

การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝางด้วยวิธีการขุดด้วยน้ำ
โดยใช้การจำลองคอมพิวเตอร์

นายเชษฐา ชุมกระโทก

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ปีการศึกษา 2547

ISBN 974-533-406-5

**SIMULATION STUDY OF OIL RECOVERY IMPROVEMENT
BY WATER FLOODING IN FANG OIL FIELD**

Mr. Chatetha Chumkratoke

**A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the
Degree of Master of Engineering in Geotechnology
Suranaree University of Technology**

ISBN 974-533-406-5

การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝางด้วยวิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้การ
จำลองคอมพิวเตอร์

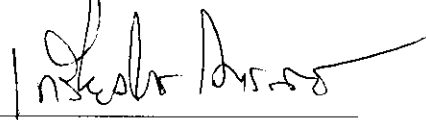
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษา
ตามหลักสูตรปริญญาโทบริหารบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์



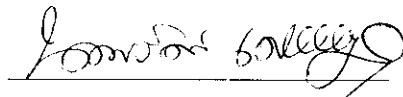
(ผศ. ชารา เล็กอุทัย)

ประธานกรรมการ



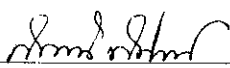
(ผศ. เกียงไกร ไตรสาร)

กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)



(พลตรี ดร. นพรัตน์ เศรษฐกุล)

กรรมการ



(รศ. น.ท. ดร. สราวุฒิ สุจิตจร)

รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ



(รศ. น.อ. ดร. วรพจน์ ชำพิศ)

คณบดีสำนักวิศวกรรมศาสตร์

เชษฐา ชุมกระโทก : การเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางด้วยวิธีการขับด้วย
น้ำโดยใช้การจำลองคอมพิวเตอร์ (SIMULATION STUDY OF OIL RECOVERY
IMPROVEMENT BY WATER FLOODING IN FANG OIL FIELD) อาจารย์ที่
ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร, 446 หน้า. ISBN 974-533-406-5

แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันแหล่งแรกของประเทศไทยที่ได้รับการพัฒนามาจนถึงปัจจุบัน โดยตั้งอยู่ในเขตอำเภอฝาง จ.เชียงใหม่ จัดเป็นแหล่งน้ำมันที่มีขนาดเล็กที่ได้รับการดูแลและจัดการ โดยกรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม ซึ่งน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งน้ำมันแห่งนี้จะถูก นำมาใช้สำหรับกิจการต่างๆ ของกองทัพ โดยเฉพาะการสำรองพลังงานเพื่อใช้ในภาวะฉุกเฉินของ ประเทศ ดังนั้นแหล่งน้ำมันฝางจึงเป็นแหล่งน้ำมันที่มีความสำคัญทางด้านความมั่นคงของประเทศ ในอดีตอัตราการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันฝางมีประมาณ 1,200 บาร์เรลต่อวัน แต่ปัจจุบันเหลือ เพียง 700 บาร์เรลต่อวันเท่านั้น จึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องจัดหาวิธีสำหรับเพิ่มอัตราการผลิต น้ำมันดิบให้สูงขึ้น ซึ่งหนึ่งในหลายวิธีการที่ใช้สำหรับเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบคือวิธีการขับด้วย น้ำ ดังนั้นจุดประสงค์ของการศึกษาในครั้งนี้จึงอยู่ที่การวิเคราะห์ค่าของความพรุน ความซึมซาบได้ อัตราการผลิตหรือปริมาณของน้ำมันดิบที่จะผลิตได้เพิ่มขึ้นเมื่อมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ โดยทำการศึกษาจากแบบจำลองทางคอมพิวเตอร์ ซึ่งขั้นตอนในการศึกษาประกอบไปด้วย 1) การ รวบรวมข้อมูลการผลิต ข้อมูลการเจาะและข้อมูลแหล่งกักเก็บของแหล่งน้ำมันฝางและแหล่งน้ำมัน อื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง 2) ทำการวิเคราะห์ข้อมูลเพื่อใช้ในการศึกษา 3) การสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ จากการรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลโดยโปรแกรมอภินิหารซอฟต์แวร์ 4) ทดสอบแบบจำลอง คอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นในรูปแบบต่างๆ โดยใช้ข้อมูลจากสถานะจริง และจากการทดสอบ แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งน้ำมันฝางเมื่อมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ใน แบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะสามารถช่วยให้ปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งกัก เก็บเพิ่มขึ้นประมาณ 4-6% หรือประมาณ 170,000-250,000 บาร์เรล ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำและการ กระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ โดยที่อัตราการอัดน้ำสูงกว่าและมีการกระจายของหลุมอัดน้ำกว้าง กว่า จะสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้สูงกว่ารูปแบบที่มีอัตราการอัดน้ำต่ำและมีการ กระจายของหลุมอัดน้ำน้อยกว่า ซึ่งถือว่าวิธีการขับด้วยน้ำมีประสิทธิภาพดีพอที่จะนำมาใช้เพื่อเพิ่ม ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝางได้ โดยจากผลการศึกษาในครั้งนี้จะสามารถช่วยในการวาง แผนการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝางของกรมการพลังงานทหารได้ต่อไปในอนาคต

สาขาวิชา เทคโนโลยีธรณี _____

ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ปีการศึกษา 2547

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

CHATETHA CHUMKRATOKE : SIMULATION STUDY OF OIL
RECOVERY IMPROVEMENT BY WATERFLOODING IN FANG OIL
FIELD. THESIS ADVISOR : ASST. PROF. KRIANGKRAI TRISARN
446 PP. ISBN 974-533-406-5

POROSITY/PERMEABILITY/OIL PRODUCTION RATE/RESERVOIR
SIMULATION/WATERFLOODING METHOD

Fang oil field is the first developed oil field of Thailand. It is a small oil field and in Amphor Fang, Changwat Chiang Mai. This oil field is managed and operated by the Defense Energy Department. Oil productions from this field are used by the military and are considered as a very important strategic resource for the Thai army. In the past, the primary production rate of Fang oil field was 1,200 barrel per day but today the production rate is declined as low as 700 barrel per day. Thus it is necessary to find the method for increasing the production rate in the Fang oil field. One of the methods for increasing oil recovery is water flooding. The purpose of this study is therefore to analyze the porosity, permeability, production rate, additional oil recovery and water flooding performance of Fang oil field by simulation model. The methodologies for this study are as follows: 1) to collect the production data, drilling data and rock or reservoir data of Fang oil field and related fields, 2) to analyze the data for using in this study, 3) to create simulation model from available data by computer program that is ECLIPSE program, and 4) to test the simulation model in several pattern by the real condition. The simulation results show that the waterflooding application can increase oil production from reservoir about 4-6%

(170,000-250,000 bbl) depending on the water injection rate and the distribution of injection well. The high water injection rate and wide injection well distribution can produce oil more than the low water injection rate and small distribution of injection well. Thus the waterflooding method has add efficiency for increasing oil production in Fang oil field and the result of this study can be used help to design the plan of Fang oil field production operation for the future.

School of Geotechnology

Student's Signature _____

Academic Year 2004

Advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี ผู้วิจัยขอกราบขอบพระคุณบุคคลและกลุ่มบุคคลต่างๆที่ได้ให้คำปรึกษา แนะนำ ช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งในด้านวิชาการและด้านดำเนินงานวิจัย ได้แก่

- ผู้ช่วยศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์
- คณาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
- พลตรี ดร. นพรัตน์ เศรษฐกุล อาจารย์ประจำสำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์และทรัพยากร มหาวิทยาลัยวลัยลักษณ์ ที่กรุณาให้คำปรึกษาทั้งในด้านวิชาการและการดำเนินงานวิจัย
- พันเอกสุทัศน์ ศรีหิรัญ, นาวาโทจรัญ ก้อนสมบัติ, ร้อยเอกณรงค์ บุญรัตน์, ร้อยโทอุดมพล พรหมทอง, ร้อยโทฐากร เทียงบุญ และร้อยตรีรังสรรค์ นันทจันทร์ นายทหารสัญญาบัตรประจำกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ที่กรุณาให้คำปรึกษาในด้านวิชาการและเอื้อเฟื้อในการจัดหาและรวบรวมข้อมูล
- เจ้าหน้าที่ประจำแผนกธรณีวิทยาและเจ้าหน้าที่ประจำแผนกผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ที่กรุณาเอื้อเฟื้อในการจัดหาและรวบรวมข้อมูล
- คุณสุวรรณี รัตนภรานุเดช นักศึกษาระดับปริญญาโท สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่กรุณาให้คำปรึกษาด้านการใช้โปรแกรมและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน ที่กรุณาเอื้อเฟื้ออุปกรณ์และโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการทำการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ในครั้งนี้

ท้ายนี้ ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา ที่ให้การอบรมเลี้ยงดูและส่งเสริมการศึกษาเป็นอย่างดีตลอดมาในอดีต จนทำให้ผู้วิจัยประสบความสำเร็จในชีวิตตลอดมา

นายเชษฐา ชุมกระโทก

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย).....	ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ).....	ข
กิตติกรรมประกาศ.....	ง
สารบัญ.....	จ
สารบัญตาราง.....	ญ
สารบัญรูป.....	ฉ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ.....	ษ
บทที่	
1. บทนำ.....	1
1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย.....	2
1.2 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย.....	2
1.3 สมมติฐานของการศึกษาวิจัย.....	2
1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย.....	3
1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย.....	3
2. ปรัชญ่วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	5
2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย.....	5
2.1.1 แอ่งฝาง.....	5
2.1.2 แอ่งพิษณุโลก.....	5
2.1.3 แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสน.....	6
2.1.4 แอ่งปัตตานี.....	6
2.1.5 แอ่งชุมพร.....	6
2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในบริเวณพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย.....	8
2.2.1 แหล่งน้ำมันฝาง.....	8
2.2.2 แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี.....	12
2.2.3 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์.....	13

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.2.4 แหล่งน้ำมันอุ้ตองและกำแพงแสน	15
2.3 การประยุกต์ใช้วิธีการขั้ด้วยน้ำและการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์	18
3. แหล่งน้ำมันฝ้าง	20
3.1 ลักษณะทั่วไป	20
3.2 ลักษณะทางธรณีวิทยา	25
3.3 ระบบปิโตรเลียม	33
3.3.1 หินต้นกำเนิดน้ำมันในแอ่งฝ้าง	33
3.3.2 หินกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝ้าง	33
3.3.3 หินปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแอ่งฝ้าง	35
3.3.4 แหล่งกักเก็บน้ำมันดิบในแอ่งฝ้าง	36
3.4 แหล่งน้ำมันต่างๆในแอ่งฝ้าง	39
3.4.1 แหล่งน้ำมันไชยปราการ	39
3.4.2 แหล่งน้ำมันแม่สุน	39
3.4.3 แหล่งน้ำมันโป่งนก	44
3.4.4 แหล่งน้ำมันสันทราย	46
3.4.5 แหล่งน้ำมันหนองยาว	50
3.4.6 แหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง	54
3.4.7 แหล่งน้ำมันบ้านธิ	55
4. การทดสอบตัวอย่างและการวิเคราะห์ข้อมูล	60
4.1 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของก๊าซ	60
4.1.1 ส่วนประกอบของก๊าซ	60
4.1.2 Compressibility Factor	64
4.1.3 ความหนาแน่นและความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	69
4.1.4 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของก๊าซ	71
4.1.5 ความหนืดของก๊าซ	72
4.1.6 Isothermal Compressibility	75

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

4.2 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของน้ำมันดิบ.....	78
4.2.1 ความหนาแน่นของน้ำมันดิบ	78
4.2.2 ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ.....	82
4.2.2 ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ.....	82
4.2.3 ความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API.....	83
4.2.4 ความหนืดของน้ำมันดิบ.....	86
4.2.5 ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ	89
4.2.6 Oil Isothermal compressibility.....	91
4.2.7 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน	92
4.3 ข้อมูลคุณสมบัติของน้ำ.....	95
4.3.1 ความเค็มของน้ำ.....	96
4.3.2 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ	99
4.3.3 Water Isothermal Compressibility	102
4.3.4 ความหนืดของน้ำ.....	104
4.4 คุณสมบัติของหินแหล่งกักเก็บน้ำมัน	107
4.4.1 ความพรุนของหิน	108
4.4.2 ความซึมซาบได้ของหิน	109
4.4.3 ความสามารถในการอิมตัวของของไหล	110
4.4.4 Isothermal Compressibility of Rock.....	112
4.5 การคำนวณปริมาณน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝัง	113
5. วิธีการขุดด้วยน้ำ.....	118
5.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขุดด้วยน้ำ.....	118
5.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขุดด้วยน้ำ.....	122
5.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขุดด้วยน้ำ.....	130
6. แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม.....	132
6.1 ทฤษฎี.....	132

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

6.1.1 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	133
6.1.2 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียม	135
6.1.3 การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์	146
6.2 แบบจำลองแหล่งปีโตรเลียม.....	150
6.2.1 ลักษณะทั่วไปของแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียมที่จัดทำขึ้น	150
6.2.2 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียม	154
6.2.3 ลักษณะการทดสอบแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียม	166
6.3 ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียม.....	178
6.3.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มผลิตปีโตรเลียมถึงปัจจุบัน(ปีที่ 13) ...	178
6.3.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 1	184
6.3.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	190
6.3.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	204
6.3.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	218
6.3.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	232
6.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์	246
7. การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์.....	252
7.1 วัตถุประสงค์	252
7.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์	252
7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์.....	253
7.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์	263

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

8. บทสรุป	265
8.1 สรุปผลการวิจัย.....	265
8.2 ข้อจำกัดของการวิจัย.....	274
8.3 การประยุกต์ใช้ผลการศึกษาวิจัย.....	275
8.4 ข้อเสนอแนะในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	275
8.5 ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำไปใช้ในแหล่งน้ำมันฝาง.....	276
รายการอ้างอิง	277
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก. ภาพแสดงพื้นที่ที่ทำการศึกษา แหล่งน้ำมันฝาง อ.ฝาง จ.เชียงใหม่.....	285
ภาคผนวก ข. ไฟล์ข้อมูลสำหรับโปรแกรมอิมัลชันซอฟต์แวร์.....	303
ภาคผนวก ค. ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บ.....	306
ภาคผนวก ง. ภาพแสดงการกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมัน จากการทดสอบแบบจำลอง.....	362
ประวัติผู้เขียน	405

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
3.1 แสดงคุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวในชั้นทรายปางสัก แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	35
4.1 แสดงปริมาณของส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย.....	64
4.2 แสดงปริมาณของส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	64
4.3 แสดงผลการคำนวณจากส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งสันทราย	65
4.4 แสดงผลการคำนวณจากส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งแม่สุ่น	66
4.5 แสดงค่า Compressibility factors ของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย	69
4.6 แสดงค่า Compressibility factors ของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	69
4.7 แสดงค่าความหนืดของก๊าซและ Gas Isothermal Compressibility ของก๊าซตัวอย่าง จากแหล่งน้ำมันสันทรายและแม่สุ่นที่ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	77
4.8 ผลการทดสอบหาความหนาแน่นของน้ำมันตัวอย่างโดยใช้ Mass Balance.....	81
4.9 ผลการทดสอบหาความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่างโดยใช้กราวิตีมิเตอร์	82
4.10 ผลการทดสอบหาความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันตัวอย่างโดยใช้ ไฮโดรมิเตอร์	84
4.11 ผลการคำนวณค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันตัวอย่าง.....	86
4.12 ค่าความหนืดจลน์โดยใช้ HAAKE ViscoTester550.....	88
4.13 ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสันทราย	90
4.14 ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	91
4.15 ค่า Oil isothermal compressibility ของแหล่งน้ำมันสันทราย	92
4.16 ค่า Oil isothermal compressibility ของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	92
4.17 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสันทราย	95
4.18 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	95
4.19 ค่าความต้านทานไฟฟ้าและความเค็มของน้ำตัวอย่าง.....	99
4.20 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำของแหล่งน้ำมันสันทราย.....	102
4.21 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น.....	102

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
4.22 Water Isothermal Compressibility ของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย.....	104
4.23 Water Isothermal Compressibility ของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	104
4.24 ความหนืดของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย	108
4.25 ความหนืดของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น	108
4.26 ความพรุนของชั้นหินทรายในแหล่งน้ำมันฝาง	109
4.27 ความซึมซาบได้ของชั้นหินทรายในแหล่งน้ำมันฝาง	110
4.28 ความสามารถในการอิมตัวของน้ำในชั้นหินทรายในแหล่งน้ำมันฝาง	112
4.29 Isothermal Compressibility ของหินในแหล่งน้ำมันฝาง	113
4.30 ปริมาณน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสันทรายและแม่สุ่น โดยวิธีคำนวณปริมาตร.....	117
4.31 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันต่างๆ ในลุ่มแอ่งฝาง ตั้งแต่เริ่มมีการผลิตจนถึงปี พ.ศ. 2546	117
5.1 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขับในแต่ละรูปแบบของ การกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ	127
6.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์	149
6.2 แสดงความสัมพันธ์ของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทรายกับหลุมผลิตใน แบบจำลองที่จัดทำขึ้น.....	166
6.3 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบหลังจากทำการผลิตไปแล้ว 13 ปี	167
6.4 ตารางเปรียบเทียบผลการทดสอบแบบจำลองในทุกรูปแบบ	247
6.5 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำในบริเวณที่มีการอัดน้ำ.....	250
6.6 ประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการขับด้วยน้ำ.....	251
7.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ลดต่อวันต่อหลุม	254
7.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ลดต่อวันต่อหลุม	255
7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 3 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ลดต่อวันต่อหลุม	256

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
7.4 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการจับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 3 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม	257
7.5 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการจับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 4 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม	258
7.6 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการจับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 4 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม	259
7.7 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการจับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 5 ที่อัตราการอัดน้ำ 50 บาร์ต่อวันต่อหลุม	260
7.8 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการจับด้วยน้ำใน รูปแบบที่ 5 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม	261
7.9 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ เวลา 20 ปี	263
8.1 สรุปผลการทดสอบตัวอย่างของไหลและผลการคำนวณคุณสมบัติของไหล.....	266
8.2 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบหลังจากทำการผลิตไปแล้ว 13 ปี	267
8.3 สรุปผลการคำนวณหาปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งน้ำมันผาง	269
8.4 ตารางเปรียบเทียบผลการทดสอบแบบจำลองในทุกรูปแบบ	270
8.5 ประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการจับด้วยน้ำ.....	272
8.6 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ เวลา 20 ปี	273
ค.1 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ ตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงสิ้นสุดปีที่ 13	307
ค.2 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ ตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงสิ้นสุดปีที่ 13	309
ค.3 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงสิ้นสุดปีที่ 13	311
ค.4 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุมตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงสิ้นสุดปีที่ 13.....	313
ค.5 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุมตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงสิ้นสุดปีที่ 13	315
ค.6 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ โดยใช้รูปแบบที่ 1.....	317

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ค.7 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ โดยใช้รูปแบบที่ 1	318
ค.8 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ โดยใช้รูปแบบที่ 1	319
ค.9 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม โดยใช้รูปแบบที่ 1	320
ค.10 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม โดยใช้รูปแบบที่ 1	321
ค.11 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	322
ค.12 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	323
ค.13 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	324
ค.14 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	325
ค.15 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	326
ค.16 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	327
ค.17 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	328
ค.18 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	329
ค.19 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	330
ค.20 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	331
ค.21 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	332
ค.22 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	333

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ค.23 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w.....	334
ค.24 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w.....	335
ค.25 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	336
ค.26 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w.....	337
ค.27 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w.....	338
ค.28 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w.....	339
ค.29 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w.....	340
ค.30 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w.....	341
ค.31 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w.....	342
ค.32 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w.....	343
ค.33 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w.....	344
ค.34 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w.....	345
ค.35 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	346
ค.36 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w.....	347

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า
ค.37 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w	348
ค.38 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w	349
ค.39 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w	350
ค.40 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการผลิตน้ำ 200 bbl/d/w	351
ค.41 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 50 bbl/d/w	352
ค.42 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 50 bbl/d/w	353
ค.43 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 50 bbl/d/w	354
ค.44 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 50 bbl/d/w	355
ค.45 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 50 bbl/d/w	356
ค.46 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	357
ค.47 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	358
ค.48 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	359
ค.49 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	360
ค.50 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการผลิตน้ำ 100 bbl/d/w	361

สารบัญรูป

รูปที่	หน้า
2.1	แผนที่แอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย7
2.2	ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่างๆในแอ่งฝาง 11
2.3	แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี 13
2.4	แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 15
2.5	ภาพตัดขวางของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ 15
2.6	แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน 17
2.7	ภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน 17
2.8	แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันเบญจมาศ 19
3.1	แผนที่อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ 21
3.2	ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร 22
3.3	กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมปิโตรเลียมภาคเหนือ 22
3.4	กองการก่อกั้นปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมปิโตรเลียมภาคเหนือ 23
3.5	พิพิธภัณฑ์บ่อน้ำมัน 23
3.6	น้ำมันดิบที่แทรกตัวขึ้นมาจากพื้นผิว 24
3.7	แสดงโครงสร้างช่วงชั้นที่ 1 26
3.8	Fang basin geology and sub-basin division 30
3.9	ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-BT-42-02 31
3.10	ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-MS-47-72 32
3.11	ลำดับโครงสร้างชั้นทรายในหินชุดแม่สอด 34
3.12	หินทรายที่ทำหน้าที่เป็นชั้นกักเก็บน้ำมันดิบ 34
3.13	ภาพแสดงระบบปิโตรเลียมในโครงสร้างแม่สอดและโครงสร้างสันทราย 36
3.14	ภาพแสดงลักษณะโครงสร้างและความหนาของชั้นทรายแม่สอด 37
3.15	ภาพแสดง “Up-Dip pinch out” ในแหล่งน้ำมันโป่งนก 37
3.16	ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่างๆในแอ่งฝาง 38
3.17	ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันแม่สอด 40

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
3.18	โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันแม่สุณ40
3.19	กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันแม่สุณ.....41
3.20	ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันแม่สุณ42
3.21	ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-MS-47-7043
3.22	ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันโป่งนก.....44
3.23	กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันโป่งนก45
3.24	ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย46
3.25	โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันสันทราย.....47
3.26	กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสันทราย47
3.27	ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-SS-47-12.....48
3.28	ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสันทราย.....49
3.29	ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันหนองยาว.....50
3.30	โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันหนองยาว51
3.31	กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันหนองยาว.....51
3.32	ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-NY-46-0952
3.33	ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันหนองยาว53
3.34	กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง54
3.35	ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันบ้านธิ55
3.36	โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันบ้านธิ56
3.37	ภาพตัดขวางโครงสร้างสันทราย – โครงสร้างบ้านธิ.....56
3.38	ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันบ้านธิ57
3.39	ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-BT-44-06.....58
3.40	กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันบ้านธิ59
4.1	เครื่องก๊าซโครมาโตกราฟี.....61
4.2	กราฟแสดงผลการทดสอบหาส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย.....62
4.3	กราฟแสดงผลการทดสอบหาส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุณ.....63

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.4 Compressibility factors for natural gases.	68
4.5 กราฟแสดงค่าความหนืดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ความดัน 1 บรรยากาศ และอุณหภูมิแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	73
4.6 กราฟแสดงค่าอัตราส่วนของความหนืดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ ความดัน 1 บรรยากาศ	73
4.7 กราฟแสดงค่าของ $C_{pr} * T_{pr}$ สำหรับก๊าซธรรมชาติ ($1.4 \leq T_{pr} \leq 3.0$)	76
4.8 น้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝาง	79
4.9 น้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝาง	80
4.10 เครื่องชั่งหาความหนาแน่นของของเหลว(Mass Balance).....	81
4.11 กราวิตีมิเตอร์ (Gravity meter).....	83
4.12 ไฮโดรมิเตอร์	84
4.13 ภาพแสดงลำดับชั้นของอะตอม	86
4.14 แสดงแบบจำลองแรงกระทำต่อระนาบ A.....	87
4.15 HAAKE ViscoTester550	88
4.16 น้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝาง.....	96
4.17 เครื่องวัดความต้านทานไฟฟ้าของของเหลว.....	97
4.18 กราฟแสดงค่าความต้านทานไฟฟ้าของสารละลายโซเดียมคลอไรด์	98
4.19 รูปทรงของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในการคำนวณโดยวิธีคำนวณปริมาตร	114
5.1 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน	119
5.2 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	119
5.3 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์.....	120
5.4 แสดงการเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับ วิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์.....	120
5.5 ภาพแสดงกระบวนการจัดการของวิธีการขับด้วยน้ำ.....	121
5.6 แสดงลักษณะของความสามารถในการดึงดูดของเหลวของหินในรูปแบบต่างๆ.....	123
5.7 ภาพแสดงรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำ.....	126

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
5.8	ภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเทอม f_w และ S_w129
6.1	แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ แหล่งปิโตรเลียม..... 134
6.2	การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น.....136
6.3	การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน137
6.4	ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล143
6.5	แบบจำลองชั้นทรายช่วงบนของแบบจำลองที่ทำการทดสอบ152
6.6	แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ153
6.7	ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม..... 155
6.8	ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม155
6.9	การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง.....156
6.10	การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า).....157
6.11	การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....157
6.12	การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง 158
6.13	การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง).....158
6.14	แผนที่แสดงเส้นชั้นความลึก (Depth Contour Map) ของแบบจำลอง160
6.15	แผนที่ชั้นเส้นหนาของแหล่งน้ำมันสันทราย161
6.16	แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทราย เป็นความลึก.....162
6.16	แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นเวลา.....163
6.17	แสดงแนวรอยต่อของน้ำกับน้ำมัน (Oil Water Contact) ในแบบจำลอง164
6.18	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิมตัวด้วยน้ำกับความสามารถใน การให้น้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (S_w VS. K_{ro} & K_{rw})165
6.19	รูปแบบการอัดน้ำแบบ STAGGERED LINE DRIVE 166
6.20	แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1168

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.21 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 (มุมบน)	168
6.22 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 (ด้านข้าง).....	169
6.23 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2	170
6.24 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 (มุมบน)	171
6.25 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 (ด้านข้าง).....	171
6.26 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3	172
6.27 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 (มุมบน)	173
6.28 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 (ด้านข้าง).....	173
6.29 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4	174
6.30 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 (มุมบน)	175
6.31 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 (ด้านข้าง).....	175
6.32 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5	176
6.33 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 (มุมบน)	177
6.34 แบบจำลองการใช้วิธีการจับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 (ด้านข้าง).....	177
6.35 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	179
6.36 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	179
6.37 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	180
6.38 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	180
6.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	181
6.40 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	181

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.41 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	182
6.42 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	182
6.43 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	183
6.44 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา ตั้งแต่เริ่มการผลิตถึงสิ้นสุดปีที่ 13	183
6.45 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	185
6.46 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	185
6.47 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	186
6.48 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อ น้ำมันทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	186
6.49 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	187
6.50 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	187
6.51 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	188
6.52 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	188
6.53 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	189

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.54 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 1	189
6.55 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	191
6.56 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	191
6.57 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	192
6.58 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	192
6.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	193
6.60 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	193
6.61 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	194
6.62 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	194
6.63 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	195
6.64 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	195
6.65 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	196
6.66 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	196

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.67 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	198
6.68 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	198
6.69 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	199
6.70 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	199
6.71 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	200
6.72 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	200
6.73 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	201
6.74 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	201
6.75 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	202
6.76 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	202
6.77 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	203
6.78 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 2 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	203
6.79 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	205

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.80 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	205
6.81 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	206
6.82 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	206
6.83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	207
6.84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	207
6.85 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	208
6.86 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	208
6.87 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	209
6.88 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	209
6.89 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	210
6.90 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	210
6.91 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	212
6.92 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	212

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.93 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	213
6.94 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	213
6.95 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	214
6.96 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	214
6.97 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	215
6.98 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	215
6.99 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	216
6.100 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	216
6.101 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	217
6.102 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 3 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	217
6.103 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	219
6.104 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	219
6.105 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	220

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.106 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	220
6.107 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	221
6.108 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	221
6.109 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	222
6.110 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	222
6.111 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	223
6.112 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	223
6.113 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	224
6.114 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	224
6.115 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	226
6.116 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	226
6.117 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	227
6.118 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	227

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.119 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	228
6.120 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	228
6.121 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	229
6.122 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	229
6.123 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	230
6.124 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	230
6.125 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	231
6.126 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 4 อัตราการอัดน้ำ 200 bbl/d/w	231
6.127 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	233
6.128 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	233
6.129 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	234
6.130 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	234
6.131 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	235

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.132 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	235
6.133 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	236
6.134 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	236
6.135 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	237
6.136 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	237
6.137 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	238
6.138 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	238
6.139 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	240
6.140 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	240
6.141 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	241
6.142 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมัน ทั้งหมดกับเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	241
6.143 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	242
6.144 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	242

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.145 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	243
6.146 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	243
6.147 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	244
6.148 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	244
6.149 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	245
6.150 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	245
6.151 กราฟแสดงความดันในแหล่งกักเก็บ ณ เวลา 20 ปี.....	248
6.152 กราฟแสดงปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี.....	248
6.153 กราฟแสดงปริมาณน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี.....	249
7.1 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20.....	264
7.2 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20 (ต่อ)	264
8.1 กราฟแสดงปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี.....	271
8.2 กราฟแสดงปริมาณน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี.....	271
8.3 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20.....	272
8.4 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20 (ต่อ)	273
ก.1 ลักษณะทั่วไป บริเวณลุ่มแอ่งฝาง	286
ก.2 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	288
ก.3 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันสันทราย.....	290
ก.4 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันบ้านธิ	292
ก.5 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันหนองยาว.....	294

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ก.6	บริเวณพื้นที่หน่วยแยกน้ำ กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม.....295
ก.7	โรงกลั่นน้ำมัน กองการกลั่นปิโตรเลียม296
ก.8	การขนส่งน้ำมันดิบในบริเวณแหล่งน้ำมันฝาง297
ก.9	บริเวณพื้นที่ที่มีการแทรกตัวของน้ำมันดิบสู่พื้นผิว.....298
ก.10	บริเวณพื้นที่ที่มีการแทรกตัวของน้ำมันดิบสู่พื้นผิว พิพิธภัณฑ์บ่อน้ำมัน299
ก.11	ชั้นทรายที่พบบริเวณพื้นผิวในกลุ่มแอ่งฝาง.....300
ก.12	หินที่พบบริเวณขอบแอ่งในกลุ่มแอ่งฝาง302
ง.1	แสดงการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลอง.....363
ง.2	แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 2.....364
ง.3	แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 3.....364
ง.4	แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 4.....365
ง.5	แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 5.....365
ง.6	มาตราส่วนแสดงค่าของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันตามเฉดสี366
ง.7	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 1366
ง.8	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 2367
ง.9	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 3367
ง.10	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 4368
ง.11	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 5368
ง.12	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 6369
ง.13	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 7369
ง.14	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 8370
ง.15	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 9370
ง.16	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 10371
ง.17	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 11371
ง.18	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 12372
ง.19	การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 13372

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
ง.72 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	399
ง.73 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	400
ง.74 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	400
ง.75 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 50 bbl/d/w	401
ง.76 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	401
ง.77 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	402
ง.78 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	402
ง.79 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	403
ง.80 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	403
ง.81 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	404
ง.82 การกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20 กรณีใช้รูปแบบที่ 5 อัตราการอัดน้ำ 100 bbl/d/w	404

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

bbl	=	Barrel
B_g	=	Gas formation volume factor
B_o	=	Oil formation volume factor
B_w	=	Water formation volume factor
cp	=	Centipoise
D	=	Diameter
d	=	Day
ED	=	Displacement efficiency
EA	=	Areal sweep efficiency
EI	=	Vertical sweep efficiency
Erwf	=	Waterflood recovery efficiency
EV	=	Volumetric sweep efficiency
G	=	Cumulative gas in place
GP	=	Cumulative gas production
h	=	Thickness
I	=	Assumed value
i	=	Discount rate
IRR	=	Internal rate of return
k_g	=	Gas permeability
k_o	=	Oil permeability

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

k_w	=	Water permeability
L	=	Length
M	=	Mobility ratio
N	=	Cumulative gas in place
NP	=	Cumulative gas production
P	=	Pressure
P_b	=	Bubble point pressure
P_{cg}	=	Gas capillary pressure
P_{cw}	=	Water capillary pressure
P_g	=	Gas pressure
P_o	=	Oil pressure
P_{sc}	=	Pressure at standard condition
P_w	=	Water pressure
PIR	=	Profit to investment ratio
q	=	Flow rate
r	=	Radius
RHS_i	=	Result of the multiplication equation on the left hand side
R_{so}	=	Solution gas oil ratio
R_{sw}	=	Solution water oil ratio
SCF	=	Standard cubic foot

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

S_g	=	Gas saturation
S_o	=	Oil saturation
S_w	=	Water saturation
t	=	Time
T	=	Temperature
Tsc	=	Temperature at standard condition
z	=	Gas compressibility factor
%	=	Percent
π	=	Constant value equal to 3.1416
Φ_g, Φ_o, Φ_w	=	Flux or phase potential of gas, oil and water
ϕ	=	Porosity
γ_g	=	Specific Gravity of Gas
ρ_g	=	Gas density
ρ_o	=	Oil density
ρ_w	=	Water density
μ_g	=	Gas viscosity
μ_o	=	Oil viscosity
μ_w	=	Water viscosity

บทที่ 1

บทนำ

ในปัจจุบันพลังงานจากปิโตรเลียมเป็นแหล่งพลังงานที่มีความสำคัญสำหรับการพัฒนาของประเทศไทย ทั้งในด้านเศรษฐกิจและด้านสังคม โดยตัวอย่างกิจกรรมต่างๆ ที่มีการใช้พลังงานจากปิโตรเลียมคือ การคมนาคมขนส่ง การอุตสาหกรรม การเกษตรกรรม การผลิตกระแสไฟฟ้าหรือแม้กระทั่งทางด้านความมั่นคงก็มีความจำเป็นอย่างยิ่งยวดในการนำพลังงานจากปิโตรเลียมมาใช้ให้เกิดประโยชน์สูงสุด แต่ในสถานการณ์ปัจจุบันที่การซื้อขายน้ำมันดิบในอุตสาหกรรมโลกมีราคาสูงถึง 50 เหรียญดอลลาร์สหรัฐต่อบาร์เรลน้ำมัน ทำให้ความสามารถในการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศของไทยประสบปัญหาอย่างมาก ในสถานการณ์ที่เศรษฐกิจของประเทศไทยกำลังขยายตัวในปัจจุบันและความต้องการที่จะใช้พลังงานจากปิโตรเลียมมีเพิ่มมากขึ้น แต่ความสามารถในการนำเข้าทรัพยากรปิโตรเลียมจากต่างประเทศกลับมีอยู่น้อยและปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่ในประเทศมีปริมาณที่ไม่เพียงพอต่อความต้องการที่เพิ่มมากขึ้นดังกล่าว โดยเฉพาะอย่างยิ่งที่เป็นน้ำมันดิบ เนื่องมาจากการที่แหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทยมีอยู่ไม่มากและอัตราการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่างๆ ในประเทศกำลังลดลง โดยตัวอย่างของแหล่งน้ำมันดิบที่พบในประเทศไทยได้แก่ แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Sirikit Oilfield) แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (Wichainburi Oilfield) และแหล่งน้ำมันฝาง (Fang Oilfield) โดยสำหรับแหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่มีขนาดเล็ก แต่เป็นแหล่งน้ำมันที่มีความสำคัญอย่างยิ่งยวดในด้านความมั่นคงของประเทศ เนื่องจากแหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันเพียงแหล่งเดียวที่ได้รับการบริหารจัดการโดยศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม ซึ่งแหล่งน้ำมันฝางประกอบไปด้วยแหล่งน้ำมันขนาดเล็กปลีกย่อยอีกหลายแหล่งคือ แหล่งน้ำมันแม่สุ่น แหล่งน้ำมันสันทราย แหล่งน้ำมันหนองยาว แหล่งน้ำมันบ้านธิ แหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง (ปัจจุบันยุติการผลิตแล้ว) แหล่งน้ำมันโป่งนก (ปัจจุบันยุติการผลิตแล้ว) และแหล่งน้ำมันไชยปราการ (ปัจจุบันยุติการผลิตแล้ว) โดยแหล่งน้ำมันดิบทุกแห่งจะเป็นแหล่งน้ำมันที่มีอายุการผลิตที่ค่อนข้างยาวนานยกเว้นแหล่งน้ำมันบ้านธิ ดังนั้นอัตราการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันฝางในปัจจุบันจึงประสบปัญหาลดลงอย่างรวดเร็ว ซึ่งในอดีตแหล่งน้ำมันฝางสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 1200 บาร์เรลต่อวัน แต่ในปัจจุบัน อัตราการผลิตน้ำมันดิบเหลืออยู่เพียง 700 บาร์เรลต่อวันเท่านั้น (กรมการพลังงานทหาร, 2547) โดยลักษณะการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันฝาง ในปัจจุบันเป็นการผลิตน้ำมันดิบในขั้นแรกหรือที่เรียกว่าการผลิตในขั้นปฐมภูมิ (Primary recovery) ซึ่งเป็นการผลิตน้ำมันดิบออกจากแหล่งน้ำมันดิบโดยใช้อุปกรณ์

ต่างๆ เช่น ป้อนสูบแบบ Sucker rod Pumping และ ป้อนแบบจุ่มแช่ (Submersible Pumping) เพื่อช่วยในการสูบน้ำมันดิบขึ้นมาโดยอาศัยแรงดันจากแหล่งน้ำมันดิบและแรงดันจากอุปกรณ์ที่นำมาติดตั้งประกอบกัน ซึ่งอัตราการผลิตของน้ำมันดิบจะลดลงเมื่อความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบลดลง ดังนั้นจึงมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องค้นหาวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง หนึ่งในหลายวิธีสำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบคือ วิธีการจับด้วยน้ำ (Waterflooding) จัดเป็นกระบวนการผลิตในขั้นที่สองหรือที่เรียกว่าการผลิตในขั้นทุติยภูมิ (Secondary recovery) ซึ่งเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ได้รับความนิยมอย่างแพร่หลายเนื่องมาจากวิธีการจับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบที่ไม่ซับซ้อน ค่าใช้จ่ายไม่สูงมากและเป็นวิธีการที่มีประสิทธิภาพสูง ซึ่งในปัจจุบัน บริษัทที่ทำธุรกิจเกี่ยวกับปิโตรเลียมได้มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประยุกต์ใช้ในกระบวนการจับด้วยน้ำ ดังนั้นวิธีการจับด้วยน้ำจึงน่าจะมีประสิทธิภาพที่จะใช้สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง

1.1 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

สำหรับวัตถุประสงค์ในการวิจัยมีดังนี้

1. คำนวณและรวบรวมข้อมูลแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและข้อมูลเกี่ยวกับน้ำมันดิบ สำหรับการปฏิบัติงานและเพื่อการพัฒนาในอนาคต
2. คำนวณหาปริมาณสำรองของน้ำมันดิบและศักยภาพการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง
3. ทำการศึกษาและสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบสำหรับการประยุกต์ใช้กับวิธีการจับด้วยน้ำ
4. คำนวณหาปริมาณและประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบที่จะเพิ่มขึ้น เนื่องจากการใช้วิธีการจับด้วยน้ำในแหล่งน้ำมันฝาง
5. ศึกษาถึงผลกระทบที่เกิดจากการใช้วิธีการจับด้วยน้ำ สำหรับการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง

1.2 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

ในการศึกษาจะมีขอบเขตของการศึกษาวิจัยจำกัดอยู่ในบริเวณลุ่มแอ่งฝาง โดยข้อมูลที่นำมาใช้จะมาจากแหล่งน้ำมันฝาง และ แหล่งปิโตรเลียมอื่นๆ ที่ทำการผลิตจากแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบประเภทหินทราย ซึ่งตั้งอยู่บริเวณภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทยเท่านั้น

1.3 สมมุติฐานของการศึกษาวิจัย

สำหรับการศึกษาวิจัยในครั้งนี้ มีสมมุติฐานดังต่อไปนี้

1. ลักษณะของแหล่งกักเก็บที่จัดทำเป็นแบบจำลองหวั่นการทดสอบนี้ เป็นแหล่งกักเก็บที่ชั้นหินมีความต่อเนื่องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งหมด
2. ค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินที่อยู่ในระนาบเดียวกันจะไม่มีเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น
3. ลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บมีลักษณะการไหลเป็นแบบคงตัว (Steady state flow)

1.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

สำหรับประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัยมีดังนี้

1. ผลของการศึกษาวิจัยนี้ จะช่วยหาปริมาณสำรองของน้ำมันดิบ เพิ่มประสิทธิภาพของการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันฝาง
2. ผลการศึกษาวิจัยนี้สามารถนำมาช่วยลดค่าใช้จ่ายของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือในอนาคต และช่วยยืดอายุการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางให้ยาวนานขึ้น ทำให้ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือสามารถจัดการและมีการใช้เครื่องมือได้อย่างมีประสิทธิภาพและได้ประโยชน์สูงสุด
3. ผลของการศึกษาวิจัยนี้จะช่วยในการกำจัดน้ำเสียที่ได้จากกระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมันดิบ เนื่องจากสามารถใช้ น้ำที่ได้จากกระบวนการบำบัดน้ำเสียอัดกลับเข้าไปในแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบได้
4. เนื่องจากแหล่งน้ำมันฝางได้รับการจัดการและดูแลโดยหน่วยงานด้านความมั่นคงของประเทศ ซึ่งข้อมูลที่ได้จากการศึกษาวิจัยนี้ สามารถช่วยในการวางแผนและจัดการทางด้านพลังงาน สำหรับการสำรองพลังงานเชื้อเพลิงและการใช้ประโยชน์ในอนาคต
5. ได้รับความรู้ในการศึกษาแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม คุณสมบัติต่างๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและความรู้เกี่ยวกับการเพิ่มอัตราการผลิตปิโตรเลียม
6. ได้รับประสบการณ์ในการใช้งานแบบจำลองจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์และการทดสอบแบบจำลองจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์

1.5 ขั้นตอนของการศึกษาวิจัย

สำหรับขั้นตอนของการศึกษาวิจัยมีดังนี้

1. รวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่เป็นหินทรายในยุคเทอร์เชียรี (Tertiary) จากแหล่งอ้างอิงหรืองานวิจัยที่เคยมีผู้ทำการศึกษาวิจัยมาแล้ว

2. รวบรวมข้อมูลการเจาะและข้อมูลการผลิต และทำการเปรียบเทียบกับข้อมูลของหินตัวอย่างจากการเจาะของแหล่งน้ำมันฝาง
3. วิเคราะห์ข้อมูลสำหรับการศึกษาวิจัยครั้งนี้
4. วิเคราะห์ข้อมูลความพรุน (Porosity) ความซึมซาบได้ (Permeability) และการอิ่มตัวด้วยของเหลว (Saturation) ของหินตัวอย่างจากการเจาะ
5. เปรียบเทียบข้อมูลจากหินตัวอย่างกับข้อมูลการหยังธรณีหลุมเจาะสำหรับความสมบูรณ์และถูกต้องของข้อมูล
6. สร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์ โดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์
7. ทำการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้น โดยใช้ข้อมูลจากสถานะจริง สำหรับการคำนวณหาความสามารถในการแทนที่ของน้ำในน้ำมันสำหรับแหล่งน้ำมันฝาง คำนวณผลผลิตที่เพิ่มขึ้น และคำนวณปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้น
8. สรุปข้อมูลที่ได้จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่สร้างขึ้นและทำการเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย (Tertiary Basin in Thailand)

สำหรับแอ่งตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทยเป็นแอ่งตะกอนที่มีความสำคัญต่อการสำรวจปิโตรเลียมเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่พบในประเทศไทย ส่วนใหญ่จะพบในแอ่งตะกอนที่เกิดการทับถมของตะกอนในยุคเทอร์เชียรี ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันฝางหรือแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ โดยจากการศึกษาวิจัยของ Niwat Chinbunchorn, Surawit Praditdan 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 ส่วนในแอ่งแม่สอดและแอ่งแม่มาะจะมีการสำรวจพบหินน้ำมัน (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 ลักษณะของแอ่งพิชฌุโลกเกิดจากการทับถมของตะกอนที่เกิดจากทะเลสาบและทางน้ำ โดยมีความหนาของตะกอนประมาณ 8,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ซึ่งในปัจจุบันมีการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิชฌุโลกเป็นจำนวนมาก อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ หรือแหล่งน้ำมันหนองคูม เป็นต้น

