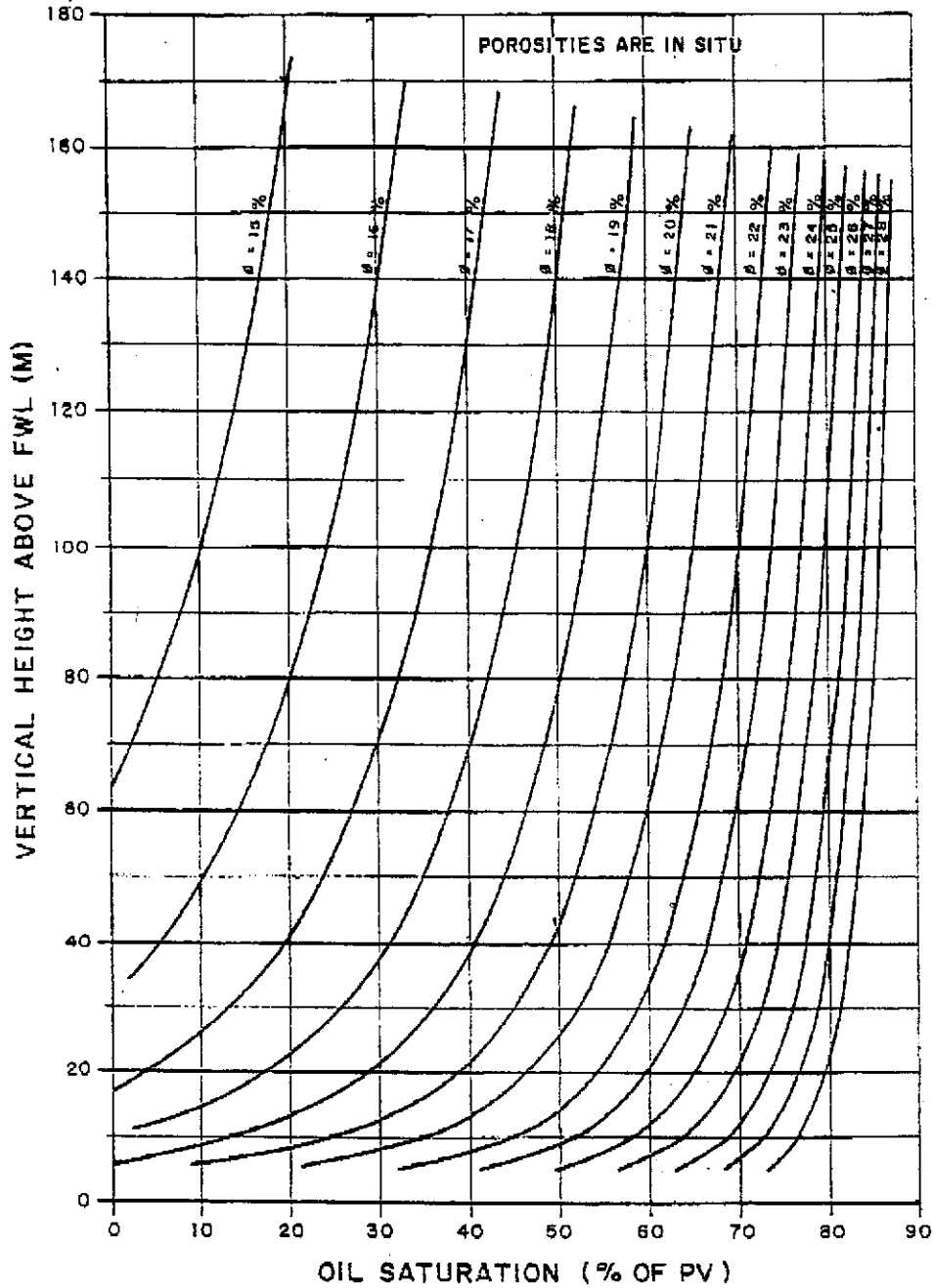
SIRIKIT L SANDS K/PHI DATA



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

SIRIKIT FIELD REVIEW
 ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
 L SANDS

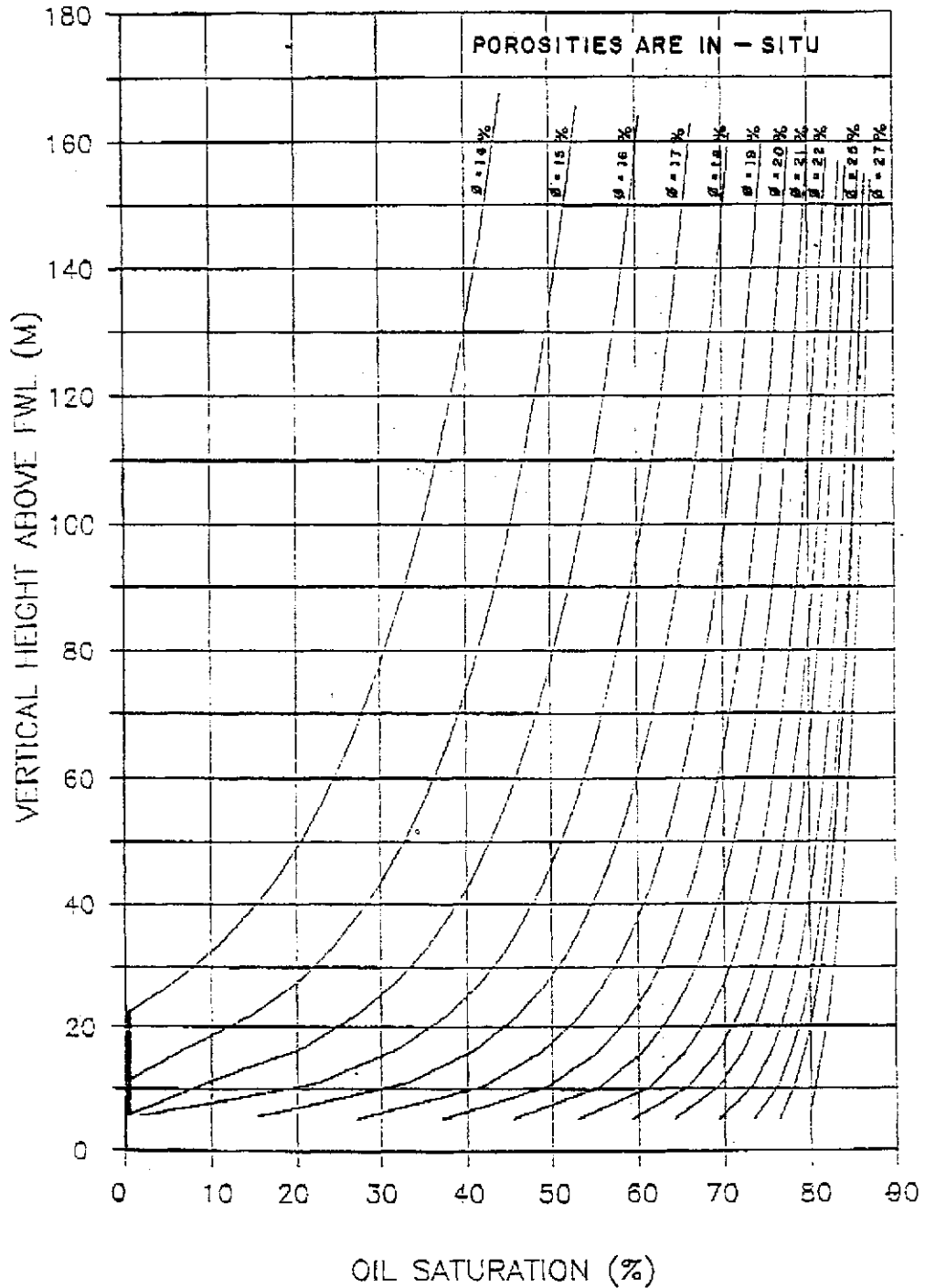
K RESERVOIR SET OF CAPCURVES
 CORRECTED FOR CBW AND STRESS
 CAPILLARY PRESSURE CONVERTED TO HEIGHT ABOVE FWL USING AN
 OIL - WATER INTERFACIAL TENSION OF 25 DYNES / CM



THAI SHELL 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 _{ob}	(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
μ _{ob}	(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 3½" 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.

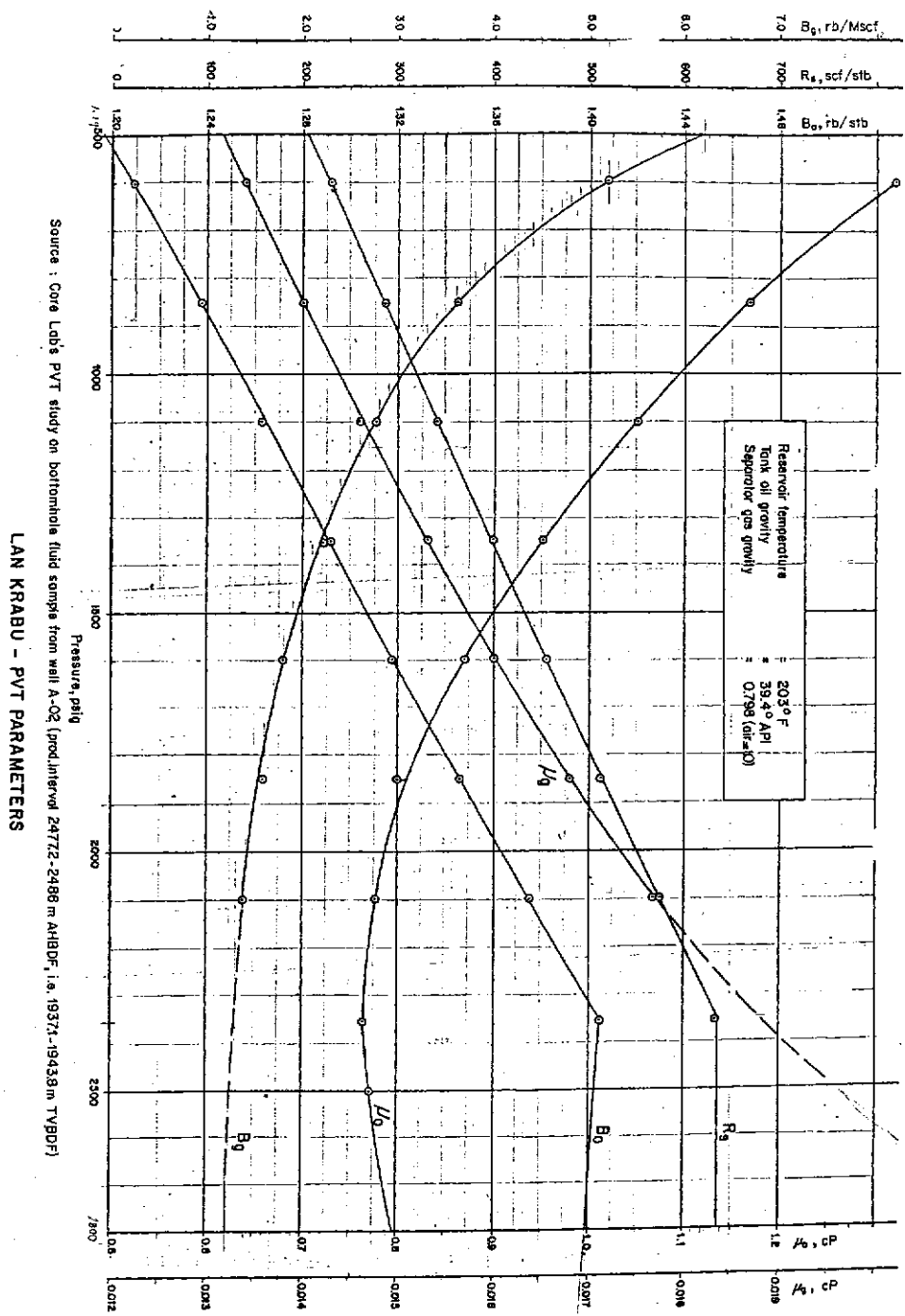
Pressure maintenance could be beneficial to the oil ultimate recovery. However, in view of the numerous isolated thin layers and the uncertainty regarding the lateral continuity across the field, it is too early to assess whether either water injection or possibly even gas re-injection can be applied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

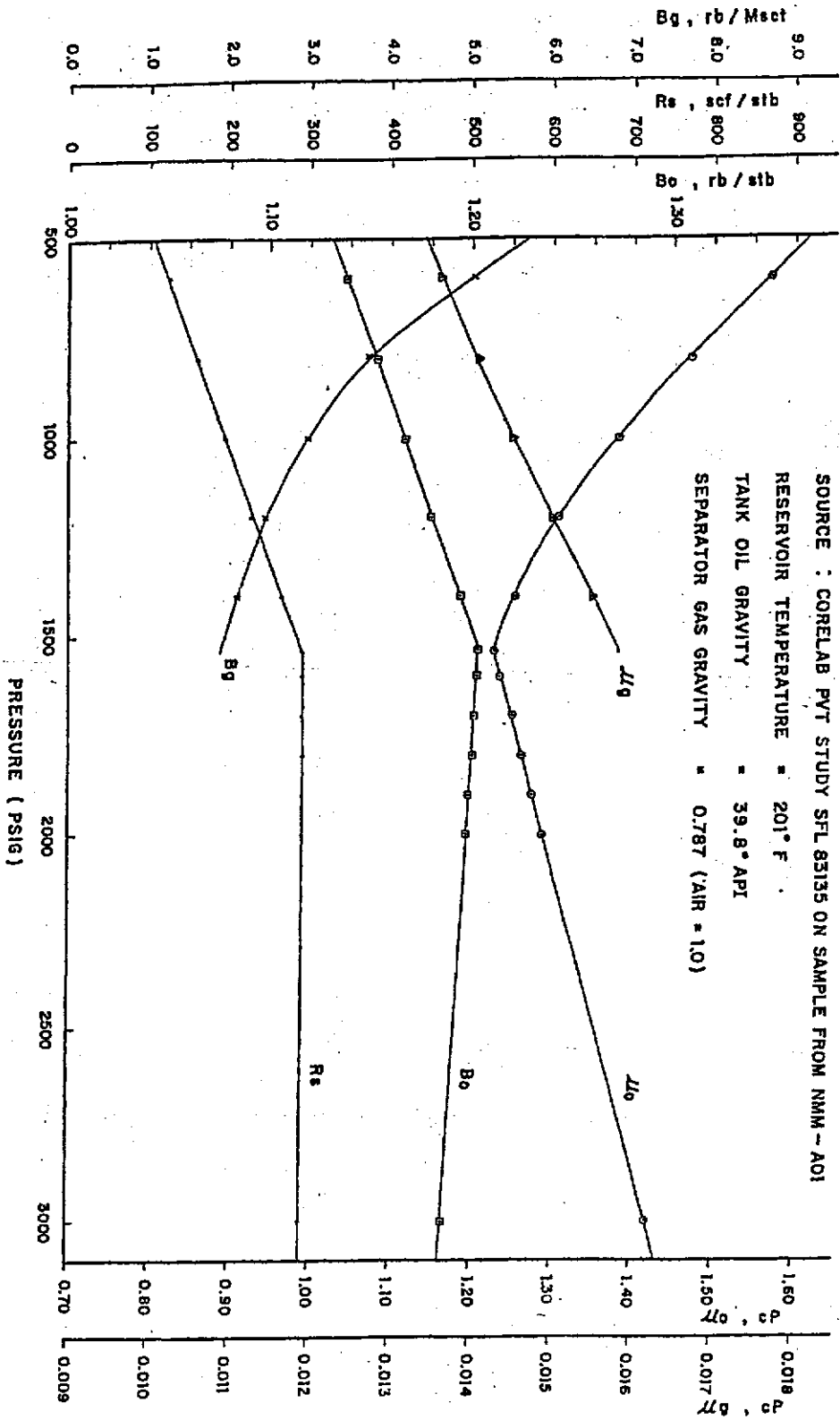
TABLE 4.3

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 _{scw}	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 _{ocw}	1.00	-
Relative water permeability at S _{org}	k _{wor}	0.25	-
Relative gas permeability at (S _{org} + S _{scw})	k _{gnd}	0.60	-
Vertical-to-horizontal permeability	k _{v/h}	0.10	-
Capillary pressure	P _c	0	psi
Oil gravity (stock tank conditions)	γ_o	39.4	°API
Gas gravity (separator conditions)	γ_g	0.80	air = 1
Initial reservoir pressure at DL	P _i	2384	psig
Initial reservoir temperature	t _i	203	°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 _w	1.0	rb/stb
Density of stock-tank oil	d _o	51.6	lbs/cu.ft
Density of separator gas	d _g	61.2	lbs/Mscf
Density of water at 14.7 psig and 203°F	d _w	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



SIRIKIT - WEST FIELD PVT PARAMETERS



รูปแบบที่ 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
59.99999999999999 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 1.0539741555618 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 1.07513530259565

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

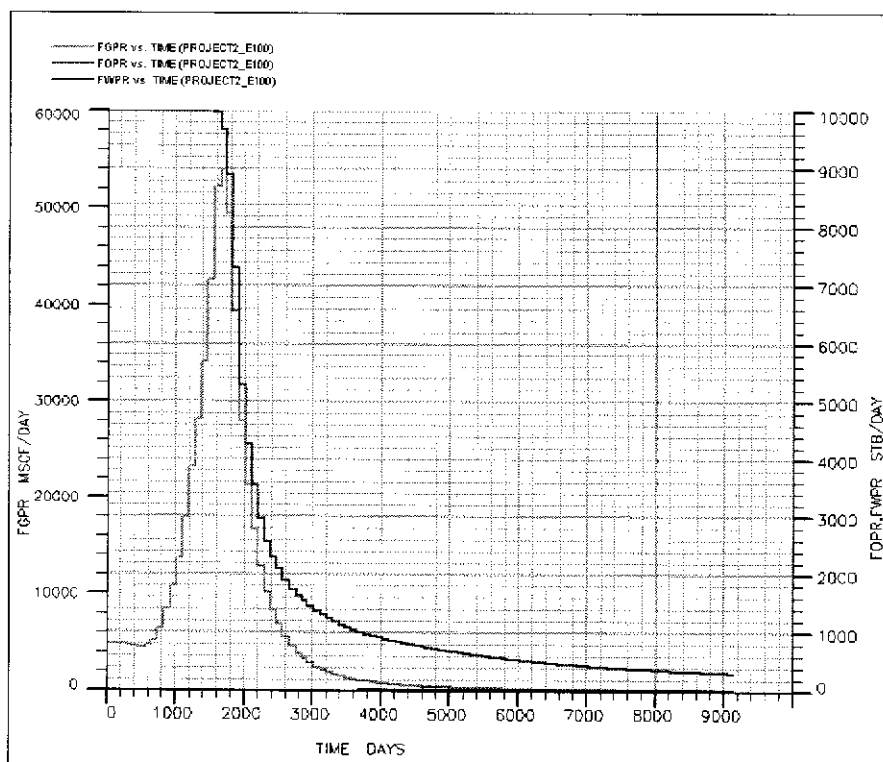
```

```
/
-- 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
/
```

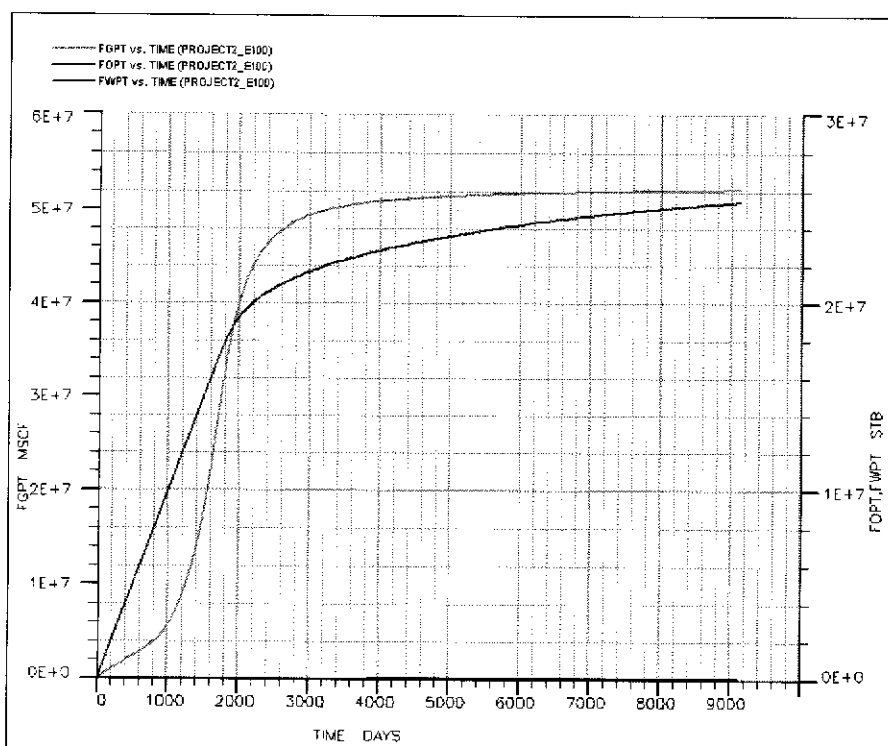
ภาคผนวก ข

SIMULATION RESULTS

1. ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 1
กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ



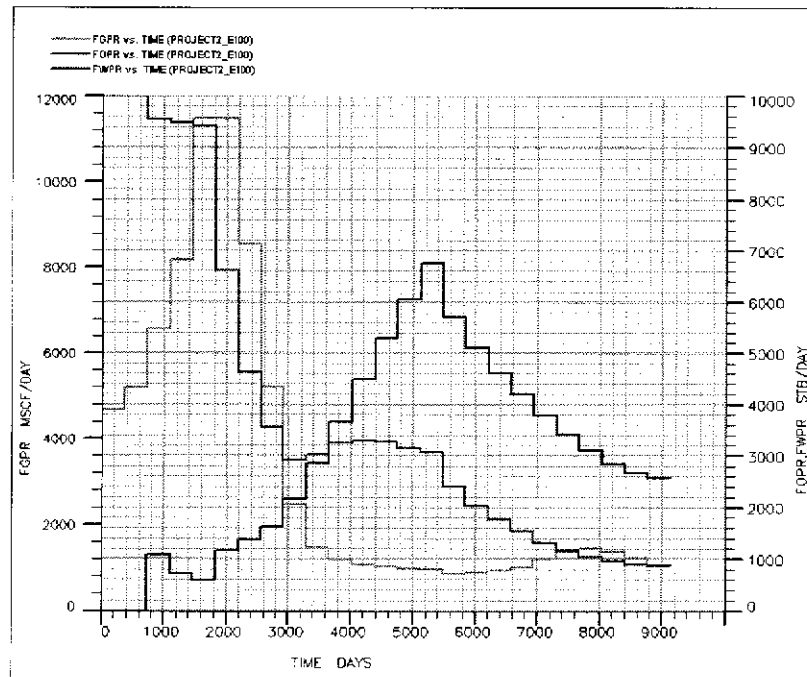
อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



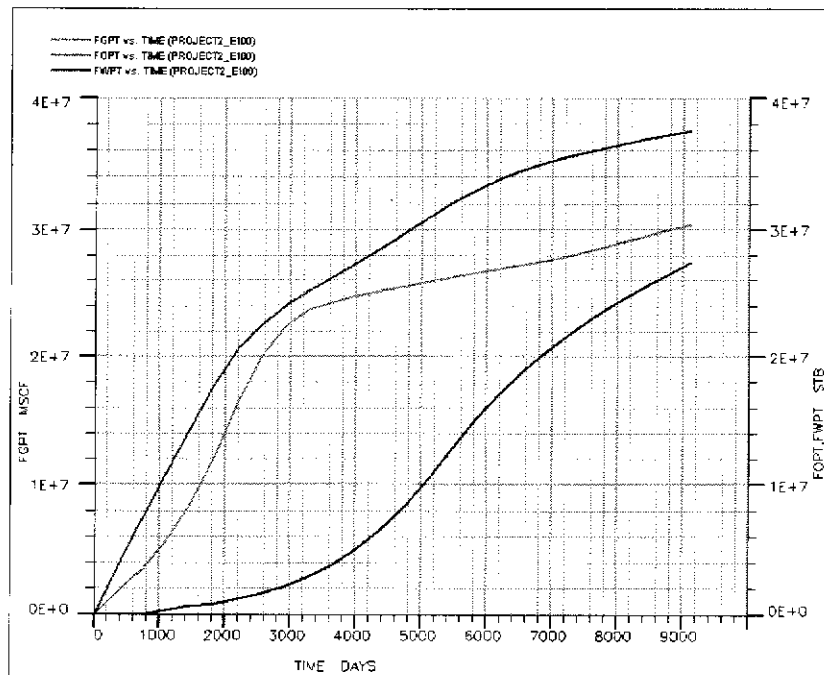
ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 4 ปี และ 8 ปีตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

1.2.1ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

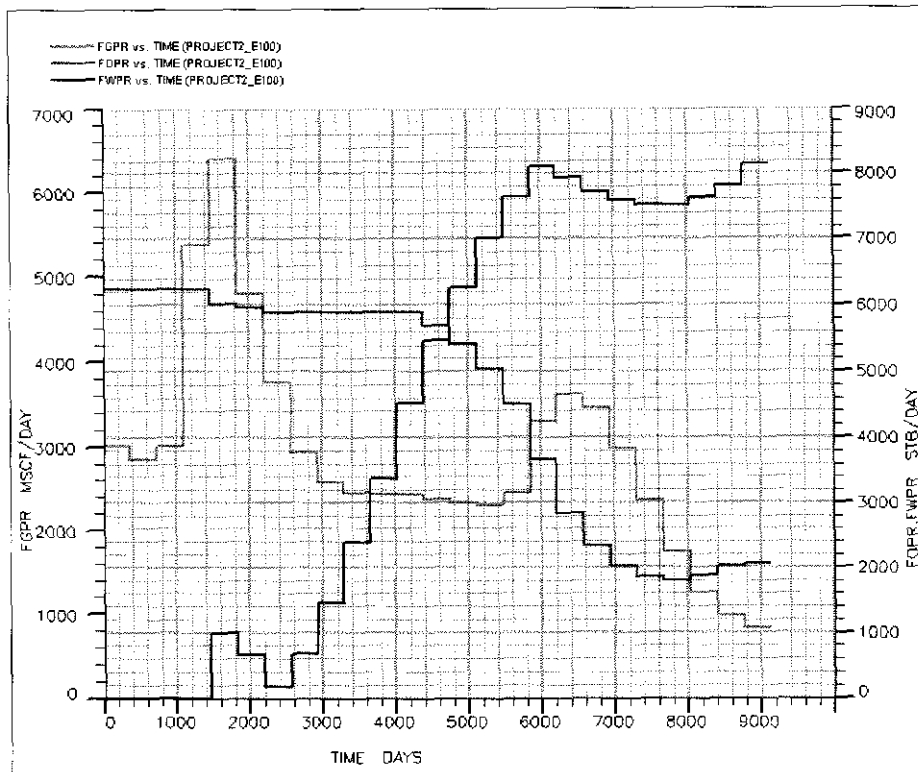


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

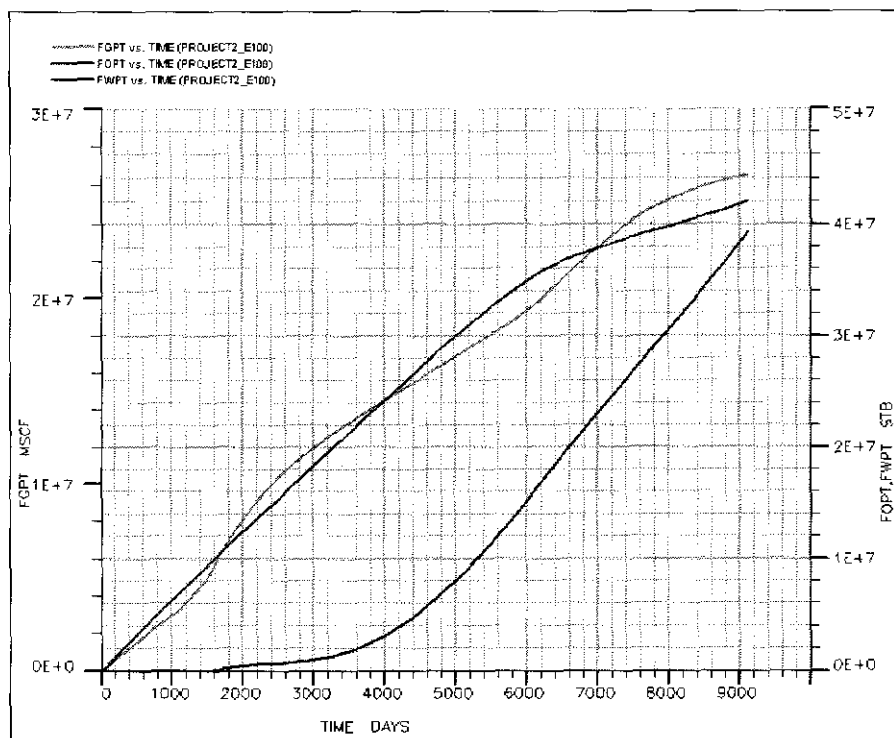


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

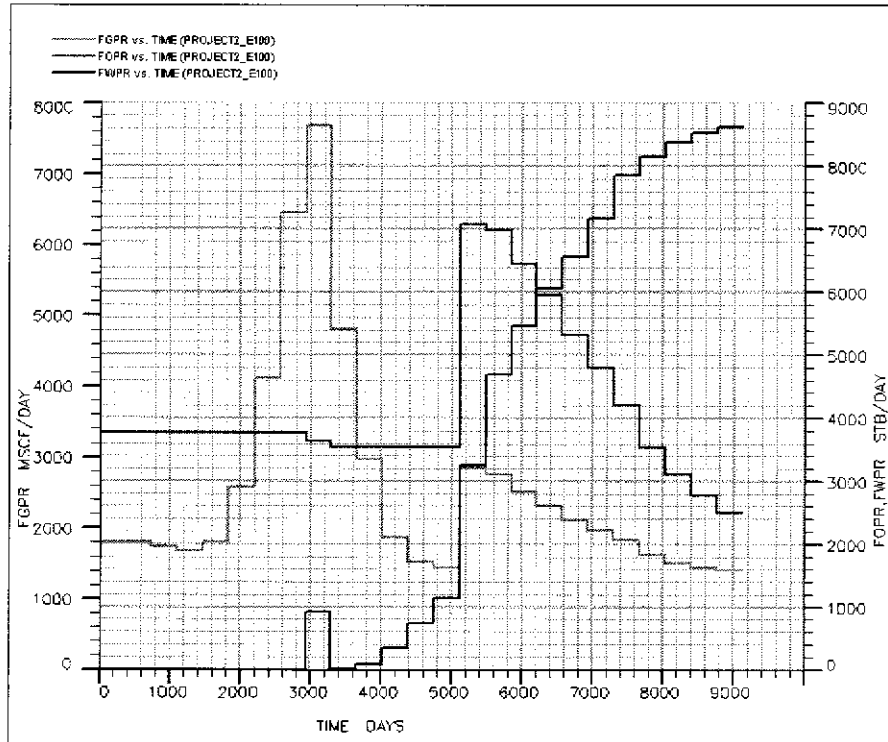


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

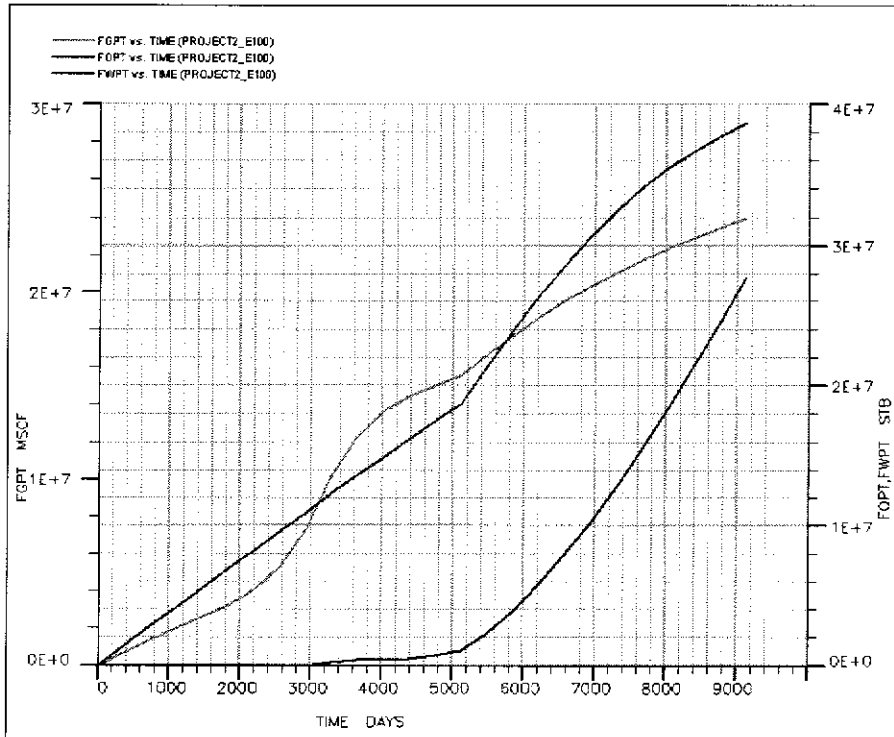


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.3ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี



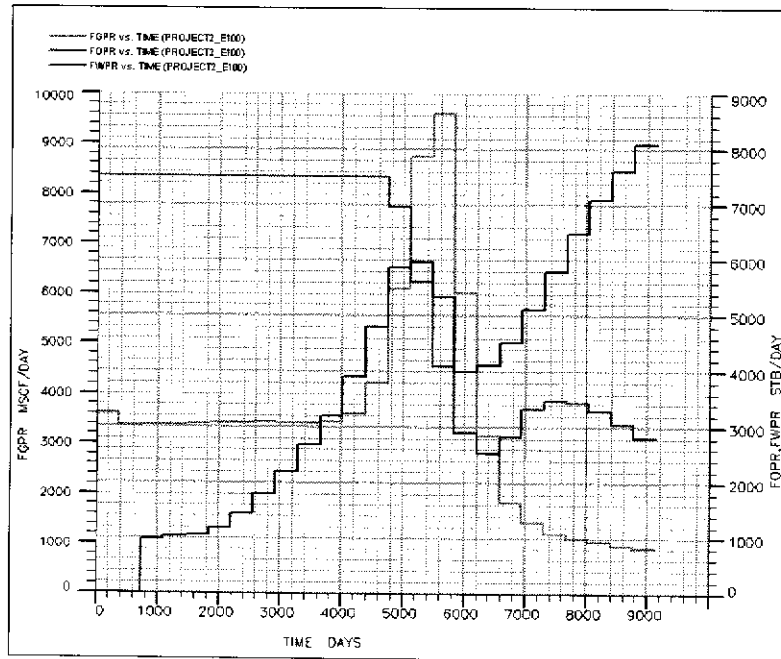
อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



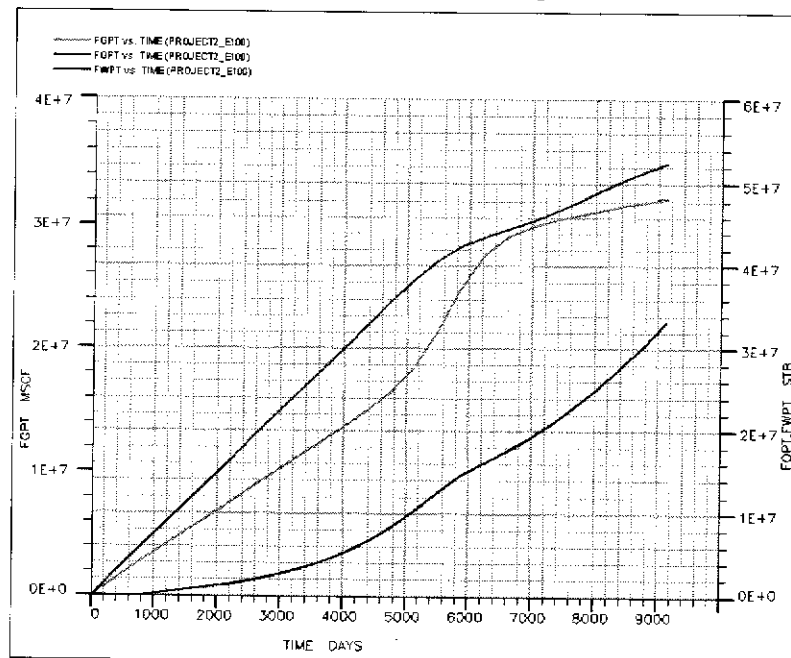
ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี, 4 ปี และ 8 ปีตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

1.2.1ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

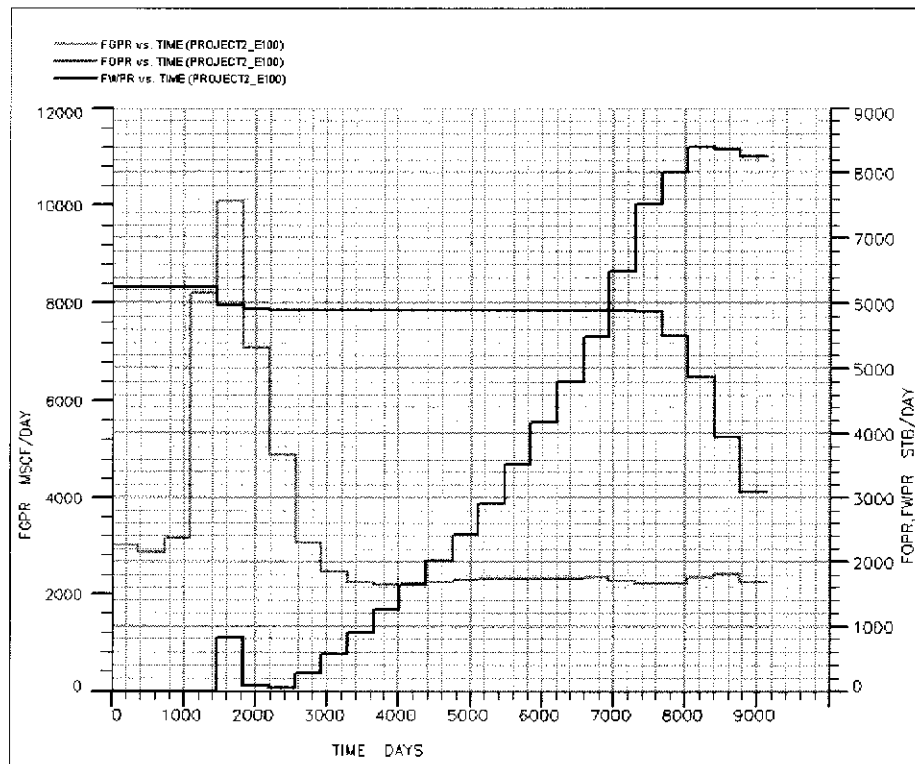


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

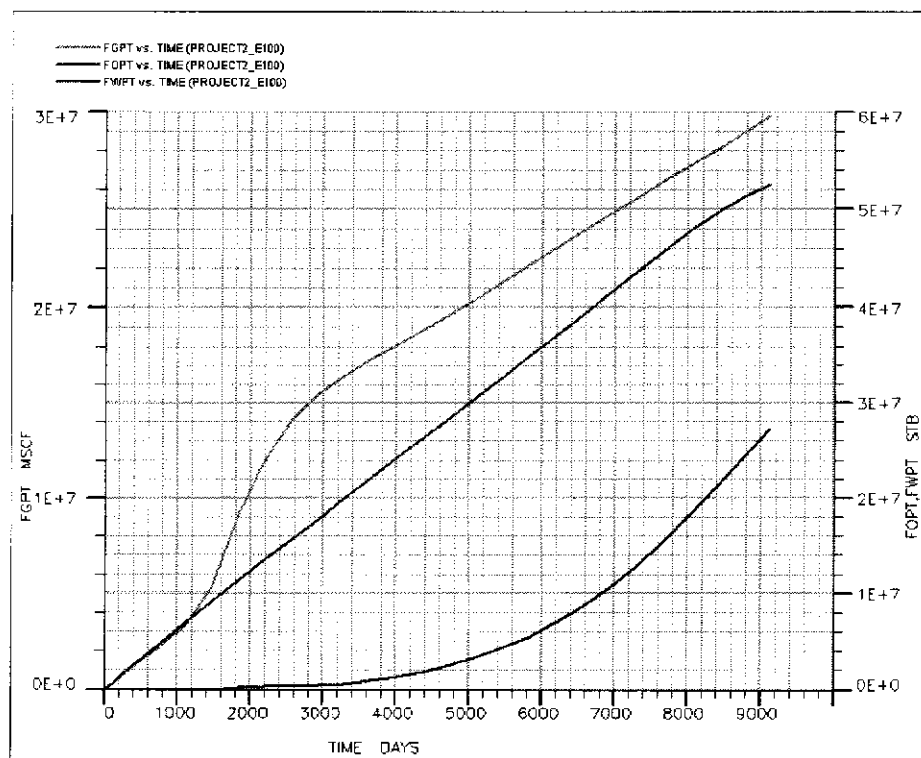


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.2 ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

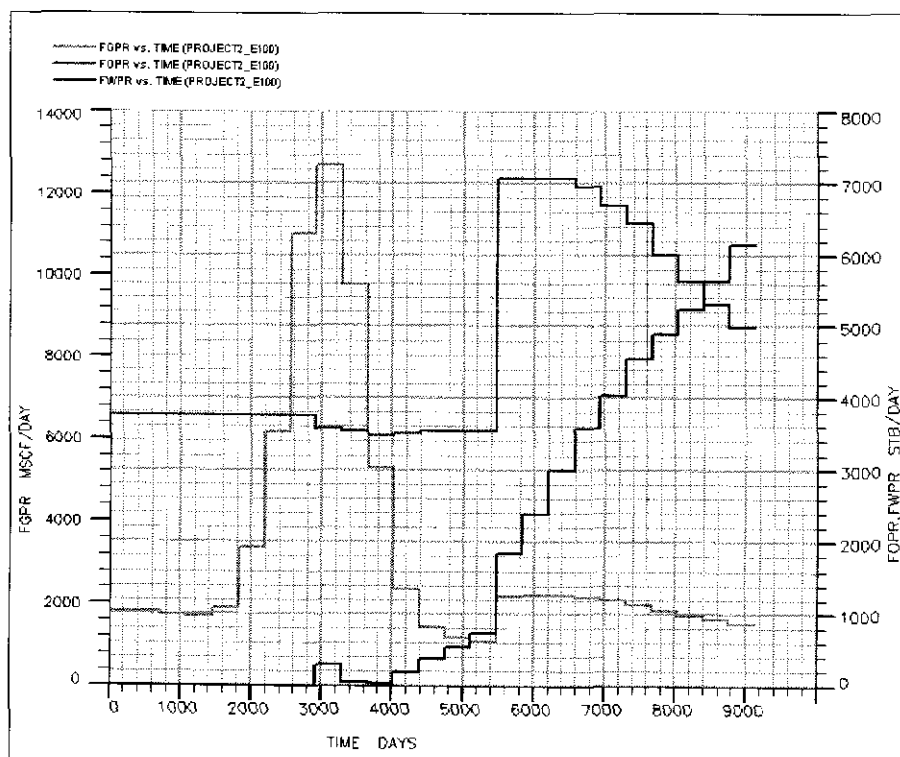


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

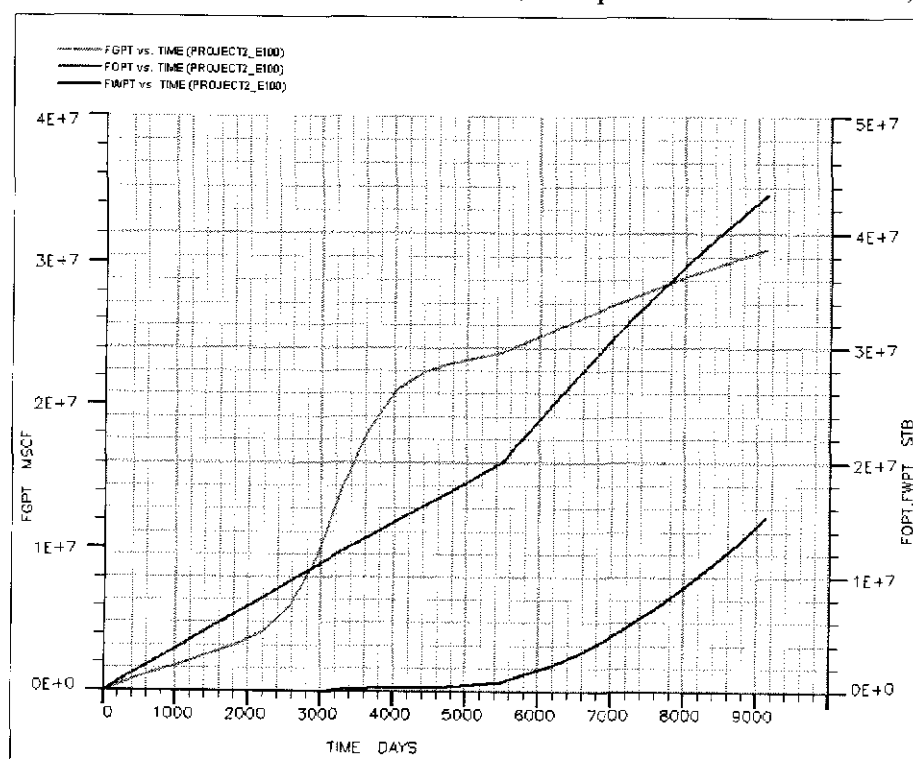


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.2.3ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 8 ปี



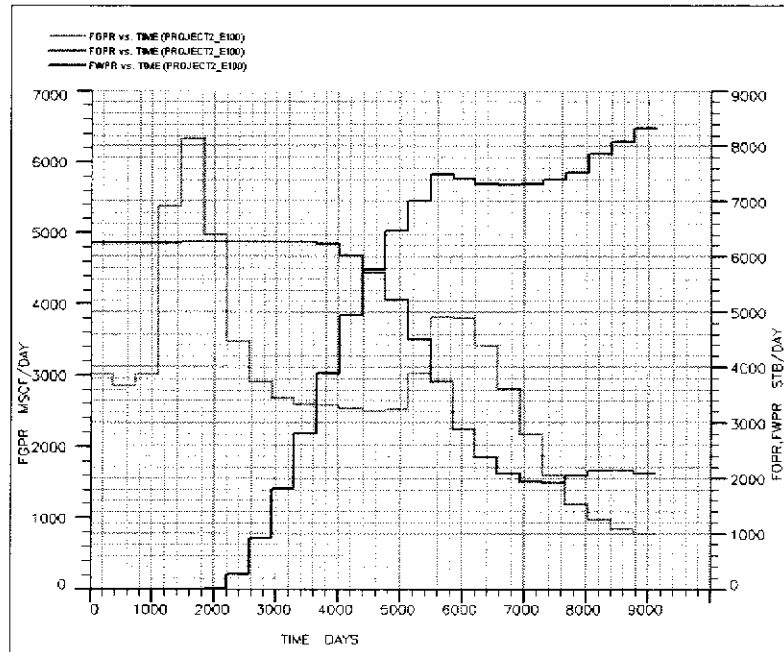
อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



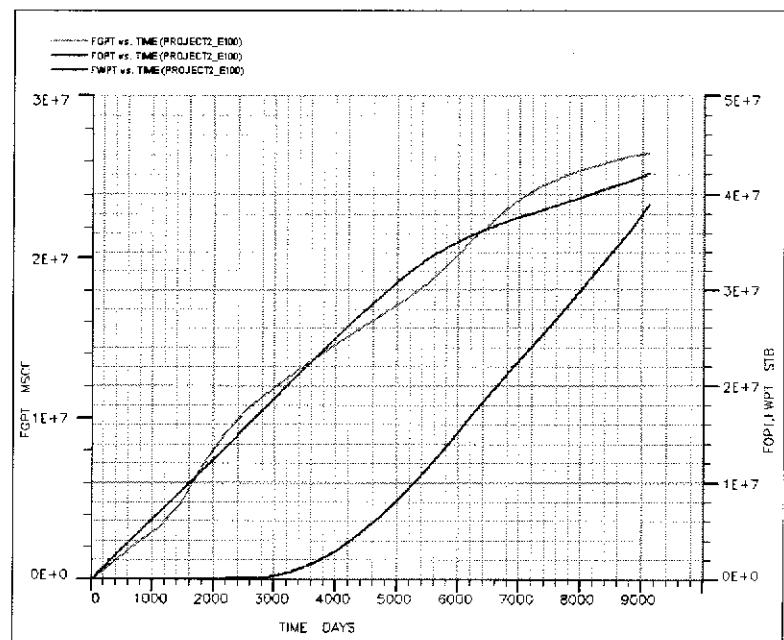
ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 3ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี ตามลำดับ โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุมและมี อัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 1,250 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

1.3ก มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจาก ทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 2 ปี

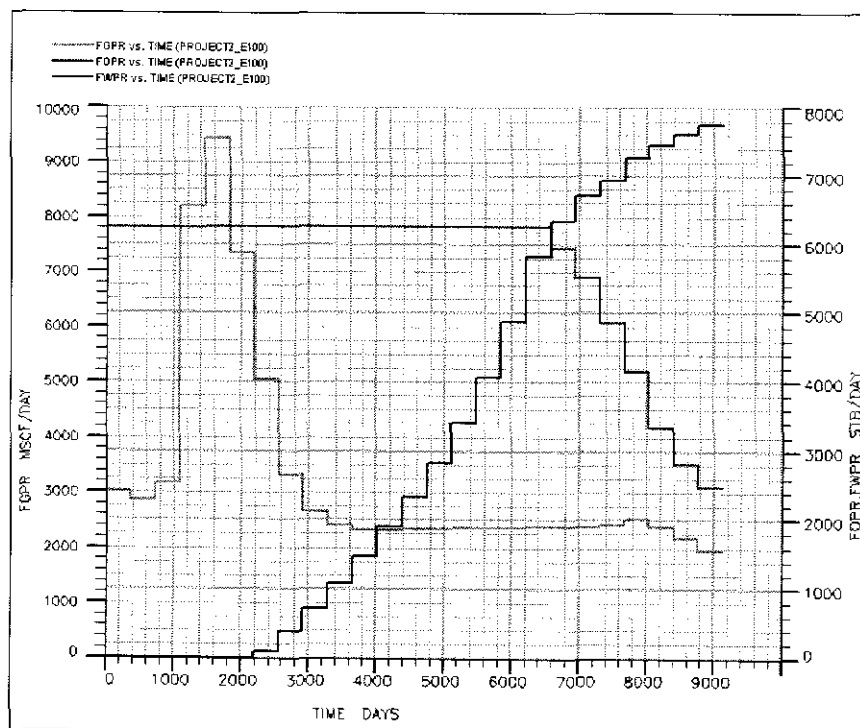


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

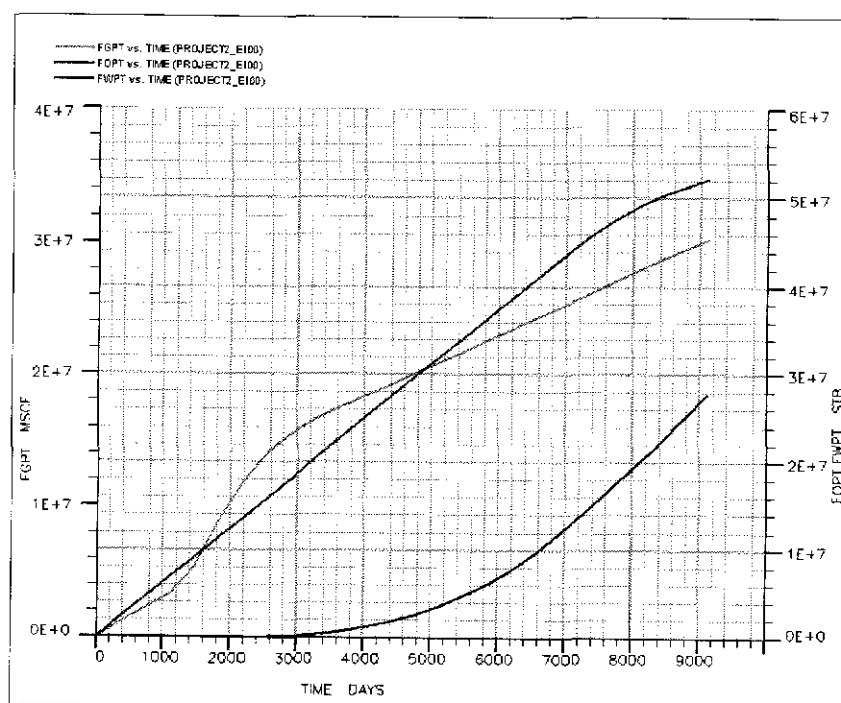


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

1.3.ข มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บ
ปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี

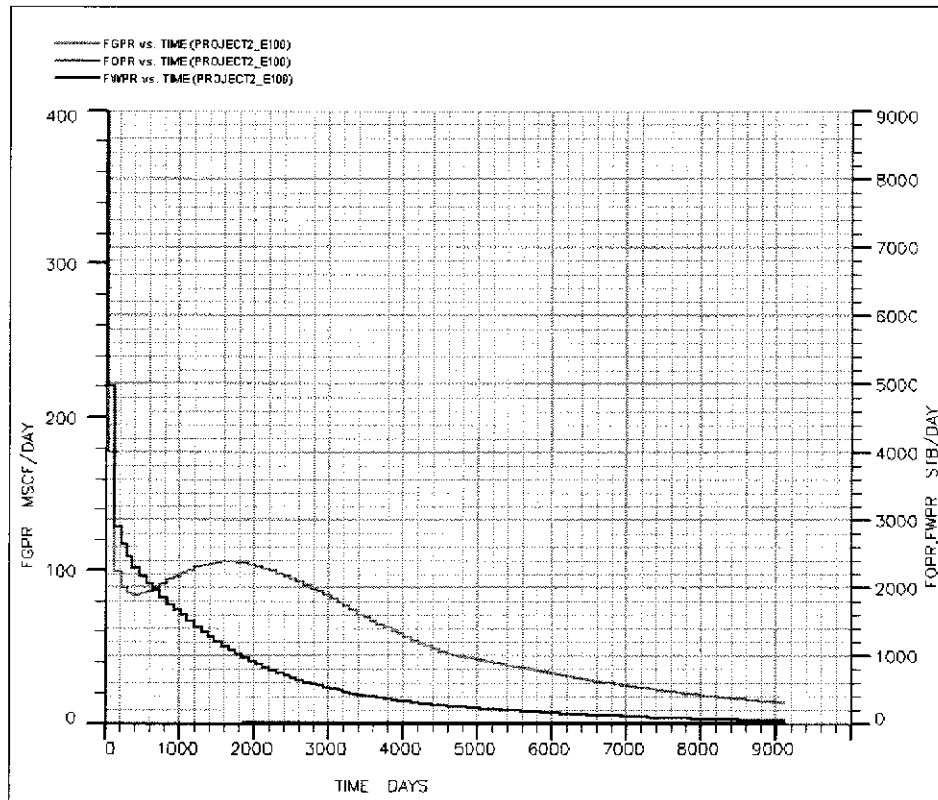


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

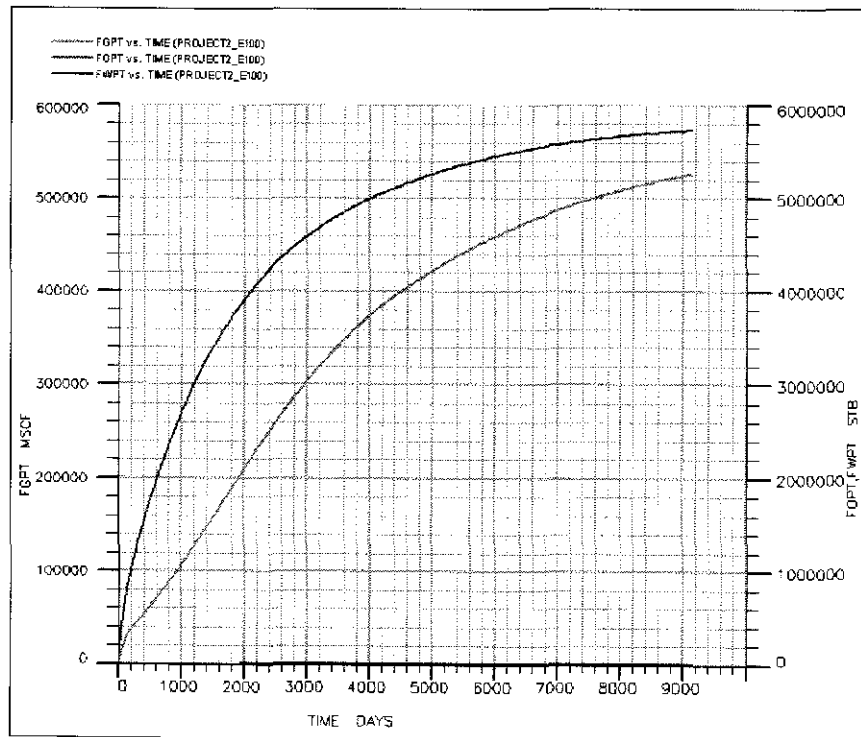


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

2. ผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในรูปแบบที่ 2
กรณีที่ 1 ไม่มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

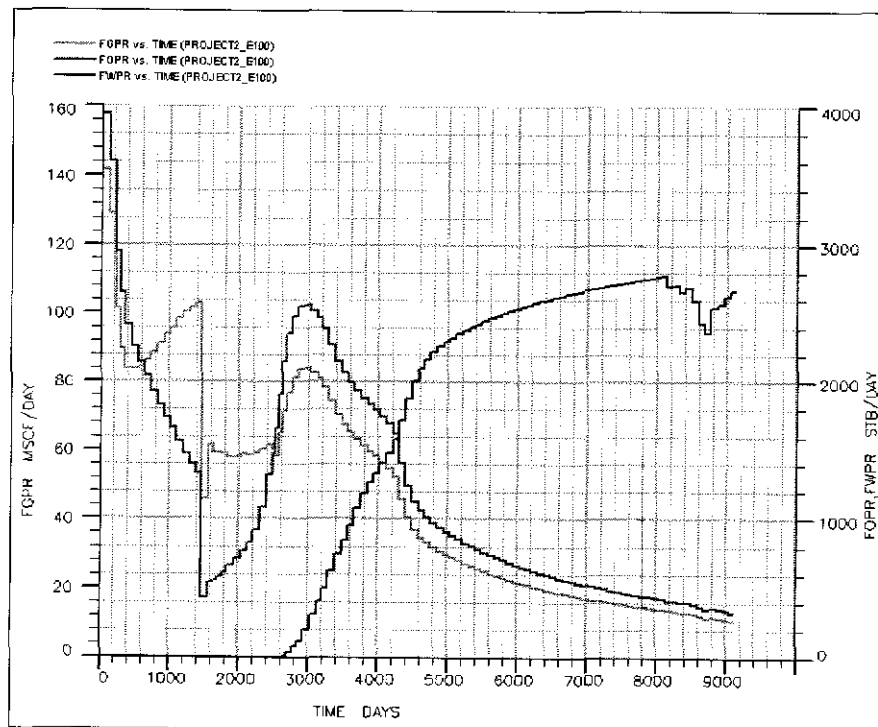


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

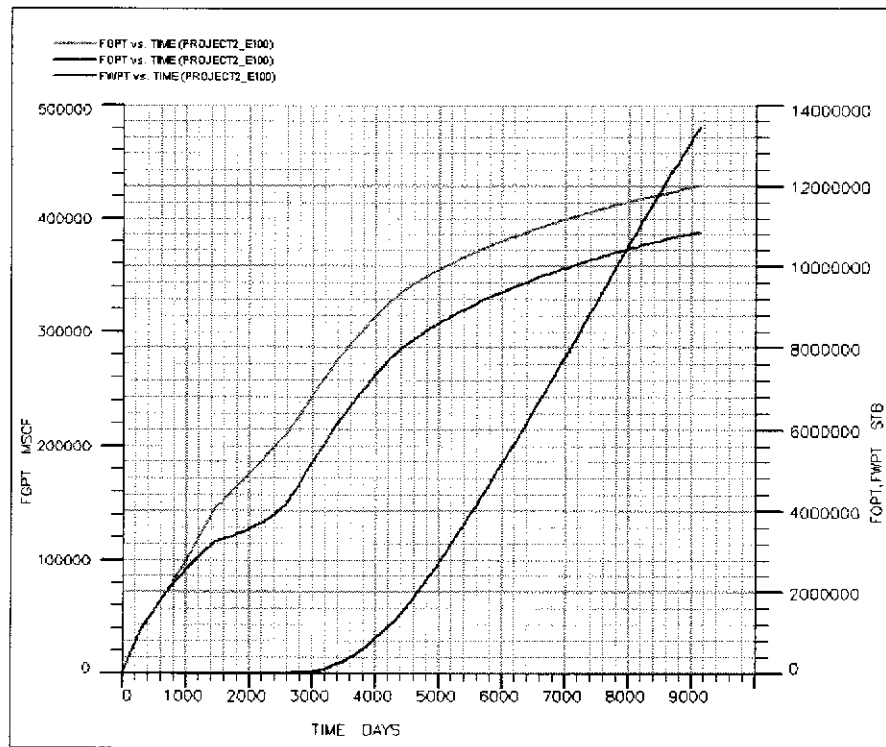


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2ก มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม หลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

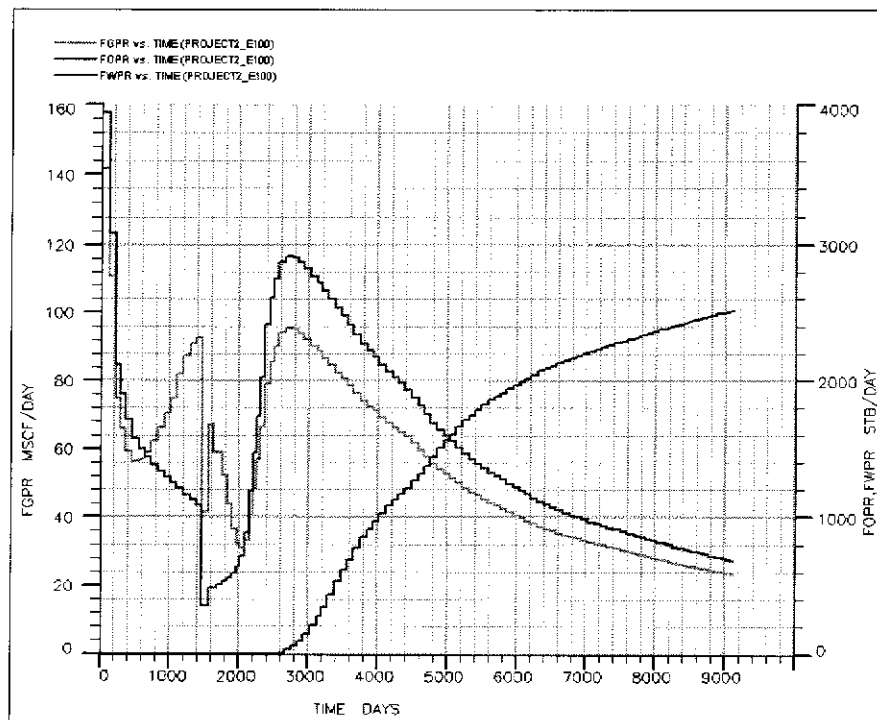


อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)