2.1.3 แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสน

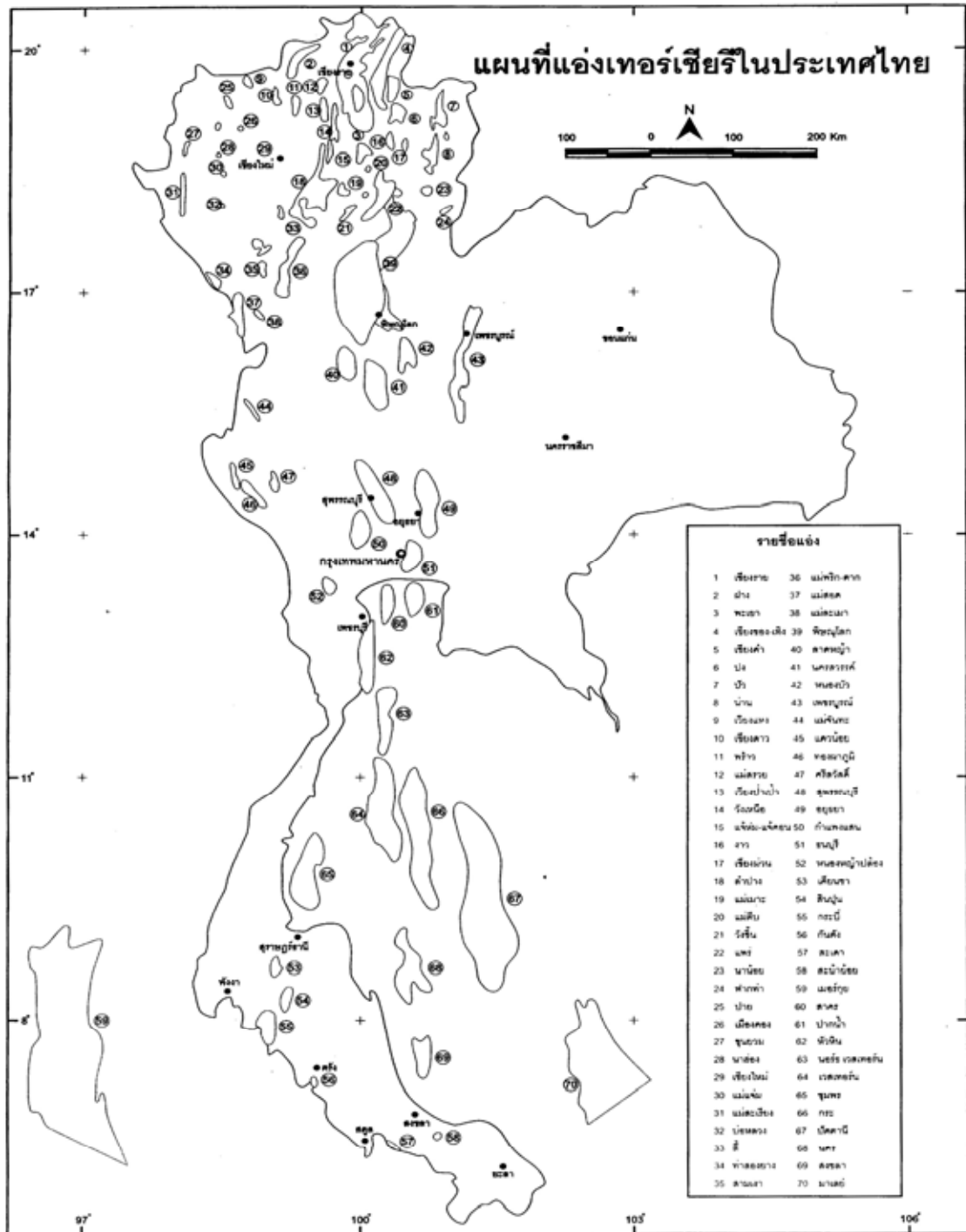
แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสนเป็นแอ่งตะกอนที่มีการสะสมตัวอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนล่างของประเทศ จัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็ก ลักษณะของแอ่งเป็นกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 800 ตารางกิโลเมตร ความหนาของตะกอนประมาณ 3,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ปัจจุบันมีการสำรวจปิโตรเลียมและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมจำนวน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

2.1.4 แอ่งปัตตานี

แอ่งปัตตานี เป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ของอ่าวไทย ปัจจุบันมีการสำรวจพบปิโตรเลียมจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลวและรวมถึงพบน้ำมันดิบด้วย

2.1.5 แอ่งชุมพร

แอ่งชุมพรเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่มีขนาดปานกลางแต่เป็นแอ่งตะกอนที่มีการสำรวจพบน้ำมันดิบและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบเป็นแห่งแรกในบริเวณพื้นที่ของอ่าวไทย ซึ่งได้แก่ แหล่งนางนวล



รูปที่ 2.1 แผนที่แอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542)

2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย (Petroleum Field in Central and Northern of Thailand)

สำหรับแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือและภาคกลางของประเทศไทย จะมีอยู่หลายแหล่ง แต่ที่ค่อนข้างมีความสำคัญจะมีดังนี้

2.2.1 แหล่งน้ำมันฝาง(Fang oil filed)

แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในบริเวณลุ่มแอ่งฝางได้รับการสำรวจพบน้ำมันดิบเป็นเวลานานกว่า 100 ปี และได้ถูกพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมมาจนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันฝางครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร จากการทำการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ(3D Seismic) ของกรมการพลังงานทหารทำให้ทราบถึงลักษณะการวางตัวของแอ่งซึ่งจะวางตัวอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ โดยลักษณะของตะกอนที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งฝางส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนที่เกิดจากทางน้ำเก่า(Nopparat Settakul,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 เมตรและชั้นทรายเป็นที่จัดเป็นหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สำคัญของแหล่งน้ำมันฝาง

3. ตะกอนยุคควอร์เทอนารีและยุคปัจจุบัน โดยทั่วไปจะเรียกตะกอนชุดนี้ว่า หินชุดแม่ฝาง ซึ่งจะประกอบด้วยกรวดและทรายแทรกสลับกับดินเหนียวที่เกิดจากระบบการทับถมของทางน้ำ (fluvial system)

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

- หินต้นกำเนิด (Source rock)

สำหรับศักยภาพของหินต้นกำเนิดในแอ่งฝางจากข้อมูลของตัวอย่างหินที่ได้จากการเจาะสำรวจ ทำให้ทราบว่า ค่า TOC (Total Organic Content) ของแหล่งน้ำมันฝางมีค่าอยู่ในช่วง

1.63-2.67% โดยน้ำหนัก EOM (Extractable Soluble Organic Matter) มีค่าอยู่ในระดับสูง ประมาณ 1074-1646 ppm และมีชนิดของคีโรเจน (Kerogen type) เป็นประเภทสองและสาม

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

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

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

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

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

และสำหรับคุณสมบัติของน้ำมันดิบที่พบในแหล่งน้ำมันฝาง โดยทั่วไปน้ำมันดิบที่พบจะแบ่งเป็น 2 ประเภทได้แก่

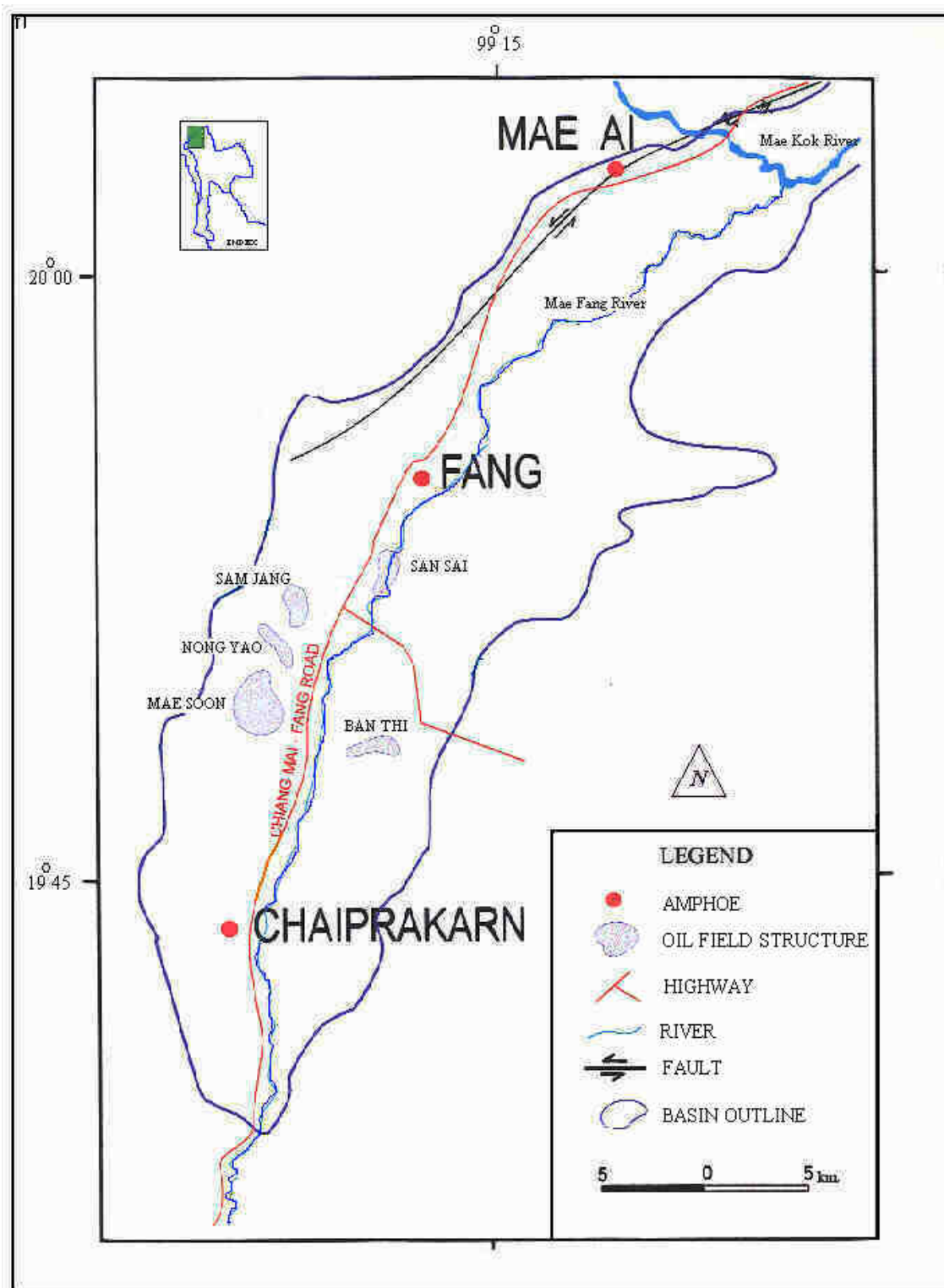
ประเภทที่ 1 จัดเป็นน้ำมันหนักหรือที่มีความหนืดสูง (Asphaltic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ 16° API

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

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

- แอ่งแม่สอด
- แอ่งแม่เมาะ
- แอ่งฝาง
- แหล่งถ่านหินนาโฮ้งและแม่ทีป
- แอ่งลีและบ้านผาเขา

โดยสำหรับแอ่งฝางนั้นได้ทำการศึกษาข้อมูลจากหลุมผลิตน้ำมัน โดยใช้ตัวอย่างแท่งหินที่ได้จากการเจาะในหลุมเจาะ IF30-03S ที่อยู่ในโครงสร้างหนองยาว ซึ่งตั้งอยู่บริเวณทิศตะวันตกของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 3595-4524 ฟุต โดยตัวอย่างแท่งหินที่ได้จะเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่เป็นหินทรายแป้งและหินดินดานที่มีส่วนประกอบของอินทรีย์สาร (organic matter) ที่เกี่ยวข้องกับลิปทิไนต์ (liptinite) 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 และสำหรับหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งวิเชียรบุรี ได้แก่ หินทราย ที่มีชื่อเรียกว่า ชั้นทรายเอฟ (F-sandstone) โดยลักษณะของระบบปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี มีรายละเอียดดังนี้

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

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

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

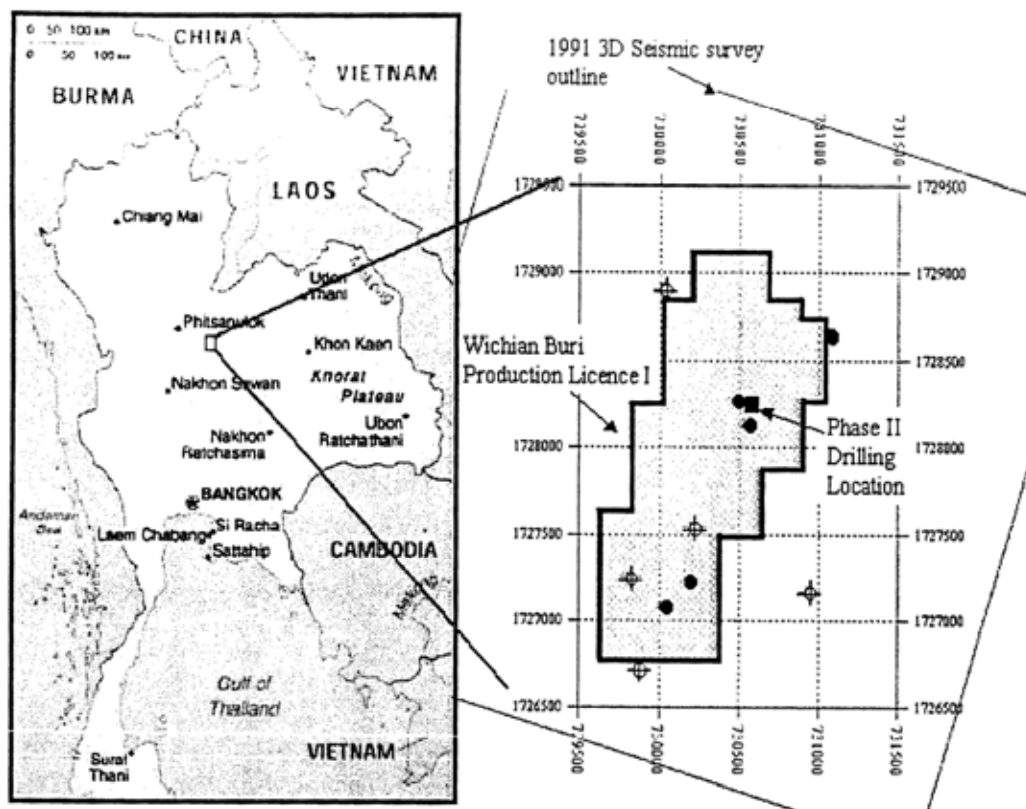
สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีที่ถูกเรียกว่าชั้นทรายเอฟนั้น จัดเป็นหินทราย ที่มีความพรุนประมาณ 25% โดยมีการสะสมตัวอยู่ที่ระดับความลึกตั้งแต่ 920 เมตรถึง 960 เมตร และมีอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประมาณ 70°C

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีส่วนใหญ่จะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (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

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์เป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีพื้นที่อยู่ในบริเวณของแอ่งพิชญ์โลก 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 มีปริมาณสำรองขอน้ำมันที่ได้พิสูจน์แล้วประมาณ 61.76 MMbbl โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะได้รับการขนส่งโดยทางรถไฟเพื่อนำไปทำการกลั่นที่โรงกลั่นน้ำมันที่จังหวัด

ชลบุรีและกรุงเทพมหานคร 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

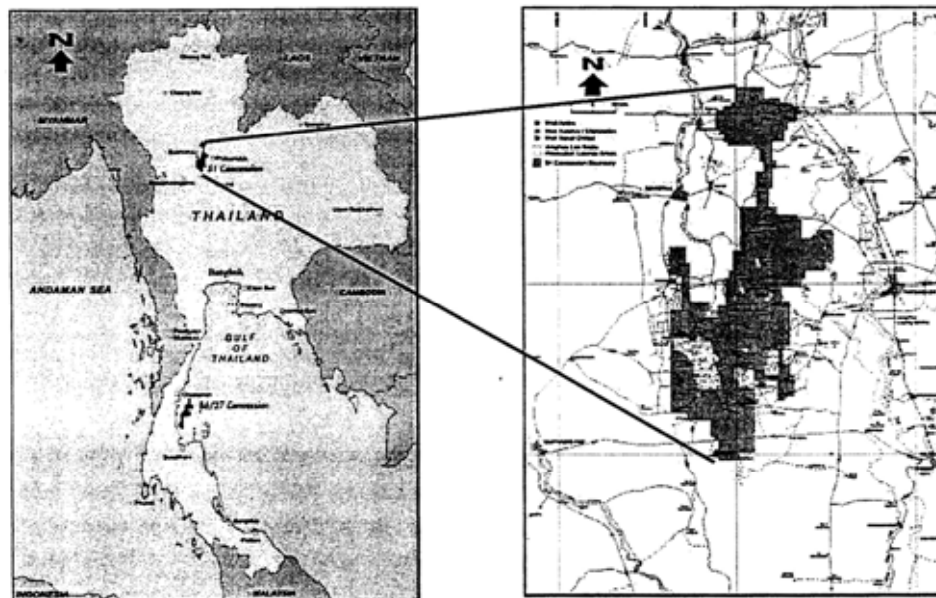
โดยหินต้นกำเนิดดังกล่าว ส่วนใหญ่จะเป็นหินดินเหนียวที่สะสมตัวอยู่ในหมวดหินชุมแสง (Chum Saeng Formation) ซึ่งมีความหนาประมาณ 150-400 เมตร แต่ในบางบริเวณอาจจะพบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีความหนมากถึง 1000 เมตรก็ได้

- หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

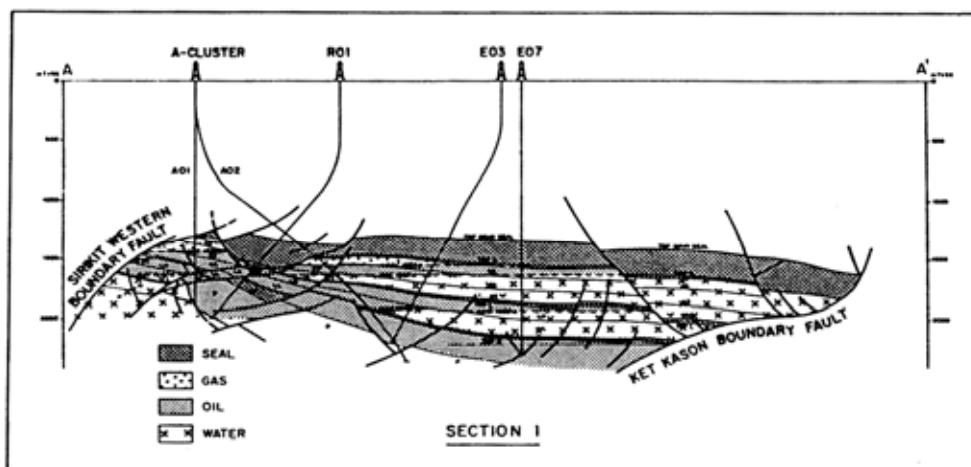
สำหรับหินกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายที่พบในหมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) โดยหินทรายดังกล่าวสามารถแบ่งได้เป็น 5 ชั้นตามระดับความลึก ได้แก่ ชั้นทรายดี (D-sand) ชั้นทรายเค (K-sand) ชั้นทรายแอล (L-sand) ชั้นทรายเอ็ม (M-sand) และชั้นทรายพี (P-sand) (Luechai Wongsirasawad,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

แหล่งน้ำมันอุ้งทองและกำแพงแสนเป็นแหล่งน้ำมันที่มีพื้นที่ตั้งอยู่ในบริเวณแอ่งสุพรรณบุรี 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 ซึ่งในปัจจุบันหลุมผลิตดังกล่าวตั้งอยู่ในแหล่งน้ำมันอุ้งทอง และต่อมาในปี ค.ศ. 1993 บริษัท

ปิโตรเลียมไทยสำรวจและผลิต(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) โดยปริมาณสำรองที่ได้รับการพิสูจน์แล้วของแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสนมีประมาณ 0.85 MMbbl

ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน

- หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock)

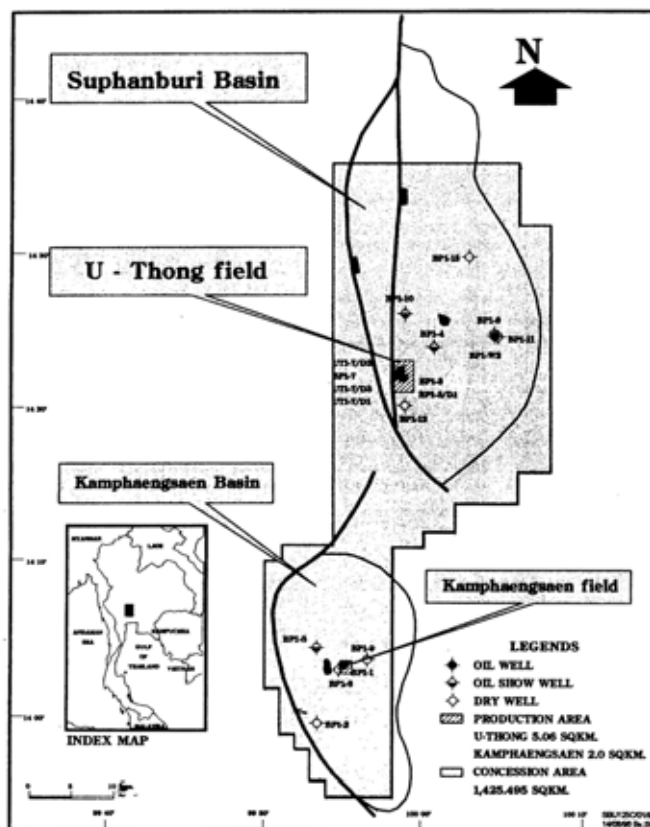
จากการศึกษาของ B.J. Bidston และ J.S. Daniel (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะมาจากหินโคลนที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยตัวแปรที่ทำให้เกิดการกลั่นตัวของน้ำมันออกมาจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้แก่ ความร้อนหรืออุณหภูมิที่อยู่ในบริเวณที่มีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิประมาณ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

- หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock)

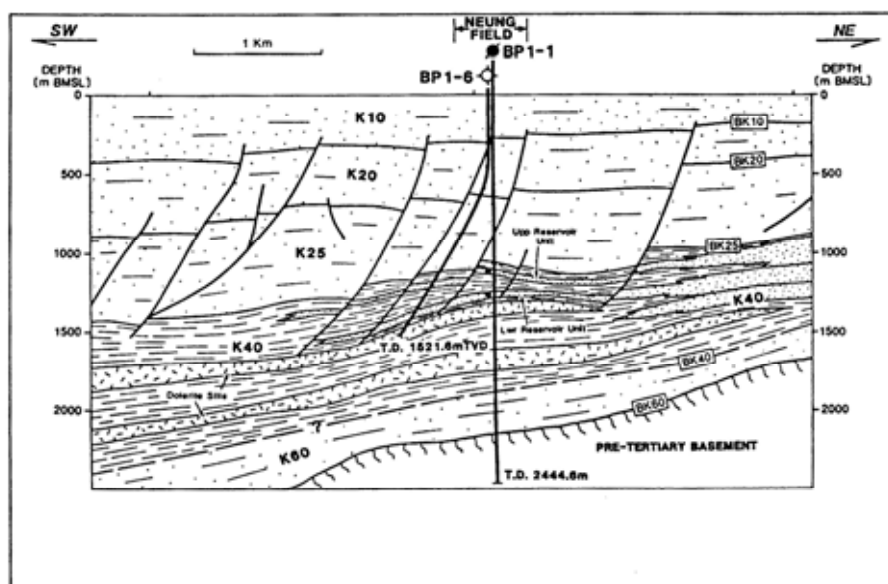
สำหรับหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายยุคเทอร์เชียรีที่เกิดจากการทับถมกันของทางน้ำและทะเลสาบ โดยมีค่าความพรุนประมาณ 12-20% (Hatairat Triamwichanon, 1999)

- แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap)

สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันอู่ทองและกำแพงแสน จะคล้ายกับแหล่งกักเก็บน้ำมันที่พบทั่วไปในแหล่งน้ำมันอื่นๆของประเทศไทย คือส่วนใหญ่จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)



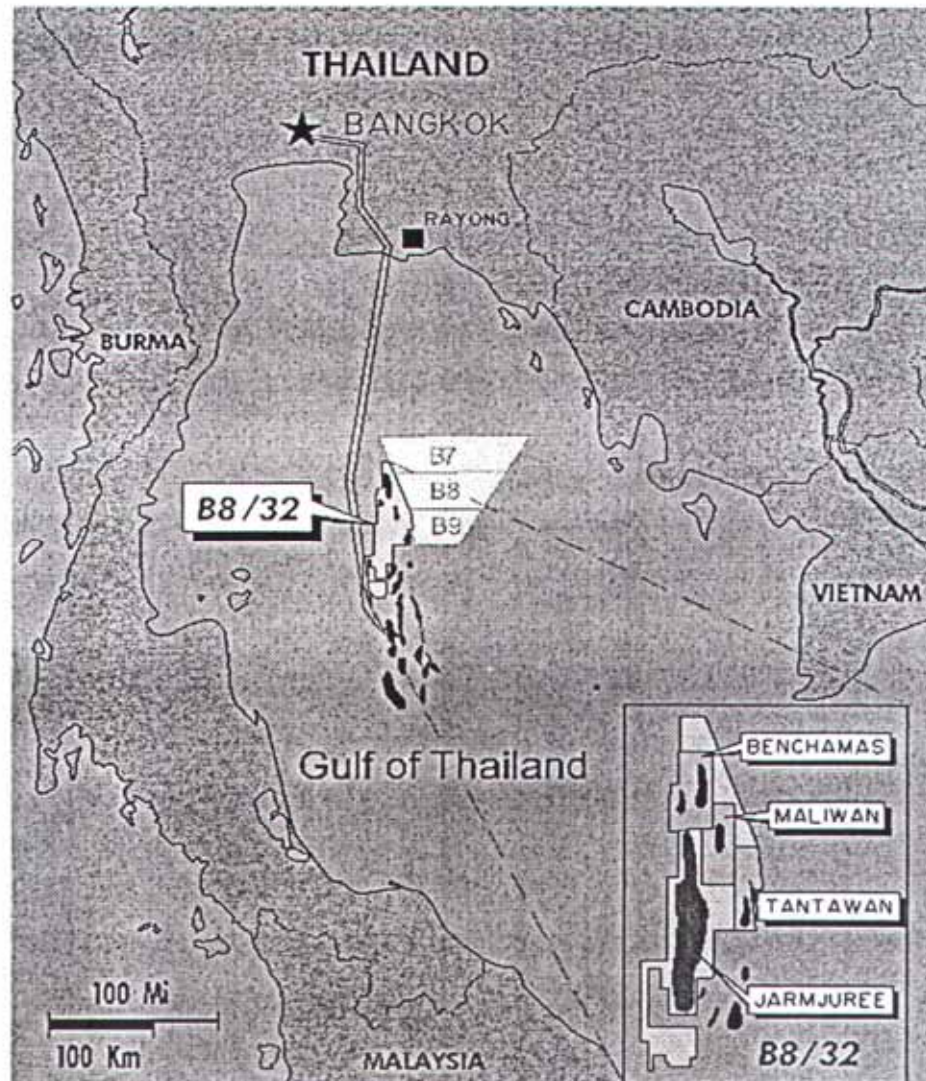
รูปที่ 2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน (Hatairat Triamwichanon, 1999)



รูปที่ 2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอุ้มทองและกำแพงแสน (B.J. Bidston and J.S. Daniel, 1992)

2.3 การประยุกต์ใช้วิธีการขับด้วยน้ำและการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Waterflooding Application and Simulation Study)

ในปัจจุบันการเพิ่มผลผลิตปิโตรเลียมด้วยการนำวิธีการขับด้วยน้ำกำลังได้รับความนิยมในการนำมาใช้อย่างต่อเนื่องและเพิ่มมากขึ้นเนื่องจากเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนและได้ผลตอบแทนที่น่าพอใจ ซึ่งสำหรับแหล่งปิโตรเลียมต่างๆ ในประเทศไทยก็ได้มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้และรวมทั้งมีการสร้างและศึกษาแบบจำลองของแหล่งกักเก็บโดยนำคอมพิวเตอร์มาช่วยในการคำนวณด้วย ซึ่งจากการศึกษาของ Ron Pieterse (1993) ที่ได้ทำการสร้างแบบจำลองของชั้นทรายแอล (L-sand) ที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์และได้ทดลองนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองดังกล่าวด้วย โดยสาเหตุที่เลือกชั้นทรายแอลมาทำการทดสอบเนื่องมาจากชั้นทรายแอลเป็นชั้นทรายที่มีความต่อเนื่องและค่าของความสามารถในการอึดด้วยน้ำมันหลังจากทำการผลิตในชั้นปฐมภูมิยังคงมีค่าที่สูงอยู่ (ประมาณ 50%) นอกจากนี้ชั้นทรายแอลยังเป็นชั้นทรายที่มีค่าเฉลี่ยของความพรุนและความซึมซาบได้ของหินอยู่ในเกณฑ์ที่ดีและในการทดสอบแบบจำลองดังกล่าวโดยทำการจำลองเวลาในการผลิตประมาณ 16 ปี (ตั้งแต่ ค.ศ.1994-2010) ซึ่งจากผลการทดสอบแบบจำลองดังกล่าวได้คาดการณ์ว่า วิธีการขับด้วยน้ำจะสามารถช่วยทำให้การผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์เพิ่มขึ้นจาก 27% เป็น 39% (เพิ่มขึ้น 12%) และนอกจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์แล้วยังมีแหล่งปิโตรเลียมอื่นๆ ที่นำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ด้วย ได้แก่ แหล่งเบญจมาศ โดยแหล่งเบญจมาศตั้งอยู่ในบริเวณอ่าวไทย (รูปที่ 2.8) ซึ่งในปัจจุบันได้รับการดูแลและจัดการโดยบริษัท Chevron offshore (Thailand) Ltd. แหล่งเบญจมาศเริ่มต้นการผลิตในปี ค.ศ. 1999 และต่อมาในปลายปี ค.ศ. 2000 ได้มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยนำน้ำทะเลมาใช้ในการอัดลงไปในพื้นที่กักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งในปัจจุบันมีความจุของปริมาณน้ำที่ใช้สำหรับการเพิ่มผลผลิตด้วยวิธีการขับด้วยน้ำประมาณ 80,000 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการอัดโดยใช้ความดันประมาณ 2,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (Thakun Jiwalai, Surat Thurachen และ Chaayan Chaikiturajai, 2002) และสำหรับสาเหตุที่มีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแหล่งเบญจมาศเนื่องจากความหนืดของแหล่งเบญจมาศมีค่าที่เหมาะสมหรืออาจจะกล่าวได้ว่าค่าอัตราส่วนการเคลื่อนที่ (mobility ratio) ในแหล่งเบญจมาศมีค่าน้อยกว่าหนึ่งซึ่งเป็นค่าที่เหมาะสมในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ และจากการศึกษาโดยใช้แบบจำลองของแหล่งเบญจมาศที่สร้างจากโปรแกรมคอมพิวเตอร์คาดการณ์ว่าวิธีการขับด้วยน้ำจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งเบญจมาศที่จะผลิตได้ในชั้นปฐมภูมิจากเดิมประมาณ 10-20% เป็น 25-40% แต่จะขึ้นกับคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมด้วย (Thakun et al., 2002)



รูปที่ 2.8 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันเบญจมาศ (Thakun et al., 2002)

บทที่ 3

แหล่งน้ำมันฝาง

3.1 ลักษณะทั่วไป

แหล่งน้ำมันฝาง เป็นแหล่งน้ำมันที่มีขนาดเล็ก โดยตั้งอยู่ในแอ่งฝาง บริเวณอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งเป็นพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย แหล่งน้ำมันฝางตั้งอยู่ห่างจากจังหวัดเชียงใหม่ประมาณ 148 กิโลเมตร ไปตามถนนสายเชียงใหม่-ฝาง-แม่จัน (ทางหลวงหมายเลข 107) ประชากรส่วนใหญ่ประกอบอาชีพทำการเกษตรกรรม แหล่งน้ำมันฝางมีเนื้อที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร มีพื้นที่ส่วนใหญ่สูงกว่าระดับน้ำทะเลประมาณ 500 เมตร แต่เดิมแหล่งน้ำมันฝางมีชื่อเรียกว่า บ่อน้ำมันฝาง จัดเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่มีประวัติยาวนานมากกว่า 100 ปี ถือเป็นแหล่งปิโตรเลียมแห่งแรกของประเทศไทย เนื่องจากในอดีตมีการค้นพบน้ำมันดิบที่แทรกตัวขึ้นมาบนพื้นผิว (Oil seepage) และต่อมามีการนำน้ำมันดิบนั้นมาใช้ประโยชน์โดยหน่วยงานต่างๆ ซึ่งในปัจจุบันแหล่งน้ำมันฝางจึงได้รับการดูแลและจัดการโดยศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม (รูปที่ 3.1 ถึงรูปที่ 3.6) ซึ่งหน้าที่หลักของแหล่งน้ำมันฝาง ถือเป็นแหล่งทรัพยากรทางด้านพลังงานแก่กองทัพไทย เพื่อไว้ใช้ประโยชน์เมื่อมีภาวะฉุกเฉินเกิดขึ้น จากข้อมูลของกรมการพลังงานทหาร ทำให้ทราบว่าแหล่งน้ำมันฝางได้รับการพัฒนาโดยมีหน่วยงานต่างๆ มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2464 จนถึงปัจจุบัน ดังนี้

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

ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีการตรวจพบแหล่งน้ำมันที่อยู่ใน โครงสร้างเปลือกย่อยในบริเวณแอ่งฝางหลายโครงสร้าง และทำการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมมากกว่า 100 หลุม ซึ่งในปัจจุบันอัตราการผลิตน้ำมันดิบจากแอ่งน้ำมันฝางมีประมาณ 700 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการก่อกำเนิดจากโรงกลั่นขนาดเล็กที่จัดตั้งและดูแลโดยกรมการพลังงานทหารเช่นเดียวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



รูปที่ 3.1 แผนที่อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ (เส้นทาง, ทางน้ำ)



รูปที่ 3.2 ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร



รูปที่ 3.3 กองอำนวยการและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ



รูปที่ 3.4 กองการกลั่นปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ



รูปที่ 3.5 พิพิธภัณฑ์บ่อต้นขาม



รูปที่ 3.5 พิพิธภัณฑ์บ่อต้นขาม (ต่อ)



รูปที่ 3.6 น้ำมันดิบที่แทรกตัวขึ้นมาบนพื้นผิว (Oil seepage)

3.2 ลักษณะทางธรณีวิทยา

สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝางจะเป็นแอ่งตะกอนที่เกิดจากการทับถมเนื่องจากทางน้ำและทะเลสาบ โดยจากข้อมูลการแปลความหมายจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือน (Seismic exploration) สามารถแบ่งชั้นหินออกเป็น 5 ช่วงชั้น (Horizon) โดยอาศัยคุณสมบัติการสะท้อนของคลื่นที่เด่นชัดระหว่างรอยต่อของหิน 2 ชั้นที่แตกต่างกันซึ่งส่วนมากจะเป็นลักษณะเด่นของรอยชั้นหินไม่ต่อเนื่อง (Unconformity) และจากการศึกษาของ ดร.ถวัลย์ ชื่นชม (2534) ได้ทำการแบ่งชั้นหินในบริเวณแอ่งฝางได้ดังนี้

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

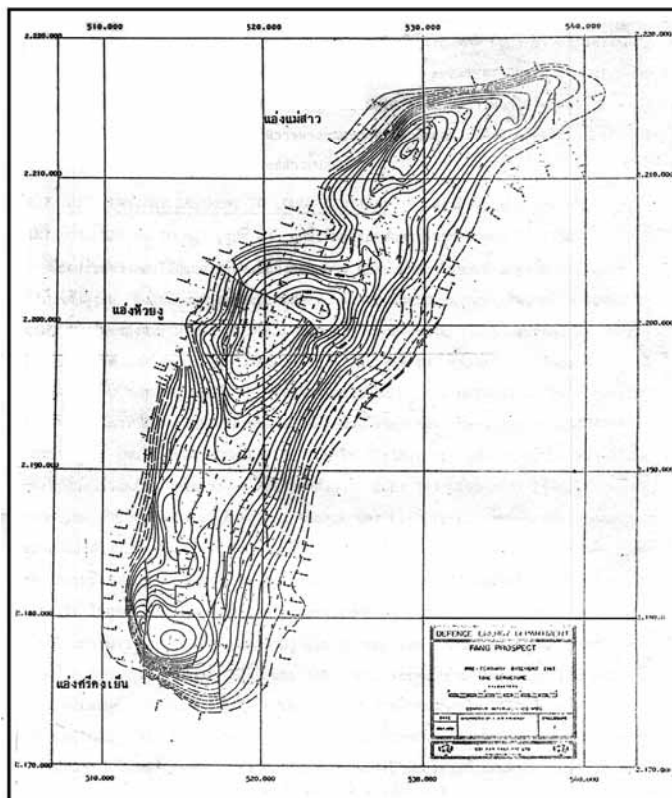
โดยรายละเอียดของช่วงชั้นต่าง ๆ มีดังนี้

ช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1 ; H1) จัดเป็นชั้นหินที่เกิดก่อนยุคเทอร์เชียรี (Pre-Tertiary) หินส่วนใหญ่จะประกอบไปด้วยหินตะกอน (Sedimentary rock) หินแปร (Metamorphic rock) และหินอัคนี (Igneous rock) กระจายอยู่ทั่วแอ่ง บริเวณขอบแอ่งด้านตะวันตกพบหินยุคแคมเบรียน (Cambrian) จนถึงยุคเพอร์เมียน (Permian) และพบหินแกรนิต (Granite) ที่เกิดในยุคคาร์บอนิเฟอรัส (Carboniferous) นอกจากนี้ในบริเวณขอบแอ่งทางด้านทิศตะวันออกจะพบหินยุคจูแรสสิก ไชลูเลียน จนถึงดีโวเนียน และยังพบหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสสิก โดยหินส่วนใหญ่จะเป็นหินฐานของแอ่งฝางและจากโครงสร้างของช่วงชั้นที่ 1 ทำให้สามารถแบ่งกลุ่มแอ่งฝางได้เป็น 3 แอ่งย่อย (รูปที่ 3.7) คือ

1. แอ่งแม่สาว อยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 1,800 เมตร ในบริเวณนี้จะไม่มีการสะสมตัวของช่วงชั้นที่ 2

2. แอ่งหัวงู อยู่บริเวณตอนกลางของแอ่ง โดยจะมีรอยเลื่อนแนว NNW-SSE แบ่งแอ่งเป็น 2 ส่วน ด้านเหนือมีความลึกประมาณ 2,400 เมตร ส่วนด้านใต้จะมีความลึกประมาณ 3,000 เมตร

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



รูปที่ 3.7 แสดงโครงสร้างช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1; H1)

ช่วงชั้นที่ 2 (Horizon 2 ; H2) ส่วนใหญ่เป็นหินที่เกิดจากการสะสมตัวในยุคเริ่มแรกของยุคเทอร์เชียรี (Early Tertiary) ซึ่งจะเป็นการสะสมของตะกอนชุดแรก โดยมีขอบเขตจากตอนใต้คืออ่างศรีคงเย็นถึงตอนกลางคืออ่างห้วยงู ในขณะที่บริเวณตอนเหนือคืออ่างแม่สาวยังมีระดับสูงจึงไม่มีการสะสมของตะกอนในชุดนี้ (ถวัลย์ ชื่นชม, 2534) ซึ่งลักษณะการสะสมของตะกอนในช่วงต้นของยุคนี้จะมีอิทธิพลมาจากแม่น้ำลำธาร (Fluvial deposits) มีทิศทางการไหลจากทิศเหนือลงสู่ทิศใต้ ซึ่งทางน้ำจะอยู่ทางด้านตะวันออกของแอ่ง และในเวลาต่อมาอ่างศรีคงเย็นได้ทรุดตัวลง ส่วนเทือกเขาทางด้านทิศใต้ได้ถูกยกตัวขึ้นทำให้ลุ่มแอ่งถูกปิดกั้น น้ำและตะกอนถูกขังอยู่ทำให้เกิดการสะสมตัวแบบทะเลสาบ (Lake deposits) มีใจกลางแอ่งอยู่ก่อนไปทางทิศตะวันออก และในช่วงปลายของยุคนี้ได้เกิดการสะสมของถ่านหินลิกไนต์ค่อนข้างหนา ทราบได้จากข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์ และข้อมูลดังกล่าวไม่พบในอ่างแม่สาวซึ่งอยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งฝั่ง ทำให้ทราบถึงการแผ่ขยายของถ่านหินลิกไนต์ว่าน่าจะหยุดอยู่บริเวณรอยเลื่อนใหญ่ที่พบในอ่างห้วยงู และจากข้อมูลของการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันโป่งนก ทำให้ทราบถึงความหนาของตะกอนในอ่างศรีคงเย็นและอ่างห้วยงูซึ่งมีความหนาประมาณ 900 เมตรและ 500 เมตร ตามลำดับ ลักษณะ

ของหินที่พบในช่วงชั้นที่ 2 จะประกอบไปด้วยหินดินเหนียวสีน้ำตาลแดง (Reddish Brown Claystone) หินดินดานและหินทรายแทรกสลับกันไป และมีชั้นถ่านหินลิกไนต์ที่มีความหนาค่อนข้างมากอยู่ตอนบนสุด ซึ่งทำให้คาดคะเนได้ว่าหินต้นกำเนิดของแหล่งน้ำมันฝางควรจะเป็นสารอินทรีย์ที่อยู่ในชั้นถ่านหินลิกไนต์ดังกล่าวหรือมาจากชั้นของหินดินดานที่มีสารอินทรีย์ปะปนอยู่

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

ช่วงชั้นที่ 4 (Horizon 4 ; H4) ในช่วงชั้นนี้จะเป็นการสะสมตัวของตะกอนในชุดที่ 3 ของยุคเทอร์เชียรี (Upper Tertiary) จะมีขอบเขตที่ล้อมแอ่งฝาง และมีความกว้างของแอ่งใกล้เคียงกับชุดที่สอง แต่แนวแกนของแอ่งจะเริ่มขยับไปทางด้านตะวันตก โดยแอ่งศรีดงเย็นยังมีการสะสมตะกอนอยู่ในบริเวณเดิม มีความหนาของตะกอนประมาณ 600 เมตร ส่วนบริเวณแอ่งห้วยงูจะมีการทับถมเป็นบริเวณกว้างและหนาที่สุดประมาณ 750 เมตร มีความลึกและชันไปทางด้านทิศตะวันตก ซึ่งในหินชุดนี้จะมีการสะสมตัวของตะกอนในบริเวณตอนเหนือของแอ่งแม่สาวด้วย โดยมีความหนาประมาณ 300 เมตร และเกิดขึ้นเป็นบริเวณไม่กว้างนัก ซึ่งลักษณะของการสะสมของตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในทะเลสาบ และเกิดในช่วงต้นของการสะสมตะกอนเท่านั้น ในช่วงปลายของยุคการทับถมของตะกอนที่เกิดขึ้นจะได้รับอิทธิพลจากแม่น้ำลำธารเข้ามาเกี่ยวข้องกับการทับถมของตะกอน ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นที่ 4 นี้จะเป็นหินดินดานสีน้ำตาลแทรกสลับกับหินทราย หินทรายแป้งและหินดินเหนียว โดยจะมีถ่านหินลิกไนต์บางๆแทรกอยู่ และตะกอนชุดนี้ยังคงมีสารอินทรีย์อยู่ในปริมาณที่สูงและเป็นชั้นที่น่าจะเริ่มมีการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนที่มีสภาพเป็นน้ำมัน จากผลการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันสันทรายจะพบชั้น

น้ำมันที่ระดับความลึก 3,650 ฟุตและ 4,250 ฟุต ซึ่งเป็นระดับที่อยู่และใต้ของช่วงชั้นที่ 4 (line F-2, SP1270)

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

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่ได้จากการสำรวจธรณีฟิสิกส์ที่กล่าวมากับข้อมูลที่ได้จากการเจาะสำรวจสามารถสรุปลักษณะของธรณีวิทยาบริเวณแหล่งน้ำมันฝางแบ่งเป็น 3 กลุ่ม ได้ดังนี้

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

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

- หมวดหินแม่สอดตอนบน (Upper Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนบนจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 2,500-4,500 ฟุต ประกอบด้วยหินทรายหนา 5-30 ฟุต แทรกสลับหินดินดานสีเทาเข้มและน้ำตาลเข้ม ไม่มีส่วนประกอบของแร่แคลเซียมคาร์บอเนต (CaCO_3) โดยลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทะเลสาบ (Lacustrine depositional environments) และมีตะกอนที่

เกิดจากการทับถมในสภาพแวดล้อมของทางน้ำ (Fluvial) ปนแทรกเป็นบางช่วง โดยพบหลักฐานของตะกอนภาคพื้นทวีป (Terrestrial material) ได้แก่ Sporinite และ Cutinite

- หินแม่สอดตอนกลาง (Middle Mae Sod)

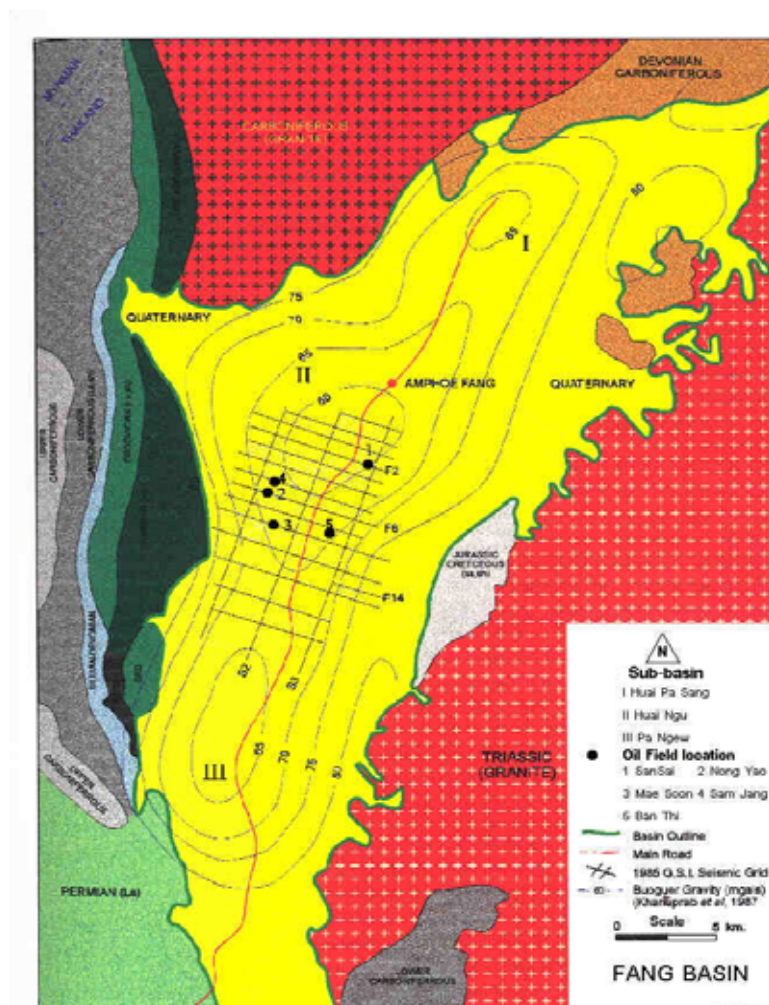
สำหรับหินแม่สอดตอนกลางจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 4,500-6,700 ฟุต มีลักษณะที่สำคัญคือ มีส่วนประกอบของแร่แคลเซียมคาร์บอเนต (CaCO_3) ปนอยู่ในชั้นหิน ได้แก่ หินดินดานเป็นส่วนใหญ่ และจะมีหินทรายและหินทรายแป้งแทรกสลับเป็นช่วงๆ และยังพบว่ามีชั้นของถ่านหินแทรกบางๆอยู่ในบางช่วง โดยลักษณะของชั้นหินจะแข็งมากกว่าหินแม่สอดตอนบน และลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทางน้ำ (Fluvial) และการทับถมของตะกอนภาคพื้นทวีป (Continental environment) โดยมีลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทะเลสาบ (Lacustrine environments) เป็นบางช่วง โดยพบหลักฐาน ได้แก่ Cutinite Sporinite และ Algal จากการวิเคราะห์ตัวอย่างหิน

- หินแม่สอดตอนล่าง (Lower Mae Sod)

สำหรับหินแม่สอดตอนล่างจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 6,700 ฟุตลงไปจนถึงบริเวณฐานของแอ่งฝาง โดยช่วงบนของหินแม่สอดตอนล่างจะพบชั้นถ่านหินหนาประมาณ 100 ฟุต ซึ่งเป็นชั้นถ่านที่มีการสำรวจพบในแหล่งน้ำมันต่างๆในแอ่งฝาง ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันโป่งนกหรือแหล่งน้ำมันบ้านธิ และนอกจากนั้นยังพบหินดินดานสีดำ (Carbonaceous) และหินทรายสีเทา โดยในบริเวณช่วงล่างของหินชุดนี้จะพบการทับถมของหินดินดานและหินทรายสีแดงน้ำตาล และลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นการทับถมของตะกอนภาคพื้นทวีปที่มีพลังงานในการกระทำต่ำ (Low energy continental environment) โดยตะกอนส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนจากทะเลสาบ (Lake sediment) แต่บริเวณตอนล่างตะกอนจะเกิดจากการพัดพาของสภาพแวดล้อมที่มีพลังงานในการกระทำสูง (High energy) ได้แก่ สภาพแวดล้อมที่เป็น alluvial plain ถึงพวก lower alluvial fan environment โดยมีพวก Braided stream, bars และ distal fan lobes นอกจากนี้ยังพบหินกรวดมน (Conglomerate) แทรกเป็นช่วงๆ

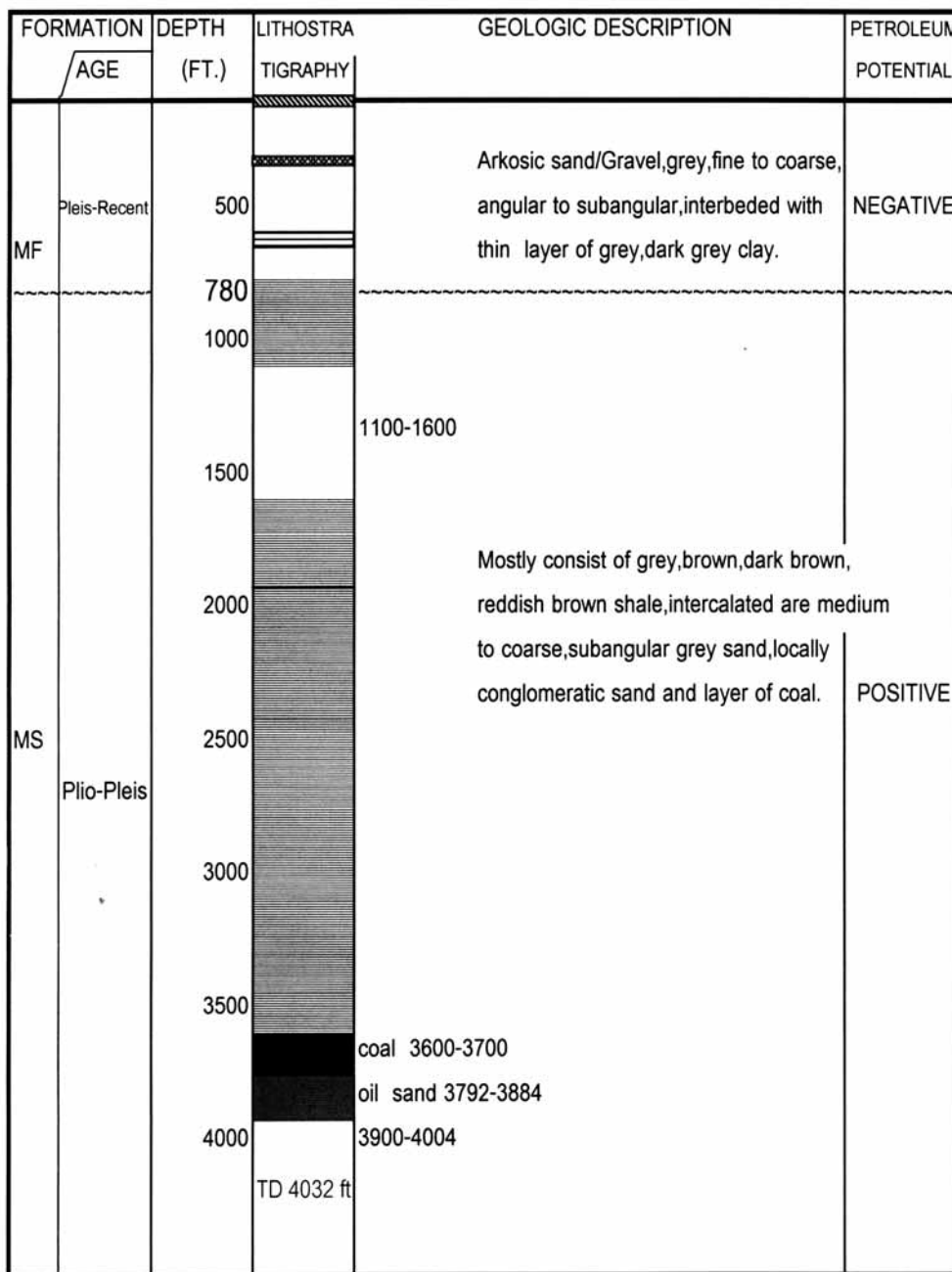
3. ตะกอนยุคควอเทอร์นารีและตะกอนยุคปัจจุบัน (Quaternary and Recent Sediments) หรือเรียกว่าหินแม่ฝาง (Mae-Fang Formation) จัดเป็นชั้นหินในช่วงชั้นที่ 5 โดยตะกอนที่พบจะสะสมตัวตั้งแต่ผิวดินจนถึงที่ระดับความลึก 2,500 ฟุต ซึ่งหินแม่ฝางตอนบนจะเป็นพวก soil, lateritic sand หนาประมาณ 20 ฟุต ถัดลงมาพบ loose sand ปนด้วย gravels ขนาดตั้งแต่ pebble จนถึง cobble โดยในทรายที่พบจะมีแร่เฟลสปา (feldspar) ปนอยู่ประมาณ 5 % มีเศษของ carbonized wood กระจายอยู่เป็นระยะ โดยตะกอนส่วนใหญ่จะประกอบด้วยทรายขนาด

หยาบถึงหยาบมากเป็นส่วนใหญ่ มีดินเหนียวสีเหลืองแทรกสลับเป็นระยะ บางครั้งพบดินเหนียวสีเทาแกมฟ้าแทรกอยู่ด้วย และมีการจัดขนาดของทรายไม่ดี (poor sorted) และจาก lithostratigraphy ของหมวดหินแม่ฝาง แสดงว่าตะกอนตอนบนจัดเป็นตะกอนที่เกิดจากการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็น Energetic Alluvial และ Fluvial deposits เพราะพบกลุ่มอยู่ตลอดกลุ่มแอ่งฝาง และสำหรับตะกอนตอนล่างเป็นตะกอนที่เกิดในสภาพแวดล้อมที่เป็น Fluvio-lacustrine sequence ในลุ่มแอ่งเล็ก ๆ บนทวีปในบรรยากาศชื้นของเขตร้อน (tropical zone) และลุ่มแอ่งดิน (Oxidizing Facies)









รูปที่ 3.8 Fang basin geology and sub-basin division (modified from Petro-Canada Resources, 1988: กรมการพลังงานทหาร, 2547)

FA - BT - 42 - 02




REGEND

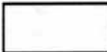


- | | | | |
|-------------------------------------------------------------------------------------|----------------------|--------------------------------------------------------------------------------------|------------------------|
|  | TOP SOIL |  | SAND, SANDSTONE |
|  | GRAVEL, CONGLOMERATE |  | CLAY, CLAYSTONE, SHALE |
|  | COAL |  | OIL SAND |

รูปที่ 3.9 ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-BT-42-02 (กรมการพลังงานทหาร, 2542)

Anticipated Stratigraphic Section FA-MS-47-72

Formation	Age	Depth (ft.)	Lithology	Description	Environment	Potential
Mae Fang	Pleistocene to Recent	1,000 1,150		Loose arkosic sand/gravel, grey, fine-coarse, angular-subangular, interbedded with thin layer of clay.	Alluvial	Negative
MaeSod	Pliocene to Miocene	2,000 2,500 T.D. 2,600 3,000		Most grey, grey brown, dark brown shale and claystone interbedded with medium - coarse, subangular grey sand. "E" Sand Unit 1,715-1835 ft. "G" Sand Unit 1,970-2,090 ft. "H" Sand Unit 2,225-2,350 ft.	Fluviolacustrine	Positive

Legend

	Loose arkosic Sand		Oil Sand
	Shale, Claystone,		

รูปที่ 3.10 ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-MS-47-72 (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

3.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

3.3.1 หินต้นกำเนิดน้ำมันในแอ่งฝาง (Source rocks in Fang Basin)

สำหรับหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางคาดคะเนว่ามาจากหินดินดานที่มีสารอินทรีย์สะสมตัวอยู่ หรือมาจากถ่านหินลิกไนต์ที่พบกระจายอยู่ในหินชุดแม่สอด โดยเฉพาะในช่วงแรกของการสะสมตัวของตะกอน ซึ่งจัดอยู่ในช่วงชั้นที่ 2 ถึงช่วงชั้นที่ 3 และจากการทำตัวอย่างเศษหินที่ได้จากการเจาะมาวิเคราะห์โดยกรมการพลังงานทหาร ทำให้ทราบถึงข้อมูลต่างๆ ดังนี้

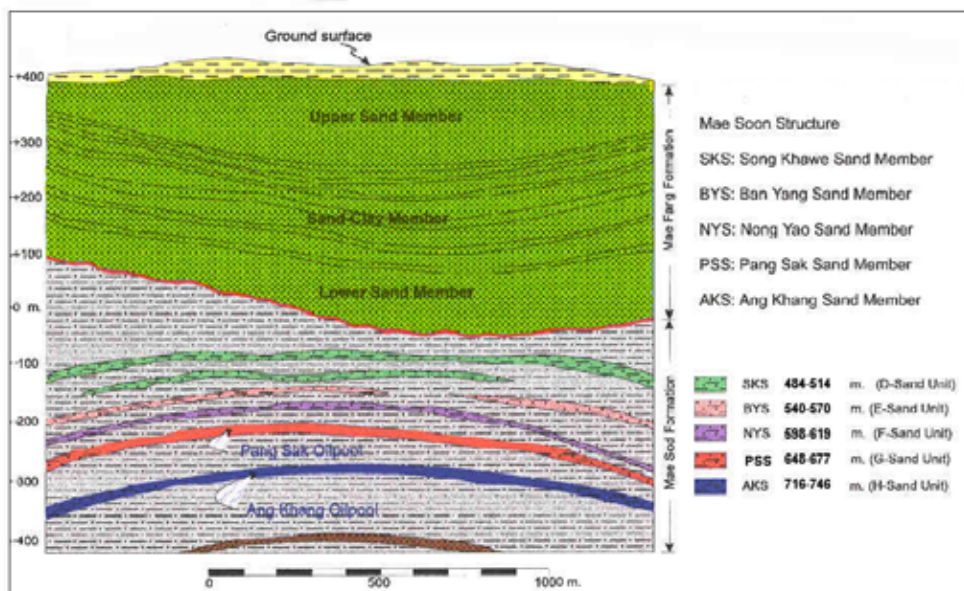
- Total Organic Carbon (TOC) = 1.63-2.67%wt
- Extractable solute organic mater (EOM) = 1074-1646 ppm
- Kerogen type เป็นประเภท Type I และ Type II อยู่ระหว่าง 20-50% Type III อยู่ระหว่าง 20-55%
- Vitrinite reflectance (Ro) = 0.35-0.44 ซึ่งเป็นค่า Vitrinite reflectance (Ro) ของหินตัวอย่างที่ระดับความลึก 2,000-3,000 ฟุต ซึ่งเป็นหินต้นกำเนิดที่ยังไม่มีกลิ่นตัวของปิโตรเลียม (maturity) โดยเมื่อทำการเทียบค่าเพื่อหา Vitrinite reflectance (Ro) ใหม่จะได้ค่า Ro ประมาณ 0.5 ที่ระดับความลึก 4,000 ฟุต
- Tmax = 437 °C

3.3.2 หินกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง (Reservoir rock in Fang Basin)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันฝาง ทำให้ทราบว่าหินกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจัดเป็นหินทรายที่แทรกสลับอยู่ในชั้นหินดินดานในหินชุดแม่สอด โดยจากข้อมูลที่ได้จากการยิงธรณีหลุมเจาะ (Electric wireline log) ของหลุม IF-20 (FA-MS-26-39) จากแหล่งน้ำมันแม่สอดสามารถแบ่งชั้นทรายในชุดแม่สอดได้ดังนี้

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

5. ชั้นทรายอ่างขวาง หรือชั้นทราย “เอช” เป็นชั้นทรายที่มีความสำคัญต่อการผลิตน้ำมันในแหล่งแม่สูนร่วมกับชั้นทรายปางสัก โดยประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-45 ฟุต จำนวน 4 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึก 2,386-2,487 ฟุต



รูปที่ 3.11 ลำดับโครงสร้างชั้นทรายในหินชุดแม่สอด (ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)



รูปที่ 3.12 หินทรายที่ทำหน้าที่เป็นชั้นกักเก็บน้ำมันดิบ

จากข้อมูลการเจาะสำรวจ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการหยั่งธรณีหลุมเจาะทำให้ทราบว่าหินกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจะประกอบไปด้วยหินทรายในชั้นต่างๆ โดยแต่ละแหล่งน้ำมันปลีกย่อยอาจพบชั้นทรายเหล่านี้ทุกชั้นหรืออาจพบเป็นบางชั้นเท่านั้น แต่โดยรวมแล้วแหล่งกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจะเป็นแบบ “Stratiform” โดยจะถูกปิดด้วยน้ำที่เคลื่อนเข้ามาในชั้นหินหรือเรียกอีกอย่างว่า “Delimited lithologic with edge water” (นพรัตน์ เศรษฐกุล, 2528) สำหรับคุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวที่พบในชั้นทรายบางสั๊กในแหล่งน้ำมันแม่สูนแสดงในตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 แสดงคุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวในชั้นทรายบางสั๊ก แหล่งน้ำมันแม่สูน

หลุม	ความลึก (ฟุต)	ความซึมซาบได้	ความพรุน	การอิ่มตัวด้วยของเหลว		ความหนาแน่น
				น้ำมัน	น้ำ	
BS-110	2755	231	25.7	6.1	54.4	2.67
IF-26-1	2581.1	2370	25.4	17.5	33.0	2.65
IF-26-2	2587.1	2440	26.7	20.5	34.7	2.64

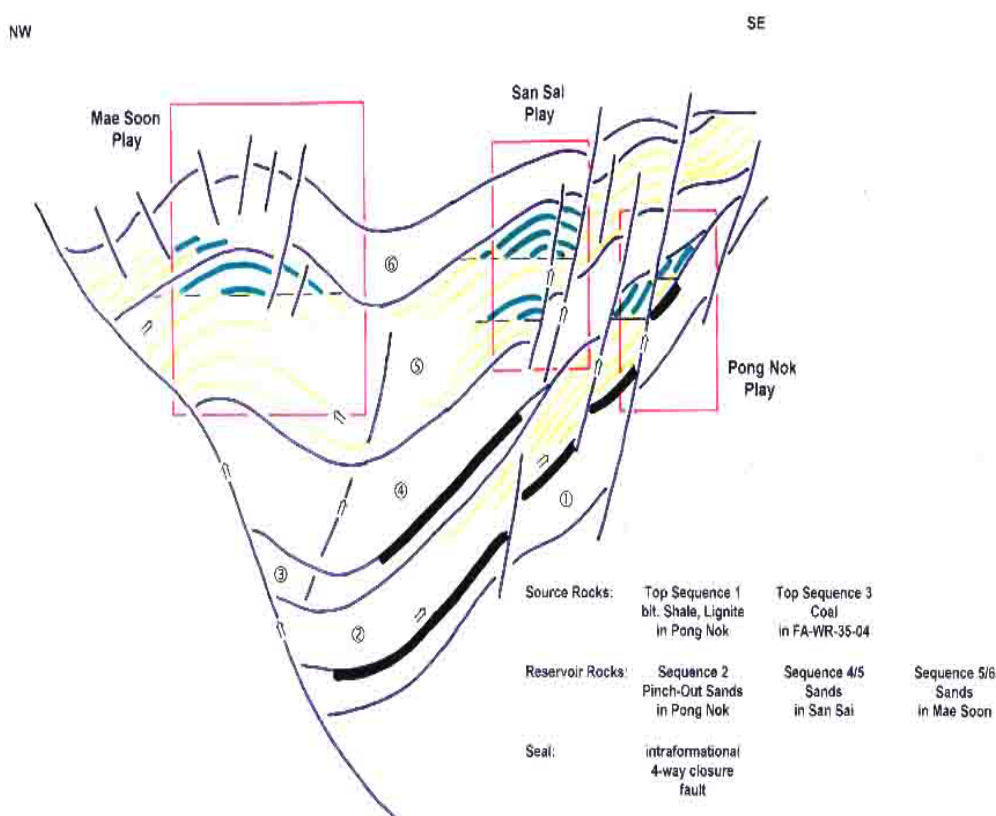
จากค่าในตารางจะพบว่าค่าความพรุนและค่าความซึมซาบได้มีค่าค่อนข้างสูง ซึ่งถือได้ว่ามีคุณสมบัติการเป็นหินกักเก็บน้ำมันที่ดี

3.3.3 หินปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแอ่งฝาง (Seal rock in Fang Basin)

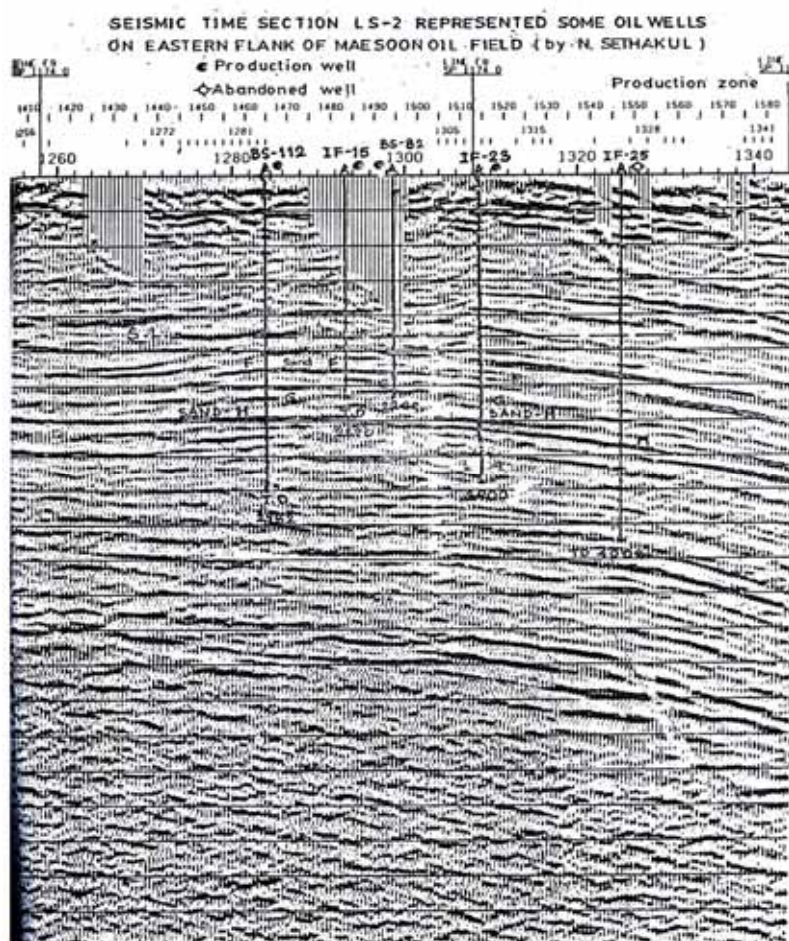
จากข้อมูลการเจาะสำรวจและการสำรวจธรณีฟิสิกส์ในบริเวณลุ่มแอ่งฝาง ทำให้ทราบถึงชั้นหินที่ทำหน้าที่ปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแนวตั้ง (vertical migration) บริเวณแหล่งน้ำมันแม่สูนและแหล่งน้ำมันโป่งนก ได้แก่ หินดินดานที่แทรกสลับอยู่กับหินทรายที่ทำหน้าที่เป็นชั้นน้ำมัน รวมถึงหินทรายแข็งที่มีความพรุนต่ำมากด้วย ในขณะที่ตอนล่างของชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นหินแหล่งกักเก็บน้ำมัน จะถูกปิดกั้นด้วยน้ำในชั้นหิน ทำให้น้ำมันสามารถสะสมตัวอยู่ในหินแหล่งกักเก็บได้ และในบริเวณแหล่งน้ำมันโป่งนก หินปิดกั้นการเคลื่อนที่จะเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของลำดับชั้นหิน (lithofacies change) จากหินทรายเป็นหินดินดาน จึงสามารถทำหน้าที่สกัดกั้นน้ำมันไม่ให้เคลื่อนที่ขึ้นสู่ผิวดินได้ นอกจากนี้รอยเลื่อนที่ตัดผ่านชั้นน้ำมัน ทำให้ชั้นน้ำมันเลื่อนออกจากกัน อาจเป็นตัวสกัดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันที่ดีด้วย

3.3.4 แหล่งกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง (Traps in Fang Basin)

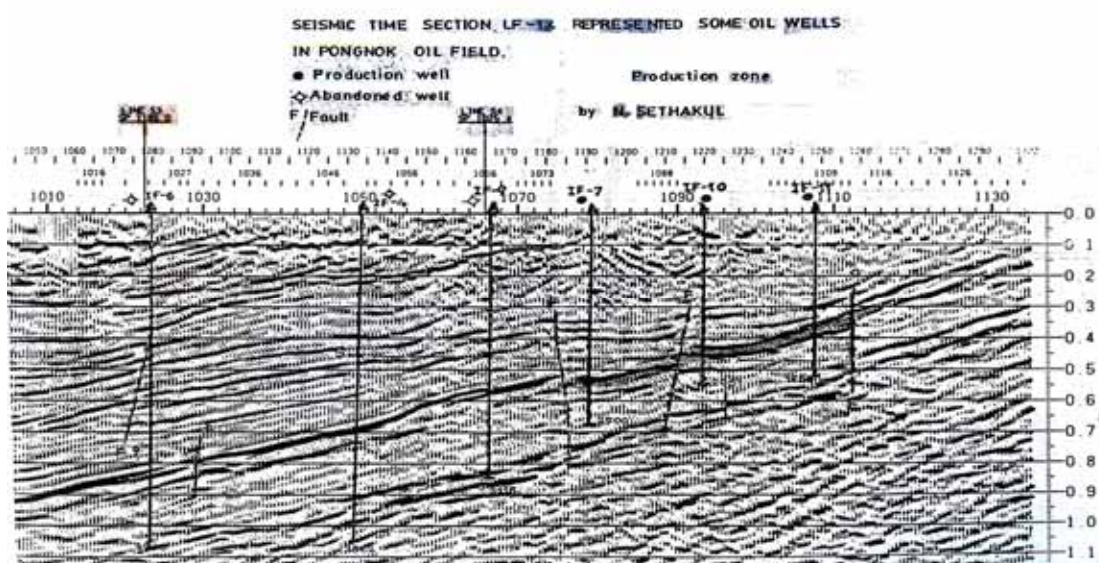
สำหรับชนิดของโครงสร้างที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันในลุ่มแอ่งฝาง จัดเป็นการรวมกันระหว่างโครงสร้างที่เกิดขึ้นในชั้นหิน (structural traps) กับลำดับการตกตะกอนของชั้นหินในแหล่งน้ำมัน (stratigraphic traps) โดยโครงสร้างที่เกิดขึ้นจะเกิดจากการโค้งงอของชั้นหินตะกอนในบริเวณฐานของแอ่งฝาง (Basement of Fang basin) ทำให้ตะกอนที่สะสมตัวในบริเวณตอนบนเกิดการโค้งงอรับกับโครงสร้างของฐานแอ่ง เรียกว่า “Anticline of Compaction” นอกจากนี้ยังมีรอยเลื่อนเกิดขึ้นในแนวตะวันออกเฉียงเหนือไปยังทิศตะวันตกเฉียงใต้ ทำให้น้ำมันถูกกักเก็บอยู่ในบริเวณรอยเลื่อน (tectonic barrier) และในขณะที่ชั้นหินเกิดการเปลี่ยนแปลงของการตกตะกอน ทำให้ชั้นทรายมีความหนาไม่คงที่ โดยความหนาของตะกอนจะมีมากบริเวณตอนกลางและค่อยๆ สิบลงโดยรอบ (รูปที่ 3.14) นอกจากนี้ในบริเวณของแหล่งน้ำมันโป่งนอกลงพบแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของชั้นหิน จากหินทรายที่มีความพรุนสูงไปสู่หินทรายที่มีความพรุนต่ำทางตอนบน เรียกว่า “Up-Dip pinch out” (รูปที่ 3.15)



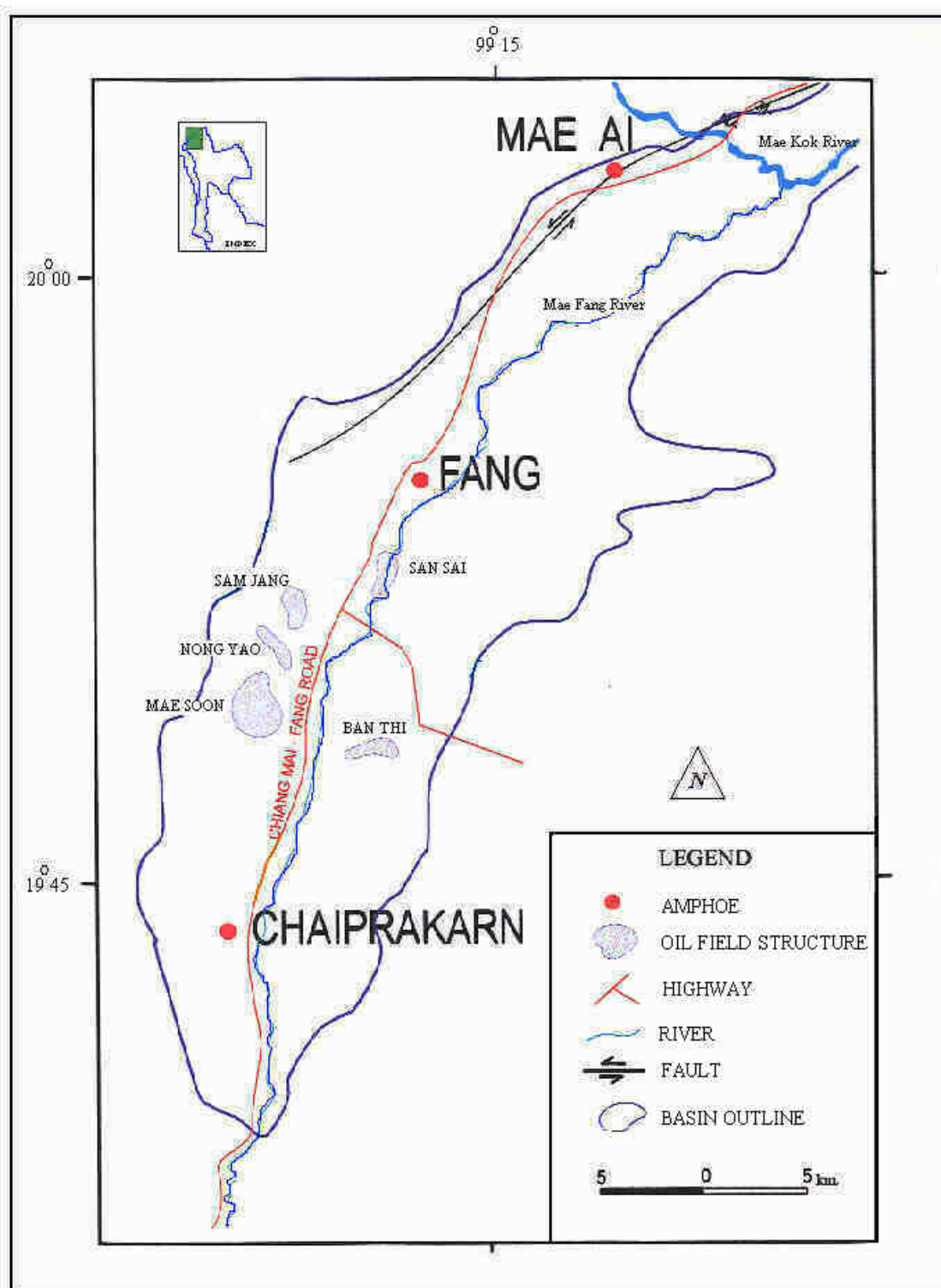
รูปที่ 3.13 ภาพแสดงระบบปิโตรเลียมในโครงสร้างแม่Soonและโครงสร้างสันทราย



รูปที่ 3.14 ภาพแสดงลักษณะ โครงสร้างและความหนาของชั้นทรายแม่สุ่น (Seismic time section LS-2)



รูปที่ 3.15 ภาพแสดง“Up-Dip pinch out”ในแหล่งน้ำมันโป่งนอ (Seismic time section LF-14)



รูปที่ 3.16 ภาพแสดงแหล่งน้ำมันต่างๆ ในแอ่งฝาง (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

3.4 แหล่งน้ำมันต่างๆ ในลุ่มแอ่งฝาง

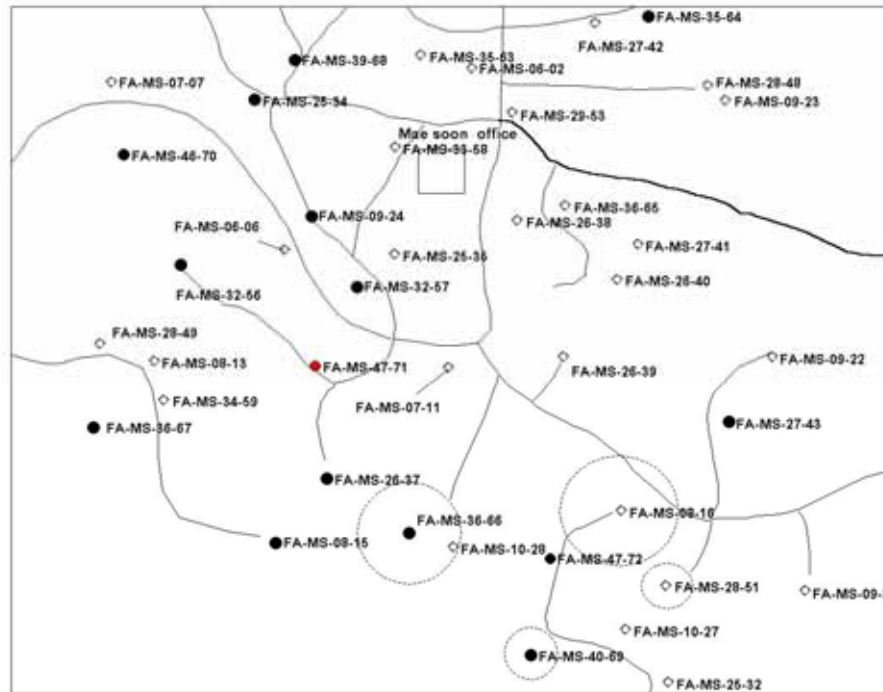
แหล่งน้ำมันฝางเป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ลุ่มแอ่งฝาง ซึ่งจากการทำการสำรวจโดยใช้วิธีต่างๆ อาทิ เช่น การสำรวจทางธรณีวิทยา (Geological exploration) การสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ (Geophysical exploration) และการเจาะสำรวจ (Drilling exploration) จะพบโครงสร้างหรือแอ่งตะกอนขนาดเล็กระบายอยู่ทั่วไปในบริเวณลุ่มแอ่งฝาง นอกจากนั้น โครงสร้างที่พบดังกล่าว มีหลายโครงสร้างที่เป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบกระจายอยู่ทั่วไปในบริเวณแอ่งฝางอีกด้วย ดังแสดงในรูปที่ 3.16 โดยสามารถสรุปถึงแหล่งต่างๆ ได้ดังนี้

3.4.1 แหล่งน้ำมันไชยปราการ (Chaiprakarn Oilfield)

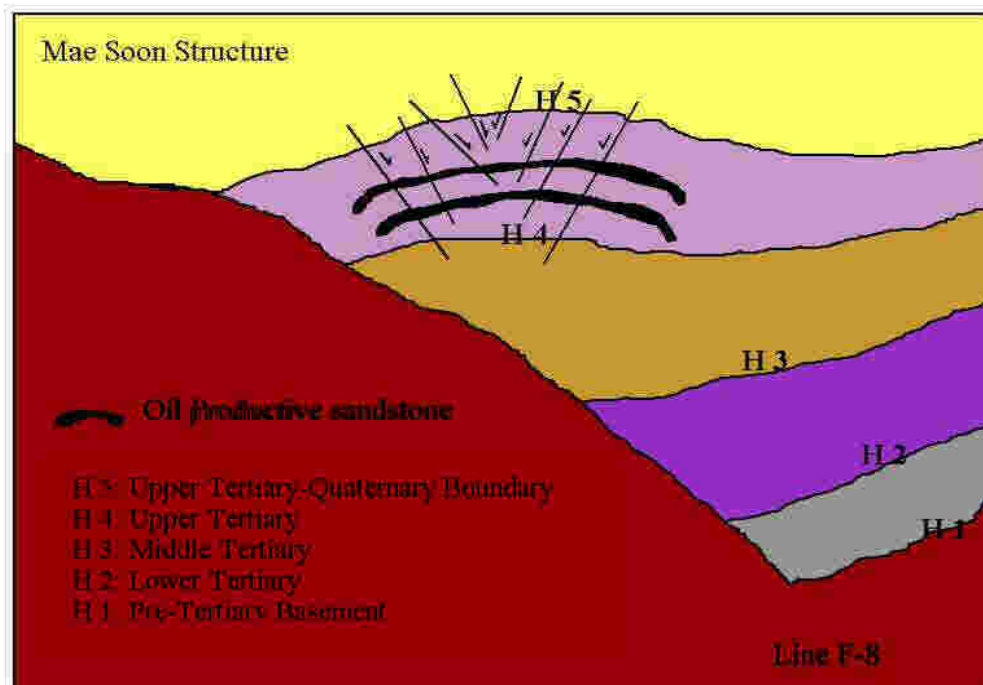
เป็นแหล่งน้ำมันแหล่งแรกของแหล่งน้ำมันฝาง หรืออาจจะกล่าวได้ว่า เป็นแหล่งน้ำมันแห่งแรกของประเทศไทย ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ว่า ปี พ.ศ. 2492 โดยมี การเจาะสำรวจจากหน่วยงานต่างๆ ในอดีต อาทิเช่น กรมโลหกิจและกรมการพลังงานทหาร รวมถึงการเจาะสำรวจทั้งสิ้นประมาณ 86 หลุม และได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตประมาณ 27 หลุม โดยทำการผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2502 ถึงปี พ.ศ. 2517 ได้ปริมาณของน้ำมันดิบประมาณ 200,000 บาร์เรล และน้ำมันที่ทำการผลิตได้ให้ชื่อว่า “น้ำมันดิบไชยปราการ” โดยมีคุณสมบัติของน้ำมันดิบเป็นชนิด แอสฟัลติก (Asphaltic Base) ซึ่งชั้นน้ำมันดิบของแหล่งไชยปราการจะอยู่ในระดับตื้น มีความลึกของชั้นน้ำมันไม่เกิน 1,000 ฟุต และในปัจจุบันแหล่งน้ำมันไชยปราการยุติการผลิตน้ำมันดิบแล้ว

3.4.2 แหล่งน้ำมันแม่สุน (Maesoon Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่พบและได้รับการพัฒนาต่อจากแหล่งน้ำมันไชยปราการ โดยแหล่งน้ำมันแม่สุนได้รับการเจาะสำรวจในปี พ.ศ. 2506 และพบน้ำมันดิบประเภท พาราฟินิก (Parafinic Base) ซึ่งต่อมาให้ชื่อว่า น้ำมันดิบแม่สุน โดยพบชั้นน้ำมันในระดับความลึกประมาณ 2,200 ฟุต ผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 30-40 บาร์เรลต่อวัน และนับตั้งแต่ปี พ.ศ. 2506 ถึง ปี พ.ศ. 2547 แหล่งน้ำมันแม่สุนได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องโดยกรมการพลังงานทหาร ซึ่งในบริเวณแหล่งน้ำมันแม่สุนได้รับการเจาะสำรวจทั้งสิ้น 72 หลุม ได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตประมาณ 30 หลุม โดยระดับความลึกของชั้นน้ำมัน ส่วนใหญ่จะอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 2,000-3,000 ฟุต (รูปที่ 3.21)

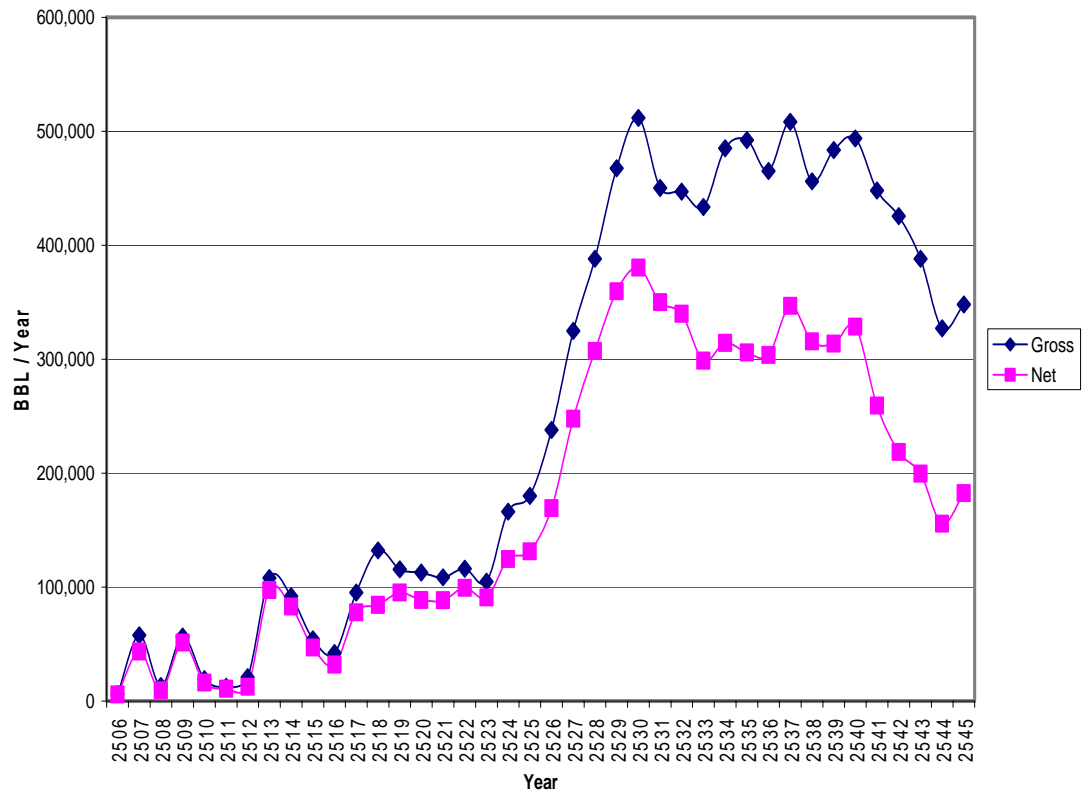


รูปที่ 3.17 ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันแม่สูน



รูปที่ 3.18 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันแม่สูน (ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

Chart Production Data MS
2506 - 2545




รูปที่ 3.19 กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันแม่สุ่น (กรมการพลังงานทหาร, 2547)



รูปที่ 3.20 ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันแม่สูน

Well Geologic Summary: FA-MS-47-70

Formation	Age	Depth (ft.)	Lithology	Description	Environment	Potential
Mae Fang	Pleistocene to Recent	1,000 1,210		Loose arkosic sand/gravel, grey, fine-coarse, angular-subangular, interbedded with thin layer of clay.	Continental	Negative
MaeSod	Pliocene to Miocene	2,000 2,500 3,000 3,301 T.D. 3,500		Most grey, grey brown, dark brown shale and claystone interbedded with medium - coarse, subangular grey sand. (Oil Sand 1,838-1,882, 2,192-2,266, 2,332-2,384, 2,666-2,688, 2,764-2,792, 2,848-2,864, 3,072-3,096 and 3,116-3,142 ft.)	Shallow to - Deep Lacustrine	Positive

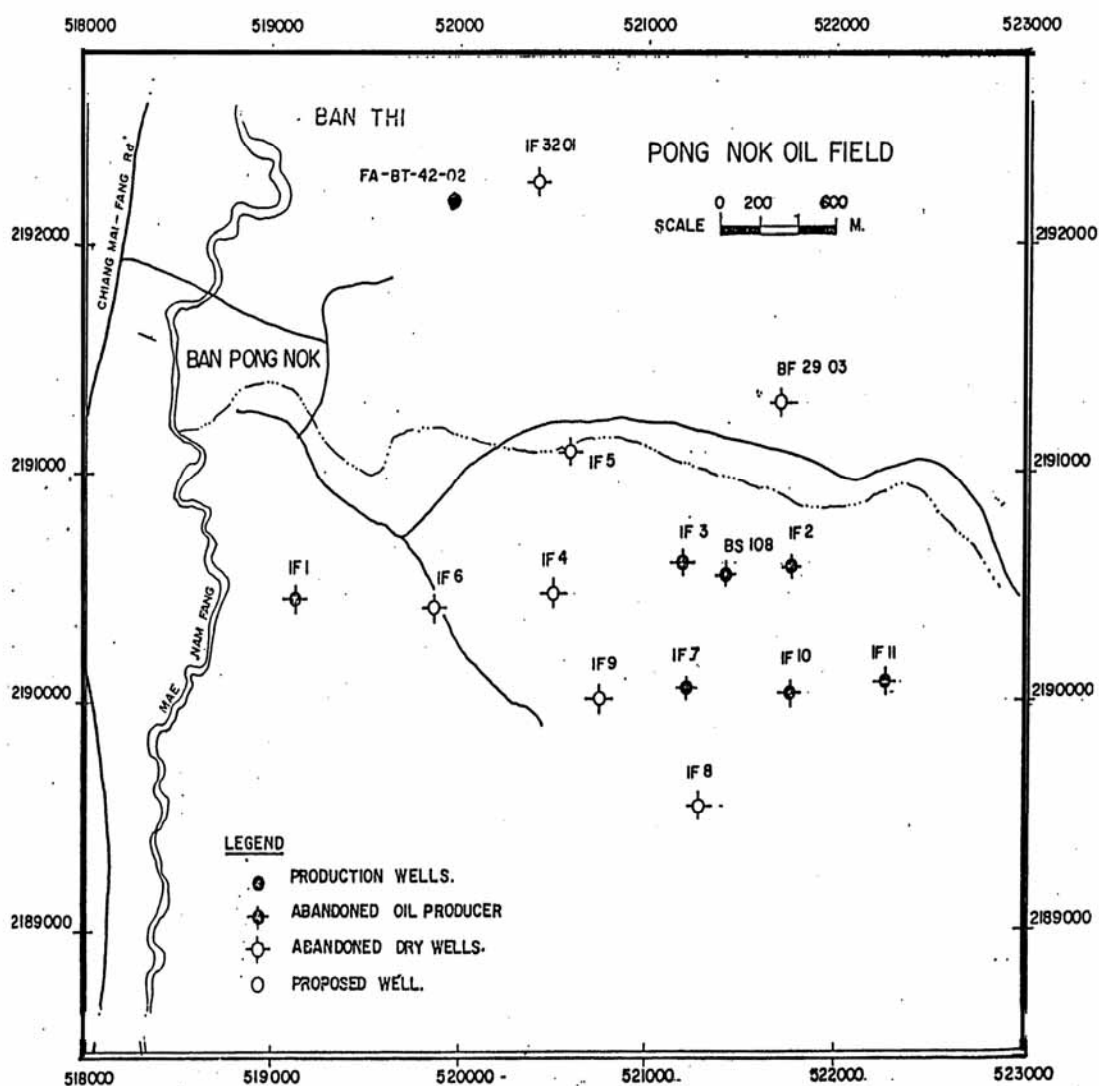
Legend

 Loose arkosic Sand	 Oil Sand
 Shale, Claystone.	