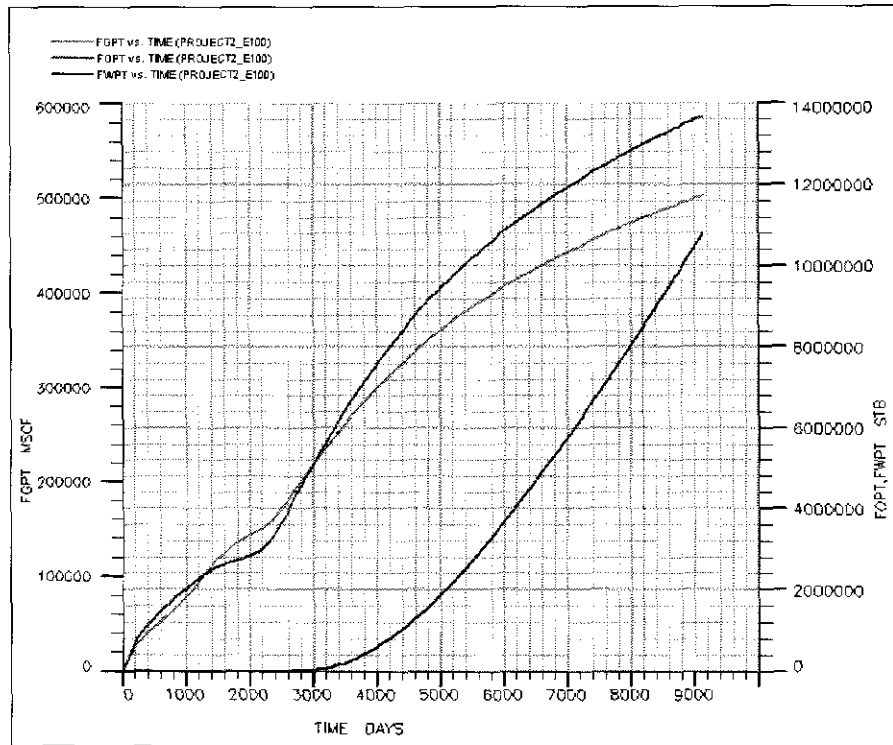


ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

กรณีที่ 2x มีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำจากด้านล่างมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหลังจากทำการผลิตไปแล้วเป็นเวลา 4 ปี โดยมีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุมและมีอัตราการอัดน้ำคงที่เท่ากับ 800 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม



อัตราการผลิตของของไหลกับเวลา (Fluid production rate vs. Time)



ปริมาณของของไหลที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluid production VS. Time)

ภาคผนวก ก

ECONOMIC EVALUATION DATA TABLE

ตารางข้อมูลวิเคราะห์เศรษฐกิจ

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 1 ไม่มีการขุดน้ำ

Oil production total (bbl/year)	ราคาใช้ (2000 \$/bbl)	ค่าภาคหลวง	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการขุดน้ำ	ค่าใช้จ่ายในการสร้างและดำเนินการขุดน้ำ	จำนวนหลุมขุดน้ำ	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมผลิต (บารเรลต่อปี)	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายอุปกรณ์ยกวางหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการเร่งหลุมผลิต		ค่าใช้จ่ายในการยกวางหลุมผลิต	ค่าใช้จ่ายในการยกวางหลุมผลิต	มูลค่าสุทธิ	มูลค่าสุทธิ		
									INTANG	TANG		INTANG	TANG						
0	0	0	0	150,000,000	200,000,000	420,000,000	25	0	0	1,200,000,000	300,000,000	0	0	2,060,000,000	206,000,000				
1	3,650,000	10,220,000,000	1,277,500,000	1,0612	1,0924	1,041	1,262	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	
2	3,650,000	10,220,000,000	1,277,500,000	1,041	1,262	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859
3	3,650,000	10,248,000,000	1,281,000,000	1,262	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
4	3,650,000	10,220,000,000	1,277,500,000	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157	5,460
5	3,528,544	9,879,923,200	987,992,320	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157	5,460	5,769
6	1,900,990	5,322,772,000	532,277,200	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157	5,460	5,769	6,084
7	916,148	2,565,214,400	160,325,900	1,2190	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
8	623,042	1,744,517,600	87,225,880	1,2434	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
9	490,992	1,374,777,600	68,738,880	1,2682	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
10	404,050	1,131,340,000	56,567,000	1,2936	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
11	350,086	980,240,800	49,012,040	1,3195	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
12	312,034	873,695,200	43,884,760	1,3459	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
13	281,090	787,052,000	39,352,600	1,3728	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
14	253,770	710,556,000	35,527,800	1,4002	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
15	230,968	645,870,400	32,293,520	1,4282	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
16	210,088	588,246,400	29,412,320	1,4568	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
17	193,104	540,691,200	27,034,560	1,4859	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
18	178,236	499,080,800	24,953,040	1,5157	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
19	165,608	463,702,400	23,185,120	1,5460	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
20	153,684	430,315,200	21,515,760	1,5769	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
21	143,542	401,917,600	20,055,880	1,6084	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
22	134,516	376,644,800	18,832,240	1,6408	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
23	126,726	364,832,800	17,741,640	1,6734	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
24	119,024	333,267,200	16,663,360	1,7069	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
25	112,328	314,518,400	15,725,920	1,7410	1,487	1,717	1,951	2,190	2,434	2,682	2,936	3,195	3,459	3,728	4,002	4,282	4,568	4,859	5,157
	25,438,270	71,227,156,000	7,421,657,740	150,000,000	200,000,000	420,000,000	25	0	0	1,200,000,000	300,000,000	0	0	10,000,000,000	2,060,000,000	10,000,000,000	0	0	

ปีที่ 4	ปีที่ 5	ปีที่ 6	รวม	ค่าใส่งบประมาณเดิม (6008/มาบปร)	ค่าใส่งบประมาณการปรับปรุง (108/มาบปร)	งบดำเนินงาน	กำไร	ผลกำไรรวม	กำไรสุทธิ	งบกำไรสุทธิ (ต่อปี)	มูลค่าสินทรัพย์สุทธิ	8% DISC FACTOR	กำไรสุทธิ (หลังหักค่าเงินปันผล)	มูลค่าใส่งบ (หลังหักค่าเงินปันผล)
				-150,000,000	150,000,000	-150,000,000	0	-150,000,000	0	-150,000,000	-150,000,000	0.926	-138,888,889	-138,888,889
				-200,000,000	200,000,000	-200,000,000	0	-350,000,000	0	-300,000,000	-350,000,000	0.857	-171,467,764	-310,356,653
				-420,000,000	420,000,000	-420,000,000	0	-770,000,000	0	-420,000,000	-770,000,000	0.794	-333,409,541	-643,766,194
			2,060,000,000	-3,260,000,000	3,260,000,000	-3,260,000,000	4,511,973,570	481,973,570	240,966,785	4,270,966,785	-4,030,000,000	0.735	-2,396,197,320	-3,039,963,514
			2,060,000,000	5,708,026,430	0	5,708,026,430	4,464,563,041	4,946,536,611	2,232,281,520	2,232,281,520	2,473,268,305	0.630	1,406,716,013	1,273,514,339
			2,060,000,000	2,417,936,959	0	2,417,936,959	4,433,947,327	9,380,483,938	2,216,973,664	2,216,973,664	4,690,241,969	0.583	1,293,682,839	2,567,097,178
2,060,000,000	0	0	2,473,052,673	0	2,473,052,673	4,396,878,388	13,747,362,326	20,158,742,198	2,183,439,194	2,183,439,194	6,873,681,163	0.540	1,179,644,258	3,746,741,436
0	0	0	2,515,621,612	0	2,515,621,612	6,411,379,873	29,586,121,985	32,053,689,936	3,205,689,936	3,205,689,936	10,079,371,099	0.500	1,603,643,080	5,350,384,516
0	0	0	2,480,551,007	0	2,480,551,007	3,427,379,387	29,586,121,985	1,713,689,693	1,713,689,693	11,793,060,793	11,793,060,793	0.463	793,769,907	6,144,154,422
0	0	0	1,363,115,413	0	1,363,115,413	1,895,392,613	3,427,379,387	29,586,121,985	1,713,689,693	1,713,689,693	11,793,060,793	0.463	793,769,907	6,144,154,422
0	0	0	670,067,580	0	670,067,580	830,393,480	1,734,820,920	25,320,942,505	867,410,460	867,410,460	12,690,471,253	0.429	372,017,478	6,516,171,901
0	0	0	464,804,650	0	464,804,650	552,030,530	1,192,487,070	26,513,429,578	596,243,535	596,243,535	13,256,714,788	0.397	236,776,511	6,752,948,412
0	0	0	373,617,945	0	373,617,945	442,366,825	932,420,775	27,448,860,951	466,210,387	466,210,387	13,722,925,175	0.368	171,424,592	6,934,373,004
0	0	0	313,609,055	0	313,609,055	370,176,055	761,163,945	28,207,014,295	390,561,972	390,561,972	14,103,507,148	0.340	129,573,335	7,053,946,398
0	0	0	277,158,625	0	277,158,625	326,170,665	654,070,135	28,961,084,430	327,035,067	327,035,067	14,430,542,215	0.315	103,096,092	7,157,041,431
0	0	0	251,974,009	0	251,974,009	295,658,769	578,036,431	29,439,120,861	289,018,216	289,018,216	14,719,560,431	0.292	84,361,662	7,241,403,093
0	0	0	231,625,800	0	231,625,800	270,878,400	516,173,600	29,955,294,461	258,088,800	258,088,800	14,977,647,230	0.270	69,752,849	7,311,155,041
0	0	0	213,203,559	0	213,203,559	248,731,359	461,824,641	30,417,119,102	230,912,321	230,912,321	15,208,559,551	0.250	57,785,584	7,368,941,526
0	0	0	197,670,423	0	197,670,423	229,983,943	415,906,457	30,833,025,559	207,953,228	207,953,228	15,416,512,779	0.232	48,185,272	7,417,126,797
0	0	0	183,635,127	0	183,635,127	213,047,447	375,198,953	31,208,224,511	187,598,476	187,598,476	15,604,112,256	0.215	40,249,131	7,457,375,929
0	0	0	172,165,432	0	172,165,432	199,199,992	341,491,208	31,549,715,720	170,745,604	170,745,604	15,774,857,860	0.199	33,919,596	7,491,295,524
0	0	0	162,067,784	0	162,067,784	187,040,824	312,019,976	31,861,735,896	156,009,988	156,009,988	15,930,867,848	0.184	28,696,556	7,519,992,081
0	0	0	153,615,961	0	153,615,961	176,801,081	286,901,319	32,148,637,015	143,450,660	143,450,660	16,074,318,508	0.170	24,431,940	7,544,423,920
0	0	0	145,406,512	0	145,406,512	166,922,272	263,392,928	32,412,029,943	131,696,464	131,696,464	16,266,014,972	0.158	20,768,445	7,585,192,366
0	0	0	138,526,980	0	138,526,980	158,622,860	243,294,740	32,665,324,683	121,647,370	121,647,370	16,327,662,342	0.146	17,762,694	7,592,955,080
0	0	0	132,412,654	0	132,412,654	151,244,894	225,369,908	32,860,724,690	112,698,953	112,698,953	16,440,362,295	0.135	15,237,232	7,598,192,292
0	0	0	127,239,350	0	127,239,350	144,980,890	209,851,810	33,090,576,399	104,925,905	104,925,905	16,545,268,200	0.125	13,135,340	7,611,327,632
0	0	0	121,896,274	0	121,896,274	138,559,634	194,707,566	33,285,283,966	97,353,783	97,353,783	16,642,641,983	0.116	11,284,639	7,622,612,272
0	0	0	117,339,460	0	117,339,460	133,065,360	181,453,020	33,466,736,966	90,726,510	90,726,510	16,733,368,493	0.107	9,737,451	7,632,348,723
			###		###	###	###	###	###	16,733,368,493	16,733,368,493		7,632,348,723	
												IRR	80.11%	46.28%
												PIR	1.3638	0.6220

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 มีการอัปเดตน้ำมันเหลือสำหรับอัปเดตน้ำมันจากผลผลิตมาแล้ว 2 ปี

Oil production total (bbl/year)	รายได้ (2000 \$/bbl)	ค่าขาดผล	2% Escal Factor	ค่าใช้สอยในการผลิต	กำไรสุทธิ	จำนวนหน่วยผลิต	จำนวนหน่วยผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต
Year																		
0	0		1.0000															
1	2,737,500	7,665,000,000	1.0200	150,000,000	200,000,000	420,000,000	25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2,737,500	7,665,000,000	1.0404				25	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	2,701,898	7,595,428,400																
4	2,665,756	7,465,916,800																
5	2,629,614	7,336,405,200																
6	2,593,472	7,206,893,600																
7	2,557,330	7,077,382,000																
8	2,521,188	6,947,870,400																
9	2,485,046	6,818,358,800																
10	2,448,904	6,688,847,200																
11	2,412,762	6,559,335,600																
12	2,376,620	6,429,824,000																
13	2,340,478	6,300,312,400																
14	2,304,336	6,170,800,800																
15	2,268,194	6,041,289,200																
16	2,232,052	5,911,777,600																
17	2,195,910	5,782,266,000																
18	2,159,768	5,652,754,400																
19	2,123,626	5,523,242,800																
20	2,087,484	5,393,731,200																
21	2,051,342	5,264,219,600																
22	2,015,200	5,134,708,000																
23	1,979,058	5,005,196,400																
24	1,942,916	4,875,684,800																
25	1,906,774	4,746,173,200																
รวม	42,911,256	120,151,516,800						67,298,000	1,200,000,000	300,000,000	10,060,000,000	0	0	0	0	1,800,000	16,000,000	2,063,200,000

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 มีการผลิตน้ำมันสำหรับอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 4 ปี

Oil production total (bbl/year)	วันที่ (2000 B/yr)	ค่าคงที่ (2000 B/yr)	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	ค่าจ้างใน การขุดเจาะ และ การดำเนินงาน	ค่าจ้างใน การดำเนินงาน	ค่าจ้างใน การดำเนินงาน	ค่าจ้างใน การดำเนินงาน	ค่าใช้จ่ายในการผลิต		ค่าใช้จ่ายในการผลิต		ค่าใช้จ่ายในการผลิต		ค่าจ้างในการดำเนินงาน	ค่าจ้างในการดำเนินงาน	ค่าจ้างในการดำเนินงาน	ค่าจ้างในการดำเนินงาน		
									INTANG	TANG	INTANG	TANG	INTANG	TANG					INTANG	TANG
0					150,000,000															
1	2,281,250	6,387,500,000	1.9824	638,750,000	1,8824	28	0	0	1,200,000,000	360,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
2	2,281,250	6,387,500,000	1.1041	638,750,000	1.1041	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
3	2,287,500	6,405,000,000	1.1202	640,500,000	1.1202	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
4	2,281,250	6,387,500,000	1.1497	638,750,000	1.1497	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
5	2,284,225	6,395,600,000	1.1717	639,560,000	1.1717	0	0	8	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