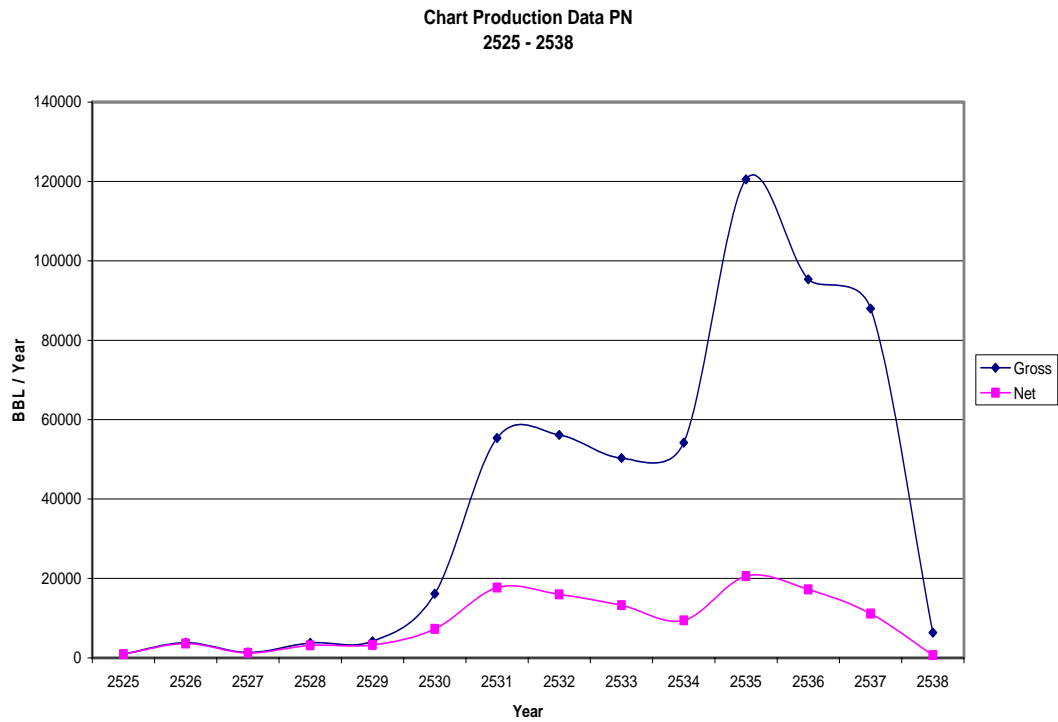
รูปที่ 3.21 ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-MS-47-70 (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

3.4.3 แหล่งน้ำมันโปงนค (Pong nok Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันขนาดเล็กที่ได้รับการเจาะสำรวจในปี พ.ศ. 2521 โดยพบน้ำมันดิบประเภท พาราฟินิก ที่ระดับความลึกประมาณ 3,350 ฟุต และหลังจากนั้นในระหว่างปี พ.ศ. 2521 ถึง ปี พ.ศ. 2526 ได้ทำการเจาะสำรวจ รวม 12 หลุม ได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตทั้งสิ้น 7 หลุม โดยมีระดับน้ำมันที่พบในระดับตื้น เช่นเดียวกับระดับน้ำมันในแหล่งน้ำมันไชยปราการ และยังพบชั้นน้ำมันในระดับลึกเช่นเดียวกับแหล่งน้ำมันแม่สุ่นด้วย โดยในปัจจุบันแหล่งน้ำมันโปงนคยุติการผลิตน้ำมันดิบแล้ว



รูปที่ 3.22 ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันโปงนค

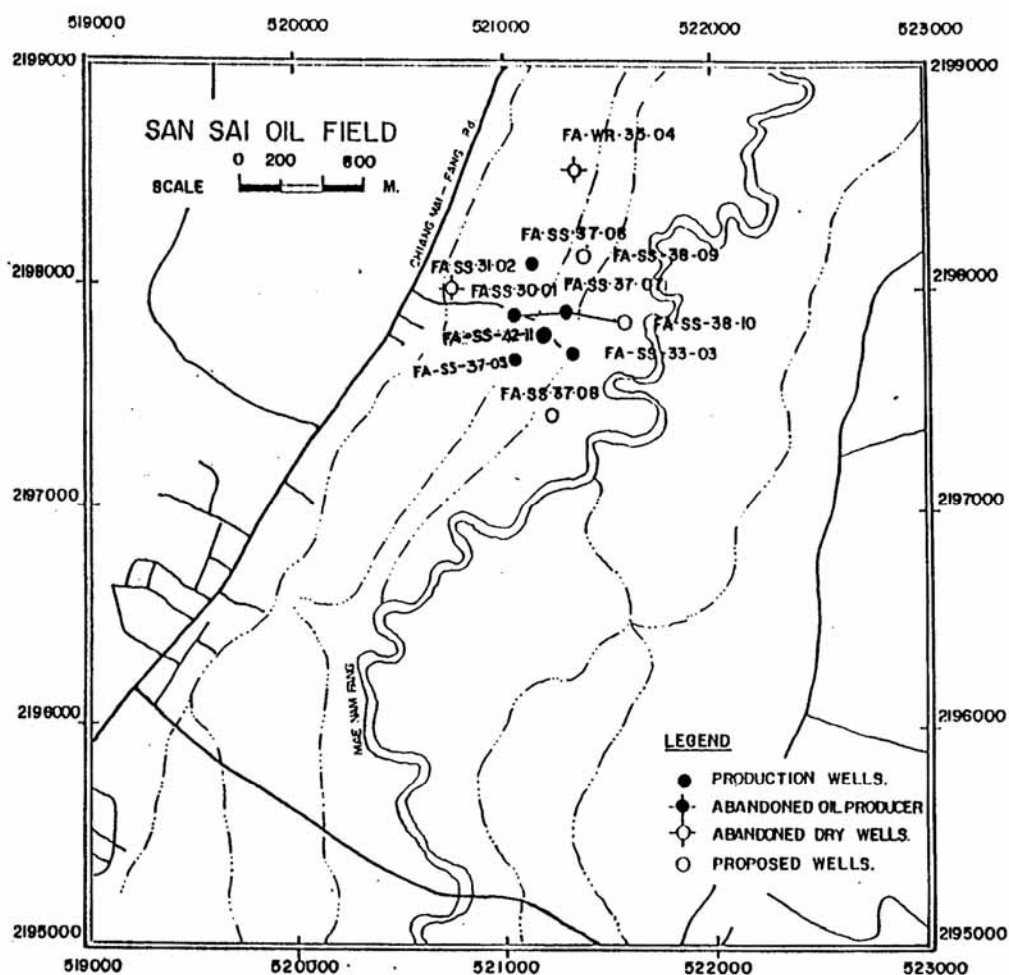


รูปที่ 3.23 กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันโปงนค (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

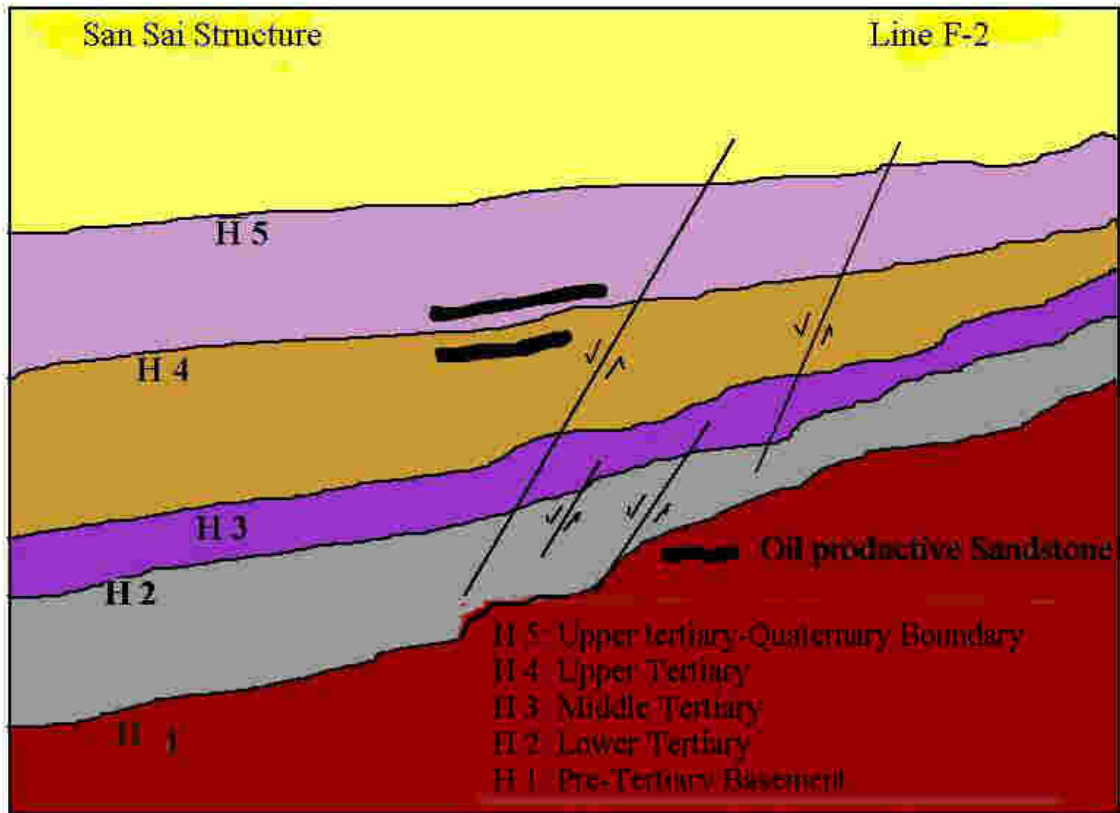
3.4.4 แหล่งน้ำมันสันทราย (Sansai Oilfield)

เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2530 จนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันสันทรายได้รับการเจาะสำรวจทั้งสิ้น 12 หลุม ในปัจจุบันมีหลุมผลิตทั้งสิ้น 6 หลุม และจากการเจาะสำรวจ พบชั้นน้ำมันใน 2 ระดับความลึก คือ ที่ระดับความลึก 2,000-2,500 ฟุต และ 3,600-4,200 ฟุต (รูปที่ 3.27)

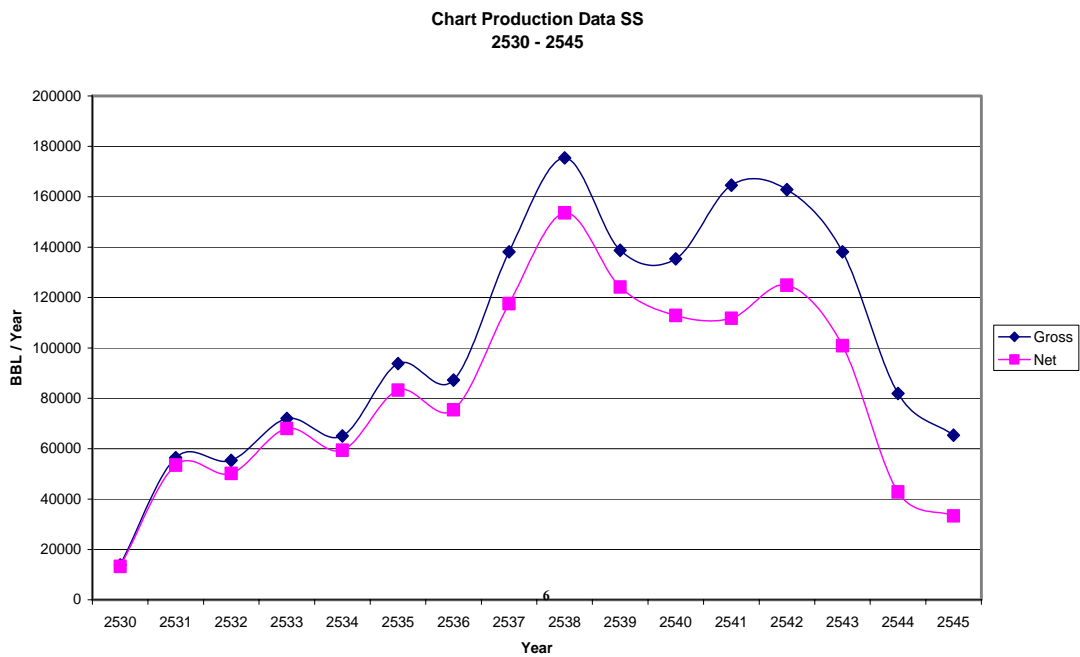
ในปี พ.ศ. 2545 เป็นต้นมา กรมการพลังงานทหารได้ทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันสันทราย เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมัน แต่ยังไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควร



รูปที่ 3.24 ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย

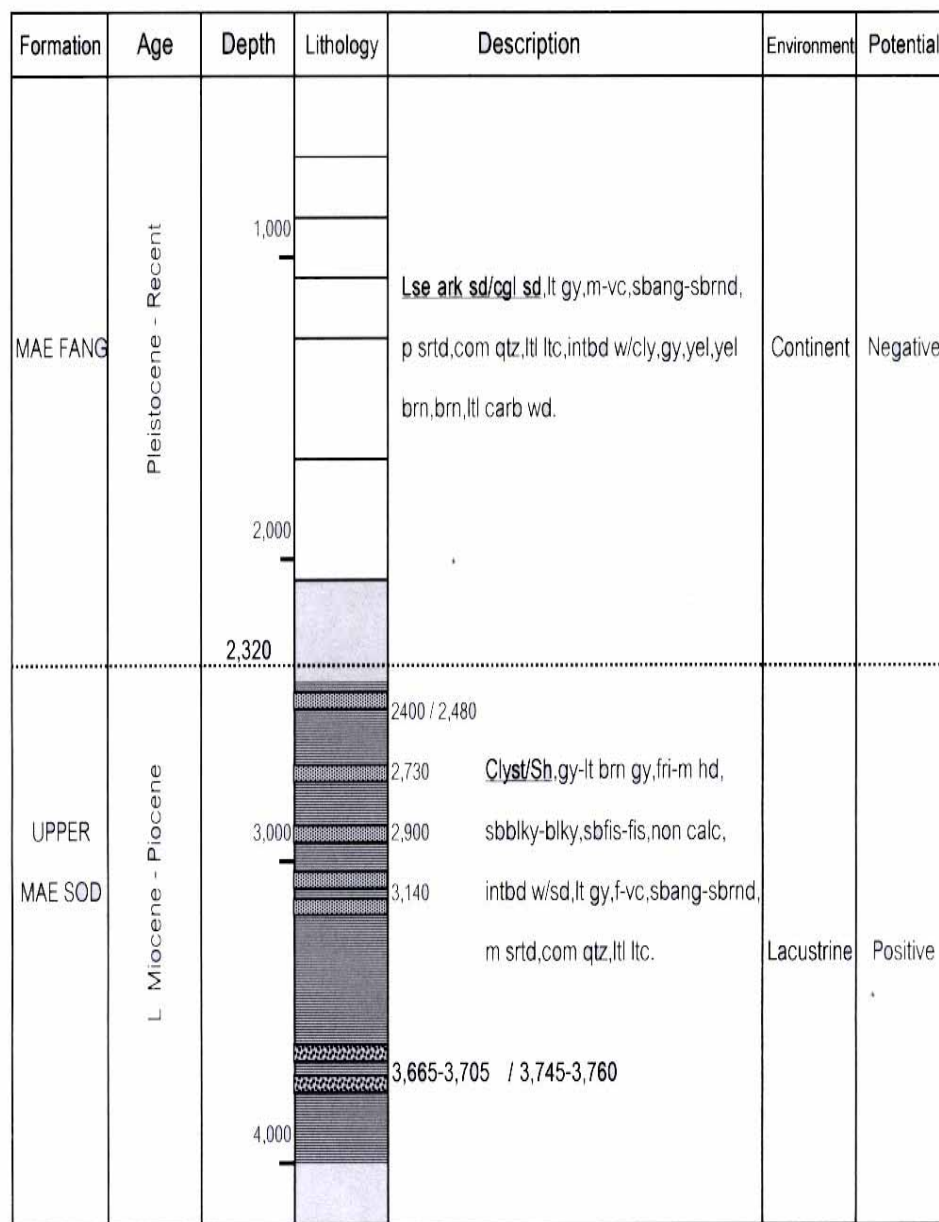


รูปที่ 3.25 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันสันทราย (ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)



รูปที่ 3.26 กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสันทราย (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

Well FA - SS - 47 - 12



LEGEND



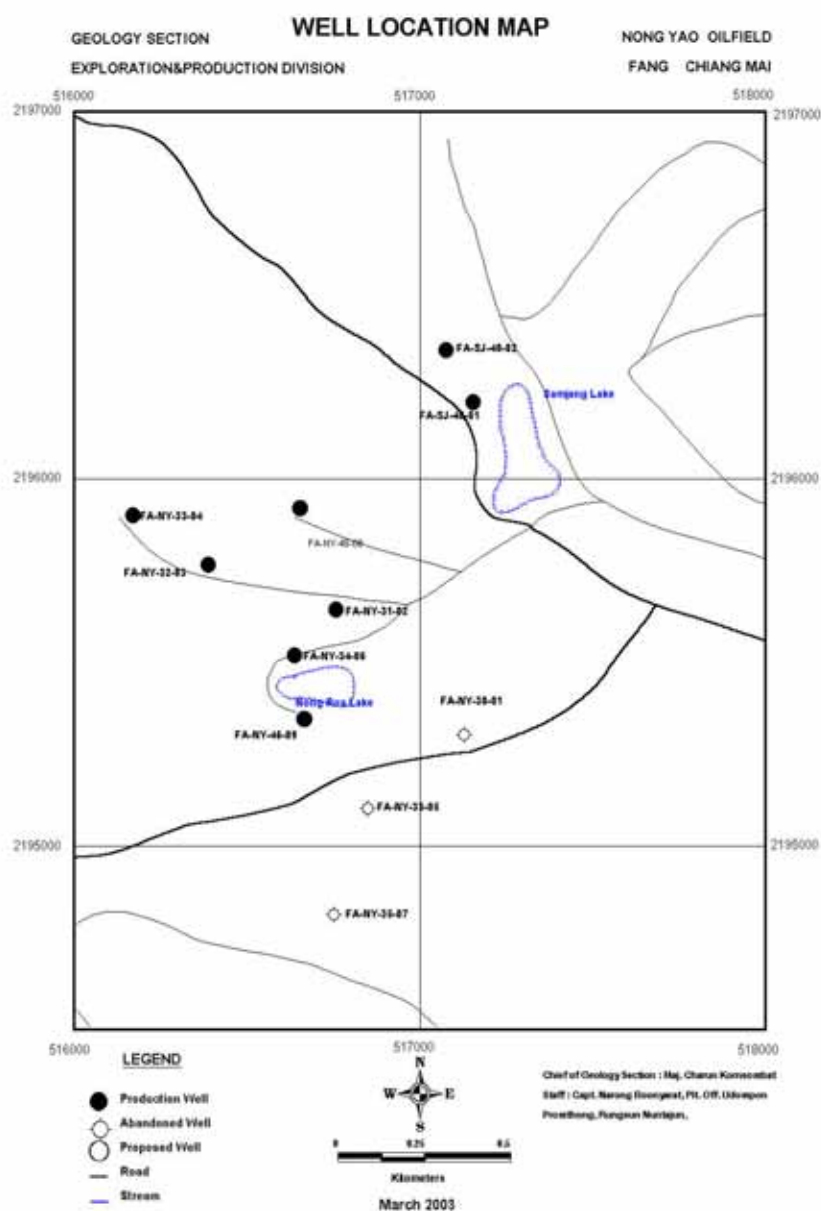
รูปที่ 3.27 ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-SS-47-12 (กรมการพลังงานทหาร, 2547)



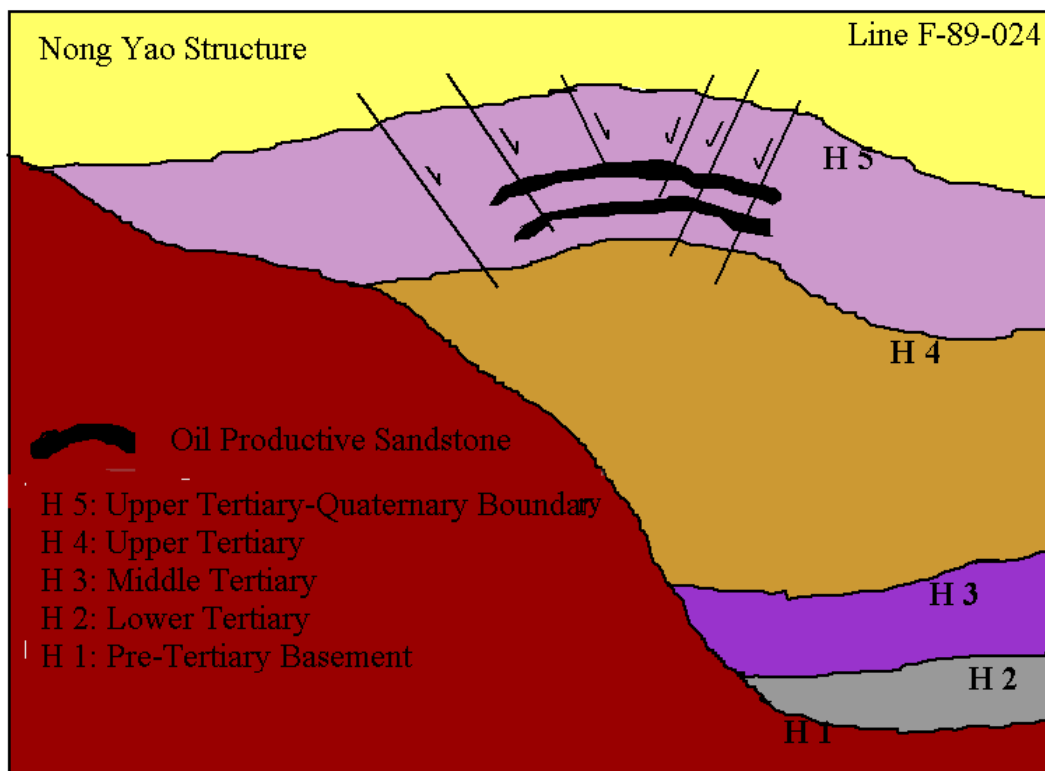
รูปที่ 3.28 ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสันทราย

3.4.5 แหล่งน้ำมันหนองยาว (Nong yao Oilfield)

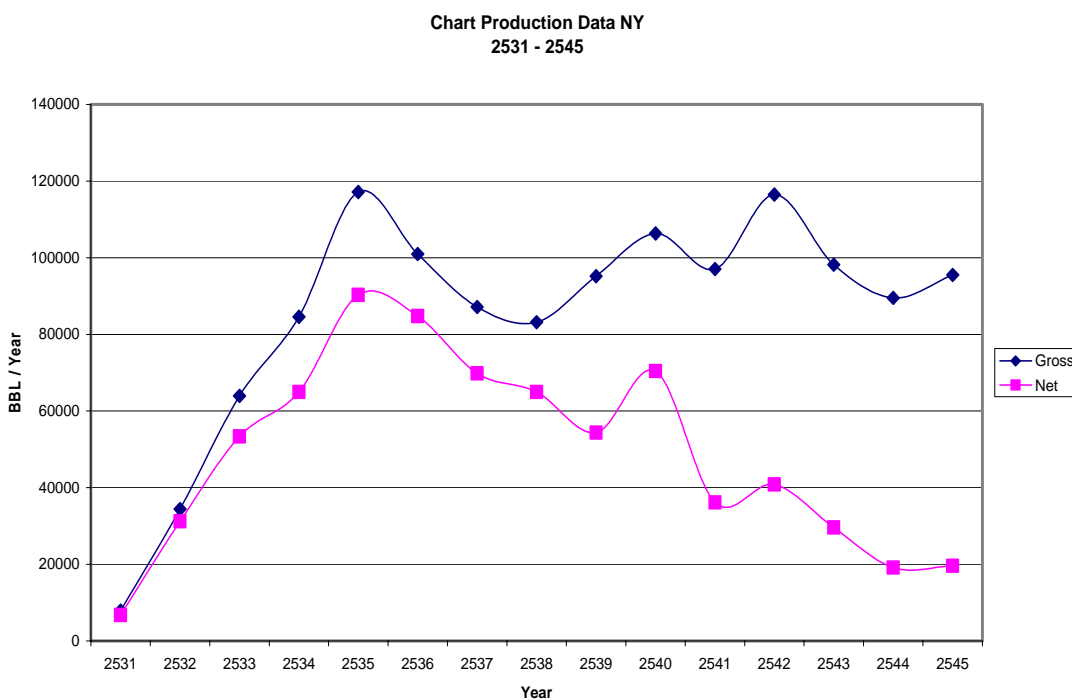
เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนาพร้อมกับแหล่งน้ำมันสันทราย โดยแหล่งน้ำมันหนองยาวได้รับการเจาะสำรวจในระหว่าง ปี พ.ศ. 2530-2547 เป็นจำนวน 9 หลุม และได้รับการพัฒนามาเป็นหลุมผลิตจำนวน 5 หลุม แต่ในปัจจุบันมีการดำเนินการผลิตทั้งหมด 6 หลุม โดยจากข้อมูลที่ได้จากการเจาะสำรวจจะพบชั้นน้ำมันในช่วงระดับความลึก 2,600-3,100 ฟุต โดยลักษณะทางธรณีวิทยาที่พบจะแสดงในภาพตัดขวางทางธรณีวิทยาของหลุม FA-NY-46-09



รูปที่ 3.29 ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันหนองยาว



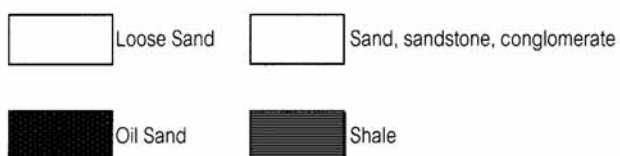
รูปที่ 3.30 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันหนองยาว (ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)



รูปที่ 3.31 กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันหนองยาว (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

Stratigraphic Summary FA-NY-46-09

Formation	Age	Depth (ft.)	Lithology	Description	Environment	Potential			
MAE FANG	Recent - Pleistocene			Top soil, reddish brown, light gray - gray, 45 ft.	Fluvial	Negative			
		250		Loose sand, quartz grain size medium - very coarse, subangular - subround, moderately sorted,					
		500		interbedded with gravels and clay, gray - black gray, reddish brown.					
		750							
		1000							
		1250							
		1500							
		1750	1725						
MAE SOD	Pliocene - Miocene			Claystone, shale, gray - black gray, reddish brown, interbedded with sand, gray - black gray,	Fluviolacustrine	Positive			
		2000		fine - very coarse, subangular - subround, moderately sorted.					
		2250							
		2500		Oil sand at 2,467-2,479, 2,619-2,637, 2,801-2,813, 2,909-2,927, 2,947-3,009 and 3,023-3,095.					
		2750							
		3000							
		3250							
		T.D. 3378							
				3500					



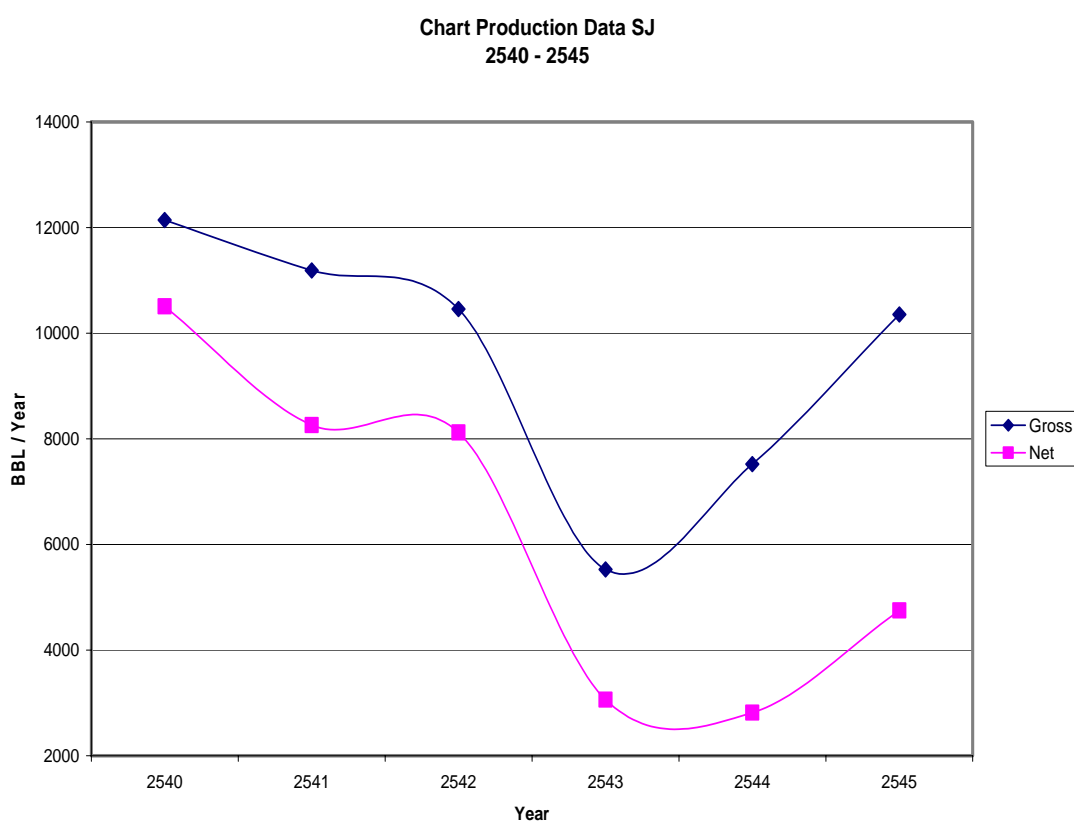
รูปที่ 3.32 ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-NY-46-09 (กรมการพลังงานทหาร, 2546)



รูปที่ 3.33 ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันหนองขาว

3.4.6 แหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง (Nong sam jang Oilfield)

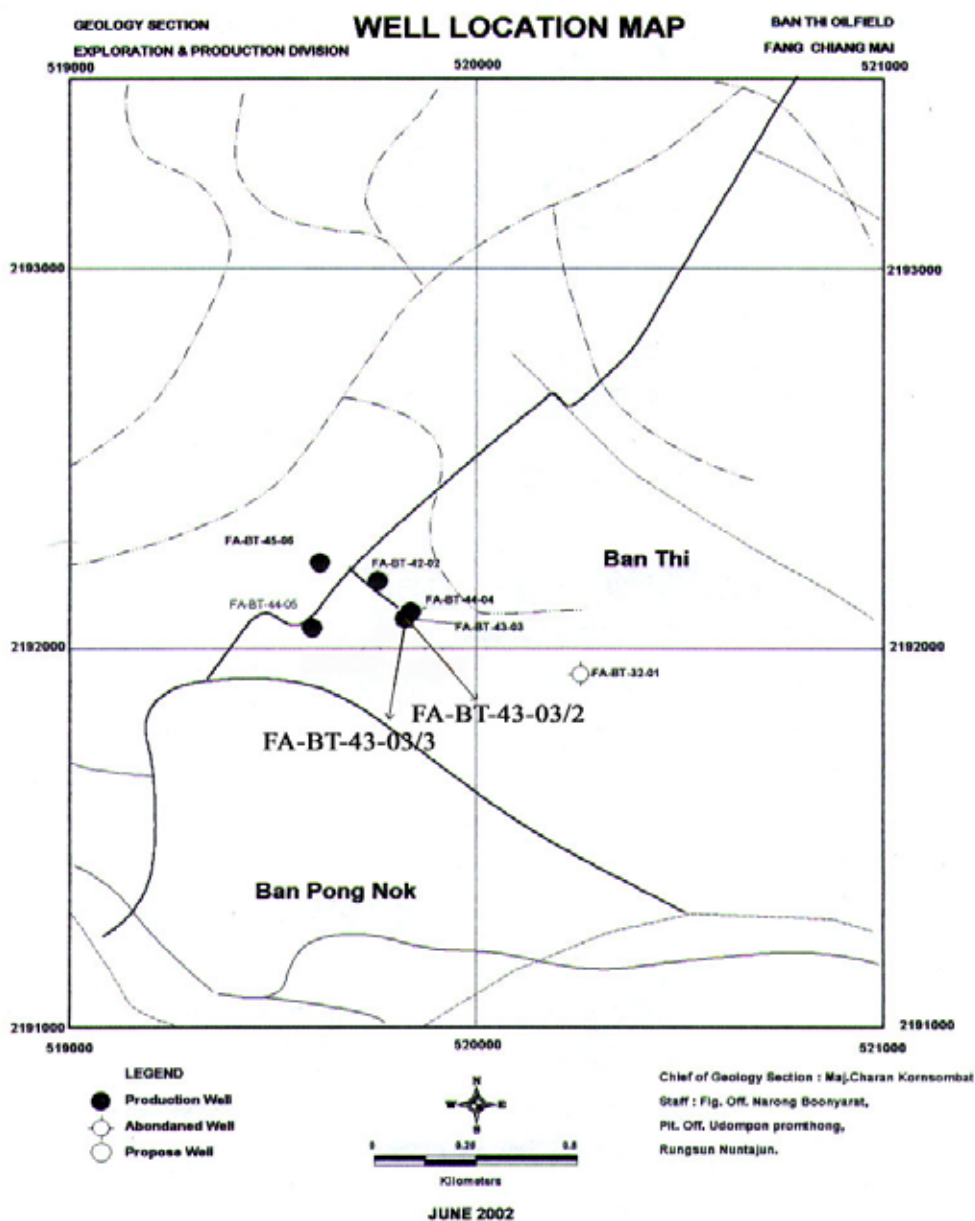
เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนาเนื่องจากการทำการสำรวจธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3-D Seismic exploration) ในปี พ.ศ. 2538 ต่อมาในปี พ.ศ. 2540 ได้ทำการเจาะสำรวจในบริเวณพื้นที่ของบ้านหนองสามแจ่ง อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งเป็นพื้นที่ผลิตน้ำมันของแหล่งหนองสามแจ่งในเวลาต่อมา พบชั้นทรายน้ำมันที่ระดับความลึก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



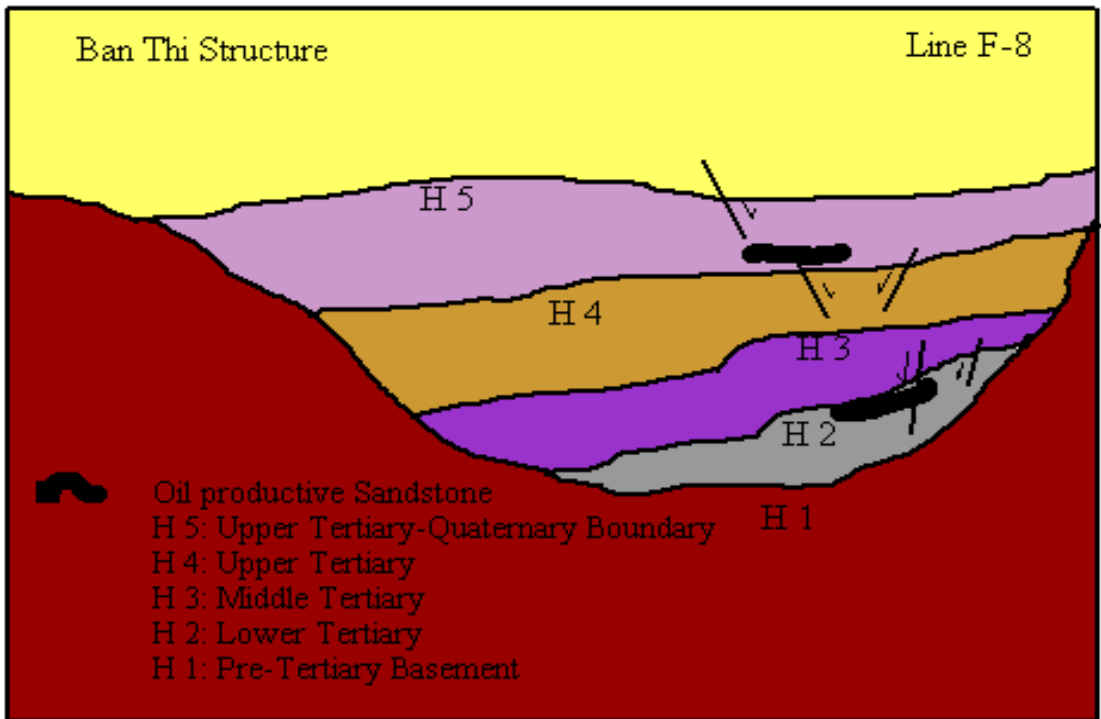
รูปที่ 3.34 กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันหนองสามแจ่ง
(กรมการพลังงานทหาร, 2547)

3.4.7 แหล่งน้ำมันบ้านธิ (Banti Oilfield)

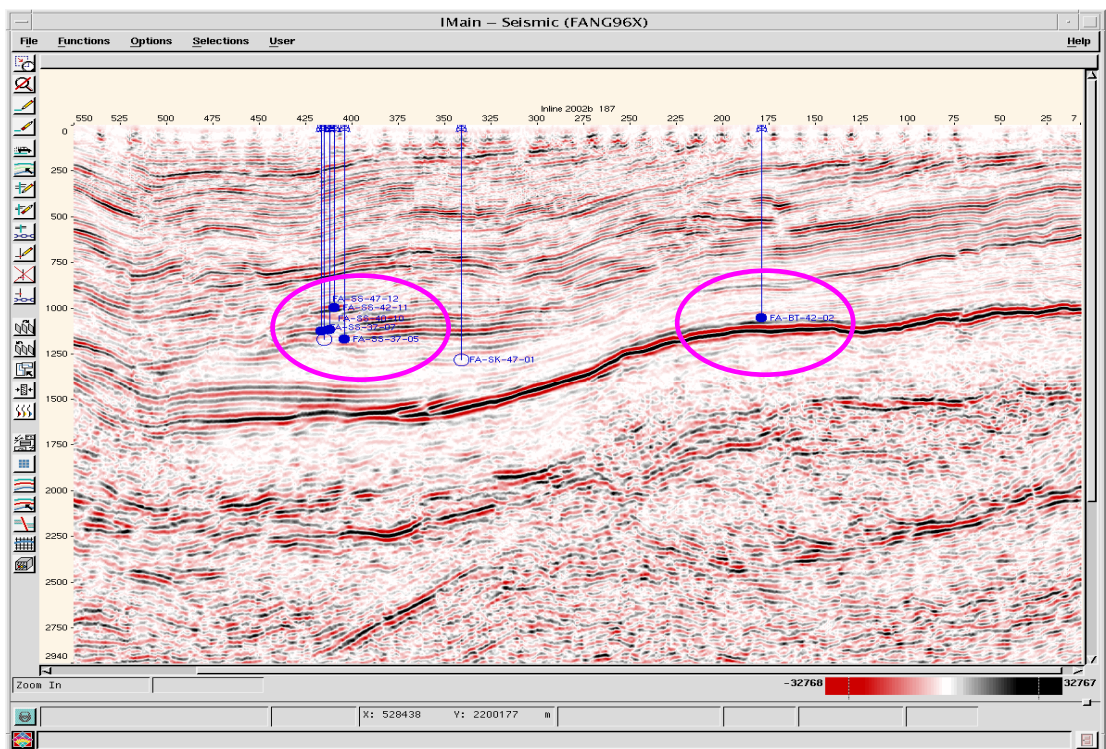
เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนาในอันดับท้ายสุด แต่ได้รับการเจาะสำรวจครั้งแรกในปี พ.ศ. 2532 แต่ไม่พบชั้นทรายน้ำมัน ต่อมาในปี พ.ศ. 2543 ได้ทำการเจาะสำรวจอีกครั้ง เจาะพบชั้นทรายน้ำมันใน 2 ระดับความลึกคือ ที่ระดับ 1,000-1,500 ฟุต และ 3,700-3,900 ฟุต และได้ทำการผลิตน้ำมันดิบจากชั้นน้ำมันในระดับลึก ปัจจุบันแหล่งน้ำมันบ้านธิมีการเจาะสำรวจทั้งหมด 7 หลุม และได้รับการพัฒนาเป็นหลุมผลิตทั้งสิ้น 5 หลุม



รูปที่ 3.35 ภาพแสดงการกระจายหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันบ้านธิ



รูปที่ 3.36 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันบ้านธิ (ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)



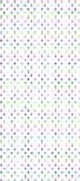



รูปที่ 3.37 ภาพตัดขวางโครงสร้างสันทราย - โครงสร้างบ้านธิ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)



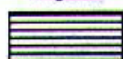
รูปที่ 3.38 ภาพแสดงการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันบ้านธิ

FA - BT - 44 - 06

Stratigraphic Summary

Formation	Age	Depth (ft.)	Lithology	Description	Environment	Potential
Mae Fang	Pleistocene to Recent	716		Loose arkosic sand/gravel, grey, fine-coarse, angular-subangular, interbedded with thin layer of clay.	Fluvial	Negative
Upper Mae Sod	Late Miocene to Pliocene	1,000 2,000 2,410		BT - I, 1,570'-1,606', 1,710'-1,742' (Slightly Oil Sand) Most grey, grey brown, dark brown shale and claystone intercalated with medium - coarse, subangular grey sand.	Fluviolacustrine	
Middle Mae Sod	Oligocene to Miocene	3,000 3,880		Most dark brown, gm grey and reddish brown shale, Coal bed was on the base and have CaCO ₃ , 3740-3744, 3754-3558 Coal Bed. 3,775' - 3,880'	Lacustrine and Continent	Positive
Lower Mae Sod	Late Eocene ?	4,000 T.D. 4,413 5,000		BT - II, 4,009' - 4,014' (Oil Sand) BT - III, 4,132' - 4,137' (Slightly oil sand) Most grey brown, gery and reddish brown shale, interbedded with grey sand.	Lacustrine and Low Continent	
Basement ?	Pre-Tertiary					

Legend



Shale, Clay



Coal

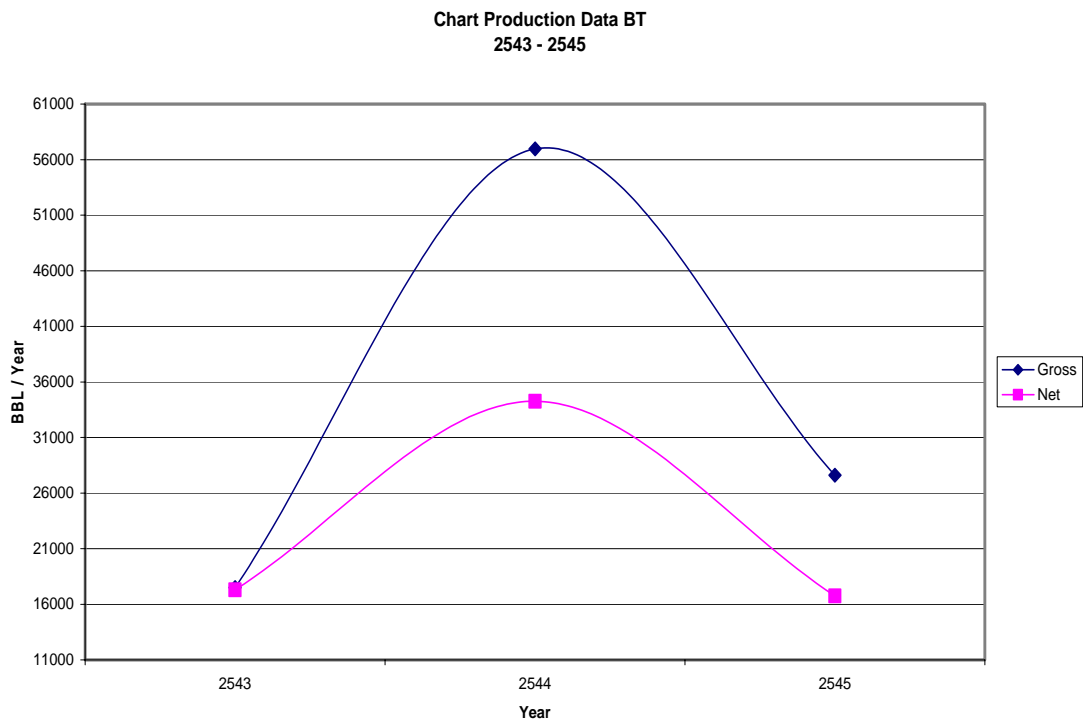


Loose Sand



Oil Sand, Sandstone

รูปที่ 3.39 ภาพแสดงธรณีวิทยาหลุมเจาะ FA-BT-44-06 (กรมการพลังงานทหาร, 2544)