6	2,184,145	6,115,606,000	1.1951	611,560,600	1.1951	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
7	2,163,704	6,058,371,200	1.2190	605,837,120	1.2190	0	0	0	2,928,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
8	2,149,120	6,017,536,000	1.2434	601,753,600	1.2434	0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
9	2,149,120	6,017,536,000	1.2682	601,753,600	1.2682	0	0	0	2,920,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
10	2,155,008	6,034,022,400	1.2936	603,402,240	1.2936	0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
11	2,148,718	6,016,410,400	1.3195	601,641,040	1.3195	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
12	2,111,870	5,913,236,000	1.3728	591,323,600	1.3728	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
13	2,015,288	5,842,744,900	1.4002	584,274,490	1.4002	0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
14	1,903,106	5,328,898,800	1.4282	532,898,800	1.4282	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
15	1,718,560	4,812,024,000	1.4566	481,202,400	1.4566	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
16	1,480,120	4,088,336,000	1.4859	408,833,600	1.4859	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
17	1,134,862	3,177,877,600	1.5157	317,877,600	1.5157	0	0	0	2,828,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
18	915,864	2,563,915,200	1.5460	256,391,520	1.5460	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
19	774,472	2,168,521,800	1.5768	216,852,180	1.5768	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
20	683,360	1,941,464,000	1.6084	194,146,400	1.6084	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
21	657,648	1,841,414,400	1.6406	184,141,440	1.6406	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
22	607,132	1,667,969,600	1.6734	166,796,960	1.6734	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
23	717,936	2,010,220,800	1.7069	201,022,080	1.7069	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
24	747,320	2,082,496,000	1.7416	208,249,600	1.7416	0	0	0	2,820,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000
25	41,881,916	117,549,364,800	10.6631	11,754,936,480	10.6631	0	0	0	81,380,000	300,000,000	10,000,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	2,080,000,000

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 มีการอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 8 ปี

Oil production (barrel (bbl/year))	ต้นทุน (2000 B/บ)	ค่าปริมาตร	%	ค่าใช้สอย	ค่าใช้สอยต่อตัน	ค่าใช้สอยต่อตัน	ค่าใช้สอยต่อตัน	จำนวน	จำนวน	เงินคงค้าง (บาท)		เงินคงค้าง (บาท)		เงินคงค้าง (บาท)		ค่าใช้สอยต่อตัน	ค่าใช้สอยต่อตัน	ค่าใช้สอยต่อตัน	ค่าใช้สอยต่อตัน	
										หัก	หัก	หัก	หัก	หัก	หัก					
0	0	0	1.00%	150,000,000																
1	3,862,750	3,862,900,000	1.00%	200,000,000	433,000,000															
2	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
3	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
4	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
5	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
6	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
7	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
8	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
9	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
10	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
11	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
12	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
13	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
14	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
15	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
16	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
17	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
18	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
19	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
20	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
21	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
22	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
23	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
24	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
25	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	
30	3,862,750	3,862,900,000	1.00%																	

01.07	01.08	01.09	01.10	01.11	01.12	01.13	01.14	02.01	02.02	02.03	02.04	02.05	02.06	02.07	02.08	02.09	02.10	02.11	02.12	03.01	03.02	03.03	03.04	03.05	03.06	03.07	03.08	03.09	03.10	03.11	03.12	04.01	04.02	04.03	04.04	04.05	04.06	04.07	04.08	04.09	04.10									
0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000	0,000,000,000					

IRR 29.63% 22.82% 13.54%

PIR 2.2326 0.5004

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 2 มีการผลิตน้ำมันจากด้านล่างในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 8 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 4 ปี

Oil production total (bbl/year)	รายได้ (2000 B/bl)	ค่าขาดทุน	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน	ค่าจ้างในกรณีที่มีการดำเนินงาน	ค่าจ้างในกรณีที่มีการดำเนินงาน	จำนวนหลุมผลิต	ต้นทุนการผลิต	กำไรสุทธิ	ต้นทุนการผลิต		กำไรสุทธิ	ต้นทุนการผลิต	กำไรสุทธิ	ต้นทุนการผลิต	กำไรสุทธิ	ต้นทุนการผลิต	กำไรสุทธิ	ต้นทุนการผลิต	กำไรสุทธิ		
										INTANG	TANG											
0	0	0	1.0404	420,000,000	200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
1	2,281,250	6,387,500,000	1.0824	638,750,000	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	2,281,250	6,387,500,000	1.1041	638,750,000	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	2,287,500	6,405,000,000	1.1282	640,500,000	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	2,287,500	6,387,500,000	1.1467	638,750,000	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	2,289,204	6,355,927,200	1.1717	615,927,200	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	2,158,758	6,047,325,200	1.1951	604,732,520	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	2,156,993	6,039,936,400	1.2190	603,936,400	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