รูปที่ 3.40 กราฟแสดงปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันบ้านธิ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

บทที่ 4

การทดสอบตัวอย่างและการวิเคราะห์ข้อมูล

ในการทดสอบตัวอย่างและทำการวิเคราะห์ข้อมูลที่เป็นต้องใช้ในการสร้างและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งน้ำมันฝาง จะสามารถแบ่งประเภทของตัวอย่างและข้อมูลได้เป็น 4 ลักษณะได้แก่

- ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (dissolved gas)
- ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันดิบ (crude oil)
- ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับน้ำในแหล่งกักเก็บน้ำมัน (formation water)
- ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ซึ่งข้อมูลต่างๆ ที่กล่าวถึงสามารถหาได้จากการคำนวณและการทดสอบตัวอย่างของไหลด้วยเครื่องมือต่างๆ ในห้องปฏิบัติการและจากการรวบรวมข้อมูลของกรมการพลังงานทหาร โดยมีรายละเอียดดังนี้

4.1 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของก๊าซ (Gas properties)

ในการทดสอบและคำนวณหาคุณสมบัติต่างๆของก๊าซสามารถทำได้ดังนี้

4.1.1 ส่วนประกอบของก๊าซ (Gas composition)

ในการคำนวณเพื่อหาคุณสมบัติที่สำคัญต่างๆ ของก๊าซ ไม่ว่าจะเป็นความหนืดของก๊าซ ความถ่วงจำเพาะ หรือแม้แต่ค่าการให้พลังงานของก๊าซ มีความจำเป็นที่จะต้องทราบส่วนประกอบต่างๆ ของก๊าซ โดยก๊าซที่มีส่วนประกอบที่แตกต่างกัน จะมีคุณสมบัติต่างๆของก๊าซที่แตกต่างกันด้วย และปัจจัยที่เป็นตัวกำหนดส่วนประกอบของก๊าซจะมีอยู่หลายปัจจัย ไม่ว่าจะเป็นความดัน อุณหภูมิที่เกิดก๊าซนั้นๆ หรือแม้แต่คุณสมบัติของหินต้นกำเนิดของปิโตรเลียมก็สามารถส่งผลกระทบโดยตรงถึงส่วนประกอบต่างๆ ของก๊าซด้วย สำหรับการหาส่วนประกอบของก๊าซสามารถทำได้โดยใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า ก๊าซโครมาโตกราฟี (Gas Chromatography : GC) โดยนำก๊าซตัวอย่างที่นำมาจากแหล่งน้ำมันฝาง จำนวน 2 ตัวอย่าง ซึ่งเป็นตัวอย่างก๊าซที่ได้จากแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น แต่สำหรับแหล่งน้ำมันบ้านธิและแหล่งน้ำมันหนองยาวไม่

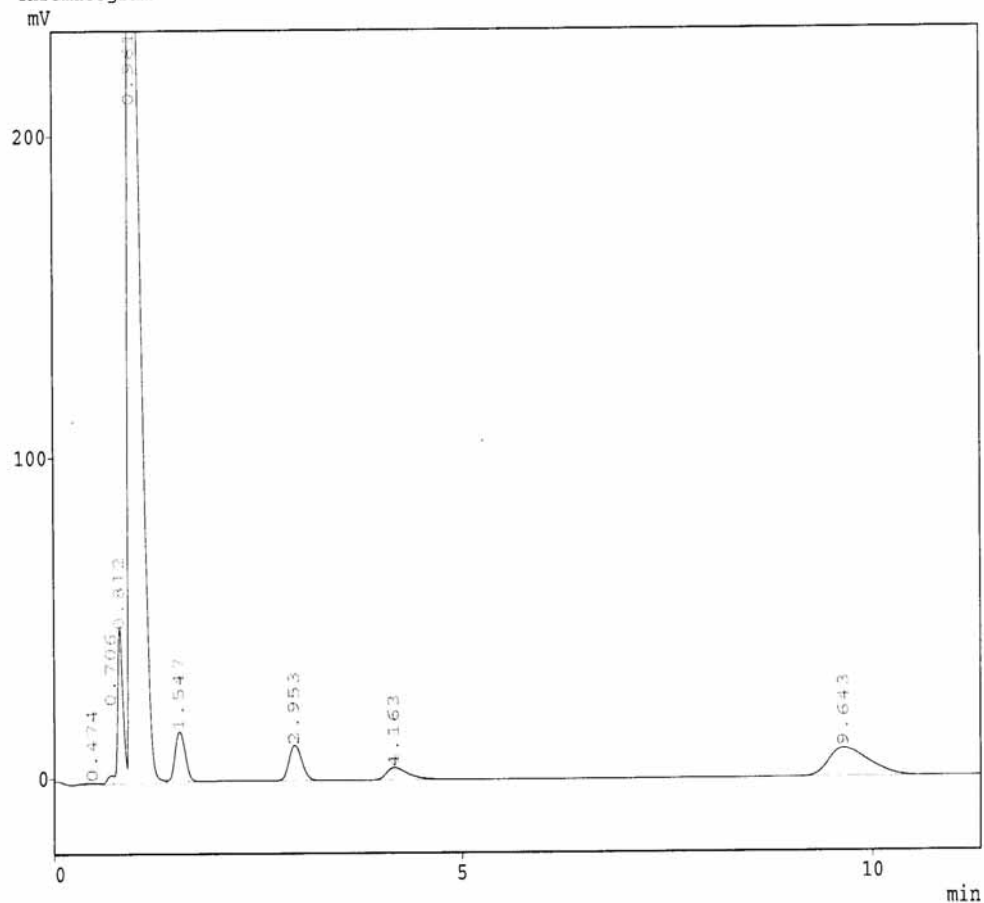
สามารถทำการเก็บก๊าซตัวอย่างได้เนื่องจากอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการเก็บตัวอย่างมีไม่เพียงพอ จึงทำให้ไม่มีก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันทั้งสองแหล่งเพื่อมาทำการทดสอบได้ และจากการแยกหาส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันทั้ง 2 แหล่ง โดยใช้เครื่องก๊าซโครมาโตกราฟี จะได้ผลดังแสดงในรูปที่ 4.2 และรูปที่ 4.3 รัับปริมาณของส่วนประกอบต่างๆของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น จะแสดงไว้ในตารางที่ 4.1 และตารางที่ 4.2 ตามลำดับ



รูปที่ 4.1 เครื่องก๊าซโครมาโตกราฟี (Gas Chromatography : GC)

CLASS-GC10 Ver.=2.01 SYS=1 Ch=1 REPORT.NO=5 DATA=FASS3707.D01 04/07/31 09:56:04
 Sample : fass3707
 ID :
 Dilution Factor: 1
 Type : Unknown
 Detector : Other
 Operator : wantanee

*** Chromatogram *** Filename:FASS3707.C01



*** Peak Report ***

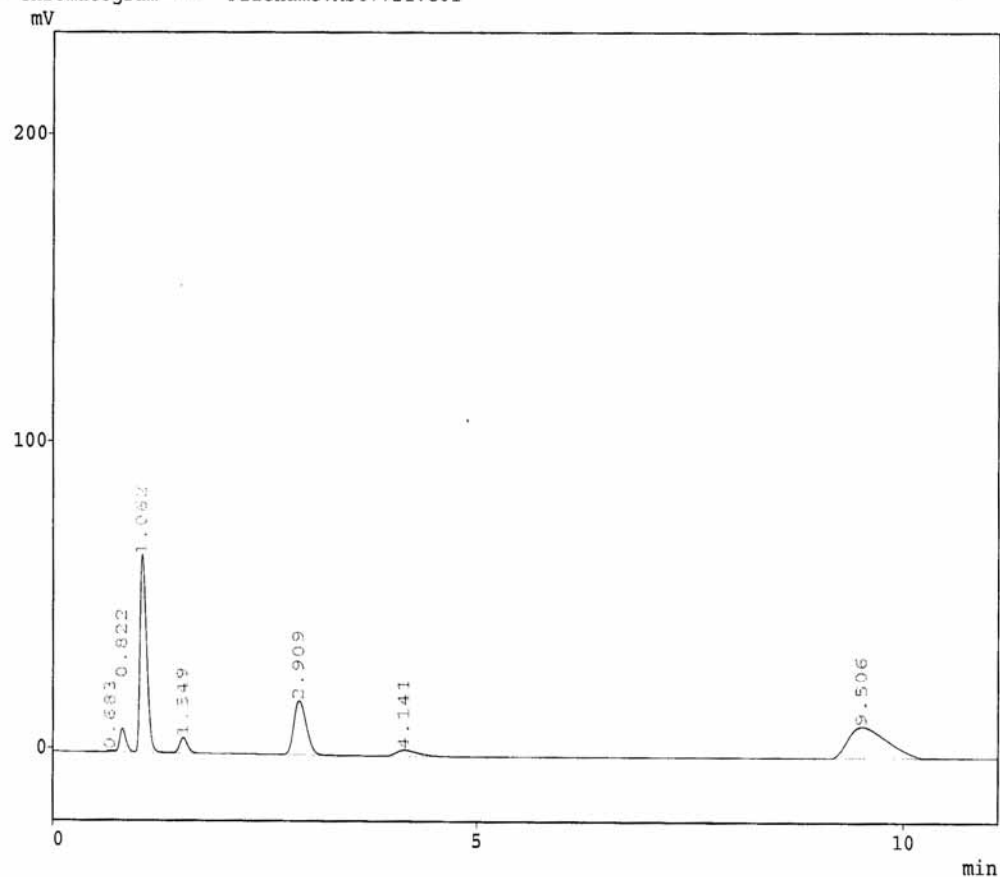
PKNO	TIME	AREA	HEIGHT	MK	IDNO	CONC	NAME
1	0.474	7118	429			0.1674	
2	0.706	14824	2583	V		0.3487	
3	0.812	217121	48588	V		5.1077	
4	0.961	3387942	366410	V		79.7008	
5	1.547	136585	15646	V		3.2131	
6	2.953	117933	11013			2.7744	
7	4.163	69235	3747			1.6287	
8	9.643	300071	8853			7.0591	

 4250828 457269 100.0000

รูปที่ 4.2 กราฟแสดงผลการทดสอบหาส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย

CLASS-GC10 Ver.=2.01 SYS=1 Ch=1 REPORT.NO=11 DATA=MS47721.D01 04/07/31 11:09:48
 Sample : ms47721
 ID :
 Dilution Factor: 1
 Type : Unknown
 Detector : Other
 Operator : wantanee

*** Chromatogram *** Filename:MS47721.C01



*** Peak Report ***

PKNO	TIME	AREA	HEIGHT	MK	IDNO	CONC	NAME
1	0.683	2480	417			0.2578	
2	0.822	40325	7618	V		4.1915	
3	1.062	354320	64620	V		36.8289	
4	1.549	30959	4863			3.2180	
5	2.909	177034	17516			18.4014	
6	4.141	36906	2019	E		3.8361	
7	9.506	320045	10139	E		33.2662	

 962070 107192 100.0000

รูปที่ 4.3 กราฟแสดงผลการทดสอบหาส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุน

ตารางที่ 4.1 แสดงปริมาณของส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย

ส่วนประกอบ	ปริมาณ (%)
ก๊าซออกซิเจน(O ₂)	0.5162
ก๊าซไนโตรเจน(N ₂)	5.1077
ก๊าซมีเทน(CH ₄)	79.7008
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO ₂)	3.2131
ก๊าซอีเทน(C ₂ H ₆)	2.7744
ก๊าซไฮโดรเจน(H ₂)	1.6287
ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์(H ₂ S)	7.0591
รวม	100

ตารางที่ 4.2 แสดงปริมาณของส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุน

ส่วนประกอบ	ปริมาณ (%)
ก๊าซออกซิเจน(O ₂)	0.2578
ก๊าซไนโตรเจน(N ₂)	4.1915
ก๊าซมีเทน(CH ₄)	36.829
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO ₂)	3.218
ก๊าซอีเทน(C ₂ H ₆)	18.4014
ก๊าซไฮโดรเจน(H ₂)	3.8361
ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์(H ₂ S)	33.2662
รวม	100

4.1.2 Compressibility Factor ; z

เป็นตัวแปรที่สามารถหามาได้จากการคำนวณโดยใช้ส่วนประกอบของก๊าซรวม ซึ่งค่าของ compressibility factor จะเปลี่ยนแปลงไปตามค่าของความถ่วงจำเพาะของก๊าซ ความดัน และอุณหภูมิของก๊าซของแหล่งกักเก็บ โดยค่า compressibility factor จะเป็นการเปรียบเทียบปริมาตรของก๊าซจำนวนโมลใดๆ ที่มีความดันและอุณหภูมิหนึ่งๆ ที่มีอยู่จริงกับปริมาตรของก๊าซชนิดเดียวกันที่มีจำนวนโมลเท่ากัน ณ ความดันและอุณหภูมิเท่ากันที่จะมีได้ตามทฤษฎี ดังแสดงในความสัมพันธ์ ดังนี้

$$\text{compressibility factor}(z) = \frac{V_a}{V_i}$$

V_a = ปริมาตรของก๊าซจำนวน n โมลที่มีอยู่จริง ณ ความดันและอุณหภูมิหนึ่ง

V_i = ปริมาตรของก๊าซชนิดเดียวกันจำนวน n โมลที่มีตามทฤษฎี ณ ความดันและอุณหภูมิเดียวกัน

สำหรับการคำนวณหาค่า compressibility factor มีวิธีการดังนี้

1. นำค่าส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างมาคำนวณเพื่อหาค่าคุณสมบัติต่างๆของก๊าซ

ตัวอย่างตามตารางที่ 4.3 และตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.3 แสดงผลการคำนวณจากส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งสันทราย

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(2)x(3)	(2)x(4)	(2)x(5)
ส่วนประกอบ	ปริมาณ (%)	มวล โมเลกุล	Pc (psia)	Tc (°R)	Fraction x Mw	Fraction x Pc	Fraction x Tc
O ₂	0.5162	32	736.9	278.6	0.165	3.804	1.438
N ₂	5.1077	28.02	492.2	227	1.431	25.140	11.594
CH ₄	79.7008	16.043	673.1	343.2	12.786	536.466	273.533
CO ₂	3.2131	44.01	1070.2	547.5	1.414	34.387	17.592
C ₂ H ₆	2.7744	30.07	708.3	549.9	0.834	19.651	15.256
H ₂	1.6287	2.106	189	59.8	0.034	3.078	0.974
H ₂ S	7.0591	34.076	1306.5	672.4	2.405	92.227	47.465
รวม	100				19.071	714.753	367.853

จากการคำนวณจะได้ น้ำหนักของมวล โมเลกุลของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งสันทราย =

19.071

Pseudocritical pressure of mix gas = 714.753 psi

Pseudocritical temperature of mix gas = 367.853 °R

ตารางที่ 4.4 แสดงผลการคำนวณจากส่วนประกอบของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งแม่สูน

ส่วนประกอบ	ปริมาณ (%)	มวล โมเลกุล	Pc (psia)	Tc (°R)	Fraction x Mw	Fraction x Pc	Fraction x Tc
O ₂	0.2578	32	736.9	278.6	0.082	1.900	0.718
N ₂	4.1915	28.02	492.2	227	1.174	20.631	9.515
CH ₄	36.829	16.043	673.1	343.2	5.908	247.896	126.397
CO ₂	3.218	44.01	1070.2	547.5	1.416	34.439	17.619
C ₂ H ₆	18.4014	30.07	708.3	549.9	5.533	130.337	101.189
H ₂	3.8361	2.106	189	59.8	0.081	7.250	2.294
H ₂ S	33.2662	34.076	1306.5	672.4	11.336	434.623	223.682
รวม	100				25.532	877.076	481.414

จากการคำนวณจะได้น้ำหนักของมวลโมเลกุลของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งแม่สูน = 25.532

Pseudocritical pressure of mix gas = 877.076 psi

Pseudocritical temperature of mix gas = 481.414 °R

2. ทำการคำนวณหาค่าปรับแก้ compressibility factor โดยใช้ 4-1

$$\epsilon = 120(A^{0.9} - A^{1.6}) + 15(B^{0.5} - B^4) \text{ ----- สมการ 4-1}$$

โดย ϵ = ค่าปรับแก้ compressibility factor

A = ผลรวมของสัดส่วนปริมาณของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์กับก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

B = สัดส่วนปริมาณของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์

กรณีที่ 1 ก๊าซตัวอย่างจากแหล่งสันทราย

$$A = 0.1027 \text{ และ } B = 0.0706$$

$$\text{จะได้ } \epsilon = 16.315$$

กรณีที่ 2 ก๊าซตัวอย่างจากแหล่งแม่สูน

$$A = 0.3648 \text{ และ } B = 0.3327$$

$$\text{จะได้ } \epsilon = 32.985$$

3. ทำการคำนวณหาค่า pseudocritical pressure และ pseudocritical temperature ของก๊าซตัวอย่างหลังจากทำการปรับแก้ค่าด้วยค่าปรับแก้ compressibility factor

โดยใช้สมการ 4-2 และสมการ 4-3 จากนั้นคำนวณหาค่า pseudoreduced pressure และ pseudoreduced temperature โดยใช้สมการ 4-4 และสมการ 4-5

$$T_c' = T_c - \varepsilon \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 4-2}$$

$$P_c' = \frac{P_c * T_c'}{(T_{pc} + B * (1 - B)) * \varepsilon} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 4-3}$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_c} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 4-4}$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_c} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 4-5}$$

กรณีที่ 1 ก๊าซตัวอย่างจากแหล่งสันทราย

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi (กรมการพลังงานทหาร, 2533)

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

$$T_c' = 351.538 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$P_c' = 681.071 \text{ psi}$$

$$P_{pr} = 1.395 \text{ ที่ความดัน} = 950 \text{ psi}$$

$$P_{pr} = 0.587 \text{ ที่ความดัน} = 400 \text{ psi}$$

$$T_{pr} = 1.792 \text{ ที่อุณหภูมิ } 630^\circ\text{R}$$

กรณีที่ 2 ก๊าซตัวอย่างจากแหล่งแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi (กรมการพลังงานทหาร, 2530)

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

$$T_c' = 448.429 \text{ } ^\circ\text{R}$$

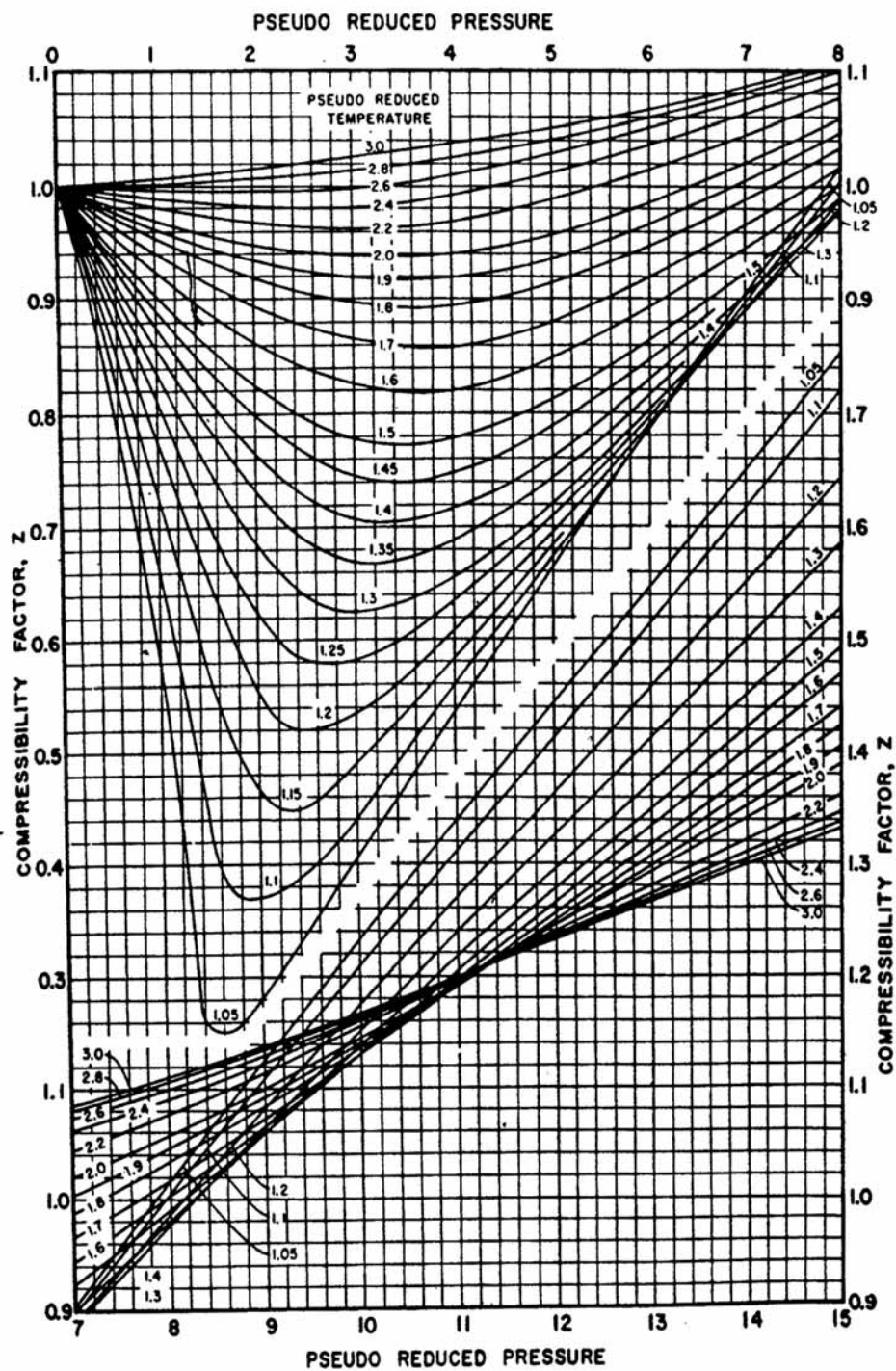
$$P_c' = 804.740 \text{ psi}$$

$$P_{pr} = 1.118 \text{ ที่ความดัน} = 900 \text{ psi}$$

$$P_{pr} = 0.373 \text{ ที่ความดัน} = 300 \text{ psi}$$

$$T_{pr} = 1.405 \text{ ที่อุณหภูมิ } 630^\circ\text{R}$$

4. ทำการคำนวณหาค่า compressibility factor ของก๊าซตัวอย่าง โดยใช้รูปที่ 4-4



รูปที่ 4.4 Compressibility factors for natural gases.
(After Standing and Katz, Trans.AIM)

และจากรูปที่ 4-4 สามารถคำนวณหาค่า compressibility factors ของก๊าซตัวอย่างได้ โดยแสดงค่าที่ได้จากการคำนวณไว้ในตารางที่ 4.5 และตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.5 แสดงค่า Compressibility factors ของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน (psi)	Compressibility factors (z)
950	0.939
400	0.971

ตารางที่ 4.6 แสดงค่า Compressibility factors ของก๊าซตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุน

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน (psi)	Compressibility factors (z)
900	0.86
300	0.959

4.1.3 ความหนาแน่นและความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (Gas Density and Gas Specific Gravity)

ความหนาแน่นของก๊าซเป็นคุณสมบัติเฉพาะตัวที่มีความสำคัญมากของก๊าซ โดยนิยามของความหนาแน่นของก๊าซคืออัตราส่วนของมวลของก๊าซใดๆต่อปริมาตรของก๊าซนั้นๆ ซึ่งสามารถเขียนเป็นความสัมพันธ์ได้ดังนี้

$$\rho_g = \frac{\text{Mass}}{\text{Volume}} \quad \text{----- สมการ 4-6}$$

นอกจากสมการ 4-6 แล้ว ยังสามารถคำนวณหาค่าของความหนาแน่นของก๊าซได้จากกฎของก๊าซ (gas's law) ได้ด้วย โดยใช้สมการ 4-7 คือ

$$\rho_g = \frac{28.97 * \gamma_g * P}{z * R * T} \quad \text{----- สมการ 4-7}$$

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ จะเป็นคุณสมบัติที่สำคัญอีกประการหนึ่งของก๊าซ โดยค่าของความถ่วงจำเพาะของก๊าซใดๆ จะเป็นการเปรียบเทียบกันของค่าความหนาแน่นของก๊าซนั้นๆ ต่อค่าความหนาแน่นของอากาศ ซึ่งสามารถเขียนความสัมพันธ์ได้สมการ 4-8

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{air}} \quad \text{----- สมการ 4-8}$$

นอกจากนี้ในกรณีที่ก๊าซกับอากาศมีปริมาตรเท่ากัน จากกฎของก๊าซจะสามารถเขียนความสัมพันธ์เพื่อทำการคำนวณหาค่าของความถ่วงจำเพาะได้ใหม่ดังนี้

$$\gamma_g = \frac{Mw_{gas}}{Mw_{air}} \quad \text{----- สมการ 4-9}$$

เนื่องจากค่าน้ำหนักมวลโมเลกุลของอากาศคือ 28.97

ดังนั้นจากสมการที่ 4-9 จะได้

$$\gamma_g = \frac{Mw_{gas}}{28.97}$$

ในกรณีที่ก๊าซที่ทำการพิจารณามีส่วนผสมของก๊าซหลายชนิดรวมกันอยู่จะสามารถคำนวณหาค่าของความถ่วงจำเพาะของก๊าซผสมได้จากส่วนประกอบของก๊าซผสมนั้น โดยใช้สมการ 4-10

$$\gamma_g = \frac{Mw_{mixgas}}{Mw_{air}} \quad \text{----- สมการ 4-10}$$

สำหรับวิธีการและผลการคำนวณค่าความถ่วงจำเพาะและความหนาของก๊าซในแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น มีดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

จากตารางที่ 4.4 จะได้ น้ำหนักของมวลโมเลกุลของก๊าซตัวอย่าง = 19.071

และน้ำหนักของมวลโมเลกุลของอากาศ = 28.97

ดังนั้นจากสมการ 4-10 จะได้

$$\gamma_g = \frac{19.071}{28.97}$$

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซตัวอย่าง = 0.658

และจากสมการ 4-7 จะสามารถคำนวณหาค่าความหนาแน่นของก๊าซตัวอย่างได้ดังนี้

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

Compressibility factors = 0.9

$$\rho_g = \frac{28.97 * 0.658 * 950}{0.9 * 10.73 * 630}$$

$\rho_g = 2.977 \text{ lb/ft}^3$

ค่าความหนาแน่นของก๊าซตัวอย่าง = 2.977 lb/ft³

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

จากตารางที่ 4.5 จะได้ น้ำหนักของมวลโมเลกุลของก๊าซตัวอย่าง = 25.532

และน้ำหนักของมวลโมเลกุลของอากาศ = 28.97

ดังนั้นจากสมการที่ 10 จะได้

$$\gamma_g = \frac{25.532}{28.97}$$

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซตัวอย่าง = 0.881

และจากสมการ 4-7 จะสามารถคำนวณหาค่าความหนาแน่นของก๊าซตัวอย่างได้ดังนี้

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

Compressibility factors = 0.934

$$\rho_g = \frac{28.97 * 0.881 * 300}{0.934 * 10.73 * 630}$$

$$\rho_g = 1.213 \text{ lb/ft}^3$$

ค่าความหนาแน่นของก๊าซตัวอย่าง = 1.213 lb/ft³

4.1.4 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของก๊าซ (Gas Formation Volume factors)

สำหรับตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของก๊าซจะเป็นคุณสมบัติที่ใช้เปรียบเทียบ ปริมาตรของก๊าซ เมื่ออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมกับปริมาตรของก๊าซเมื่อขึ้นมาสู่พื้นผิว โดย ค่าของตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของก๊าซ จะมีค่ามากหรือน้อยขึ้นอยู่กับค่าของความดัน และอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ดังแสดงความสัมพันธ์ไว้ในสมการ 4-11

$$B_g = \frac{P_{sc} * z * T}{T_{sc} * P} \quad \text{----- สมการ 4-11}$$

สำหรับวิธีการและผลการคำนวณค่าตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของก๊าซในแหล่ง น้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น มีดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

Compressibility factors ที่ความดัน 950 psi = 0.939

Compressibility factors ที่ความดัน 400 psi = 0.971

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

$$B_g = \frac{14.7 * 0.939 * 630}{520 * 950}$$

$$B_{gi} = 0.0176 \text{ cu ft/SCF}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

$$B_g = \frac{14.7 * 0.971 * 630}{520 * 400}$$

$$B_g = 0.0432 \text{ cu ft/SCF}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

Compressibility factors ที่ความดัน 900 psi = 0.86

Compressibility factors ที่ความดัน 300 psi = 0.959

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

$$B_g = \frac{14.7 * 0.86 * 630}{520 * 500}$$

$$B_{gi} = 0.017 \text{ cu ft/SCF}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

$$B_g = \frac{14.7 * 0.959 * 630}{520 * 300}$$

$$B_g = 0.05693 \text{ cu ft/SCF}$$

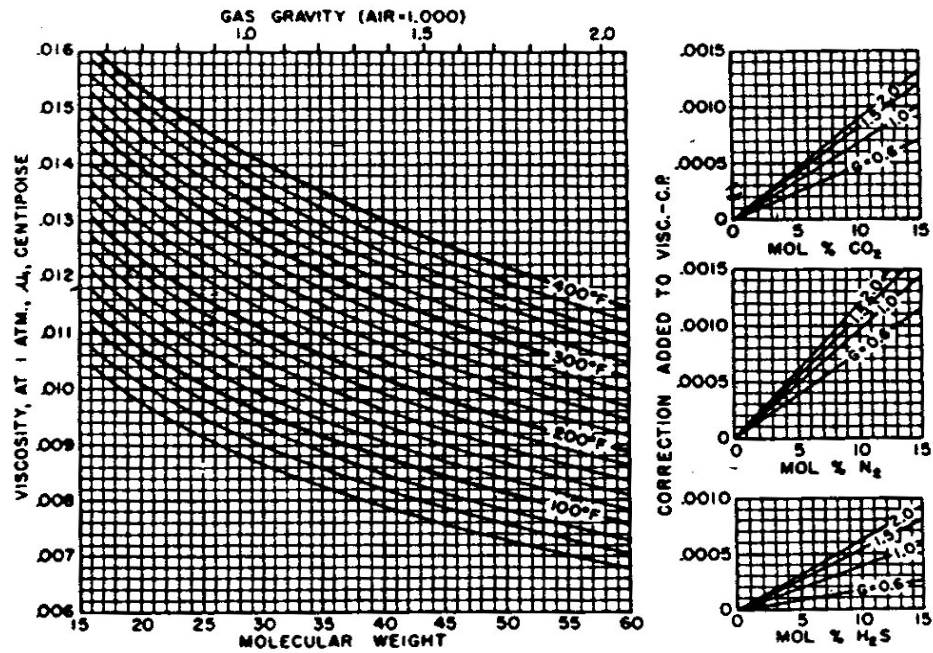
4.1.5 ความหนืดของก๊าซ (Gas Viscosity)

สำหรับความหนืดของก๊าซจะเป็นคุณสมบัติที่มีความสำคัญอย่างยิ่งเกี่ยวกับการเคลื่อนที่ของก๊าซ โดยความหนืดของก๊าซจะทำหน้าที่ต้านทานการเคลื่อนที่ของก๊าซนั้นๆ ซึ่งค่าของความหนืดของก๊าซจะมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับค่าของความดัน อุณหภูมิและส่วนประกอบต่างๆ ของก๊าซ โดยวิธีการคำนวณหาความหนืดของก๊าซสามารถทำได้ดังนี้

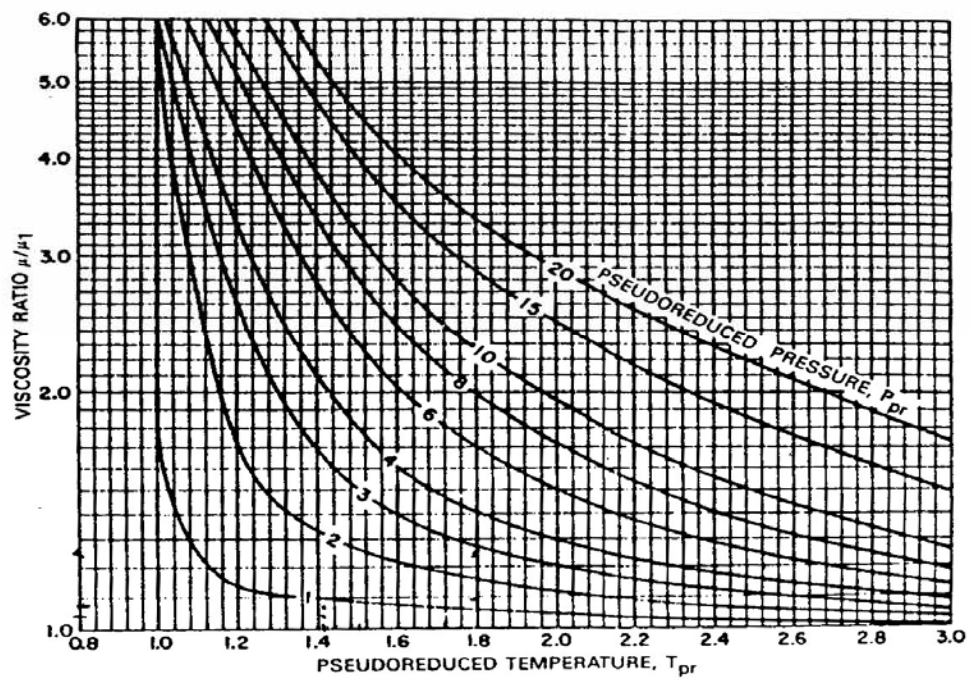
1. หาค่าความหนืดของก๊าซที่ความดัน 1 บรรยากาศ และที่อุณหภูมิของแหล่งกักเก็บ โดยใช้รูปที่ 4.5

2. หาค่าอัตราส่วนของความหนืดในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมต่อความหนืดของก๊าซที่ความดัน 1 บรรยากาศ โดยใช้รูปที่ 4.6

3. คำนวณหาความหนืดของก๊าซในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



รูปที่ 4.5 กราฟแสดงค่าความหนืดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ความดัน 1 บรรยากาศและอุณหภูมิแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (After Carr, Kobayashi, and Burrows, Trans. AIME.)



รูปที่ 4.6 กราฟแสดงค่าอัตราส่วนของความหนืดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ความดัน 1 บรรยากาศ (After Carr, Kobayashi, and Burrows, Trans. AIME.)

สำหรับผลการคำนวณเพื่อหาค่าความหนืดของก๊าซตัวอย่างมีดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของก๊าซตัวอย่าง} = 0.658$$

$$\text{ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

$$\text{อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 630 \text{ }^{\circ}\text{R}$$

$$\% \text{ มวลโมเลกุลของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์} = 7.0591\%$$

$$\% \text{ มวลโมเลกุลของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์} = 3.2131\%$$

$$\% \text{ มวลโมเลกุลของก๊าซไนโตรเจน} = 5.1077\%$$

จากรูปที่ 4.5 จะได้

$$\mu_1 = 0.012$$

$$\text{CO}_2 \text{ correction} = 0.0002$$

$$\text{H}_2\text{S correction} = 0.00018$$

$$\text{N}_2 \text{ correction} = 0.00045$$

$$\mu_1 \text{ correction} = \mu_1 + \text{CO}_2 \text{ correction} + \text{H}_2\text{S correction} + \text{N}_2 \text{ correction}$$

$$\mu_1 \text{ correction} = 0.012 + 0.0002 + 0.00018 + 0.00045$$

$$\mu_1 \text{ correction} = 0.01283 \text{ cp}$$

จากรูปที่ 4.6 จะได้

$$\text{ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

$$\frac{\mu}{\mu_1} = 1.1$$

$$\mu = 0.014 \text{ cp}$$

$$\text{ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

$$\frac{\mu}{\mu_1} = 1.05$$

$$\mu = 0.0135 \text{ cp}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของก๊าซตัวอย่าง} = 0.881$$

$$\text{ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 900 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 300 \text{ psi}$$

$$\text{อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 630 \text{ }^{\circ}\text{R}$$

$$\% \text{ มวลโมเลกุลของก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์} = 33.2662\%$$

% มวลโมเลกุลของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ = 3.218%

% มวลโมเลกุลของก๊าซไนโตรเจน = 4.1915%

จากรูปที่ 4.5 จะได้

$$\mu_1 = 0.0112$$

$$\text{CO}_2 \text{ correction} = 0.0002$$

$$\text{H}_2\text{S correction} = 0.00129$$

$$\text{N}_2 \text{ correction} = 0.0004$$

$$\mu_1 \text{ correction} = \mu_1 + \text{CO}_2 \text{ correction} + \text{H}_2\text{S correction} + \text{N}_2 \text{ correction}$$

$$\mu_1 \text{ correction} = 0.0112 + 0.0002 + 0.00129 + 0.0004$$

$$\mu_1 \text{ correction} = 0.01309 \text{ cp}$$

จากรูปที่ 4.6 จะได้

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

$$\frac{\mu}{\mu_1} = 1.13$$

$$\mu = 0.0148 \text{ cp}$$

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

$$\frac{\mu}{\mu_1} = 1.04$$

$$\mu = 0.0136 \text{ cp}$$

4.1.6 Gas Isothermal Compressibility

สำหรับคุณสมบัตินี้จะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงปริมาตรของก๊าซใดๆ เมื่อความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเปลี่ยนไป ภายใต้เงื่อนไขที่อุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมไม่มีการเปลี่ยนแปลง โดยสามารถเขียนสมการแสดงความสัมพันธ์ได้ดังนี้

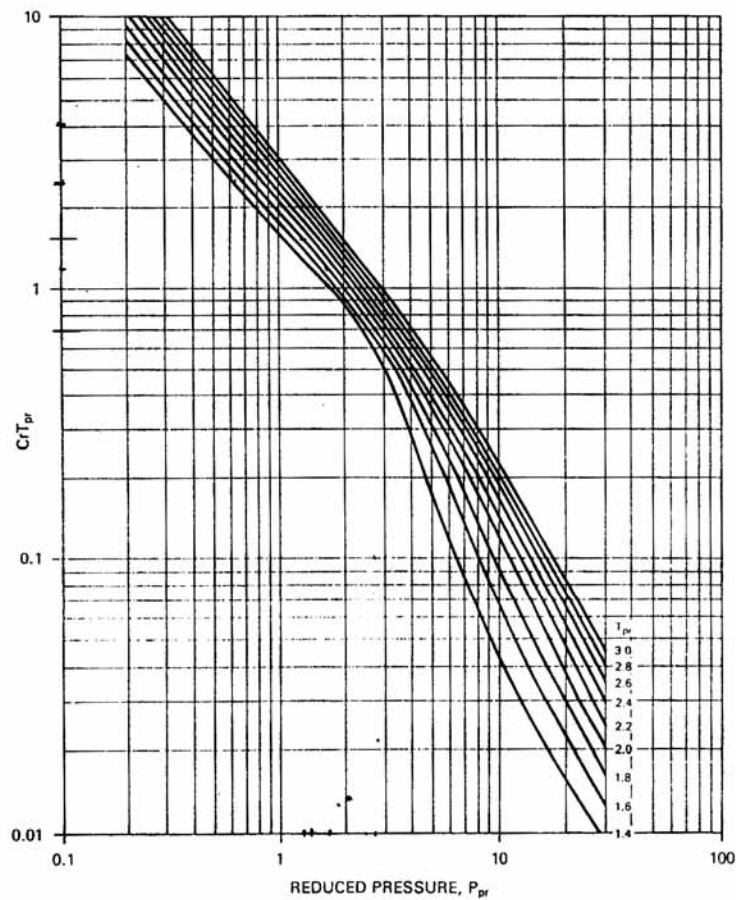
$$C_g = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP} \quad \text{----- สมการ 4-12}$$

$$= \frac{1}{P} - \frac{1}{z} \frac{dz}{dP}$$

วิธีการคำนวณเพื่อหาค่าของ Isothermal compressibility สามารถทำได้ดังนี้

1. หาค่า $C_{pr} * T_{pr}$ โดยใช้รูปที่ 4.7
2. คำนวณหาค่า pseudoreduced compressibility
3. คำนวณหาค่า gas isothermal compressibility โดยใช้สมการ 4-13

$$C_g = \frac{C_{pr}}{P_c} \quad \text{----- สมการ 4-13}$$



รูปที่ 4.7 กราฟแสดงค่าของ $C_{pr} * T_{pr}$ สำหรับก๊าซธรรมชาติ ($1.4 \leq T_{pr} \leq 3.0$) (After Blasingame.)