8	2,149,120	6,017,536,000	1.2434	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
9	2,149,120	6,017,536,000	1.2692	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
10	2,149,120	6,017,536,000	1.2938	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
11	2,155,008	6,034,022,400	1.3185	603,402,240	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	2,149,120	6,017,536,000	1.3459	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
13	2,149,120	6,017,536,000	1.3728	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
14	2,149,120	6,017,536,000	1.4002	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
15	2,155,008	6,034,022,400	1.4282	603,402,240	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	2,149,118	6,017,530,400	1.4568	601,753,040	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	2,149,120	6,017,536,000	1.4859	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	2,149,120	6,017,536,000	1.5157	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	2,155,008	6,034,022,400	1.5469	603,402,240	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
20	2,149,120	6,017,536,000	1.5789	601,753,600	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
21	2,147,808	6,013,862,400	1.6094	601,386,240	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	2,086,344	5,785,763,200	1.6406	578,576,320	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	1,871,476	5,240,132,800	1.6734	524,013,280	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	1,571,028	4,398,878,400	1.7069	439,878,400	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
25	1,233,624	3,454,147,200	1.7410	345,414,720	1,200,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
52,503,728	147,010,436,400	14,406,555,380		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

รูปแบบที่ 1 กรณีที่ 3 มีการอัดน้ำในหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 9 หลุม เริ่มทำการอัดน้ำหลังจากผลิตมาแล้ว 4 ปี

Oil production total (bbl/year)	ราคาดี (2000 \$/bbl)	ค่ากลาง	2% Escal Factor	ค่าใช้จ่ายในการอัดน้ำ	ค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างโครงสร้าง	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจและประเมินผล	จำนวนหลุมที่ผลิต	จำนวนหลุมที่อัดน้ำ	จำนวนหลุมที่อัดน้ำ (รวมเดิม)	ค่าใช้สอยในการเสริมสร้างหลุมผลิต		ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	
										INTANG	TANG									
1	0	150,000,000	1.0300	200,000,000																
0	0		1.0404	420,000,000																
1	2,281,250	6,387,500,000	1.0612				25	0	0	1,200,000,000	300,000,000									
2	2,281,250	6,387,500,000	1.0824				0	0	0											
3	2,287,500	6,405,000,000	1.1041				0	0	0											
4	2,287,500	6,387,500,000	1.1262				0	0	0											
5	2,293,440	6,393,632,000	1.1487				0	0	9	2,628,000										
6	2,293,440	6,393,632,000	1.1717				0	0	0	2,628,000										
7	2,299,896	6,411,146,800	1.1951				0	0	0	2,628,000										
8	2,293,440	6,393,632,000	1.2190				0	0	0	2,628,000										
9	2,293,440	6,393,632,000	1.2434				0	0	0	2,628,000										
10	2,293,440	6,393,632,000	1.2682				0	0	0	2,628,000										
11	2,286,992	6,401,897,600	1.2930				0	0	0	2,628,000										
12	2,233,828	6,254,716,400	1.3185				0	0	0	2,628,000										
13	2,124,746	5,940,288,800	1.3459				0	0	0	2,628,000										
14	1,995,562	5,559,575,800	1.3729				0	0	0	2,628,000										
15	1,755,802	4,915,865,600	1.4022				0	0	0	2,628,000										
16	1,484,124	4,155,547,200	1.4322				0	0	0	2,628,000										
17	1,155,516	3,235,444,800	1.4666				0	0	0	2,628,000										
18	801,888	2,245,566,400	1.5069				0	0	0	2,628,000										
19	484,888	1,604,086,800	1.5540				0	0	0	2,628,000										
20	294,888	1,109,409,200	1.6084				0	0	0	2,628,000										
21	179,888	799,259,840	1.6704				0	0	0	2,628,000										
22	94,888	509,409,200	1.7404				0	0	0	2,628,000										
23	49,888	279,259,840	1.8184				0	0	0	2,628,000										
24	24,888	149,409,200	1.9044				0	0	0	2,628,000										
25	12,444	74,804,600	1.9984				0	0	0	2,628,000										
42,065,668	117,888,199,400	40,593,737,676		0			0	0	0	55,224,000	1,200,000,000	300,000,000								18,000,000

សំណួរ លេខ (លំដាប់ លំដាប់)	បរិមាណ ដំបូង (ដើម)	បរិមាណ ចុង (ចុង)	អត្រាការប្រាក់ (អត្រាការប្រាក់)	អត្រាប្រាក់ ដើម	អត្រាប្រាក់ ចុង	អត្រាប្រាក់ កណ្តាល	អត្រាប្រាក់ កណ្តាល (អត្រាប្រាក់ កណ្តាល)	អត្រាប្រាក់ កណ្តាល (អត្រាប្រាក់ កណ្តាល)	អត្រាប្រាក់ កណ្តាល (អត្រាប្រាក់ កណ្តាល)	អត្រាប្រាក់ កណ្តាល (អត្រាប្រាក់ កណ្តាល)
លេខ	តំលៃ	តំលៃ	អត្រា	តំលៃ	តំលៃ	តំលៃ	តំលៃ	តំលៃ	តំលៃ	តំលៃ
0	100.000.000	-100.000.000	100.000.000	0	100.000.000	-100.000.000	1.000	0	100.000.000	-100.000.000
0	150.000.000	-150.000.000	250.000.000	0	150.000.000	-250.000.000	0,626	0	150.000.000	-250.000.000
0	240.000.000	-240.000.000	480.000.000	0	240.000.000	-480.000.000	0,751	0	240.000.000	-480.000.000
0	853.600.000	-853.600.000	1.707.200.000	0	853.600.000	-1.707.200.000	0,683	0	853.600.000	-1.707.200.000
0	1.610.316.751	2.426.781.849	1.083.161.849	541.580.925	412.805.274	1.501.785.049	0,513	0,513	1.170.549.034	182.337.183
0	1.088.675.900	1.088.675.900	2.177.351.800	547.401.850	412.805.274	1.768.125.562	0,467	0,467	1.170.549.034	182.337.183
0	934.297.257	825.610.547	3.003.576.087	215.586.380	110.398.980	3.381.758.418	0,239	0,239	120.904.944	1.134.806.999
0	276.861.985	627.192.575	4.991.741.343	313.596.287	100.481.891	3.482.250.310	0,218	0,218	120.904.944	1.134.806.999
0	830.942.292	572.675.087	3.576.251.164	298.337.534	286.337.534	3.966.060.747	0,168	0,168	120.904.944	1.134.806.999
0	190.142.991	410.743.609	5.608.544.985	205.371.934	205.371.934	4.054.272.482	0,160	0,160	120.904.944	1.134.806.999
0	180.211.459	337.701.341	6.246.246.325	168.850.670	168.850.670	4.123.123.183	0,280	0,280	48.910.025	1.337.839.982
0	136.404.448	280.477.752	6.526.724.077	140.238.876	140.238.876	4.263.962.038	0,283	0,283	48.910.025	1.337.839.982
0	118.089.441	236.792.759	6.763.516.897	118.268.380	118.268.380	4.381.758.418	0,239	0,239	48.910.025	1.337.839.982
0	102.800.817	200.963.783	6.964.500.619	100.481.891	100.481.891	4.513.112.413	0,218	0,218	48.910.025	1.337.839.982
0	90.903.295	173.220.875	7.137.721.494	89.610.437	89.610.437	4.645.289.662	0,168	0,168	17.135.413	1.442.117.780
0	81.288.154	150.944.246	7.288.885.739	75.472.123	75.472.123	4.783.437.482	0,160	0,160	17.135.413	1.442.117.780
0	72.896.345	132.001.455	7.420.867.195	66.080.728	66.080.728	4.924.981.321	0,149	0,149	10.761.848	1.486.493.761
0	64.839.014	114.293.999	7.534.961.181	57.146.993	57.146.993	5.071.480.590	0,135	0,135	5.219.795	1.486.493.761
0	57.595.661	98.738.832	7.633.898.020	48.368.429	48.368.429	5.225.971.257	0,123	0,123	5.219.795	1.486.493.761
0	50.984.064	84.981.136	7.713.679.158	42.490.568	42.490.568	5.393.437.284	0,102	0,102	3.459.835	1.494.109.490
0	45.023.322	73.077.478	7.791.756.838	36.538.759	36.538.759	5.580.878.317	0,112	0,112	4.000.579	1.490.949.855
0	38.445.879	62.243.127	7.853.056.160	31.121.583	31.121.583	5.780.999.860	0,084	0,084	1.863.692	1.466.436.785
0	34.151.432	52.994.768	7.908.984.528	26.497.384	26.497.384	5.994.874.528	0,076	0,076	1.445.230	1.488.894.015
0	30.126.447	44.900.353	7.951.894.881	22.450.177	22.450.177	6.225.947.441	0,076	0,076	1.063.358	1.500.977.373
0	28.178.888	37.893.912	7.988.788.793	18.946.968	18.946.968	6.480.844.397	0,063	0,063	821.079	1.501.788.452
0	22.440.970	31.534.630	8.021.323.423	15.767.315	15.767.315	6.756.661.711	0,063	0,063	1.501.788.452	1.501.788.452
0	19.103.994	26.049.706	8.047.373.129	13.024.853	13.024.853	7.051.398.152			1.501.788.452	1.501.788.452
0	7.984.855.871	8.047.373.129	4.023.686.565	4.023.686.565	4.023.686.565				47.16%	33.80%

IRR 68.98% 47.16% 33.80%

PIR 1.3278 0.4956

รูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2 มีการผลิตน้ำมันดิบจำนวน 4 หลุม เริ่มทำการขุดนำหลังจากผลิตไปแล้ว 4 ปี

Year	Oil production total (bbl/year)	ราคาดี (2000 ฿/bbl)	ค่าขาดลง	2% Fiscal Factor	ค่าใช้สอยในการขุดนำ	จำนวนแท่งเหล็ก	จำนวนแท่งเหล็ก	จำนวนแท่งเหล็ก	จำนวนแท่งเหล็ก	ค่าใช้จ่ายในการขุดนำ		ค่าใช้สอยในการขุดนำ	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน		ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	ค่าใช้สอยในการดำเนินงาน	
										INTANG	TANG		INTANG	TANG						
					100,000,000															
0	0	0	0	1.0000	158,080,000															
1	1,251,130	3,428	3,503,184,260	1.0624																
2	811,285	2,223	2,271,588,840	1.1041																
3	657,379	1,801	1,840,680,080	1.1262																
4	528,119	1,450	1,481,533,200	1.1487																
5	195,800	936	547,400,840	1.1717																
6	280,841	730	754,893,400	1.1951																
7	440,701	1,207	1,233,961,400	1.2190																
8	644,589	2,314	2,364,848,360	1.2034																
9	908,511	2,488	2,543,830,800	1.2682																
10	776,875	2,128	2,174,690,000	1.2896																
11	682,630	1,970	1,811,382,800	1.3193																
12	592,855	1,824	1,659,434,000	1.3459																
13	407,557	1,117	1,141,158,200	1.3729																
14	337,745	925	945,686,000	1.4002																
15	298,696	818	836,040,800	1.4282																
16	268,236	729	745,460,800	1.4568																
17	240,905	660	674,534,000	1.4859																
18	219,787	602	615,347,800	1.5157																
19	202,188	554	566,073,200	1.5460																
20	185,095	510	521,066,000	1.5769																
21	172,783	473	485,798,400	1.6084																
22	161,255	442	451,514,000	1.6406																
23	150,863	413	421,856,400	1.6734																
24	137,187	378	384,151,600	1.7069																
25	126,114	346	353,119,200	1.7410																
10,888,885			30,427,222,000																	

ปี 5	ปี 6	ปี 7	ปี 8	ปี 9	ปี 10	ปี 11	รวม	ค่าใช้สอย การขนส่ง (600/ปี/คน)	ค่าใช้สอย การบริการ (600/ปี/คน)	ค่าใช้สอย การบริการ ค่าเช่ารถ (100/ปี/คน)	รวมรายปี	ค่าใช้ สอย	มูลค่ารวม ตลอดอายุ	มูลค่าต่อ คน	ค่าใช้สอย ค่าเช่ารถต่อ คน	ค่าใช้สอย ค่าเช่ารถต่อ คน	ค่าใช้สอย ค่าเช่ารถต่อ คน	8% DISC FACTOR	ค่าใช้สอย ค่าเช่ารถต่อ คน	ค่าใช้สอย ค่าเช่ารถต่อ คน	ค่าใช้สอย ค่าเช่ารถต่อ คน	
							5000000	100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	0	-100,000,000	0	-100,000,000	0	-100,000,000	0	1.000	-90,506,051	90,506,051	
								150,000,000	250,000,000	0	250,000,000	0	250,000,000	0	250,000,000	0	250,000,000	0	0.826	-123,966,942	214,876,033	
								240,000,000	490,000,000	0	490,000,000	0	490,000,000	0	490,000,000	0	490,000,000	0	0.751	-180,315,552	395,191,552	
							421,600,000	859,600,000	-1,343,600,000	0	-859,600,000	0	-859,600,000	0	-859,600,000	0	-859,600,000	0	0.683	-585,020,285	978,211,871	
							421,600,000	1,408,238,389	2,096,924,891	753,324,891	1,954,812,080	376,682,448	1,720,282,448	977,456,034	3,088,424,825	1,914,410,828	1,914,410,828	1,914,410,828	0.424	1,086,147,634	89,935,763	429,068,081
							421,600,000	1,070,011,663	1,201,587,177	2,883,398,887	454,228,908	1,431,684,943	513	233,091,262	662,159,333				0.487	148,799,085	811,956,419	
							421,600,000	838,317,913	642,215,287	3,505,565,173	321,107,643	1,752,792,587	0.487	148,799,085	811,956,419				0.424	1,086,147,634	89,935,763	429,068,081
							1,600,000	164,591,188	382,839,852	3,888,424,825	191,410,828	1,914,410,828	0.424	1,086,147,634	89,935,763	429,068,081			0.386	102,483,744	995,622,855	
							1,600,000	223,390,524	531,832,878	4,287,431,640	432,888,969	2,643,715,820	0.350	152,004,637	1,147,627,492				0.350	152,004,637	1,147,627,492	
							1,600,000	368,587,481	897,373,939	5,287,431,640	432,888,969	2,643,715,820	0.350	152,004,637	1,147,627,492				0.350	152,004,637	1,147,627,492	