โดยผลการคำนวณหาค่าของ gas isothermal compressibility มีรายละเอียดดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = $630 \text{ }^{\circ}\text{R}$

pseudoreduced temperature = $1.792 @ T = 630 \text{ }^{\circ}\text{R}$

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

pseudocritical pressure = 681.071 psi

pseudoreduced pressure = 1.395

จากรูปที่ 4.7 จะได้

$C_{pr} * T_{pr} = 1.6$

$C_{pr} = 0.893$

จากสมการ 4-13 จะได้

$C_g = 131.12 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

pseudoreduced pressure = 0.587

จากรูปที่ 4.7 จะได้

$$C_{pr} * T_{pr} = 3.2$$

$$C_{pr} = 1.786$$

จากสมการ 4-13 จะได้

$$C_g = 262.2 \times 10^5 \text{ psi}^{-1}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 630 °R

pseudoreduced temperature = 1.405 @ T = 630 °R

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

pseudocritical pressure = 804.740 psi

pseudoreduced pressure = 1.118

จากรูปที่ 4.7 จะได้

$$C_{pr} * T_{pr} = 1.5$$

$$C_{pr} = 1.068$$

จากสมการที่ 4-13 จะได้

$$C_g = 132.67 \times 10^5 \text{ psi}^{-1}$$

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

pseudoreduced pressure = 0.373

จากรูปที่ 4.7 จะได้

$$C_{pr} * T_{pr} = 4.1$$

$$C_{pr} = 2.918$$

$$C_g = 362.62 \times 10^5 \text{ psi}^{-1}$$

ตารางที่ 4.7 แสดงค่าความหนืดของก๊าซและ Gas Isothermal Compressibility ของก๊าซตัวอย่าง
จากแหล่งน้ำมันสันทรายและแม่สุ่นที่ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แหล่งน้ำมัน	ความหนืดของก๊าซ (cp)	Gas Isothermal Compressibility (psi ⁻¹)
แหล่งน้ำมันสันทราย	0.0140	131.2x10 ⁵
แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	0.0148	132.67x10 ⁵

4.2 ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของน้ำมันดิบ (Crude Oil Properties)

ในการทำการทดสอบและคำนวณหาคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันดิบ ได้ทำการทดสอบน้ำมันตัวอย่างโดยใช้วิธีการต่างๆเพื่อหาคุณสมบัติที่สำคัญของน้ำมันตัวอย่างสำหรับการทำการสร้างและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ซึ่งคุณสมบัติที่ทำการทดสอบและคำนวณมีดังนี้

- ความหนาแน่นของน้ำมันดิบ
- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ
- ความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันดิบ
- ความหนืดของน้ำมันดิบ
- อัตราส่วนของการละลายก๊าซในน้ำมัน
- Oil isothermal compressibility
- ปัจจัยที่มีผลต่อปริมาตรของน้ำมัน

สำหรับวิธีการทดสอบและการคำนวณเพื่อหาคุณสมบัติต่างๆ ของน้ำมัน ได้ทำการเก็บตัวอย่างน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่างๆ ในแหล่งน้ำมันฝาง อาทิ แหล่งน้ำมันแม่สุ่น แหล่งน้ำมันสันทราย แหล่งน้ำมันหนองยาวและแหล่งน้ำมันบ้านธิ (รูปที่ 4.8) มาเพื่อทำการทดสอบหาคุณสมบัติต่างๆ ของน้ำมันดิบ แต่ในสำหรับคุณสมบัติบางประการที่ต้องใช้การคำนวณโดยมีการนำคุณสมบัติของก๊าซเข้ามามีส่วนร่วมในการคำนวณด้วย จะไม่สามารถทำการคำนวณหาคุณสมบัติของน้ำมันจากแหล่งน้ำมันบ้านธิและแหล่งน้ำมันหนองยาวได้ เนื่องจากไม่มีการทดสอบเพื่อหาคุณสมบัติของก๊าซตัวอย่างจากทั้งสองแหล่ง และสำหรับผลการทดสอบและผลการคำนวณมีรายละเอียดดังนี้

4.2.1 ความหนาแน่นของน้ำมันดิบ (Density of Crude Oil)

ความหนาแน่นของน้ำมันดิบจะเป็นคุณสมบัติที่สำคัญของน้ำมันดิบโดยจะเป็นการเปรียบเทียบกันระหว่างน้ำหนักของน้ำมันดิบต่อปริมาตรของน้ำมันดิบและสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 4-14

$$Density_{oil} = \frac{Weight_{oil}}{Volume_{oil}} \quad \text{----- สมการ 4-14}$$

หรือ

$$\rho_o = \frac{W_{oil}}{V_{oil}}$$

สำหรับการทดสอบตัวอย่างของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝางได้ทำการทดสอบโดยมีวิธีการทดสอบดังนี้

1. จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับการวัดความหนาแน่นของน้ำมันตัวอย่าง เรียกว่า “Mass Balance” ดังแสดงในรูปที่ 4.9

2. ทำการปรับแก้ค่าความถูกต้องของอุปกรณ์โดยใช้น้ำกลั่นบริสุทธิ์
3. นำตัวอย่างน้ำมันดิบที่ต้องการทดสอบบรรจุในอุปกรณ์และทำการวัดค่าความหนาแน่นของน้ำมันดิบ โดยผลการทดสอบจะแสดงในตารางที่ 4.8



รูปที่ 4.8 น้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝาง



รูปที่ 4.9 น้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝาง

ตารางที่ 4.8 ผลการทดสอบหาความหนาแน่นของน้ำมันตัวอย่าง โดยใช้ Mass Balance

แหล่งน้ำมันตัวอย่าง	ความหนาแน่นของน้ำมันตัวอย่าง		
	(g/cc)	(lb/ft ³)	(lb/gallon)
แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	0.85	53	7.1
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	0.89	56	7.4
แหล่งน้ำมันหนองขาว	0.84	52.3	7
แหล่งน้ำมันสันทราย	0.86	54	7.2



รูปที่ 4.10 เครื่องชั่งหาความหนาแน่นของของเหลว (Mass Balance)

4.2.2 ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ (Specific Gravity of Crude Oil)

ความถ่วงจำเพาะเป็นคุณสมบัติที่สำคัญอีกประการหนึ่งของของเหลว โดยความถ่วงจำเพาะของของเหลวจะเป็นการเปรียบเทียบกันระหว่างความหนาแน่นของของเหลวต่อความหนาแน่นของน้ำ ดังแสดงในสมการ 4-15

$$\text{Specific Gravity} = \frac{\text{Density}_{\text{liquid}}}{\text{Density}_{\text{water}}} \quad \text{สมการ 4-15}$$

$$\text{หรือ} \quad \gamma_{\text{liquid}} = \frac{\rho_{\text{liquid}}}{\rho_{\text{water}}}$$

โดยสำหรับวิธีการทดสอบและคำนวณเพื่อหาค่าของความถ่วงจำเพาะของตัวอย่างน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝางสามารถทำได้โดยใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า “กราวิตีมิเตอร์ (Gravity meter)” ซึ่งสามารถทำการอ่านค่าของความถ่วงจำเพาะของของเหลวได้ทันทีเมื่อทำการวัด โดยมีวิธีการทดสอบดังนี้

1. จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับการวัดหาความถ่วงจำเพาะของของเหลว ซึ่งประกอบไปด้วยกราวิตีมิเตอร์ (Gravity meter) และกระบอกตวง
2. ทำการปรับแก้ค่าความถูกต้องของอุปกรณ์โดยใช้น้ำกลั่นบริสุทธิ์
3. นำตัวอย่างน้ำมันดิบที่ต้องการทดสอบบรรจุลงในกระบอกตวง จากนั้นแล้วกราวิตีมิเตอร์จุ่มลงในตัวอย่างน้ำมันดิบที่ทำการทดสอบ ทำการอ่านค่าความถ่วงจำเพาะและทำการบันทึกผล โดยผลการทดสอบจะแสดงในตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 ผลการทดสอบหาความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่าง โดยใช้กราวิตีมิเตอร์

แหล่งน้ำมันตัวอย่าง	ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่าง
แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	0.85
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	0.89
แหล่งน้ำมันหนองยาว	0.84
แหล่งน้ำมันสันทราย	0.86



รูปที่ 4.11 กราวิตีมิเตอร์ (Gravity meter)

4.2.3 ความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API (API Gravity)

สำหรับความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API จะเป็นค่าของความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบที่ได้รับความนิยมในการนำมาวัดหาคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันดิบโดยการเปรียบเทียบค่าของความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบกับค่ามาตรฐานที่สถาบันทางด้านปิโตรเลียมของประเทศสหรัฐอเมริกาคือ “America Petroleum Instituted (API)” เป็นผู้ที่กำหนดขึ้นมา เพื่อใช้ในการวัดน้ำหนักของน้ำมันดิบ โดยค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API จะมีความสัมพันธ์กับค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ ดังแสดงในสมการ 4-16

$$\text{API Gravity} = \frac{141.5}{\gamma_{oil}} - 131.5 \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 4-16}$$

สำหรับวิธีการทดสอบหาค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API จะสามารถทำได้โดยใช้อุปกรณ์ที่เรียกว่า “ไฮโดรมิเตอร์(Hydrometer)” ซึ่งมีวิธีการทดสอบดังนี้

1. จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับการวัดหาความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของตัวอย่างน้ำมันดิบ ซึ่งประกอบไปด้วยไฮโดรมิเตอร์ (Hydrometer) และกระบอกตวง

2. ทำการปรับแก้ค่าความถูกต้องของอุปกรณ์โดยใช้น้ำกลั่นบริสุทธิ์

3. นำตัวอย่างน้ำมันดิบที่ต้องการทดสอบบรรจุลงในกระบอกตวง จากนั้นแล้วไฮโดรมิเตอร์จุ่มลงในตัวอย่างน้ำมันดิบที่ทำการทดสอบ ทำการอ่านค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของตัวอย่างน้ำมันดิบและทำการบันทึกผล



รูปที่ 4.12 ไฮโดรมิเตอร์ (Hydrometer)

โดยผลการทดสอบจะแสดงในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 ผลการทดสอบหาความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันตัวอย่างโดยใช้ไฮโดรมิเตอร์

แหล่งน้ำมันตัวอย่าง	ความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API
แหล่งน้ำมันแม่สุน	35.1
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	ไม่สามารถวัดค่าได้
แหล่งน้ำมันหนองยาว	37.75
แหล่งน้ำมันสันทราย	34

โดยในกรณีของแหล่งน้ำมันบ้านธิที่ไม่สามารถทำการวัดค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ได้ เนื่องจากช่วงในการอ่านของเครื่องมือมีค่าสูงเกินไปไม่ครอบคลุมถึงค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันบ้านธิ

นอกจากนี้ยังสามารถทำการคำนวณหาค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันได้โดยใช้สมการ 4-16 โดยมีวิธีการคำนวณดังนี้

กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันแม่สุน

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุน} = 0.85$$

จากสมการที่ 4-16 จะได้

$$\text{API Gravity} = \frac{141.5}{0.85} - 131.5$$

$$\text{API Gravity} = 34.97 \text{ } ^\circ\text{API}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันบ้านธิ

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันบ้านธิ} = 0.89$$

จากสมการ 4-16 จะได้

$$\text{API Gravity} = \frac{141.5}{0.89} - 131.5$$

$$\text{API Gravity} = 27.49 \text{ } ^\circ\text{API}$$

กรณีที่ 3 แหล่งน้ำมันหนองขาว

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันหนองขาว} = 0.84$$

จากสมการ 4-16 จะได้

$$\text{API Gravity} = \frac{141.5}{0.84} - 131.5$$

$$\text{API Gravity} = 36.95 \text{ } ^\circ\text{API}$$

กรณีที่ 4 แหล่งน้ำมันสันทราย

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย} = 0.86$$

จากสมการ 4-16 จะได้

$$\text{API Gravity} = \frac{141.5}{0.86} - 131.5$$

$$\text{API Gravity} = 33.03 \text{ } ^\circ\text{API}$$

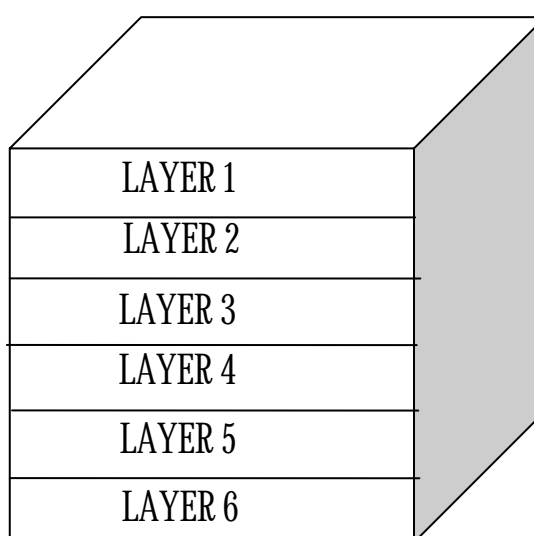
โดยผลการคำนวณหาความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝางแสดงในตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 ผลการคำนวณค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ของน้ำมันตัวอย่าง

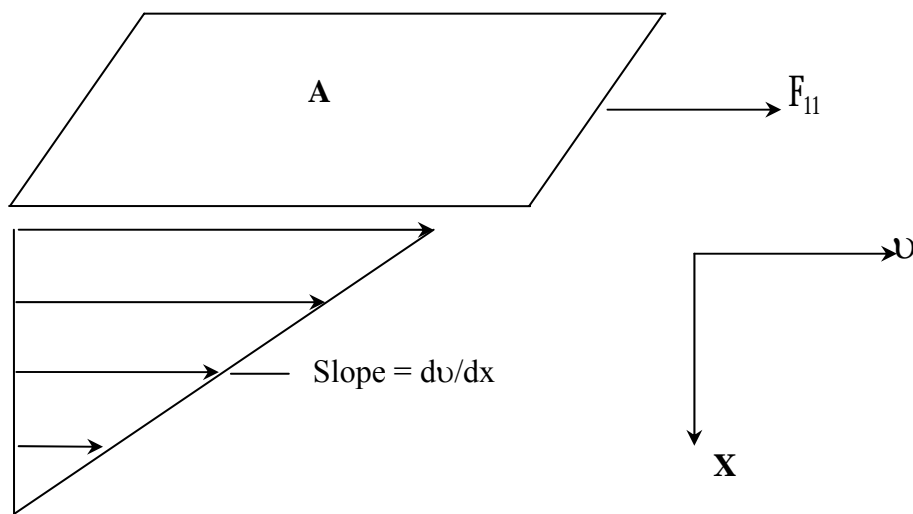
แหล่งน้ำมันตัวอย่าง	ความถ่วงจำเพาะ	API Gravity จากสมการ 4.16	API Gravity จากไฮโดรมิเตอร์	ค่าผิดพลาด (Error)
แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	0.85	34.97	35.1	0.3%
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	0.89	27.49	ไม่สามารถวัดค่าได้	-
แหล่งน้ำมันหนองขาว	0.84	36.95	37.75	2.12%
แหล่งน้ำมันสันทราย	0.86	33.03	34	2.85%

4.2.4 ความหนืดของน้ำมันดิบ(Oil Viscosity)

ความหนืดคือคุณสมบัติต้านทานแรงเฉือนที่ทำให้เกิดการไหลตัวของของเหลว หากพิจารณาของเหลวให้เป็นระนาบของอะตอมเรียงเป็นชั้นๆ ดังแสดงในรูปที่ 4.12 เมื่อออกแรงกระทำต่อระนาบ A ใดๆของของเหลวให้ของเหลวไหล อะตอมของของเหลวที่ชั้น A และอะตอมของของเหลวที่อยู่ชั้นถัดออกมาจะร่วมกันเกิดแรงปฏิกิริยาต่อต้านแรงกระทำข้างต้น ทำให้เกิดความเครียด (strain) บนระนาบของของเหลว เนื่องจากแรงปฏิกิริยาที่ต่อต้านแรงเฉือนมีค่ามากที่สุดที่ระนาบ A และค่อยๆลดลงไปเรื่อยเมื่อออกห่างจากระนาบ A มากขึ้น ดังนั้นความเครียดที่ระนาบ A จึงมีค่าสูงสุดและค่อยๆลดลงไปเรื่อยเมื่อออกห่างจากระนาบ A มากขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 4.13



รูปที่ 4.13 ภาพแสดงลำดับชั้นของอะตอม



รูปที่ 4.14 แสดงแบบจำลองแรงกระทำต่อระนาบ A

ถ้ากำหนดให้ระนาบ A มีพื้นที่ A จะได้ว่า แรงเค้นเฉือน (shear stress) ที่เกิดจากแรงกระทำ F_{11} ที่กระทำบนระนาบ A จะเท่ากับอัตราส่วนระหว่างแรงที่กระทำต่อพื้นที่หรือแสดงได้ดังสมการ 4-17

$$\text{Shear stress} = \frac{F_{11}}{A} \quad \text{----- สมการ 4-17}$$

$$\text{และ rate of shearing strain}(v) = \frac{dv}{dx}$$

โดยจากนิยามของความหนืด(η)คืออัตราส่วนระหว่าง Shear stress กับ rate of shearing strain ดังนั้นจะสามารถเขียนความสัมพันธ์ของความหนืดได้เป็นสมการ 4-18

$$\eta = \frac{F_{11}/A}{dv/dx} \quad \text{----- สมการ 4-18}$$

สำหรับการทดสอบเพื่อหาค่าของความหนืดของตัวอย่างน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝาง สามารถทำได้โดยใช้อุปกรณ์ที่มีชื่อว่า “HAAKE ViscoTester550” (รูปที่ 4.15) ซึ่งจะใช้ในการทดสอบเพื่อหาค่าความหนืดจลน์ของของเหลว (dynamic viscosity) มีวิธีการทดสอบดังนี้

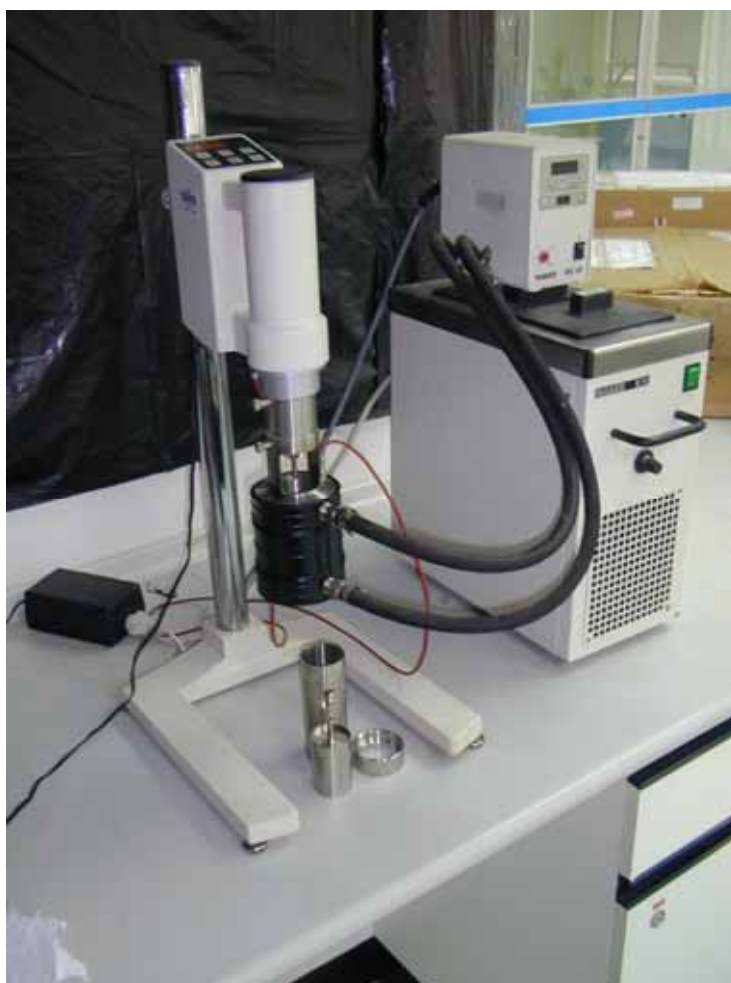
1. จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับการวัดหาความหนืดจลน์ของของเหลว คือ HAAKE Visco Tester550

2. นำตัวอย่างน้ำมันดิบที่ต้องการทดสอบบรรจุลงในภาชนะสำหรับการทดสอบที่จัดเตรียมไว้ แล้วทำการทดสอบโดยทำการเพิ่มความร้อนให้ตัวอย่างจนถึงประมาณ 80°C (ประมาณ 176°F) และทำการอ่านค่าแรงเฉือน (shear rate) แรงเค้นเฉือน (shear stress) และความหนืดที่แสดงบนอุปกรณ์ทดสอบและทำการบันทึกผล

โดยผลการทดสอบจะแสดงในตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 ค่าความหนืดจลน์โดยใช้ HAAKE ViscoTester550

แหล่งน้ำมันตัวอย่าง	ความหนืดจลน์ (centipoises)
แหล่งน้ำมันแม่สุณ	12
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	11.2
แหล่งน้ำมันหนองขาว	12
แหล่งน้ำมันสันทราย	20.1



รูปที่ 4.15 HAAKE ViscoTester550

4.2.5 ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ (Solution Gas-Oil ratio)

สำหรับความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ จะเป็นคุณสมบัติที่สำคัญอีกประการหนึ่งของน้ำมันดิบ โดยความสามารถในการละลายจะมากหรือน้อย ขึ้นอยู่กับความดัน อุณหภูมิและส่วนประกอบของน้ำมันดิบ ซึ่งค่าของความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$R_{SO} = \gamma_{gas} * \left(\frac{P}{18 * 10^{Y_g}} \right)^{1.204} \quad \text{----- สมการ 4-19}$$

$$\text{โดย} \quad Y_g = 0.00091 * T - 0.0125 \rho_{o,API}$$

สำหรับวิธีการคำนวณเพื่อหาค่าความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบมีดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ = 0.658

ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบตามมาตรฐาน API = 34 °API

จากสมการ 4-19 จะได้

$$Y_g = (0.00091 * 170) - (0.0125 * 34)$$

$$Y_g = -0.2703$$

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

$$R_{SOi} = 0.658 * \left(\frac{950}{18 * 10^{-0.2703}} \right)^{1.204}$$

$$R_{SOi} = 165.01 \text{ SCF/STB}$$

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

$$R_{SO} = 0.658 * \left(\frac{400}{18 * 10^{-0.2703}} \right)^{1.204}$$

$$R_{SO} = 58.237 \text{ SCF/STB}$$

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

$$R_{SO} = 0.658 * \left(\frac{200}{18 * 10^{-0.2703}} \right)^{1.204}$$

$$R_{SO} = 25.279 \text{ SCF/STB}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ = 0.881

ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบตามมาตรฐาน API = 35.1°API

จากสมการ 4-19 จะได้

$$Y_g = (0.00091 \cdot 170) - (0.0125 \cdot 35.1)$$

$$Y_g = -0.28405$$

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 500 psi

$$R_{SOi} = 0.881 \cdot \left(\frac{900}{18 \cdot 10^{-0.28405}} \right)^{1.204}$$

$$R_{SOi} = 215.05 \text{ SCF/STB}$$

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

$$R_{SO} = 0.881 \cdot \left(\frac{300}{18 \cdot 10^{-0.28405}} \right)^{1.204}$$

$$R_{SO} = 57.29 \text{ SCF/STB}$$

ที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

$$R_{SO} = 0.881 \cdot \left(\frac{150}{18 \cdot 10^{-0.28405}} \right)^{1.204}$$

$$R_{SO} = 24.87 \text{ SCF/STB}$$

ผลการคำนวณเพื่อหาค่าความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ จะแสดง

ในตาราง 4.13 และตาราง 4.14

ตารางที่ 4.13 ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดัน (psi)	ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ (SCF/STB)
950	165.01
400	58.237
200	25.279

ตารางที่ 4.14 ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดัน (psi)	ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ (SCF/STB)
900	215.05
300	57.29
150	24.87

4.2.6 Oil Isothermal compressibility

เป็นคุณสมบัติของน้ำมันดิบอีกประการหนึ่งที่มีความเกี่ยวข้องกับปริมาตรของน้ำมันดิบ โดยจะมีการเปลี่ยนแปลงค่าของ Isothermal compressibility ขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงปริมาตรของน้ำมันเมื่อมีความดันที่เปลี่ยนแปลงไป ดังแสดงความสัมพันธ์ไว้ในสมการ 4-20

$$C_o = -\frac{1}{v} \frac{dv}{dP} \quad \text{----- สมการ 4-20}$$

และสำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าของ Isothermal compressibility จะสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการต่อไปนี้ คือ

$$C_o = \left(\frac{5 * R_{sob} + 17.2 * T - 1180 * \gamma_g + 12.61 * \rho_{O,API} - 1433}{P * 10^5} \right) \text{----- สมการ 4-21}$$

21

โดยวิธีการคำนวณเพื่อหาค่า ของ Isothermal compressibility มีดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ = 0.658

ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบตามมาตรฐาน API = 34 °API

จากสมการ 4-21 จะได้

$$C_o = \left(\frac{5 * 25.279 + 17.2 * 170 - 1180 * 0.658 + 12.61 * 34 - 1433}{950 * 10^5} \right)$$

$$C_o = 1.337 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ = 0.881

ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบตามมาตรฐาน API = 35.1 °API

จากสมการ 4-21 จะได้

$$C_o = \left(\frac{5 * 24.87 + 17.2 * 170 - 1180 * 0.881 + 12.61 * 35.1 - 1433}{900 * 10^5} \right)$$

$$C_o = 1.132 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

ผลการคำนวณเพื่อหาค่า Oil isothermal compressibility ของแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น จะแสดงในตารางที่ 4.15 และตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.15 ค่า Oil isothermal compressibility ของแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดันของแหล่งกักเก็บ(psi)	Oil isothermal compressibility (psi ⁻¹)
950	1.337x10 ⁻⁵
400	3.174x10 ⁻⁵

ตารางที่ 4.16 ค่า Oil isothermal compressibility ของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันของแหล่งกักเก็บ(psi)	Oil isothermal compressibility (psi ⁻¹)
900	1.132x10 ⁻⁵
300	3.395x10 ⁻⁵

4.2.7 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน(Oil Formation Volume Factor)

สำหรับค่าของตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน เป็นคุณสมบัติที่ใช้สำหรับการเปรียบเทียบปริมาตรของน้ำมันดิบเมื่ออยู่ในแหล่งกักเก็บน้ำมันกับปริมาตรของน้ำมันดิบขณะที่ขึ้นมาบนพื้นผิว โดยจะแบ่งขั้นตอนการคำนวณเป็น 2 กรณีขึ้นอยู่กับค่าความดันของแหล่งกักเก็บ ตามรายละเอียดดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1 ความดันมีแหล่งกักเก็บน้อยกว่าหรือเท่ากับความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน (Bubble point pressure)

สำหรับกรณีนี้ จะสามารถทำการคำนวณเพื่อหาค่าของตัวประกอบการเปลี่ยน ปริมาตรของน้ำมัน ได้โดยใช้สมการ 4-22

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * F^{1.175} \quad \text{----- สมการ 4-22}$$

$$\text{โดย} \quad F = R_{so} * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^5 + 1.2 * T$$

กรณีที่ 2 ความดันมีแหล่งกักเก็บมากกว่าความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่ง กักเก็บน้ำมัน (Bubble point pressure)

สำหรับกรณีนี้ จะใช้สมการ 4-23 ในการคำนวณเพื่อหาค่าของตัวประกอบการ เปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน

$$B_o = B_{ob} * \exp[C_o * (P_b - P)] \quad \text{----- สมการ 4-23}$$

และสำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าของตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบ ในแหล่งน้ำมันฝาง จะมีวิธีการคำนวณดังนี้

กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

$$\text{ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 200 \text{ psi}$$

$$\text{อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 170 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ} = 0.658$$

$$\text{ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ} = 0.86$$

$$\text{พิจารณาที่ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 200 \text{ psi}$$

จากสมการ 4-22 จะได้

$$F = 25.279 * \left(\frac{0.658}{0.86} \right)^5 + 1.2 * 170$$

$$F = 218.798$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * (218.798)^{1.175}$$

$$B_o = 1.055 \text{ bbl/STB}$$

$$\text{พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

จากสมการ 4-23 จะได้

$$B_o = 1.055 * \exp[(1.137 \times 10^{-5}) * (200 - 950)]$$

$$B_{oi} = 1.035 \text{ bbl/STB}$$

$$\text{พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

จากสมการ 4-23 จะได้

$$B_o = 1.055 * \exp[(3.174 \times 10^{-5}) * (200 - 400)]$$

$$B_{oi} = 1.040 \text{ bbl/STB}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ = 0.881

ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 0.85

พิจารณาที่ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

จากสมการ 4-22 จะได้

$$F = 24.87 * \left(\frac{0.881}{0.85} \right)^5 + 1.2 * 170$$

$$F = 233.75$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 * (233.75)^{1.175}$$

$$B_o = 1.061 \text{ bbl/STB}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$B_o = 1.061 * \exp[(1.132 \times 10^{-5}) * (150 - 900)]$$

$$B_{oi} = 1.041 \text{ bbl/STB}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$B_o = 1.061 * \exp[(3.395 \times 10^{-5}) * (150 - 300)]$$

$$B_{oi} = 1.049 \text{ bbl/STB}$$

ผลการคำนวณเพื่อหาค่าตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น จะแสดงในตารางที่ 4.17 และตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.17 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดัน (psi)	ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบ bbl/STB
950	1.035
400	1.040
200	1.055

ตารางที่ 4.18 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดัน (psi)	ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันดิบ bbl/STB
900	1.041
300	1.049
150	1.061

4.3 ข้อมูลคุณสมบัติของน้ำ (Water Properties)

สำหรับคุณสมบัติของน้ำที่มีความสำคัญในการพิจารณาเพื่อใช้ในการทำการสร้างและทำการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บ จะมีคุณสมบัติต่างๆ ดังนี้

- ความเค็มของน้ำ
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ
- Water isothermal compressibility
- ความหนืดของน้ำ

สำหรับการคำนวณและการทดสอบเพื่อหาคุณสมบัติดังกล่าวของน้ำ ได้ทำการเก็บน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝางจำนวน 5 (รูปที่ 4.16) จาก 2 แหล่งน้ำมันได้แก่ แหล่งน้ำมันแม่สุ่นและแหล่งน้ำมันสันทราย ส่วนแหล่งน้ำมันบ้านธิและแหล่งน้ำมันหนองยาวไม่สามารถทำการเก็บตัวอย่างน้ำได้เนื่องจาก ระยะเวลาที่ทำการเก็บตัวอย่างน้ำจากถังเก็บน้ำมันดิบในแหล่งทั้งสองอยู่ในช่วงคาบเกี่ยวกับการคั่นถ่ายน้ำมันดิบของหน่วยงานที่รับผิดชอบและบางส่วนน้ำละน้ำมันที่อยู่ในถังเก็บน้ำมันยังไม่เกิดการแยกตัวออกจากกันทำให้ไม่สามารถนำน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันทั้งสองมาทำการทดสอบได้และผลการคำนวณและผลการทดสอบเพื่อหาคุณสมบัติต่างๆ ของน้ำ มีดังนี้



รูปที่ 4.16 น้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันฝาง

4.3.1 ความเค็มของน้ำ (Water salinity)

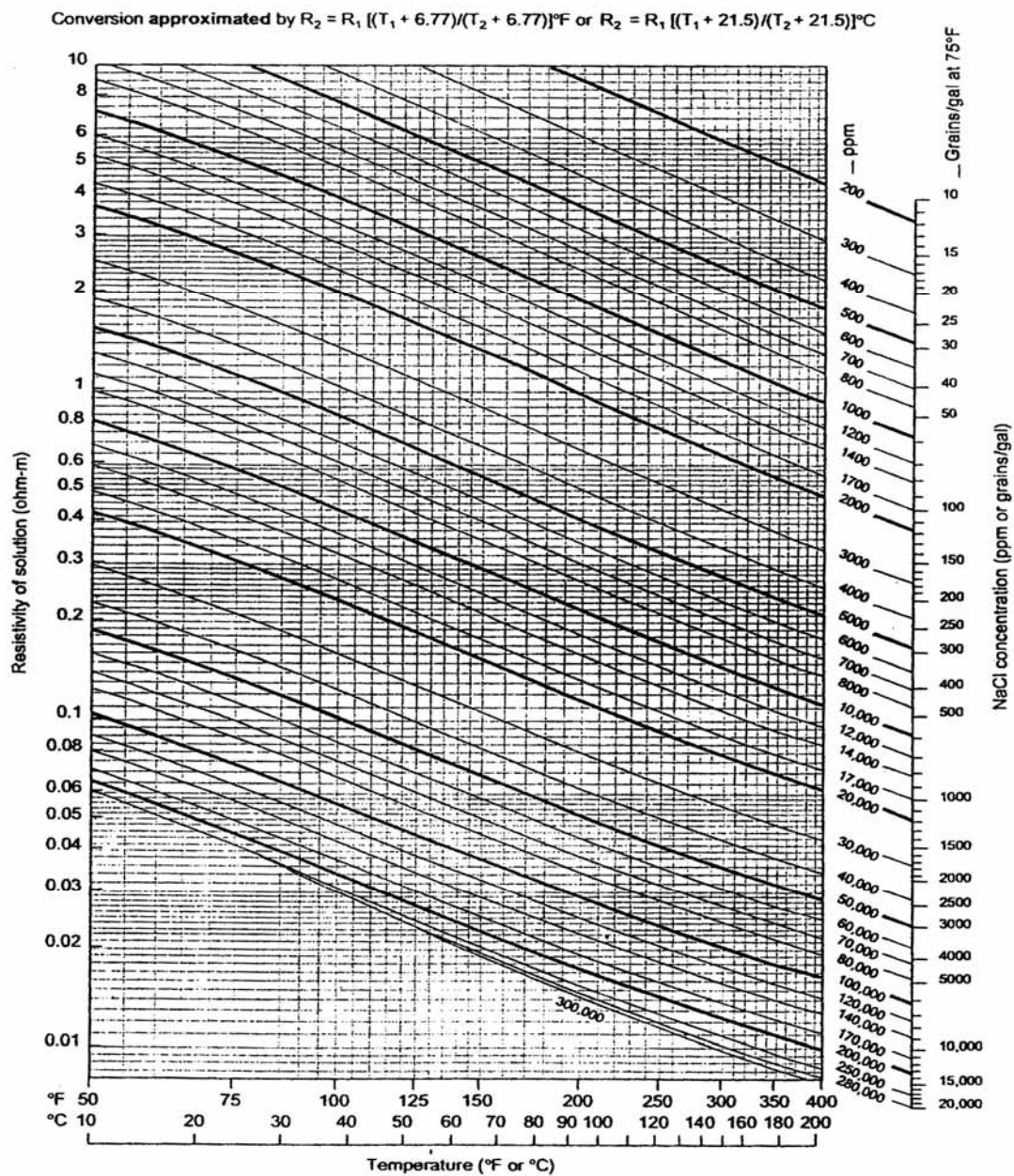
ค่าความเค็มของน้ำเป็นคุณสมบัติทางเคมีของน้ำที่มีความสำคัญมากประการหนึ่ง ซึ่งสามารถส่งผลกระทบต่อคุณสมบัติอื่นๆของน้ำ ไม่ว่าจะเป็น Water isothermal compressibility หรือความหนืดของน้ำ ซึ่งค่าความเค็มของน้ำจะมากหรือน้อย จะขึ้นอยู่กับปริมาณของเกลือ (Sodium-chloride or NaCl) ที่ละลายอยู่ในน้ำ โดยในการทดสอบเพื่อหาค่าความเค็มของน้ำสามารถทำได้ดังนี้

1. จัดเตรียมอุปกรณ์สำหรับการวัดหาความเค็มของน้ำตัวอย่าง ได้แก่ “Resistivity meter”
2. ทำการปรับแก้ค่าความถูกต้องของอุปกรณ์โดยใช้น้ำกลั่นบริสุทธิ์
3. นำตัวอย่างน้ำที่ต้องการทดสอบบรรจุลงอุปกรณ์ทดสอบและทำการวัดหาค่าความต้านทานไฟฟ้าของน้ำตัวอย่าง และทำการบันทึกค่า
4. นำค่าที่ได้จากการวัดไปเทียบกับรูปที่ 4.18 เพื่อหาปริมาณของเกลือที่ละลายอยู่ในน้ำ

โดยผลการทดสอบและการคำนวณจะแสดงในตารางที่ 4.19



รูปที่ 4.17 เครื่องวัดความต้านทานไฟฟ้าของของเหลว(Resistivity meter)



รูปที่ 4.18 กราฟแสดงค่าความต้านทานไฟฟ้าของสารละลายโซเดียมคลอไรด์ (courtesy Schlumberger)

ตารางที่ 4.19 ค่าความต้านทานไฟฟ้าและความเค็มของน้ำตัวอย่าง

แหล่งน้ำมันตัวอย่าง	อุณหภูมิ (°F)	ความต้านทานไฟฟ้า (Ω .m)	ปริมาณเกลือที่ละลายในน้ำ		
			(ppm)	(grain/gal)	gram/lit
แหล่งน้ำมันสันทราย	85	5.92	780	45	0.7704
แหล่งน้ำมันแม่สูน	85	2.98	1600	96	1.64352

4.3.2 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ (Water Formation Volume Factor)

สำหรับค่าของตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ เป็นคุณสมบัติที่ใช้สำหรับการเปรียบเทียบปริมาตรของน้ำเมื่ออยู่ในชั้นหินกับปริมาตรของน้ำมันดิบขณะที่ขึ้นมาบนพื้นผิว โดยค่าตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำจะเปลี่ยนแปลงไปตามความดันและอุณหภูมิของชั้นหิน สามารถเขียนความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 4-23

$$B_w = (1 + \Delta V_{wt}) * (1 + \Delta V_{wp}) \quad \text{----- สมการ 4-23}$$

$$\text{โดย } \Delta V_{wt} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * T + 5.50654 \times 10^{-7} * T^2$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} * P * T - 1.72834 \times 10^{-13} * P^2 * T - 3.58922 \times 10^{-7} * P - 2.25341 \times 10^{-10} * P^2$$

และสำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าของตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำในแหล่งน้ำมันฝาง จะมีวิธีการคำนวณดังนี้

กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

$$\text{ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 200 \text{ psi}$$

$$\text{อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 170 \text{ }^\circ\text{F}$$

$$\text{พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

จากสมการ 4-23 จะได้

$$\Delta V_{wt} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * (170) + 5.50654 \times 10^{-7} * (170)^2$$

$$= 0.02859$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} * 950 * 170 - 1.72834 \times 10^{-13} * (950)^2 * 170 - 3.58922 \times 10^{-7} * 950$$

$$- 2.25341 \times 10^{-10} * (950)^2$$

$$= -0.000886$$

$$B_w = (1 + (0.02859)) * (1 + (-0.000886))$$

$$B_w = 1.0277 \text{ bbl/STB}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$\begin{aligned} \Delta V_{wt} &= -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * (170) + 5.50654 \times 10^{-7} * (170)^2 \\ &= 0.02859 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{wp} &= -1.95301 \times 10^{-9} * 400 * 170 - 1.72834 \times 10^{-13} * (400)^2 * 170 - 3.58922 \times 10^{-7} * 400 \\ &\quad - 2.25341 \times 10^{-10} * (400)^2 \\ &= -0.000317 \end{aligned}$$

$$B_w = (1 + (0.02859)) * (1 + (-0.000317))$$

$$B_w = 1.0283 \text{ bbl/STB}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$\begin{aligned} \Delta V_{wt} &= -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * (170) + 5.50654 \times 10^{-7} * (170)^2 \\ &= 0.02859 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta V_{wp} &= -1.95301 \times 10^{-9} * 200 * 170 - 1.72834 \times 10^{-13} * (200)^2 * 170 - 3.58922 \times 10^{-7} * 200 \\ &\quad - 2.25341 \times 10^{-10} * (200)^2 \\ &= -0.000148 \end{aligned}$$

$$B_w = (1 + (0.02859)) * (1 + (-0.000148))$$

$$B_w = 1.0284 \text{ bbl/STB}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$\begin{aligned} \Delta V_{wt} &= -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * (170) + 5.50654 \times 10^{-7} * (170)^2 \\ &= 0.02859 \end{aligned}$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} * 900 * 170 - 1.72834 \times 10^{-13} * (900)^2 * 170 - 3.58922 \times 10^{-7} * 900$$

$$-2.25341 \times 10^{-10} * (900)^2$$

$$= -0.000558$$

$$B_w = (1 + (0.02859) * (1 + (-0.000558)))$$

$$B_w = 1.0280 \text{ bbl/STB}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$\Delta V_{wt} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * (170) + 5.50654 \times 10^{-7} * (170)^2$$

$$= 0.02859$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} * 300 * 170 - 1.72834 \times 10^{-13} * (300)^2 * 170 - 3.58922 \times 10^{-7} * 300$$

$$- 2.25341 \times 10^{-10} * (300)^2$$

$$= -0.00023$$

$$B_w = (1 + (0.02859) * (1 + (-0.00023)))$$

$$B_w = 1.0284 \text{ bbl/STB}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

จากสมการ 4-23 จะได้

$$\Delta V_{wt} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} * (170) + 5.50654 \times 10^{-7} * (170)^2$$

$$= 0.02859$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} * 150 * 170 - 1.72834 \times 10^{-13} * (150)^2 * 170 - 3.58922 \times 10^{-7} * 150$$

$$- 2.25341 \times 10^{-10} * (150)^2$$

$$= -0.000109$$

$$B_w = (1 + (0.02859) * (1 + (-0.000109)))$$

$$B_w = 1.0285 \text{ bbl/STB}$$

ผลการคำนวณเพื่อหาค่าตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำของแหล่งน้ำมันสัน-
ทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุณ จะแสดงในตารางที่ 4.20 และตารางที่ 4.21

ตารางที่ 4.20 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำของแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดัน (psi)	ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ bbl/STB
950	1.02677
400	1.0283
200	1.0284

ตารางที่ 4.21 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำของแหล่งน้ำมันแม่สูน

ความดัน (psi)	ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ bbl/STB
900	1.0280
300	1.0284
150	1.0285

4.3.3 Water Isothermal Compressibility

สำหรับ Water Isothermal Compressibility จัดเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงปัจจัยที่มีผลต่อปริมาตรของน้ำเมื่อความดันของน้ำเกิดการเปลี่ยนแปลงภายใต้เงื่อนไขที่อุณหภูมิของชั้นหินไม่มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์ของ Water Isothermal Compressibility ได้ดังสมการต่อไปนี้

$$C_w = -\frac{1}{B_w} \left(\frac{\partial B_w}{\partial P} \right)_T \quad \text{----- สมการ 4-24}$$

$$\text{หรือ} \quad C_w = \frac{1}{[7.033 * P + 541.5 * C_{NaCl} - 537.0 * T + 403300]}$$

สำหรับสมการที่ 4-24 จะใช้ในกรณีที่ความดันของชั้นหินมีค่ามากกว่าความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure) เท่านั้น โดยวิธีการคำนวณเพื่อหาค่าของ Water Isothermal Compressibility ของแหล่งน้ำมันฝาง จะมีวิธีการคำนวณดังนี้

กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ปริมาณการละลายของเกลือในน้ำ = 0.7704 g/l

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 950 psi

จากสมการ 4-24 จะได้

$$C_w = \frac{1}{[7.033 * 950 + 541.5 * 0.7704 - 537.0 * 170 + 403300]}$$

$$C_w = 3.134 \times 10^6 \text{ psi}^{-1}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 400 psi

จากสมการ 4-24 จะได้

$$C_w = \frac{1}{[7.033 * 400 + 541.5 * 0.7704 - 537.0 * 170 + 403300]}$$

$$C_w = 3.172 \times 10^6 \text{ psi}^{-1}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

จากสมการ 4-24 จะได้

$$C_w = \frac{1}{[7.033 * 200 + 541.5 * 0.7704 - 537.0 * 170 + 403300]}$$

$$C_w = 3.186 \times 10^6 \text{ psi}^{-1}$$

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ปริมาณการละลายของเกลือในน้ำ = 1.64352 g/l

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

จากสมการ 4-24 จะได้

$$C_w = \frac{1}{[7.033 * 900 + 541.5 * 1.64352 - 537.0 * 170 + 403300]}$$

$$C_w = 3.133 \times 10^6 \text{ psi}^{-1}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

จากสมการ 4-24 จะได้

$$C_w = \frac{1}{[7.033 * 300 + 541.5 * 1.64352 - 537.0 * 170 + 403300]}$$

$$C_w = 3.175 \times 10^6 \text{ psi}^{-1}$$

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

จากสมการ 4-24 จะได้

$$C_w = \frac{1}{[7.033 * 150 + 541.5 * 1.64352 - 537.0 * 170 + 403300]}$$

$$C_w = 3.185 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$$

โดยผลการคำนวณเพื่อหาค่า Water Isothermal Compressibility ของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สูน จะแสดงในตารางที่ 4.22 และตารางที่ 4.23

ตารางที่ 4.22 Water Isothermal Compressibility ของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดัน (psi)	Water Isothermal Compressibility (psi ⁻¹)
950	3.134x10 ⁻⁶
400	3.172x10 ⁻⁶
200	3.186x10 ⁻⁶

ตารางที่ 4.23 Water Isothermal Compressibility ของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สูน

ความดัน (psi)	Water Isothermal Compressibility (psi ⁻¹)
900	3.133x10 ⁻⁶
300	3.175x10 ⁻⁶
150	3.185x10 ⁻⁶

4.3.4 ความหนืดของน้ำ (Water Viscosity)

สำหรับความหนืดของน้ำจะเป็นคุณสมบัติที่สำคัญอีกประการหนึ่ง โดยความหนืดของน้ำจะทำหน้าที่ต้านทานการเคลื่อนที่ของน้ำ ซึ่งในสภาวะปกติค่าของความหนืดจะเกิดการเปลี่ยนแปลงไปเมื่อความดัน อุณหภูมิของชั้นหินและปริมาณของเกลือที่ละลายในน้ำเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม โดยสมการที่ใช้สำหรับคำนวณหาค่าของความหนืดของน้ำได้แก่ สมการ 4-25

$$\mu_{w1} = A * T^B \quad \text{----- สมการ 4-25}$$

$$\text{โดย } A = 109.574 - 8.40564 * S + 0.313314 * S^2 + 8.72213 \times 10^{-3} * S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} * S - 6.79461 \times 10^{-4} * S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} * S^3$$

และสมการ 4-26

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} * P + 3.1062 \times 10^{-9} * P^2 \quad \text{----- สมการ 4-26}$$

สำหรับวิธีการคำนวณเพื่อหาค่าความหนืดของน้ำ สามารถทำได้ดังนี้
กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

$$\text{ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

$$\text{ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 200 \text{ psi}$$

$$\text{อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 170 \text{ }^{\circ}\text{F}$$

$$\text{ปริมาณการละลายของเกลือในน้ำ} = 0.7704 \text{ g/l}$$

$$\text{พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 950 \text{ psi}$$

จากสมการ 4-25 จะได้

$$A = 109.574 - 8.40564 * 0.7704 + 0.313314 * 0.7704^2 + 8.72213 * 10^{-3} * 0.7704^3$$

$$A = 103.288$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 * 10^{-2} * 0.7704 - 6.79461 * 10^{-4} * 0.7704^2 - 5.47119 * 10^{-5} * 0.7704^3$$

$$B = -1.1018$$

$$\mu_{w1} = 103.288 * (170)^{-1.1018}$$

$$\mu_{w1} = 0.3603$$

จากสมการ 4-26 จะได้

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 * 10^{-5} * 950 + 3.1062 * 10^{-9} * (950)^2$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.040$$

$$\mu_{w1}$$

$$\text{ดังนั้นจะได้} \quad \mu_w = 0.375 \text{ cp.}$$

$$\text{พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน} = 400 \text{ psi}$$

จากสมการ 4-25 จะได้

$$A = 109.574 - 8.40564 * 0.7704 + 0.313314 * 0.7704^2 + 8.72213 * 10^{-3} * 0.7704^3$$

$$A = 103.288$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 * 10^{-2} * 0.7704 - 6.79461 * 10^{-4} * 0.7704^2 - 5.47119 * 10^{-5} * 0.7704^3$$

$$B = -1.1018$$

$$\mu_{w1} = 103.288 * (170)^{-1.1018}$$

$$\mu_{w1} = 0.3603$$

จากสมการ 4-26 จะได้

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 * 10^{-5} * 400 + 3.1062 * 10^{-9} * (400)^2$$

$$\mu_{w1}$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.016$$

$$\mu_{w1}$$

ดังนั้นจะได้ $\mu_w = 0.366$ cp.