							1,600,000	731,108,788	1,827,739,591	6,915,171,230	813,889,795	3,457,585,915	0.318	269,323,908	1,408,951,460				0.318	269,323,908	1,408,951,460	
							1,600,000	804,986,364	1,738,844,410	8,654,015,646	809,422,206	4,327,007,823	0.290	251,840,645	1,658,792,135				0.290	251,840,645	1,658,792,135	
							0	688,689,289	1,476,020,711	10,190,060,357	738,010,355	3,065,016,178	0.283	194,341,193	1,053,133,328				0.283	194,341,193	1,053,133,328	
							0	499,272,931	1,310,558,218	11,440,584,575	654,279,109	5,720,297,286	0.239	158,868,609	2,010,061,936				0.239	158,868,609	2,010,061,936	
							0	442,135,200	1,128,259,433	12,566,854,008	564,129,716	6,284,427,004	0.218	122,771,063	2,132,772,999				0.218	122,771,063	2,132,772,999	
							0	310,126,112	767,783,158	13,396,657,166	388,891,579	3,933,891,579	0.188	75,950,002	2,208,723,601				0.188	75,950,002	2,208,723,601	
							0	262,145,503	629,843,357	13,966,560,563	314,971,698	6,983,290,282	0.180	55,650,429	2,265,374,330				0.180	55,650,429	2,265,374,330	
							0	238,366,732	551,397,136	14,517,977,011	275,698,569	275,698,569	0.164	45,076,913	2,310,453,249				0.164	45,076,913	2,310,453,249	
							0	214,981,162	480,628,761	15,094,606,462	243,314,360	243,314,360	0.148	35,167,132	2,348,620,981				0.148	35,167,132	2,348,620,981	
							0	198,426,564	435,661,542	15,440,268,004	217,840,771	217,840,771	0.135	29,436,948	2,376,057,376				0.135	29,436,948	2,376,057,376	
							0	184,838,114	393,110,928	15,833,388,832	196,585,484	196,585,484	0.123	24,146,047	2,400,203,376				0.123	24,146,047	2,400,203,376	
							0	173,248,269	357,534,290	16,190,933,222	178,797,145	178,797,145	0.112	19,964,385	2,420,167,762				0.112	19,964,385	2,420,167,762	
							0	162,643,165	325,540,286	16,518,173,518	162,620,148	162,620,148	0.102	16,510,108	2,438,877,870				0.102	16,510,108	2,438,877,870	
							0	154,030,038	298,268,119	16,814,441,637	148,134,059	148,134,059	0.092	13,764,477	2,450,142,346				0.092	13,764,477	2,450,142,346	
							0	148,645,268	274,696,542	17,089,338,220	137,448,291	137,448,291	0.084	11,532,661	2,461,975,008				0.084	11,532,661	2,461,975,008	
							0	139,753,161	253,447,486	17,342,785,766	126,723,743	126,723,743	0.078	9,666,194	2,471,641,201				0.078	9,666,194	2,471,641,201	
							0	129,607,509	227,441,243	17,570,226,948	113,720,621	113,720,621	0.069	7,865,769	2,479,526,970				0.069	7,865,769	2,479,526,970	
							0	121,707,873	205,906,193	17,776,133,142	102,953,097	102,953,097	0.063	6,480,102	2,486,017,072				0.063	6,480,102	2,486,017,072	
							2,116,000,000	7,793,927,023	12,851,088,058	17,776,133,142	8,888,068,571	8,888,068,571	IRR 68.14%	2,488,017,072	33,566				IRR 68.14%	2,488,017,072	33,566	
												PIR 2.9334						PIR 2.9334				

รูปแบบที่ 2 กรณีที่ 2 การอัปเดตค่าด้านสิ่งแวดล้อมสำหรับอัปเดตจำนวน 4 หลุม เริ่มทำการอัปเดตนำผลผลิตไปแล้ว 4 ปี

Oil production total (bbl/year)	Year	ราคาตลาด (2000 \$/bbl)	ค่าขาดทุน	2% Erosion Factor	ค่าใช้จ่ายในกิจกรรมการสำรวจ	ค่าใช้จ่ายในกิจกรรมการสำรวจ	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมผลิต	ค่าใช้สอยในกิจกรรมการผลิต		ค่าใช้สอยในการเจาะหลุมผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต	ค่าใช้สอยในการผลิต
									INTANG	TANG								
1,000				1.000	100,000,000													
1,000				1.000	150,000,000													
1,000				1.004	240,000,000													
0				0														
1,000,532		3,061,889,040	181,368,065	1.0824														
570,815		1,598,281,160	79,914,058	1.1041														
482,378		1,350,553,640	67,532,882	1.1282														
418,958		1,173,983,400	58,654,120	1.1497														
165,321		471,298,800	23,584,949	1.1717														
272,324		762,807,200	38,125,360	1.1951														
807,823		2,261,904,960	141,369,080	1.2190														
1,066,078		2,957,012,800	184,813,300	1.2434														
1,002,648		2,807,417,200	175,463,575	1.2682														
916,613		2,586,516,400	180,407,275	1.2936														
828,348		2,313,777,200	144,811,875	1.3185														
748,276		2,095,171,400	130,848,213	1.3459														
675,395		1,891,104,600	94,555,236	1.3728														
592,515		1,659,042,000	82,952,100	1.4002														
530,690		1,485,932,000	74,296,600	1.4282														
481,068		1,346,993,200	67,349,660	1.4568														
438,804		1,231,731,200	61,566,880	1.4859														
402,951		1,128,262,800	56,413,140	1.5157														
374,903		1,049,728,400	52,488,620	1.5460														
350,584		981,693,200	49,083,180	1.5769														
328,824		922,947,200	46,147,360	1.6084														
309,981		867,960,800	43,394,540	1.6406														
290,671		813,678,800	40,693,940	1.6734														
272,248		762,394,400	38,114,720	1.7069														
255,802		716,245,600	35,812,280	1.7410														
13,670,438		38,277,226,400	2,136,957,432															

ปี 5		ปี 6	ปี 7	ปี 8	ปี 9	ปี 10	ปี 11	ปี 12	ค่าเฉลี่ย		ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย		ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย	ค่าเฉลี่ย	
มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า	มูลค่า
421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	421,600,000	100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	0	-100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	-100,000,000	-100,000,000
										150,000,000	-150,000,000	250,000,000	0	-150,000,000	250,000,000	250,000,000	250,000,000	250,000,000	250,000,000	250,000,000	250,000,000
										240,000,000	-240,000,000	-460,000,000	0	-240,000,000	-460,000,000	-460,000,000	-460,000,000	-460,000,000	-460,000,000	-460,000,000	-460,000,000
										853,600,000	853,600,000	-1,343,600,000	0	853,600,000	-1,343,600,000	-1,343,600,000	-1,343,600,000	-1,343,600,000	-1,343,600,000	-1,343,600,000	-1,343,600,000
										1,282,208,327	1,779,679,513	436,079,513	0	1,282,208,327	436,079,513	218,039,757	1,561,639,757	218,039,757	1,561,639,757	218,039,757	1,561,639,757
										887,639,428	740,441,734	1,778,521,247	0	887,639,428	1,778,521,247	370,220,887	370,220,887	588,260,624	588,260,624	588,260,624	588,260,624
										796,273,635	554,300,005	1,730,901,252	0	796,273,635	1,730,901,252	277,190,002	277,190,002	865,450,628	865,450,628	865,450,628	865,450,628
										752,350,268	420,732,112	420,732,112	0	752,350,268	420,732,112	210,368,056	210,368,056	1,075,816,682	1,075,816,682	1,075,816,682	1,075,816,682
										142,751,200	328,547,800	2,460,160,984	0	142,751,200	2,460,160,984	184,278,800	184,278,800	3,240,000,482	3,240,000,482	3,240,000,482	3,240,000,482
										225,513,695	536,993,305	3,017,174,270	0	225,513,695	3,017,174,270	268,456,653	268,456,653	1,508,587,135	1,508,587,135	1,508,587,135	1,508,587,135
										684,322,324	1,567,582,636	4,584,756,906	0	684,322,324	4,584,756,906	783,791,318	783,791,318	2,292,379,453	2,292,379,453	2,292,379,453	2,292,379,453
										919,878,505	2,037,134,295	8,624,891,200	0	919,878,505	8,624,891,200	1,018,567,147	1,018,567,147	3,310,945,000	3,310,945,000	3,310,945,000	3,310,945,000
										887,639,137	1,919,778,083	8,541,668,264	0	887,639,137	8,541,668,264	959,389,032	959,389,032	4,270,824,832	4,270,824,832	4,270,824,832	4,270,824,832
										823,501,757	1,743,014,643	10,260,683,906	0	823,501,757	10,260,683,906	871,597,321	871,597,321	5,142,341,953	5,142,341,953	5,142,341,953	5,142,341,953
										754,863,286	1,566,813,612	11,843,487,818	0	754,863,286	11,843,487,818	779,406,946	779,406,946	5,921,748,900	5,921,748,900	5,921,748,900	5,921,748,900
										685,247,799	1,398,493,661	13,243,421,420	0	685,247,799	13,243,421,420	698,861,801	698,861,801	6,671,716,716	6,671,716,716	6,671,716,716	6,671,716,716
										614,662,370	1,278,422,230	14,516,843,650	0	614,662,370	14,516,843,650	638,211,115	638,211,115	7,250,921,825	7,250,921,825	7,250,921,825	7,250,921,825
										649,153,700	1,109,988,300	15,628,731,950	0	649,153,700	15,628,731,950	594,844,150	594,844,150	7,814,865,975	7,814,865,975	7,814,865,975	7,814,865,975
										500,882,001	985,039,899	16,814,771,949	0	500,882,001	16,814,771,949	492,520,000	492,520,000	8,307,385,975	8,307,385,975	8,307,385,975	8,307,385,975
										462,390,619	884,602,381	17,498,374,330	0	462,390,619	17,498,374,330	442,301,191	442,301,191	8,740,687,165	8,740,687,165	8,740,687,165	8,740,687,165
										430,622,168	801,109,092	16,306,483,423	0	430,622,168	16,306,483,423	406,554,546	406,554,546	8,150,241,711	8,150,241,711	8,150,241,711	8,150,241,711
										401,783,526	726,479,274	19,026,962,696	0	401,783,526	19,026,962,696	363,239,637	363,239,637	9,513,481,348	9,513,481,348	9,513,481,348	9,513,481,348
										380,745,682	688,982,718	19,695,945,414	0	380,745,682	19,695,945,414	334,491,359	334,491,359	9,847,972,707	9,847,972,707	9,847,972,707	9,847,972,707
										362,641,552	619,021,246	20,314,966,662	0	362,641,552	20,314,966,662	308,510,624	308,510,624	10,157,483,331	10,157,483,331	10,157,483,331	10,157,483,331
										347,281,138	575,698,062	20,890,632,724	0	347,281,138	20,890,632,724	287,833,031	287,833,031	10,445,316,382	10,445,316,382	10,445,316,382	10,445,316,382
										332,689,653	535,221,535	21,425,854,059	0	332,689,653	21,425,854,059	287,910,667	287,910,667	10,712,927,029	10,712,927,029	10,712,927,029	10,712,927,029
										317,879,747	495,939,053	21,921,853,112	0	317,879,747	21,921,853,112	247,999,527	247,999,527	10,960,926,556	10,960,926,556	10,960,926,556	10,960,926,556
										303,394,591	458,699,809	22,360,752,921	0	303,394,591	22,360,752,921	229,449,906	229,449,906	11,190,376,481	11,190,376,481	11,190,376,481	11,190,376,481
										296,526,533	425,719,257	22,809,472,188	0	296,526,533	22,809,472,188	212,959,634	212,959,634	11,403,236,094	11,403,236,094	11,403,236,094	11,403,236,094
										13,954,346	122,319,736	15,470,754,212	0	13,954,346	15,470,754,212	11,403,236,094	11,403,236,094	2,096,854,865	2,096,854,865	2,096,854,865	2,096,854,865

IRR	55.40%	40.90%	28.09%
PIR	3.7634	0.8901	

ประวัติผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร เกิดเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2496 ที่จังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จ การศึกษามัธยมศึกษาตอนปลายที่โรงเรียนเบญจมหาราชจังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษา วิศวกรรมศาสตรบัณฑิตวิศวกรรมโยธาที่มหาวิทยาลัยขอนแก่นในปี พ.ศ. 2518 ได้สอบชิงทุนกรม ทรัพยากรธรณีไปศึกษาต่อในสาขาวิศวกรรมปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2519 ที่มหาวิทยาลัย New Mexico Tech. ประเทศสหรัฐอเมริกา และย้ายการศึกษาไปที่มหาวิทยาลัย The University of Oklahoma สำเร็จ การศึกษาวิศวกรรมปิโตรเลียมมหาบัณฑิตในปี พ.ศ.2520 เริ่มปฏิบัติราชการที่กองเชื้อเพลิง ธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี ตั้งแต่ พ.ศ. 2521 โดยดำรงตำแหน่งวิศวกรปิโตรเลียม 3-7 ผู้อำนวยการ และผู้อำนวยการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิต ปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่ว ประเทศ คำนวณเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบ และกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน้าที่รับผิดชอบ กลั่นกรอง ยกเว้นภาษี การนำเข้า อุปกรณ์สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม กลั่นกรองอนุญาตให้ชาวต่างชาติเข้ามา ปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ติดตามและดูแลควบคุมการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศ ไทย ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยี สุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ และตั้งแต่ พ.ศ. 2543 ดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 และดำรงตำแหน่งรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตั้งแต่ พ.ศ. 2544 ถึงปัจจุบัน

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