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 200 psi

จากสมการ 4-25 จะได้

$$A = 109.574 - 8.40564 * 0.7704 + 0.313314 * 0.7704^2 + 8.72213 * 10^{-3} * 0.7704^3$$

$$A = 103.288$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 * 10^{-2} * 0.7704 - 6.79461 * 10^{-4} * 0.7704^2 - 5.47119 * 10^{-5} * 0.7704^3$$

$$B = -1.1018$$

$$\mu_{w1} = 103.288 * (170)^{-1.1018}$$

$$\mu_{w1} = 0.3603$$

จากสมการ 4-26 จะได้

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 * 10^{-5} * 200 + 3.1062 * 10^{-9} * (200)^2$$

$$\mu_{w1}$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.008$$

$$\mu_{w1}$$

ดังนั้นจะได้ $\mu_w = 0.363$ cp.

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

ความดันในการแยกตัวของก๊าซของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

อุณหภูมิเฉลี่ยของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 170 °F

ปริมาณการละลายของเกลือในน้ำ = 1.64352 g/l

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 900 psi

จากสมการ 4-25 จะได้

$$A = 109.574 - 8.40564 * 1.64352 + 0.313314 * 1.64352^2 + 8.72213 * 10^{-3} * 1.64352^3$$

$$A = 96.6442$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 * 10^{-2} * 1.64352 - 6.79461 * 10^{-4} * 1.64352^2 - 5.47119 * 10^{-5} * 1.64352^3$$

$$B = -1.0804$$

$$\mu_{w1} = 96.6442 * (170)^{-1.0804}$$

$$\mu_{w1} = 0.3763$$

จากสมการที่ 4-26 จะได้

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} * 900 + 3.1062 \times 10^{-9} * (900)^2$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.0382$$

$$\mu_{w1}$$

ดังนั้นจะได้ $\mu_w = 0.3907$ cp.

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 300 psi

จากสมการ 4-25 จะได้

$$A = 109.574 - 8.40564 * 1.64352 + 0.313314 * 1.64352^2 + 8.72213 \times 10^{-3} * 1.64352^3$$

$$A = 96.6442$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} * 1.64352 - 6.79461 \times 10^{-4} * 1.64352^2 - 5.47119 \times 10^{-5} * 1.64352^3$$

$$B = -1.0804$$

$$\mu_{w1} = 96.6442 * (170)^{-1.0804}$$

$$\mu_{w1} = 0.3763$$

จากสมการ 4-26 จะได้

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} * 300 + 3.1062 \times 10^{-9} * (300)^2$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.0118$$

$$\mu_{w1}$$

ดังนั้นจะได้ $\mu_w = 0.381$ cp.

พิจารณาที่ความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน = 150 psi

จากสมการ 4-25 จะได้

$$A = 109.574 - 8.40564 * 1.64352 + 0.313314 * 1.64352^2 + 8.72213 \times 10^{-3} * 1.64352^3$$

$$A = 96.6442$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} * 1.64352 - 6.79461 \times 10^{-4} * 1.64352^2 - 5.47119 \times 10^{-5} * 1.64352^3$$

$$B = -1.0804$$

$$\mu_{w1} = 96.6442 * (170)^{-1.0804}$$

$$\mu_{w1} = 0.3763$$

จากสมการ 4-26 จะได้

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} * 150 + 3.1062 \times 10^{-9} * (150)^2$$

$$\frac{\mu_w}{\mu_{w1}} = 1.0055$$

$$\mu_{w1}$$

ดังนั้นจะได้ $\mu_w = 0.378$ cp.

โดยผลการคำนวณเพื่อหาความหนืดของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่สุ่น จะแสดงในตารางที่ 4.24 และตารางที่ 4.25

ตารางที่ 4.24 ความหนืดของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันสันทราย

ความดัน (psi)	ความหนืดของน้ำตัวอย่าง (centipoises)
950	0.375
400	0.366
200	0.363

ตารางที่ 4.25 ความหนืดของน้ำตัวอย่างจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ความดัน (psi)	ความหนืดของน้ำตัวอย่าง (centipoises)
900	0.3907
300	0.381
150	0.378

4.4 คุณสมบัติของหินแหล่งกักเก็บน้ำมัน (Reservoir Rock Properties)

นอกจากคุณสมบัติของของไหลชนิดต่างๆที่สะสมตัวอยู่ในชั้นหินที่เป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบที่มีความสำคัญและเป็นปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อลักษณะการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแล้ว ยังมีคุณสมบัติอีกประการหนึ่งที่มีความสำคัญอย่างยิ่งและปัจจัยที่ควบคุมลักษณะการผลิตปิโตรเลียมด้วยเช่นกัน คุณสมบัติดังกล่าวได้แก่ คุณสมบัติของชั้นหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยในการพิจารณาถึงคุณสมบัติของหินแหล่งกักเก็บน้ำมัน จะมีรายละเอียดต่างดังนี้

4.4.1 ความพรุนของหิน (Rock Porosity)

ความพรุนของหินเป็นหนึ่งในคุณสมบัติที่มีความสำคัญมาก ซึ่งจะมีความสัมพันธ์กับช่องว่างที่มีอยู่ในหิน โดยอาจจะกล่าวได้ว่า ความพรุนของหินเป็นอัตราส่วนระหว่างปริมาตรของช่องว่างที่มีอยู่ในหินต่อปริมาตรของหินทั้งหมด และสามารถแสดงความสัมพันธ์ได้ดังสมการ 4-27

$$\phi = \frac{V_p}{V_B} \quad \text{----- สมการ 4-27}$$

โดยทั่วไปความพรุนของหินจะมีค่ามากหรือน้อยขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ หลายๆปัจจัย อาทิเช่น การจัดเรียงตัวของเม็ดหิน ลักษณะรูปร่างของเม็ดหินและรอยแตกที่เกิดขึ้นในชั้นหิน และสำหรับค่าความพรุนของแหล่งน้ำมันผาง ได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.26 โดยข้อมูลที่ปรากฏอยู่ในตารางดังกล่าวได้มาจากการรวบรวมข้อมูลของกรมการพลังงานทหารที่ได้จากการส่งหินตัวอย่างไปทำการทดสอบ ณ สถาบันต่างประเทศ รวมถึงการวิเคราะห์ข้อมูลจากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ

ตารางที่ 4.26 ความพรุนของชั้นหินทรายในแหล่งน้ำมันผาง

หลุมผลิต	แหล่งน้ำมัน	ความพรุน(%)
FA-SS-33-03	แหล่งน้ำมันสันทราย	23
FA-SS-37-05	แหล่งน้ำมันสันทราย	18-25
FA-SS-37-06	แหล่งน้ำมันสันทราย	26-27
FA-SS-37-07	แหล่งน้ำมันสันทราย	23-28
FA-SS-37-08	แหล่งน้ำมันสันทราย	32-33
FA-SS-38-09	แหล่งน้ำมันสันทราย	21-25
FA-SS-40-10	แหล่งน้ำมันสันทราย	20-24
IF32-02	แหล่งน้ำมันแม่สูน	25-29
IF26-41	แหล่งน้ำมันแม่สูน	25-27
FA-BT-45-03/2	แหล่งน้ำมันบ้านธิ	20-25
IF33-01	แหล่งน้ำมันหนองยาว	18-28

4.4.2 ความซึมซาบได้ของหิน (Rock Permeability)

สำหรับความซึมซาบได้ของหินเป็นคุณสมบัติที่สำคัญของหินที่ส่งผลต่อลักษณะการผลิตปิโตรเลียมจากชั้นหินที่มาหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งความซึมซาบได้ของหินเป็นความสามารถของหินแต่ละชนิดที่จะให้ของเหลวไหลผ่านไปได้ โดยจากการศึกษาของ Henry

Darcy ได้สร้างสมการแสดงความสัมพันธ์ของความสามารถในการไหลผ่านชั้นหินของของเหลวกับคุณสมบัติต่างๆ ดังแสดงในสมการ 4-28

$$q = \frac{kA\Delta P}{\mu L} \text{----- สมการ 4-28}$$

โดยตารางที่ 4.27 จะแสดงถึงค่าของความซึมซาบได้ของหินแหล่งกักเก็บในแหล่งน้ำมันต่างๆของแหล่งน้ำมันฝาง ที่ได้จากการรวบรวมข้อมูลของกรมการพลังงานทหาร

ตารางที่ 4.27 ความซึมซาบได้ของชั้นหินทรายในแหล่งน้ำมันฝาง

หลุมผลิต	แหล่งน้ำมัน	ความซึมซาบได้ (md)
FA-SS-30-01	แหล่งน้ำมันสันทราย	145
FA-SS-37-06	แหล่งน้ำมันสันทราย	24-25
FA-SS-37-07	แหล่งน้ำมันสันทราย	215
FA-SS-37-08	แหล่งน้ำมันสันทราย	329
FA-SS-38-09	แหล่งน้ำมันสันทราย	186
FA-SS-42-11	แหล่งน้ำมันสันทราย	25.48
IF32-02	แหล่งน้ำมันแม่สุน	20-46
FA-MS-35-62	แหล่งน้ำมันแม่สุน	70-110
FA-MS-35-63	แหล่งน้ำมันแม่สุน	22
BF32-03	แหล่งน้ำมันแม่สุน	300
FA-BT-45-03/2	แหล่งน้ำมันบ้านธิ	200-300
FA-BT-45-03/3	แหล่งน้ำมันบ้านธิ	200-250
IF30-03	แหล่งน้ำมันหนองยาว	200-500
IF33-01	แหล่งน้ำมันหนองยาว	18-22

4.4.3 ความสามารถในการอิ่มตัวของของไหล (Fluid Saturation)

สำหรับความสามารถในการอิ่มตัวของของไหลในหิน จะเป็นคุณสมบัติที่สำคัญของหิน ซึ่งจะเป็นปัจจัยที่จะกำหนดถึงปริมาณสำรองของปิโตรเลียมที่จะมีได้ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยนิยามของความสามารถในการอิ่มตัวของของไหลในหิน จะเป็นความสัมพันธ์

ระหว่างปริมาตรของของไหลที่สะสมตัวอยู่ในชั้นหินกับปริมาตรของช่องว่างที่มีอยู่ในหินทั้งหมด ดังแสดงในสมการ 4-29

$$S = \frac{V_{\text{liquid}}}{V_{\text{bulk}}} \quad \text{----- สมการ 4-29}$$

หรือในกรณีที่พิจารณาถึงชนิดของปิโตรเลียมต่างๆ จะสามารถเขียนสมการได้ดังนี้

$$S_{\text{oil}} = \frac{V_{\text{oil}}}{V_{\text{bulk}}}$$

$$S_{\text{gas}} = \frac{V_{\text{gas}}}{V_{\text{bulk}}}$$

$$S_{\text{water}} = \frac{V_{\text{water}}}{V_{\text{bulk}}}$$

และความสัมพันธ์ของค่าความสามารถในการอิมตัวของปิโตรเลียมแต่ละชนิดที่กล่าวมาแล้ว สามารถแสดงได้โดยใช้สมการ 4-30

$$S_{\text{oil}} + S_{\text{gas}} + S_{\text{water}} = 1 \quad \text{----- สมการ 4-30}$$

โดยสำหรับแหล่งน้ำมันฝัง กรมการพลังงานทหาร ได้ทำการทดสอบและวิเคราะห์ ตัวอย่างแท่งหินที่ได้จากการเจาะด้วยวิธีการต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นการจ้างเหมาทำการทดสอบตัวอย่างโดย สถาบันที่เชื่อถือได้ และจากการวิเคราะห์จากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ เพื่อหาค่าความสามารถในการอิมตัวของน้ำในหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งได้แสดงข้อมูลของแหล่งน้ำมันต่างๆ ไว้ในตารางที่ 4.28

ตารางที่ 4.28 ความสามารถในการอิมตัวของน้ำในชั้นหินทรายในแหล่งน้ำมันฝาง

หลุมผลิต	แหล่งน้ำมัน	ความสามารถในการอิมตัวของน้ำ (%)
FA-SS-33-03	แหล่งน้ำมันสันทราย	50-60
FA-SS-37-05	แหล่งน้ำมันสันทราย	40-60
FA-SS-37-06	แหล่งน้ำมันสันทราย	60-70
FA-SS-37-07	แหล่งน้ำมันสันทราย	20-40
FA-SS-38-09	แหล่งน้ำมันสันทราย	70-80
FA-SS-40-10	แหล่งน้ำมันสันทราย	23-36
IF32-02	แหล่งน้ำมันแม่สุน	17
IF26-41	แหล่งน้ำมันแม่สุน	30-35
FA-BT-45-03/2	แหล่งน้ำมันบ้านธิ	10-30
FA-BT-45-03/3	แหล่งน้ำมันบ้านธิ	30-50
IF33-01	แหล่งน้ำมันหนองยาว	58-64

4.4.4 Isothermal Compressibility of Rock

สำหรับ Isothermal Compressibility ของหินจัดเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนแปลงของปริมาตรของหินเมื่อความดันที่กระทำต่อชั้นหินเกิดการเปลี่ยนแปลงภายใต้เงื่อนไขที่อุณหภูมิของชั้นหินไม่มีการเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์ของ Isothermal Compressibility ของหินได้ดังสมการต่อไปนี้

$$C_f = -\frac{1}{v} \frac{dv}{dP} \quad \text{----- สมการ 4-31}$$

และในการคำนวณเพื่อหาค่าของ Isothermal Compressibility ของหิน สามารถทำได้โดยใช้ค่าความพรุนของหิน ดังแสดงไว้ในสมการ 4-32

$$C_f = \frac{97.32 \times 10^{-6}}{(1 + 55.8721 * \phi)^{1.42859}} \quad \text{----- สมการ 4-32}$$

สำหรับผลการคำนวณเพื่อหาค่า Isothermal Compressibility ของหิน จะแสดงในตารางที่ 4.29

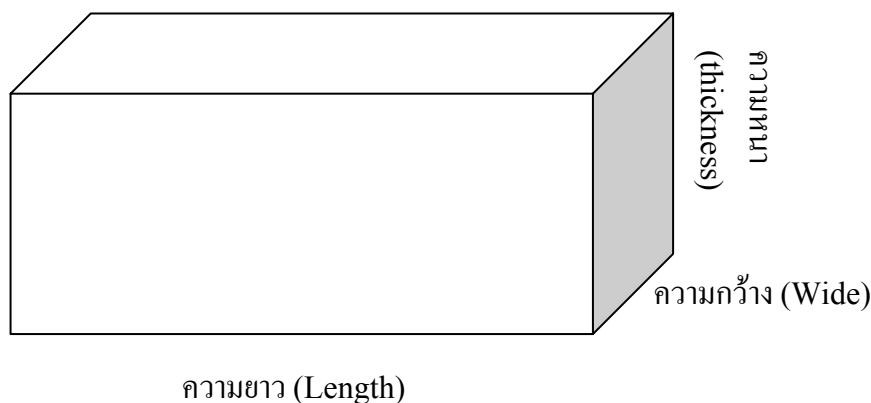
ตารางที่ 4.29 Isothermal Compressibility ของหินในแหล่งน้ำมันฝาง

แหล่งน้ำมัน	ความพรุน(%)	Isothermal Compressibility (psi ⁻¹)
แหล่งน้ำมันสันทราย	22	2.341x10 ⁶
แหล่งน้ำมันแม่สุน	20	2.654x10 ⁶
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	22.5	2.345 x10 ⁶
แหล่งน้ำมันหนองยาว	23	2.278x10 ⁶

4.5 การคำนวณปริมาณน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง

ในการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งปิโตรเลียมต่างๆ มีความจำเป็นที่จะต้องทราบข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวกับแหล่งปิโตรเลียม ไม่ว่าจะเป็นคุณสมบัติต่างๆ ของปิโตรเลียมที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียม คุณสมบัติของชั้นหินที่ทำหน้าที่กักเก็บปิโตรเลียมและปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ โดยในการคำนวณเพื่อหาค่าของปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งปิโตรเลียม จะมีวิธีการคำนวณที่ได้รับความนิยมหลากหลายวิธีการ อาทิเช่น การคำนวณโดยใช้วิธีคำนวณปริมาตร (Volumetric method) หรือการคำนวณแบบเทียบปริมาณการผลิต (Material Balance method) และการคำนวณหาปริมาณของปิโตรเลียมโดยใช้วิธีวิเคราะห์กราฟการผลิต (Decline Curve Analysis method) สำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งน้ำมันฝางในการศึกษาครั้งนี้ ได้ทำการคำนวณโดยใช้วิธีการคำนวณปริมาตร และมีการนำข้อมูลต่างๆ ที่ได้จากการคำนวณและการทดสอบตัวอย่างปิโตรเลียมจากแหล่งน้ำมันฝาง รวมถึงข้อมูลที่ได้รวบรวมจากกรมการพลังงานทหารมาประกอบการคำนวณด้วย มีรายละเอียดต่างๆ ดังนี้

สำหรับการคำนวณโดยใช้วิธีคำนวณปริมาตร จะเป็นการคำนวณโดยพิจารณาถึงลักษณะของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีรูปทรงทางเรขาคณิตเป็นที่แน่นอน ทำให้สามารถทำการคำนวณหาปริมาตรของแหล่งปิโตรเลียมได้โดยใช้ความสัมพันธ์ทางเรขาคณิตร่วมกันกับปริมาตรของช่องว่างและอัตราส่วนของปิโตรเลียมที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ ยกตัวอย่างในกรณีที่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีรูปทรงลูกบาศก์ ดังแสดงในรูป 4.19 จะมีวิธีการคำนวณดังนี้



รูปที่ 4.19 รูปทรงของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในการคำนวณ โดยวิธีคำนวณปริมาตร

พิจารณา รูปที่ 4.19

$$\begin{aligned} \text{ปริมาตรของแหล่งกักเก็บ} &= \text{ความยาว} \times \text{ความกว้าง} \times \text{ความหนา} \\ &= \text{พื้นที่} \times \text{ความหนา} \end{aligned}$$

จำนวนช่องว่างที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ = ความพรุนของหิน(ϕ)

จำนวนปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ = ความสามารถในการอิมตัวของของไหล(S)

ดังนั้น ปริมาตรของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ = พื้นที่*ความหนา*ความพรุนของหิน*ความสามารถในการอิมตัวของของไหล

หรือ

$$\text{ปริมาตรของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ} = \text{Area} \times h \times \phi \times S \quad \text{--- สมการ 4-33}$$

พิจารณาในกรณีที่มีปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บเป็นน้ำมัน และจากความสัมพันธ์ของความสามารถในการอิมตัวของของไหลในแหล่งกักเก็บ คือ

$$S_o + S_w = 1$$

หรือ

$$S_o = 1 - S_w$$

จะได้สมการสำหรับการคำนวณเพื่อหาปริมาณของน้ำมันดิบในแหล่งกักเก็บ (Oil In Place; OIP) ดังแสดงในสมการ 4-34

$$\text{OIP} = \text{Area} \times h \times \phi \times (1 - S_w) \quad \text{----- สมการ 4-34}$$

ซึ่งปริมาณของน้ำมันดิบที่คำนวณได้โดยใช้สมการ 4-34 จะเป็นปริมาณของน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ และถ้ามีการผลิตปิโตรเลียมเกิดขึ้น จะทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงความดันและอุณหภูมิที่กระทำกับปิโตรเลียม ทำให้ปริมาณของปิโตรเลียมที่ผลิตได้ไม่เท่ากับปริมาณของ

ปิโตรเลียมที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ เนื่องจากการขยายตัวของปิโตรเลียมโดยมีความสัมพันธ์ดังสมการ

$$OIP = \frac{Area * h * \phi * (1 - S_w)}{B_o} \quad \text{----- สมการ 4-35}$$

และสำหรับแหล่งน้ำมันฝางจะสามารถคำนวณหาปริมาณของน้ำมันดิบได้โดยใช้วิธีการคำนวณปริมาตร ซึ่งจะมีวิธีการคำนวณดังนี้

กรณีที่ 1 แหล่งน้ำมันสันทราย

ข้อมูลต่างๆที่ใช้สำหรับการคำนวณมีดังนี้

พื้นที่ของชั้นทราย (Area of Sand bed)

ช่วงทรายชั้นบน (Upper Sand bed) 71.66 เอเคอร์ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ช่วงทรายชั้นล่าง (Lower Sand bed) 33.35 เอเคอร์ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ความหนาเฉลี่ยของชั้นทราย (Thickness of Sand bed)

ทรายชั้นบน (Upper Sand bed) 53.6 ฟุต (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ทรายชั้นล่าง (Lower Sand bed) 27.0 ฟุต (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ความพรุนเฉลี่ยของหิน(ϕ) 23.6%

ความสามารถในการอึดตัวของน้ำในชั้นหิน(S_w) 30%

ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันที่ความดันเริ่มต้น(B_{oi}) 1.035 bbl/STB

พิจารณาทรายชั้นบน จากสมการ 4-35 จะได้

$$OIP = (7758 \text{ bbl/ac-ft}) * \left(\frac{71.66 * 53.6 * 0.236 * (1 - 0.3)}{1.035} \right)$$

$$OIP = 4.756 \times 10^6 \text{ STB}$$

พิจารณาทรายชั้นล่าง จากสมการ 4-35 จะได้

$$OIP = (7758 \text{ bbl/ac-ft}) * \left(\frac{33.35 * 27.0 * 0.236 * (1 - 0.3)}{1.035} \right)$$

$$OIP = 1.115 \times 10^6 \text{ STB}$$

ดังนั้นปริมาณทั้งหมดของน้ำมันในแหล่งน้ำมันสันทราย = 5.871 MMSTB

กรณีที่ 2 แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

ข้อมูลต่างๆที่ใช้สำหรับการคำนวณมีดังนี้

พื้นที่ของชั้นทราย (Area of Sand bed) 220 เอเคอร์ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ความหนาเฉลี่ยของชั้นทราย (Thickness of Sand bed) 72.0 ฟุต (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ความพรุนเฉลี่ยของหิน(ϕ) 25.0%

ความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำในชั้นหิน (S_w) 20%
 ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันที่ความดันเริ่มต้น (B_{oi}) 1.041 bbl/STB
 จากสมการ 4-35 จะได้

$$OIP = (7758 \text{ bbl/ac-ft}) * \left(\frac{220 * 72.0 * 0.25 * (1 - 0.2)}{1.041} \right)$$

$$OIP = 23.609 \times 10^6 \text{ STB}$$

ดังนั้นปริมาณทั้งหมดของน้ำมันในแหล่งน้ำมันแม่สุน = 23.609 MMSTB

กรณีที่ 3 แหล่งน้ำมันหนองยาว

ข้อมูลต่างๆที่ใช้สำหรับการคำนวณมีดังนี้

พื้นที่ของชั้นทราย (Area of Sand bed) 113.54 เอเคอร์ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ความหนาเฉลี่ยของชั้นทราย (Thickness of Sand bed) 40.0 ฟุต (กรมการพลังงานทหาร,

2547)

ความพรุนเฉลี่ยของหิน(ϕ) 20.0%

ความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำในชั้นหิน(S_w) 30%

สมมติให้

ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันที่ความดันเริ่มต้น (B_{oi}) 1.0 bbl/STB

จากสมการ 4-35 จะได้

$$OIP = (7758 \text{ bbl/ac-ft}) * \left(\frac{113.54 * 40.0 * 0.20 * (1 - 0.3)}{1.0} \right)$$

$$OIP = 4.933 \times 10^6 \text{ STB}$$

ดังนั้นปริมาณทั้งหมดของน้ำมันในแหล่งน้ำมันแม่สุน = 4.933 MMSTB

กรณีที่ 4 แหล่งน้ำมันบ้านธิ

ข้อมูลต่างๆที่ใช้สำหรับการคำนวณมีดังนี้

พื้นที่ของชั้นทราย (Area of Sand bed) 20 เอเคอร์ (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ความหนาเฉลี่ยของชั้นทราย (Thickness of Sand bed) 40.0 ฟุต (กรมการพลังงานทหาร,

2547)

ความพรุนเฉลี่ยของหิน(ϕ) 23.0%

ความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำในชั้นหิน(S_w) 25%

สมมติให้

ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมันที่ความดันเริ่มต้น (B_{oi}) 1.0 bbl/STB

จากสมการ 4-35 จะได้

$$OIP = (7758 \text{ bbl/ac} - \text{ft}) * \left(\frac{20.0 * 40.0 * 0.23 * (1 - 0.25)}{1.0} \right)$$

$$OIP = 1.071 \times 10^6 \text{ STB}$$

ดังนั้นปริมาณทั้งหมดของน้ำมันในแหล่งน้ำมันแม่สุน = 1.071 MMSTB

และจากผลการคำนวณเพื่อหาค่าของปริมาณของน้ำมันดิบที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันฝางโดยวิธีคำนวณปริมาตร จะแสดงผลการคำนวณในตารางที่ 4.30

ตารางที่ 4.30 ปริมาณน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันสันทรายและแม่สุน โดยวิธีคำนวณปริมาตร

แหล่งน้ำมัน	ปริมาณน้ำมันดิบ (MMSTB)
แหล่งน้ำมันแม่สุน	23.609
แหล่งน้ำมันสันทราย	5.871
แหล่งน้ำมันหนองยาว	4.933
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	1.071

และจากการรวบรวมข้อมูลการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันต่างๆ ที่ยังมีการผลิตอยู่ในลุ่มแอ่งฝางของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ตั้งแต่เริ่มมีการผลิตจนถึงปี พ.ศ. 2546 สามารถแสดงได้ดังนี้

ตารางที่ 4.31 ปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันต่างๆ ในลุ่มแอ่งฝางตั้งแต่เริ่มมีการผลิตจนถึงปี พ.ศ. 2546

แหล่งน้ำมัน	ปริมาณน้ำมันดิบ (MMSTB)
แหล่งน้ำมันแม่สุน	6.987
แหล่งน้ำมันสันทราย	1.325
แหล่งน้ำมันหนองยาว	0.736
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	0.068

บทที่ 5

วิธีการขั้บด้วยน้ำ

5.1 ข้อมูลทั่วไปของวิธีการขั้บด้วยน้ำ

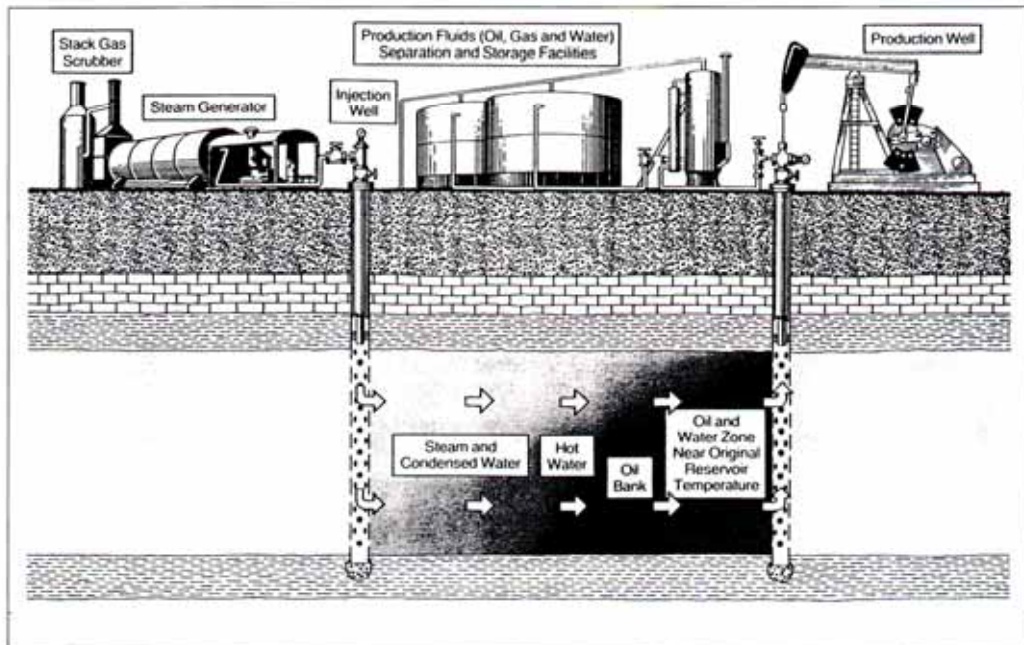
สำหรับวิธีการขั้บด้วยน้ำเป็นหนึ่งในหลายวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในชั้นที่สองหรือที่เรียกว่าชั้นทุติยภูมิ ซึ่งในการผลิตในชั้นที่สองนั้นจะมีเป้าหมายเพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมให้มากขึ้นจากการผลิตในชั้นแรก โดยวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในชั้นตอนนี้จะมีอยู่หลากหลายวิธีการ อาทิเช่น วิธีการขั้บด้วยน้ำ วิธีการขั้บด้วยก๊าซหรือวิธีการขั้บไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์ และวิธีอื่นๆอีกมากมาย (รูปที่ 5.1 ถึงรูปที่ 5.3) ซึ่งในปัจจุบันการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการขั้บด้วยน้ำจัดเป็นวิธีที่ได้รับการนำมาประยุกต์มากกว่าวิธีการอื่นๆที่กล่าวมา สำหรับวิธีการขั้บด้วยน้ำนั้นได้รับการคิดค้นมาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1865 ที่รัฐเพนซิลวาเนีย ประเทศสหรัฐอเมริกา และจากนั้นก็ได้รับการพัฒนาอย่างต่อเนื่องจนถึงปัจจุบัน (Thakur, 1998) แต่ถ้าทำการเปรียบเทียบผลการผลิตปิโตรเลียมที่ได้เพิ่มขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการขั้บด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เทียบกับวิธีการเพิ่มผลผลิตแบบอื่นนั้น ความสามารถในการกวาดไล่ น้ำมันของวิธีการขั้บด้วยน้ำอาจจะไม่ดีเท่ากับกระบวนการอื่นๆ เช่น วิธีการขั้บไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือสารสังเคราะห์อื่นๆ(รูปที่ 5.4) แต่วิธีการขั้บด้วยน้ำก็ยังคงได้รับความนิยมเป็นอย่างดีในการนำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม โดยสาเหตุสำคัญที่ทำให้วิธีการขั้บด้วยน้ำได้รับความนิยมอย่างต่อเนื่อง อาจจะเนื่องมาจากเหตุผลหลายประการ เช่น

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำ
- น้ำเป็นของไหลที่หาได้ง่ายและสะดวกในการนำมาใช้งาน
- คุณสมบัติของน้ำไม่เข้ากับคุณสมบัติของน้ำมัน ทำให้สามารถช่วยในการขั้บไล่ น้ำมันได้

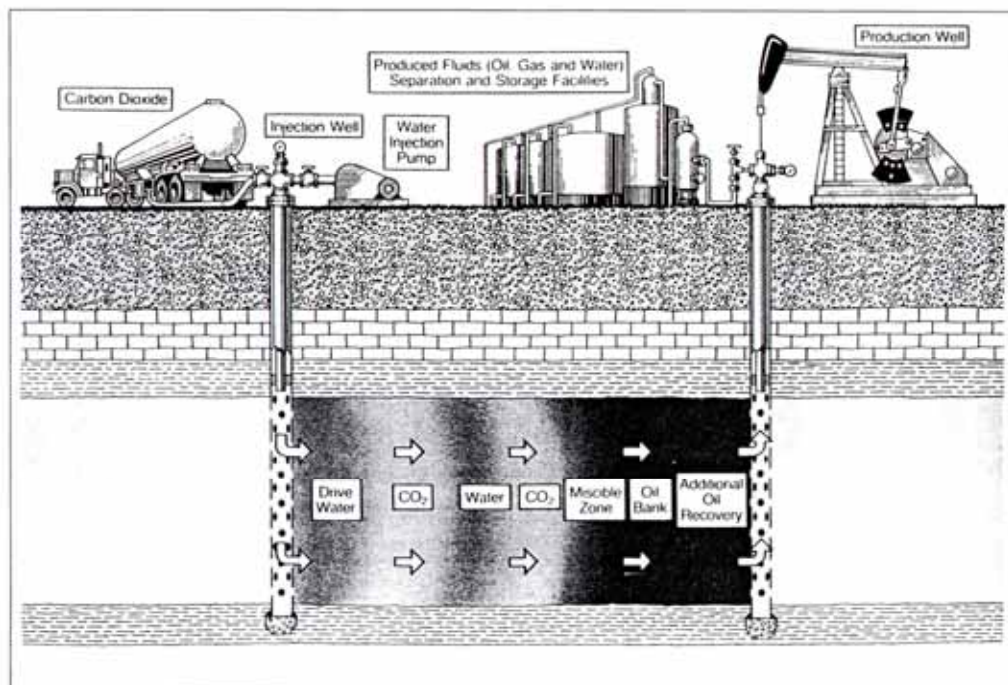
เป็นอย่างดี

- วิธีการขั้บด้วยน้ำมีลักษณะการดำเนินงานที่ไม่ซับซ้อน

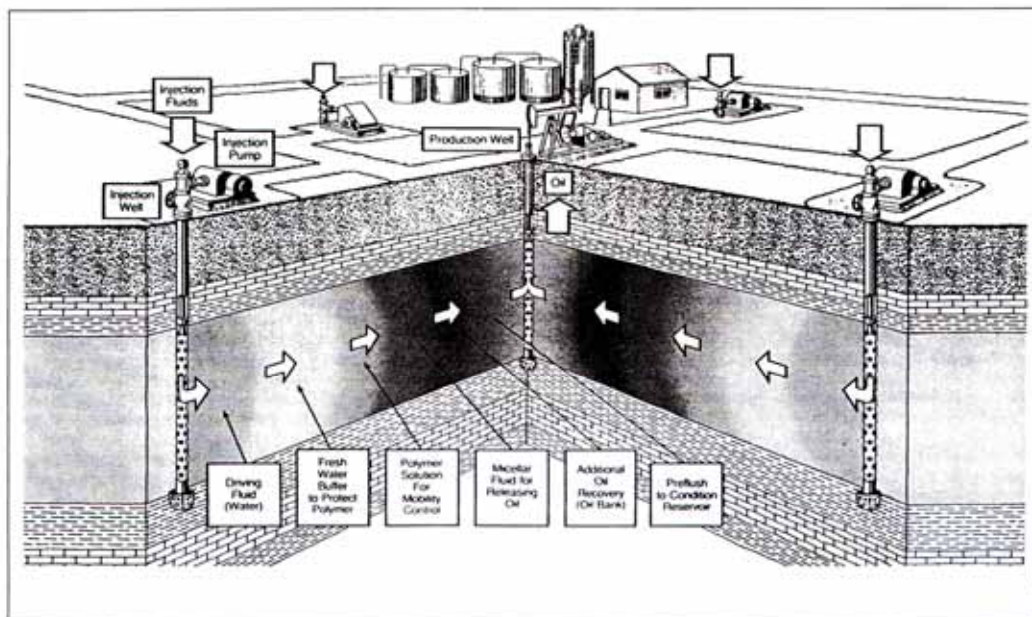
กระบวนการจัดการของวิธีการขั้บด้วยน้ำได้แสดงไว้ในรูปที่ 5.5



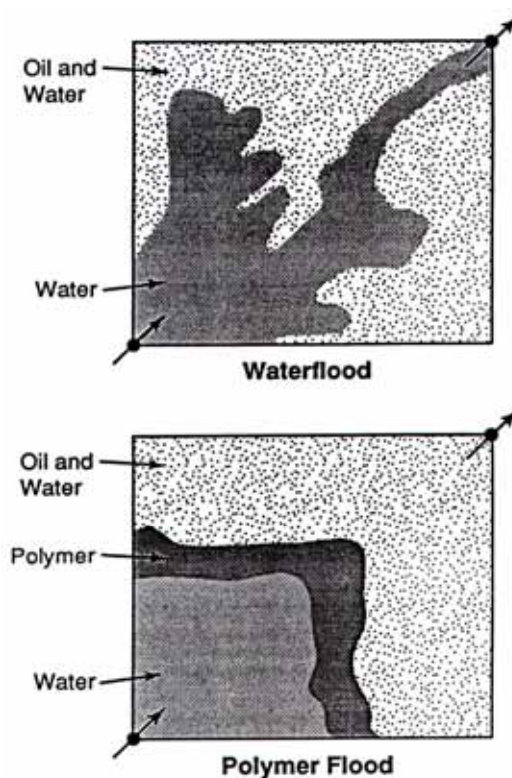
รูปที่ 5.1 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยน้ำร้อนและไอน้ำร้อน (Green and Willhite, 1998)



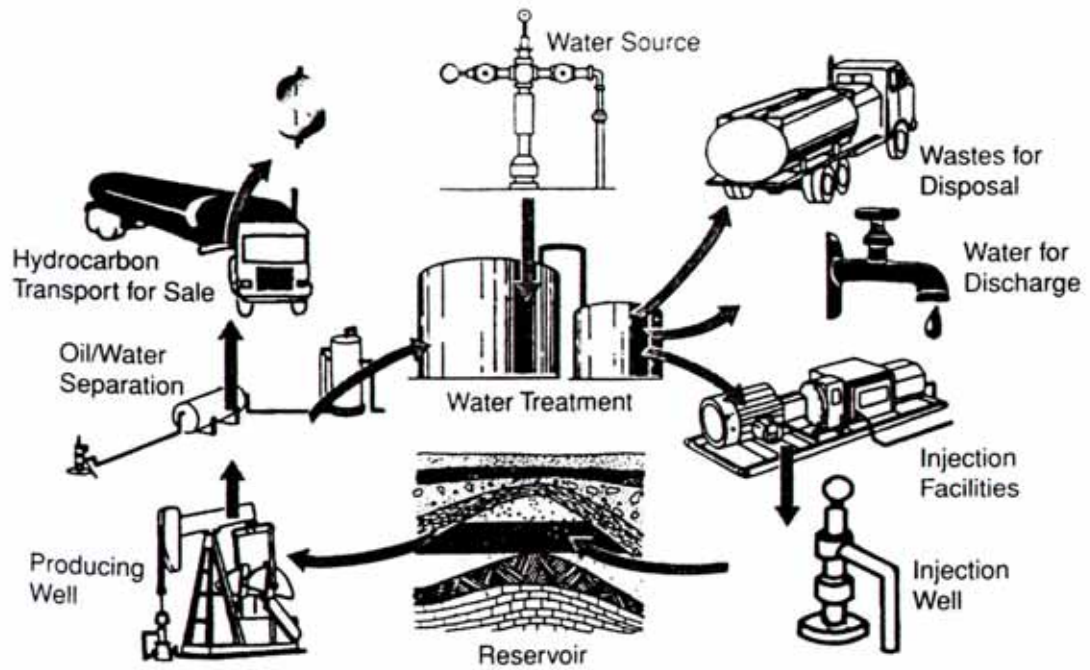
รูปที่ 5.2 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Green and Willhite, 1998)



รูปที่ 5.3 แสดงวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลิเมอร์ (Green and Willhite, 1998)



รูปที่ 5.4 แสดงการเปรียบเทียบการขับไล่ปิโตรเลียมของวิธีการขับด้วยน้ำกับวิธีการขับไล่ปิโตรเลียมด้วยสารประกอบโพลิเมอร์ (Willhite, 1986)



รูปที่ 5.5 ภาพแสดงกระบวนการจัดการของวิธีการขุดด้วยน้ำ (Thakur, 1998)

5.2 ทฤษฎีและสมการการคำนวณที่ใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำ

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำเป็นวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยทำการอัดน้ำที่มีคุณสมบัติไม่เข้ากับปิโตรเลียมลงไปในพื้นที่กักเก็บปิโตรเลียม เพื่อให้ น้ำที่อัดลงสู่แหล่งกักเก็บดังกล่าวไปทำหน้าที่ขับไล่หรือกวาดปิโตรเลียมให้เข้าสู่บริเวณหลุมผลิตมากขึ้น โดยทั่วไปจะมีการจัดการหรือขั้นตอนสำคัญในการพิจารณาเพื่อนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ดังนี้

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

ในการจัดเตรียมข้อมูลที่จำเป็นต้องใช้ในวิธีการขับด้วยน้ำ จะสามารถแบ่งลักษณะที่มาของข้อมูลเป็น 2 ส่วนคือ

1. ข้อมูลที่ได้จากห้องปฏิบัติการ ซึ่งจะมีข้อมูลที่สำคัญดังนี้

1.1 คุณสมบัติของของไหล (fluid properties)

สำหรับข้อมูลของคุณสมบัติของของไหลที่จำเป็นต้องใช้ในกระบวนการขับด้วยน้ำ ส่วนใหญ่จะเป็นคุณสมบัติของของไหลที่เปลี่ยนแปลงไป เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงความดันและอุณหภูมิ เช่น ความหนืดของของไหล เป็นต้น นอกจากนี้ คุณสมบัติทางด้านเคมีของของไหล อาทิเช่น ส่วนประกอบของของไหลก็มีความสำคัญในการนำมาพิจารณาที่จะนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ด้วยเช่นกัน

1.2 คุณสมบัติของหิน (rock properties)

สำหรับคุณสมบัติของหินที่สำคัญต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์จะมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

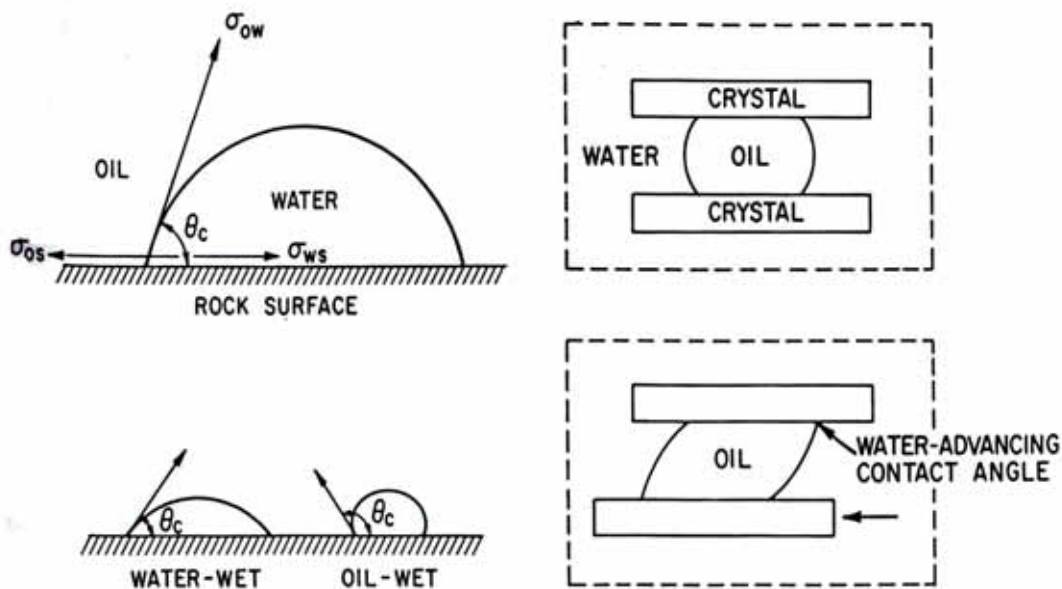
ความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหิน (rock wettability)

สำหรับความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหินจะเป็นความสามารถที่ของเหลว เช่น น้ำหรือน้ำมัน จะสามารถยึดเกาะกับหินได้ดีกว่าของเหลวชนิดอื่นๆ โดยทั่วไปจะแบ่งความสามารถในการดั่งคูของเหลวของหินเป็น 2 รูปแบบคือ

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

ซึ่งสำหรับวิธีการทดสอบหินตัวอย่างเพื่อให้ทราบว่ามีความสามารถในการดั่งคู

ของเหลวของหินเป็นรูปแบบใด จะสามารถทำได้โดยการหยดของเหลวลงบนหินตัวอย่าง และตรวจสอบมุมสัมผัสของของเหลวที่เกิดบนหิน ซึ่งถ้าเป็นรูปแบบที่ 1 จะมีค่าของมุมสัมผัสน้อยกว่า 90° ส่วนในกรณีที่เป็นรูปแบบที่ 2 จะมีค่าของมุมสัมผัสมากกว่า 90° (รูปที่ 5.6)



รูปที่ 5.6 แสดงลักษณะของความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินในรูปแบบต่างๆ (Craig,1980)

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ในกรณีที่หินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีคุณสมบัติของความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินเป็นรูปแบบที่ 1 จะเหมาะสมอย่างยิ่งในการนำกระบวนการเพิ่มปริมาณการผลิต โดยวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพราะน้ำที่อัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะสามารถทำการขับไล่น้ำมันได้ดีกว่าในรูปแบบที่ 2

ความดันรูเล็ก (capillary pressure)

สำหรับความดันรูเล็กจะเป็นคุณสมบัติที่มีส่วนในการควบคุมลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ โดยความดันรูเล็กจะเป็นความสัมพันธ์ของความแตกต่างระหว่างความดันของของไหลที่เกิดกับวัตถุที่มีความสามารถในการดึงดูของไหลชนิดหนึ่งได้ดีกว่าของไหลอีกชนิดหนึ่ง ดังแสดงในสมการที่ 5.1

$$P_{nw} - P_w = \left(\frac{2\sigma_{nw} \cos \theta}{r} \right) \quad \text{----- สมการ 5.1}$$

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

P_w คือ ความดันของของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินได้ดี (pressure of wetting phase)

σ_{nw} คือ แรงดึงผิวระหว่างของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินได้ดีไม่เทียบเท่ากับของเหลวที่มีความสามารถในการดึงดูของเหลวของหินได้ดี

θ คือ มุมสัมผัสที่วัดจากของเหลวที่เป็นน้ำ และ

r คือ รัศมีของหยดของของเหลว

ความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (relative permeability)

สำหรับความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของชั้นหินจะเป็นคุณสมบัติที่มีความสำคัญมากที่จะส่งผลกระทบต่อการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยค่าของความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สัมพัทธ์ของหินจะเป็นความสัมพันธ์ระหว่างค่าความสามารถในการให้ของไหลชนิดใดๆซึมผ่านได้ต่อความสามารถในการให้ของไหลซึมผ่านได้สมบูรณ์ของหิน ดังแสดงในสมการ 5.2 ถึงสมการ 5.4

กรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำ

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} \quad \text{----- สมการ 5.2}$$

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำมัน

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad \text{----- สมการ 5.3}$$

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad \text{----- สมการ 5.4}$$

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

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

$$M = \frac{k_{rw} * \mu_o}{\mu_w * k_{ro}} \text{ ----- สมการ 5.5}$$

โดย M คือ อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของน้ำต่อน้ำมัน

μ_w, μ_o คือ ความหนืดของน้ำและน้ำมันตามลำดับ

โดยในการพิจารณาถึงแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ค่าของเช่น อัตราส่วนการเคลื่อนที่ของของไหลควรจะมีค่าน้อยกว่า 1

1.4 ความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (residual oil saturation; S_{or})

สำหรับความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม จะเป็นค่าของปริมาณของน้ำมันที่ไม่สามารถทำการผลิตได้จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ซึ่งจะส่งผลต่อปริมาณของน้ำมันที่จะสามารถผลิตได้ โดยถ้าค่าของความสามารถในการอิมตัวของน้ำมันที่ต้องเหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมมีค่าสูง จะมีความหมายว่าจะไม่สามารถทำการผลิตน้ำมันได้ในปริมาณที่น่าพอใจ จึงไม่เหมาะสมต่อการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิต เนื่องจากปริมาณของน้ำมันที่จะผลิตได้อาจจะไม่คุ้มกับค่าใช้จ่ายที่ต้องใช้ในการทำการผลิต

1.5 คุณสมบัติของน้ำ (water properties)

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องทราบถึงคุณสมบัติต่างๆของน้ำที่จะนำมาใช้ในการอัดลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องจากน้ำที่นำมาใช้จะต้องมีคุณสมบัติเหมาะสม ไม่ว่าจะเป็นส่วนประกอบหรือความเข้มข้นของสารที่ละลายอยู่ในน้ำ ความถ่วงจำเพาะหรือความต้านทานไฟฟ้าและความเป็นกรดเป็นด่างของน้ำ ไม่เช่นนั้นอาจส่งผลกระทบต่อการผลิตปิโตรเลียมได้ ยกตัวอย่างเช่นในกรณีมีส่วนประกอบหรือความเข้มข้นของสารที่ละลายอยู่ในน้ำมาใช้ทำการอัดลงสู่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียมต่างแตกต่างกับน้ำที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะทำให้เกิดการทำให้เกิดการทำให้เกิดการทำปฏิกิริยาเคมีกันของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปกับน้ำที่มีอยู่เดิมในแหล่งกักเก็บ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการตกผลึกใหม่ของสารประกอบบางชนิดทำให้ไปอุดตันในช่องว่างของหินหรือส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้

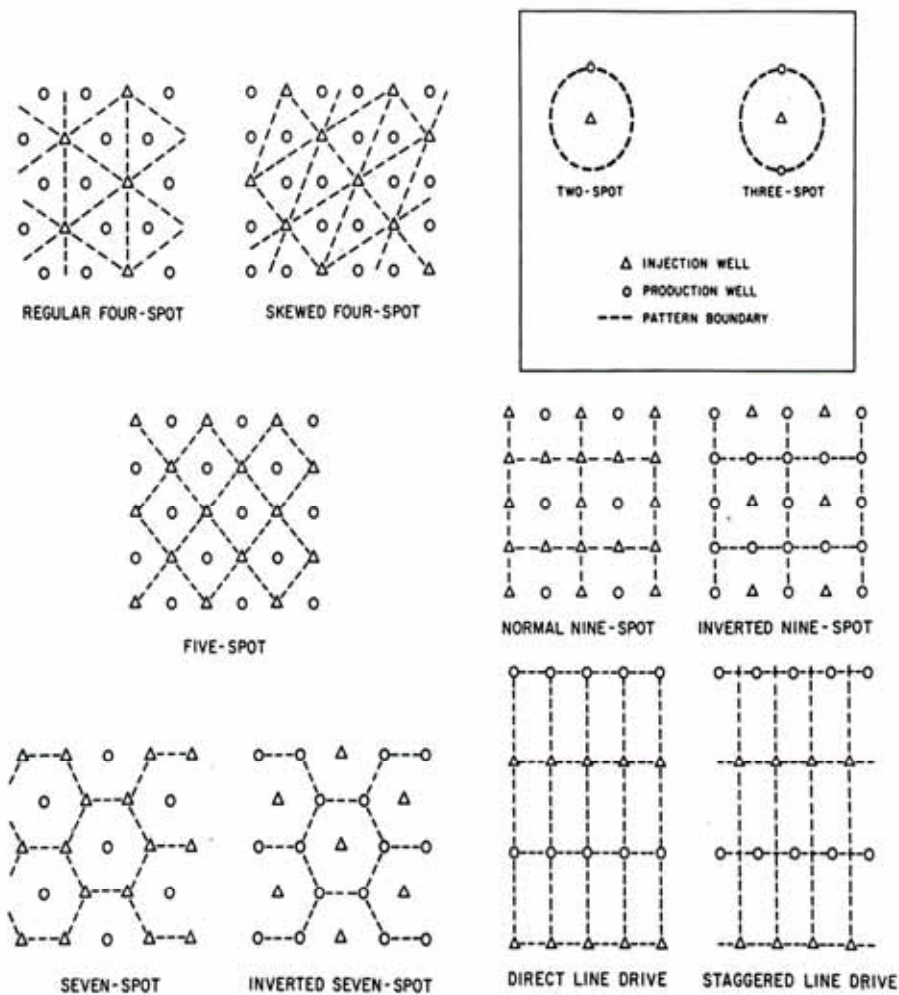
2. ข้อมูลภาคสนาม ซึ่งจะมีข้อมูลต่างๆ ดังนี้

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

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่เป็นต่อการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้แล้วเสร็จ ก็ จะเข้าสู่กระบวนการออกแบบการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพิ่มการผลิตปิโตรเลียม ซึ่งมีขั้นตอนดังนี้

- ทำการประเมินลักษณะต่างๆของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม รวมถึงประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บชั้นปฐมภูมิด้วย

- ทำการเลือกรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขุดด้วยน้ำให้มีความเหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขุดด้วยน้ำ จะมีอยู่หลากหลายรูปแบบขึ้นอยู่กับลักษณะการกระจายของหลุมผลิตปิโตรเลียมที่มีอยู่ในแหล่งปิโตรเลียม (รูปที่ 5.7)



รูปที่ 5.7 ภาพแสดงรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับวิธีการขุดด้วยน้ำ (Craig, 1980)

- ทำการประเมินอัตราการผลิตปิโตรเลียมและอัตราการอัดน้ำ โดยอัตราการอัดน้ำที่นำมาใช้ในวิธีการขุดด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำแสดงในตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 สมการการคำนวณหาอัตราการอัดน้ำสำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในแต่ละรูปแบบของการกระจายของหลุมสำหรับอัดน้ำ (Willhite,1986)

<u>Direct Line Drive</u>	
$i = \frac{3.541 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 1.838 \right)}$	
$\frac{d}{a} \approx 1 \dots\dots\dots A$	
<u>Staggered Line Drive</u>	
$i = \frac{3.541 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{a}{r_w} + 1.571 \frac{d}{a} - 1.838 \right)} \dots\dots\dots B$	
$i = \frac{3.541 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.619 \right)} \dots\dots\dots C$	
$i = \frac{4.72 kh(\Delta p)}{\mu \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.569 \right)} \dots\dots\dots D$	
<u>Nine-Spot</u>	
$i = \frac{3.541 kh(\Delta p)_{i,c}}{\frac{1+R}{2+R} \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.272 \right) \mu} \dots\dots\dots E$	
$i = \frac{7.082 kh(\Delta p)_{i,s}}{\left[\frac{3+R}{2+R} \left(\ln \frac{d}{r_w} - 0.272 \right) - \frac{0.693}{2+R} \right] \mu} \dots\dots\dots F$	
<p>R = ratio of producing rate of corner well to side well, $(\Delta p)_{i,c}$ = pressure difference between injection well and corner well, and $(\Delta p)_{i,s}$ = pressure difference between injection well and side well.</p>	
<p>*Units in these equations are barrels per day, darcies, feet, pounds per square inch, and centipoise.</p>	

- ทำการวางแผนการผลิตปิโตรเลียมและคาดการณ์ถึงอายุของการผลิตปิโตรเลียมที่จะได้จากแหล่งกักเก็บเนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆมาประยุกต์ใช้

- ทำการประเมินถึงปัจจัยอื่นๆที่อาจจะเข้ามาเกี่ยวข้องกับเทคนิคต่างๆในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บ

สำหรับคำนวณเพื่อหาประสิทธิภาพในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ (waterflood recovery efficiency) สามารถคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่แสดงในสมการ 5.6

$$E_{RWF} = E_D * E_V \quad \text{----- สมการ 5.6}$$

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

$$f_w = \frac{1 + 0.001127 * \frac{k * k_{ro} * A}{\mu_o * q_t} * \left[\frac{\partial p_c}{\partial L} - \Delta \rho * \sin \alpha_d \right]}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \quad \text{----- สมการ 5.7}$$

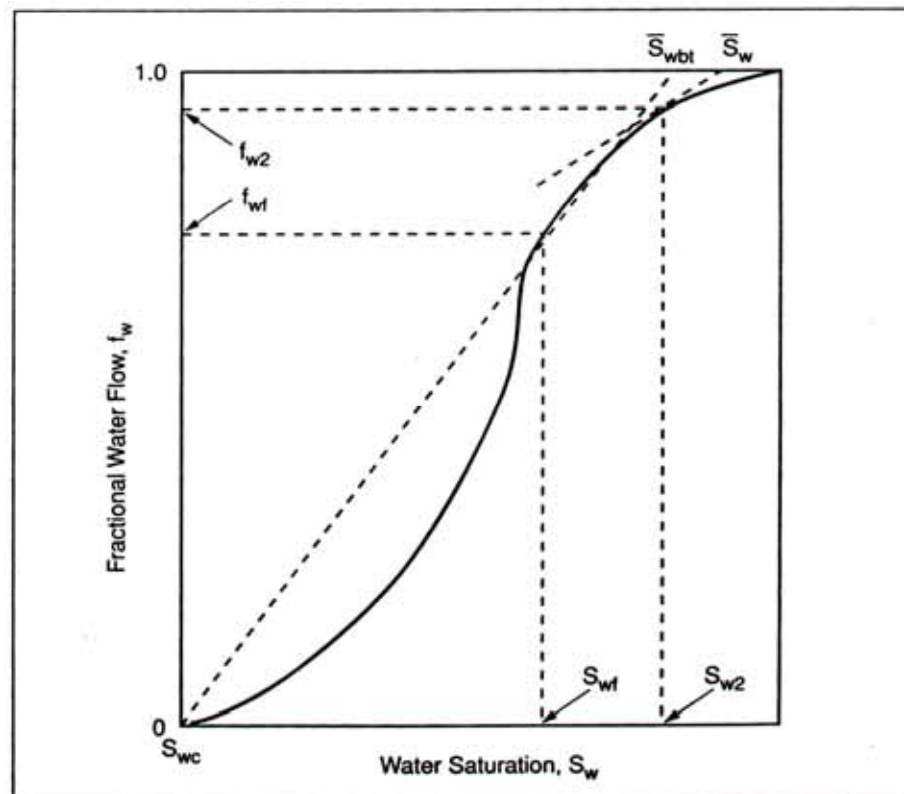
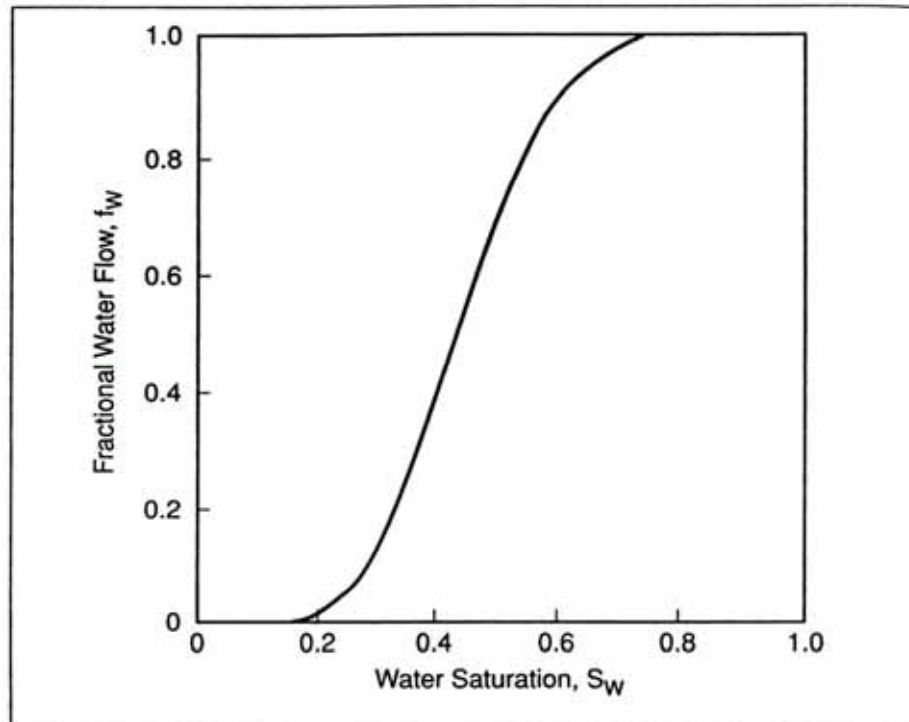
จากสมการ 5.7 จะเป็นสมการของสัดส่วนการไหลที่สมบูรณ์ กล่าวคือเป็นสมการที่มีการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาพิจารณาด้วย แต่ถ้าในการคำนวณไม่ต้องการนำค่าของแรงโน้มถ่วงของโลกและปรากฏการณ์ที่เกิดจากการกระทำของความดันรูเล็กมาประกอบการคำนวณด้วย จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ที่ได้แสดงไว้ในสมการ 5.8 คือ

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w * k_{ro}}{\mu_o * k_{rw}}} \quad \text{----- สมการ 5.8}$$

จากสมการของสัดส่วนการไหล จะสามารถพัฒนาไปสู่สมการพื้นฐานที่สำคัญในการคำนวณของวิธีการขับด้วยน้ำที่เรียกว่า “Frontal Advance Equation” ซึ่งจะมีความสัมพันธ์ดังนี้

$$\left(\frac{\partial X}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{q_t}{A * \phi} * \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right) \quad \text{----- สมการ 5.9}$$

ความสัมพันธ์ระหว่าง f_w และ S_w สามารถแสดงได้โดยใช้รูปที่ 5.8



รูปที่ 5.8 ภาพแสดงความสัมพันธ์ระหว่างเทอม f_w และ S_w (Thakur, 1998)

สำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าของประสิทธิภาพการแทนที่น้ำมันของน้ำ (E_D) จะสามารถทำได้โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$E_D = \frac{S_{wor} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad \text{----- สมการ 5.10}$$

โดย S_{wor} คือ ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งของความสามารถในการอิ่มตัวของน้ำมันเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (residual oil saturation) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w (fractional flow curve) ร่วมกับสมการ 5.11 ดังรูปที่ 5.8

$$S_w = S_{w_2} + \frac{\bar{q}_t * t}{A * \phi * L} (1 - f_{w_2}) \quad \text{----- สมการ 5.11}$$

และสำหรับประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำ (E_V) จะสามารถคำนวณได้โดยใช้สมการ 5.11 คือ

$$E_V = E_A * E_1 \quad \text{----- สมการ 5.12}$$

โดย E_A คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบ (areal sweep efficiency)

E_1 คือ ประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวตั้ง (vertical sweep efficiency)

สำหรับค่าของประสิทธิภาพในการกวาดน้ำมันของน้ำในแนวราบและแนวตั้ง (E_A & E_1) จะสามารถทำการคำนวณได้โดยใช้ความสัมพันธ์ดังนี้

$$E_A = \frac{\text{SweptArea}}{\text{TotalArea}} \quad \text{----- สมการ 5.13}$$

$$E_A = \frac{W_i}{(S_{wbt} - S_{wc}) * V_p} \quad \text{----- สมการ 5.14}$$

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

สมการ 5.15

โดย S_{wbt} คือ ค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำที่ตำแหน่งเมื่อน้ำที่ทำการอัดลงไปแทรกมาถึง (breakthrough) ซึ่งสามารถคำนวณได้โดยใช้กราฟความสัมพันธ์ของ f_w กับ S_w ร่วมกับสมการ 5.11 (รูปที่ 5.8)

5.3 ข้อดีและข้อเสียของวิธีการขับด้วยน้ำ

ในการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาใช้ จะมีข้อดีอยู่หลายประการ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- วิธีการจับด้วยน้ำจัดเป็นวิธีการที่ไม่ซับซ้อนมากนัก ทำให้ง่ายต่อการทำความเข้าใจของผู้ปฏิบัติงาน

- วิธีการจับด้วยน้ำเป็นวิธีการที่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการอื่น

- ในการหาทรัพยากรมาใช้ในกระบวนการสำหรับการอัดน้ำ จะสามารถหาได้ง่ายกว่าวิธีการอื่น

- มีประสิทธิภาพเป็นที่น่าพอใจ เมื่อเทียบกับค่าใช้จ่ายและปัจจัยอื่นที่ต้องนำมาใช้ในการดำเนินงาน

กรณีของข้อเสียในการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สำหรับการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียม จะมีรายละเอียดดังนี้

- ถ้าทำการเปรียบเทียบปริมาณของปิโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นเนื่องจากการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้กับวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยวิธีการอื่นๆ ปริมาณของปิโตรเลียมที่จะผลิตได้ขึ้นจากวิธีการจับด้วยน้ำอาจจะได้ผลน้อยกว่า ทำให้ยังเหลือปริมาณปิโตรเลียมที่สะสมตัวในแหล่งกักเก็บในปริมาณที่มาก ซึ่งจะส่งผลให้ต้องทำการหาวิธีการอื่นมาเพื่อนำปริมาณปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ขึ้นมาต่อไปในอนาคต ทำให้ต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น

- ในการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้นั้น ถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีคุณสมบัติที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดปัญหาในการผลิตปิโตรเลียมได้ อาทิเช่น เกิดการอุดตันขึ้นในช่องว่างของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เนื่องมาจากเกิดการทำปฏิกิริยากันของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปแหล่งกักเก็บกับน้ำที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งกักเก็บ ทำให้เกิดการตกผลึกของสารละลายหรือแร่ใหม่ หรือถ้าน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการอัดน้ำมีความเป็นกรดเป็นด่างอยู่ในปริมาณที่ไม่เหมาะสม อาจจะทำให้เกิดการกัดกร่อนหรือผุพังของท่อที่ใช้ในหลุมอัดน้ำหรือหลุมผลิตปิโตรเลียมและเครื่องมือที่ใช้ในการปฏิบัติงานได้

- ถ้ามีความผิดพลาดขึ้นในกระบวนการอัดน้ำและน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการมีคุณสมบัติทางเคมีที่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม อาจจะทำให้เกิดการปนเปื้อนของน้ำที่นำมาใช้ในกระบวนการเข้าสู่ชั้นน้ำบาดาลส่งผลให้เกิดปัญหาทางด้านสิ่งแวดล้อมตามมาได้ในอนาคต

บทที่ 6

แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

6.1 ทฤษฎี

แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) เกิดจากการใช้เทคนิคสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณพฤติกรรมการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม (mathematical mode) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ ช่วยคำนวณแบบจำลองคณิตศาสตร์ของลักษณะและผลการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจำลองให้ได้ผลออกมาสมจริงดังการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจริงๆ

แบบจำลองคณิตศาสตร์คอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมนี้ได้รับการนำมาประยุกต์ใช้ทั่วไปอย่างกว้างขวาง เพราะสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ที่วิธีคำนวณแบบอื่นๆ ทำไม่ได้ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์แบบนี้สามารถอธิบายปริมาณการไหลของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน ที่มีแผนการผลิตอย่างไรอย่างหนึ่งได้และนอกจากจะสามารถอธิบายลักษณะของแหล่งปิโตรเลียมได้แล้ว ยังสามารถใช้วางแผนการผลิตปิโตรเลียมได้ตามความต้องการของตลาดเพื่อให้เหมาะสมกับการวางแผนการลงทุนและเหมาะสมตามกฎระเบียบของรัฐบาลเพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่ต้องการ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะแก้ปัญหายากๆ ได้ดี แต่ก็ยังมีปัญหาที่ไม่มีความซับซ้อนมากนัก เพราะการจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์มักจะเป็นวิธีที่ดีที่สุด เนื่องจากความรวดเร็ว 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

6.1.1 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สำหรับประโยชน์ของการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมมีหลายประการ ดังนี้

- รวบรวมข้อมูลทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับแหล่งปิโตรเลียมมาอยู่ในฐานข้อมูลที่กะทัดรัดและเก็บไว้ในแหล่งเดียวกัน
- ให้โอกาสทดลองผลิตแหล่งปิโตรเลียมก่อนที่จะมีการผลิตจริง ๆ
- สามารถผลิตแหล่งปิโตรเลียมหลายครั้ง เพื่อตรวจสอบทางเลือกต่าง ๆ
- สามารถใช้เป็นเครื่องมือบริหารจัดการสำหรับที่จะเลือกแผนการพัฒนาและวิธีการดำเนินการผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงได้
- แสดงให้เห็นข้อมูลพื้นฐานร่วมกันระหว่างบริษัทผู้ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากรปิโตรเลียม

และปัจจุบันได้มีโปรแกรมต่างๆที่ได้รับการพัฒนาใช้ในการก่อสร้างและทดสอบแบบจำลองปิโตรเลียมมากมาย อาทิเช่น

- Eclipse Office

- Desktop Vip

โดยในงานวิจัยนี้ได้ใช้ซอฟต์แวร์ที่เรียกว่า “Eclipse Office” ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์สร้างแบบจำลองและคำนวณพฤติกรรมต่าง ๆ ของแหล่งปิโตรเลียม โดยสาเหตุที่เลือกใช้โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเนื่องจาก

- โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเป็นโปรแกรมที่มีประสิทธิภาพเพียงพอและเหมาะสมต่อการใช้งาน

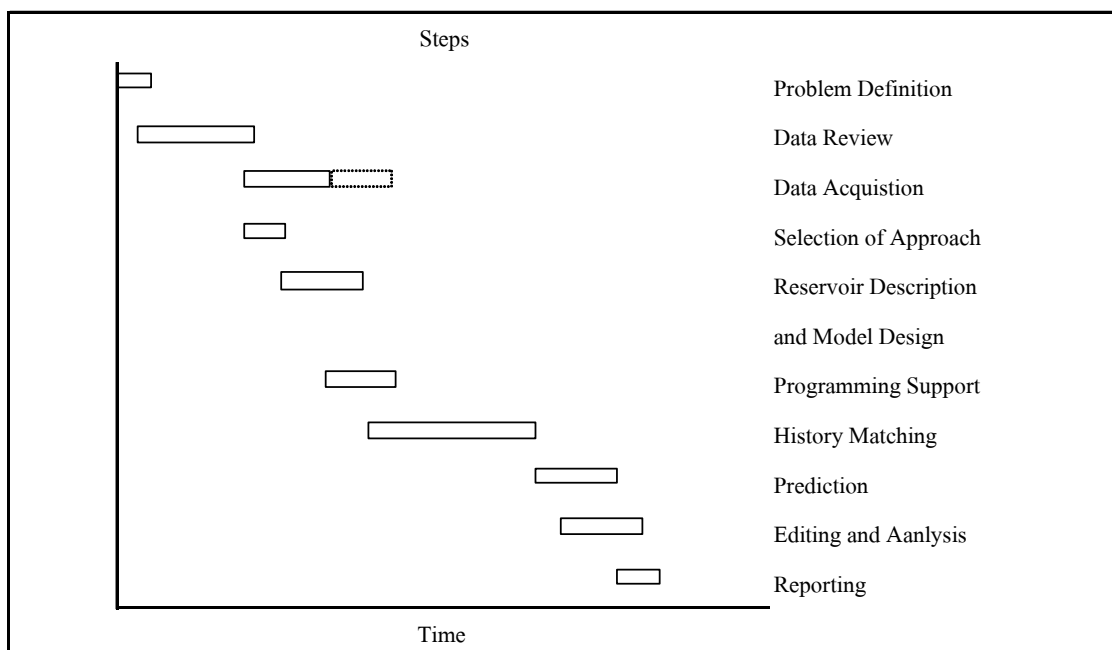
- มีแหล่งทรัพยากรพร้อมในการทำการทดสอบ เนื่องจากโปรแกรมที่เกี่ยวข้องกับการสร้างและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยทั่วไปจะมีราคาสูง ทำให้ในการทดสอบ ผู้วิจัยต้องขอความอนุเคราะห์ไปยังหน่วยงานราชการที่มีศักยภาพพร้อมให้การสนับสนุน

โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่จัดทำให้กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ปัจจุบันเรียกว่า กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ) โดยบริษัท Schlumberger เป็นโปรแกรมที่ใช้

ในการทำแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมที่แก้ปัญหของแหล่งปิโตรเลียมที่มีของไหล หนึ่งชนิด หรือสองชนิด หรือสามชนิดก็ได้ และมีลักษณะการไหลทิศทางเดียว สองทิศทางหรือแม้แต่การไหลแบบ 3 ทิศทาง (3-dimensions) ก็สามารถวิเคราะห์พฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมได้

โปรแกรมอ็คลิปส์ออฟฟิศซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ที่พัฒนาขึ้นมาใช้ในการจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยได้รับการพัฒนามาอย่างต่อเนื่องและในปัจจุบันก็ยังคงได้รับความนิยมในการนำมาใช้ศึกษาแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยโปรแกรมอ็คลิปส์ออฟฟิศสามารถจำลองการไหลของน้ำมัน น้ำ และก๊าซ และสามารถใช้ได้สำหรับปริมาณก๊าซที่ละลายในน้ำมันที่เปลี่ยนแปลงไปตามความดัน แต่ไม่สามารถจำลองการเปลี่ยนแปลง ส่วนประกอบ (Composition) ในน้ำมันหรือก๊าซได้ เมื่อแหล่งจำลองแบบจำลองที่จัดทำขึ้นถูกใช้อย่างถูกต้อง ผู้ใช้สามารถเชื่อมั่นได้ว่าผลการคำนวณออกมาจะได้คำตอบที่เป็นจริงและเชื่อถือได้ ถ้าข้อมูลที่ใส่เข้าไปมีความสมบูรณ์และตรงกับความจริงอย่างสมเหตุสมผล

ในการทำกิจกรรมแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการวางแผนและปฏิบัติตามแผนต่าง ๆ ดังแสดงในเห็นแผนการปฏิบัติตามรูปที่ 6.1



รูปที่ 6.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

การกำหนดข้อปัญหา (Problem Definition)

ขั้นแรกของการศึกษาคือกำหนดปัญหาพฤติกรรมของแหล่งปีโตรเลียมรวมทั้งปัญหาที่เกิดขึ้นในการดำเนินการและในขั้นตอนการกำหนดปัญหานี้ จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งปีโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมในการดำเนินการให้เพียงพอที่จะบ่งชี้ว่าพฤติกรรมการผลิตและการดำเนินการเช่นไร เป็นที่ต้องการในอนาคตและควรจะเกิดขึ้นเวลาใด และสิ่งเหล่านี้จะสามารถสนับสนุนอย่างไรต่อแผนการบริหารจัดการแหล่งปีโตรเลียม

การเลือกข้อมูลและวิธีการศึกษา (Selecting the Study Approach)

หลังจากมีการกำหนดปัญหาหลักขณะการไหลของของไหลแล้วจะต้องตัดสินใจว่าแหล่งจำลองประเภทใดที่จะเหมาะสมกับแหล่งปีโตรเลียมนั้น ๆ มากที่สุด และสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ได้ดีที่สุดในที่สุด ซึ่งปกติแล้วจะไม่จำเป็นต้องจำลองแหล่งปีโตรเลียมหมดทั้งแหล่ง โดยตัวประกอบที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและสร้างแบบจำลองประกอบไปด้วย

ก. ความสามารถของคอมพิวเตอร์โปรแกรมที่ใช้ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ ของกลศาสตร์แหล่งปีโตรเลียม

ข. การเปลี่ยนแปลงที่จะต้องกระทำในการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ

ค. ชนิดและจำนวนที่จะทดลองผลิตในแบบจำลองเพื่อให้ครบตามจุดประสงค์ของการศึกษาวิจัย

ง. เวลา กำลังคน เครื่องคอมพิวเตอร์ และงบประมาณที่มีอยู่สำหรับการศึกษาวิจัย

จ. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบผลการจำลอง

ฉ. ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบที่จะช่วยให้การศึกษาวิจัยสมบูรณ์ในขณะนั้น

การรายงาน (Reporting)

ขั้นตอนสุดท้ายของการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียมคือการรวบรวมผล สรุปเป็นรายงานที่ชัดเจน สั้น และกะทัดรัด แบบรายงานจะมีตั้งแต่ บันทึก บริคณฑ์ สนธิระหว่างหน่วยงานอย่างสั้นๆ สำหรับการศึกษาขนาดเล็ก ไปกระทั่งรายงานฉบับหนาที่สมบูรณ์ไปโดยรูปแสดงสีต่างๆ สำหรับการศึกษาแหล่งปีโตรเลียมขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะเป็รายงานแบบไหนขนาดไหน รายงานจะต้องกำหนดเป้าหมายของการศึกษา อธิบายการใช้แบบจำลอง และแสดงผล และสรุปผลโดยมีคำอธิบายครบถ้วนเหมาะสมกับเป้าหมายการศึกษาวิจัยนั้นๆ

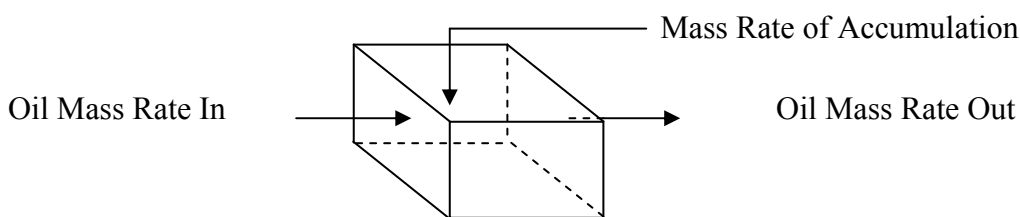
6.1.2 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียม

การได้มาของสมการการไหลของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Flow Equations)

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนามาใช้เทียบเท่ากับเหมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ชนิดเดียวที่ละชนิด โดยเริ่มพิจารณาจาก

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

การสมดุลย์ของสสารใช้หน่วยปริมาตรต่อบารเรลของน้ำมันดังแสดงต่อไปนี้



รูปที่ 6.2 การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system)

การไหลเชิงเส้น (Linear system)

มวลไหลเข้า - มวลไหลออก = มวลสะสมในหน่วยส่วน

$$\left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_x - \left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_{x+\Delta x} = V \left[\frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^n}{\Delta t} \right] \quad \text{----- สมการ 6.1}$$

เมื่อ

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

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

ใส่ข้อกำหนดขนาดให้เล็กลงเข้าใกล้ศูนย์สมการ (6.1) เขียนเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{----- สมการ 6.2}$$

สำหรับการไหลแบบรัศมี (radial system) สมการจะเขียนเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{----- สมการ 6.3}$$

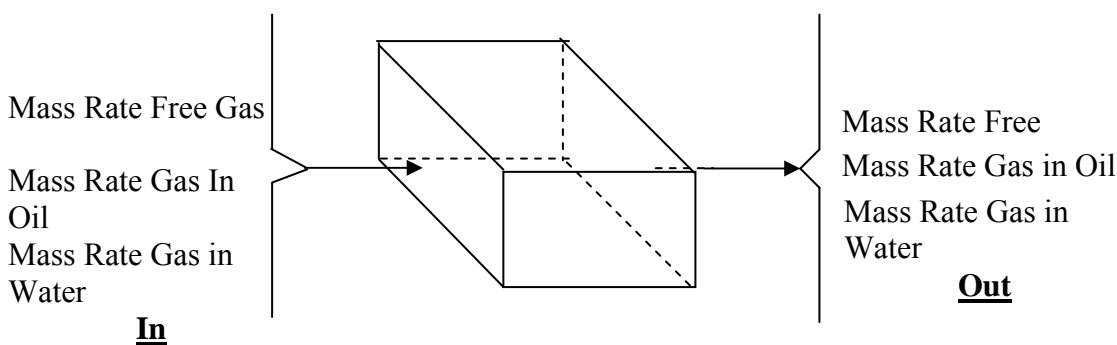
ก๊าซ การสมดุลย์มวลสารของก๊าซจะต้องรวมเอาก๊าซทั้งหมดที่อยู่ในระบบคือ ก๊าซอิสระ ก๊าซที่ละลายในน้ำและน้ำมัน

มวลก๊าซไหลเข้า - มวลก๊าซไหลออก = มวลก๊าซสะสมในหน่วยส่วนก๊าซจากส่วนต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ

ดังแสดงในรูป 6.3 เขียนอยู่ในรูปของมวลน้ำหนัก ดังนี้

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

$$= V \left[\frac{\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^n}{\Delta t} \right] \quad \text{----- สมการ 6.4}$$



รูปที่ 6.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน

เมื่อกำหนดส่วนให้เล็กเข้าใกล้ศูนย์สมการจะเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 6.5}$$

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมีจะมีสมการดังนี้

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 6.6}$$

น้ำ ในการพิจารณาของไหลที่เป็นน้ำ จะทำการพิจารณาเหมือนของของไหลชนิดอื่นๆ โดยจะสามารถเขียนสมการการไหล สำหรับการไหลเชิงเส้นดังต่อไปนี้

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad \text{----- สมการ 6.7}$$

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมี

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial p}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad \text{----- สมการ 6.8}$$

การขยายสมการในแบบของการไหลรอบรัศมี (Raidal Form)

การทำให้สมการไหลของของไหลหลายชนิด เป็นสมการสากลของการไหลแบบไม่คงตัว (Unsteady-state) ของน้ำมัน ก๊าซ และน้ำในช่องว่างของหินสามารถทำได้โดยนำสมการของของไหลแต่ละชนิดมารวมกันเป็นสมการเดียวกัน ในการทำเช่นนี้ ข้อสังเกตและความสัมพันธ์หลายอย่างที่เป็นจริงจะต้องนำมาใช้ ดังจะแสดงต่อไป

$$\text{ความจริงข้อที่ 1 สัดส่วนของของไหลแต่ละชนิดในช่องว่างของหินรวมกันเท่ากับ 1}$$

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{----- สมการ 6.9}$$

ดังนั้น

$$\frac{\partial}{\partial t} [S_o + S_g + S_w] = 0 \quad \text{----- สมการ 6.10}$$

อัตราการเปลี่ยนความดันต่อเวลาถือว่าเล็กน้อย เมื่อยกกำลังสองค่าของอัตราการเปลี่ยนความดันต่อเวลาจะมีค่าเข้าใกล้ศูนย์

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t} \right)^2 \approx 0 \quad \text{----- สมการ 6.11}$$

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้ให้อยู่ในรูปของการไหลแบบรัศมีและคุณสมบัติ 6.7 ด้วย B_o จะได้

$$\begin{aligned} \frac{B_o}{r} \left[r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \frac{k_o}{\mu_o} \left(-\frac{1}{B_o^2} \right) \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right] \\ = \phi B_o \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{-B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.12} \end{aligned}$$

ทำการขยายสมการ 6.12 โดยใช้สมการเชิงอนุพันธ์ จะได้

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} - \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.13}$$

เนื่องจากเทอมของ $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$ มีค่าน้อยมาก ทำให้สมการ 6.13 กลายเป็น

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.14}$$

หรือ

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \frac{k_o}{\mu_o} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.15}$$

และสำหรับสมการของก๊าซ จะนำสมการ 6.6 คูณด้วย B_g และขยายเป็น

$$\begin{aligned}
& \frac{B_g}{r} \left\{ r \left(\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \left[\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} - \frac{R_{so}}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \right. \right. \\
& \left. \left. + \frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{1}{B_w} \right) + \frac{\partial P}{\partial r} \left(\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g B_g} \right) \right\} = \varphi B_g \left(\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\
& \left. + \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{R_{so}S_o}{B_o^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{R_{sw}S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\
& \left. + \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.16}
\end{aligned}$$

ทำการรวมเทอมต่างๆเข้าด้วยกัน จะได้

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_o B_g}{\mu_o B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{k_w B_g}{\mu_w B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\
& - \frac{k_o R_{so}}{\mu_o B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_w B_g}{\mu_w B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_g}{\mu_g B_g} \frac{1}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\
& + \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \\
& = \varphi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
& + \varphi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.17}
\end{aligned}$$

เนื่องจากเทอมของ $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$ มีค่าน้อยมาก ทำให้สมการ 6.17 กลายเป็น

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \\
& = \varphi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
& + \varphi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.18}
\end{aligned}$$

สำหรับสมการของน้ำ จะนำสมการ 6.8 คูณด้วย B_w และขยายสมการเป็น

$$\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \frac{1}{r} = \varphi \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.19}$$

รวมสมการ 6.18 และสมการ 6.19 เข้าด้วยกันจะได้

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \varphi \left[\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial t} - \left(\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \quad \text{สมการ 6.20}$$

ทำการรวมสมการ 6.18 และ สมการ 6.20 เข้าด้วยกันจะได้

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \\
& = \varphi \left[\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \right. \\
& \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \\
& \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 6.21}
\end{aligned}$$

$$\text{แต่ } S_g + S_o + S_w = 1 \quad \text{----- สมการ 6.22}$$

$$\text{และ } \frac{\partial}{\partial t} (S_g + S_o + S_w) = 0 \quad \text{----- สมการ 6.23}$$

ดังนั้น ด้านขวาของสมการ 6.21 จะกลายเป็น

$$\begin{aligned}
\text{RHS} = & \varphi \left[- \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \right. \\
& \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 6.24}
\end{aligned}$$

แทนค่าสมการ 6.15 และสมการ 6.19 ลงในสมการ 6.24 ทำให้ด้านซ้ายมือรวมอยู่ในเทอมของ $\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$ และเทอมของความสามารถในการอัดตัวของไหลที่สัมพันธ์กับเวลาคือ

$$\begin{aligned}
& \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) + \left[\frac{R_{so} B_g}{B_o} \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \varphi \\
& + \left[\frac{R_{sw} B_g}{B_w} \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \varphi = \varphi \left(- \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \right. \\
& \left. \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \\
& - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 6.25}
\end{aligned}$$

รวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 6.25 และให้

$$c_t = - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \quad \text{----- สมการ 6.26}$$

จะได้สมการ 6.25 เป็นสมการ 6.27

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t + \varphi \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \varphi \frac{S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \varphi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t}$$

$$-\varphi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \varphi \left(c_t \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\ \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 6.27}$$

เมื่อความสามารถเคลื่อนไหลทั้งหมดคือ

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

ทำการรวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 6.27 และหักลบเทอมเหมือนที่มีเครื่องหมายตรงข้ามกันจะได้สมการเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t = \varphi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 6.28}$$

และสุดท้ายเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\varphi c_t}{\left(\frac{k}{\mu} \right)_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 6.29}$$

สมการนี้มีสมมติฐานว่าความสามารถในการเคลื่อนไหลของของไหลไม่เปลี่ยนแปลงไปตามระยะรัศมี สมการ 6.29 เป็นสมการการไหลแบบไม่คงตัวของของไหล 3 ชนิด คือน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ แบบบอรัสมิ โดยถ้าทำการแก้สมการนี้จะได้ค่าของความดันที่จุดต่าง ๆ บนแนวรัศมีในเวลาต่าง ๆ สมการนี้เป็นแบบฉบับพื้นฐานสำหรับวิเคราะห์หาความดันของการไหลของไหลหลายชนิด

การกระจายในแบบแนวเส้นมิติเดียว ให้สมการแต่ละชนิดของของไหลเป็น

กรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำมัน

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \varphi_o}{\partial x} \right) + q_o = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_o}{B_o} \right) \quad \text{----- สมการ 6.30}$$

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำ

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \varphi_w}{\partial x} \right) + q_w = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\varphi S_w}{B_w} \right) \quad \text{----- สมการ 6.31}$$

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} \frac{\partial \varphi_g}{\partial x} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \varphi_o}{\partial x} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \varphi_w}{\partial x} \right) + q_g \\ = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left[\varphi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 6.32}$$

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้เข้าด้วยกันเพื่อให้ได้สมการการไหลในแหล่งกักเก็บ โดยจะต้องใช้เงื่อนไขบางอย่างเข้ามาช่วยคือ

เทอมพลังงานศักย์อาจเขียนในรูปของ

$$\Phi_o = P_o + \rho_o gh \quad \text{สำหรับน้ำมัน} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 6.33}$$

$$\Phi_g = P_g + \rho_g gh \quad \text{สำหรับก๊าซ} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 6.34}$$

$$\Phi_w = P_w + \rho_w gh \quad \text{สำหรับน้ำ} \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 6.35}$$

เทอมความดันรูเล็ก (Capillary Pressure) เขียนเป็น

$$P_{cw} = P_o - P_w \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 6.36}$$

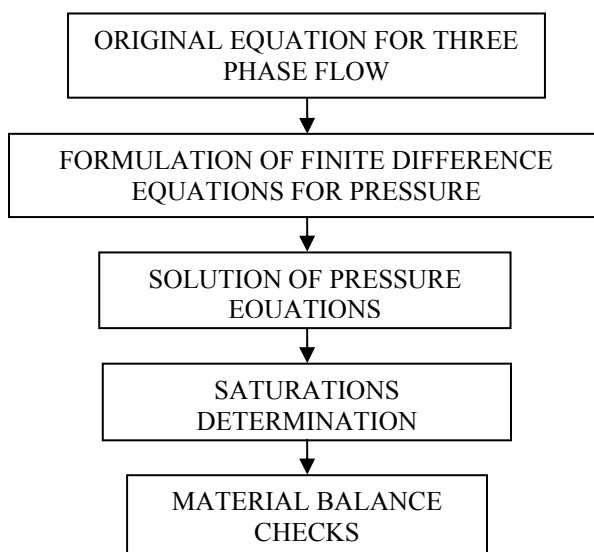
$$P_{cg} = P_g - P_o \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 6.37}$$

สมการ 6.30 ถึงสมการ 6.37 สามารถรวมกันได้โดยใช้สมการผลรวมของสัดส่วนของของไหล จะได้

$$\begin{aligned} A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_g \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} \right. \\ \left. + \lambda_o \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \right] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \quad \text{-----} \quad \text{สมการ 6.38} \end{aligned}$$

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 แนวทางที่หนึ่งจะใช้การแก้สมการดังแสดงให้เห็นจากรูปขั้นตอนการแก้ปัญหาต่อไปนี้



รูป 6.4 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 6.39

สมการ 6.39 สามารถดำเนินต่อไปโดยแทนที่ด้วยสมการเชิงอนุพันธ์ขั้นแรกสมมติว่าไม่ใช้การทำซ้ำ (noniterative) เพื่อหาค่าเทอม ความดัน สัดส่วนของไหลและความดันรูเล็ก (pressure, saturation, and capillary) ซึ่งในกรณีเช่นนี้เราสามารถไ้ใช้ระดับช่วงเวลาดังต่อไปนี้

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

----- สมการ 6.40

แต่ละเทอมของสมการ 6.40 สามารถแยกสมการเชิงอนุพันธ์ได้ โดยสิ่งสำคัญที่สุดคือ เทอมแรกที่เป็นความดันของน้ำมันที่ระดับเวลา (n+i) เมื่อทุกตัวอื่นอยู่ระดับเวลา n ต่างก็สมมติว่ารู้ค่าแล้วทำให้สามารถรวมกลุ่มกันและย้ายมาอยู่ด้านขวามือ ดังนั้นสมการแบบ finite-difference ของเทอมแรกด้านซ้ายของสมการ 6.40 จะเป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) = A_x \left[\frac{\lambda_{Ti+1/2} \left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \right)} \right) - \lambda_{Ti+1/2} \left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2} \right)} \right)}{\Delta X_i} \right] \quad \text{----- สมการ 6.41}$$

สำหรับสมการ 6.41 จะตั้งอยู่บนพื้นฐานที่พื้นที่ A_x คงตัว ถ้าพื้นที่เปลี่ยนแปลงได้ ค่าของ A_x ต้องเข้ามาอยู่ในวงเล็บ ดังนั้นสมการ 6.41 จะเปลี่ยนรูปไปเป็นสมการ 6.42

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \lambda^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) = \frac{1}{\Delta X_i} \left[A_{xi+1/2} \lambda_{Ti+1/2} \left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \right)} \right) - A_{xi-1/2} \lambda_{Ti-1/2} \left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2} \right)} \right) \right] \quad \text{สมการ 6.42}$$

เทอม mobility $\lambda_{Ti\pm 1/2}$ ถูกประเมินค่าระหว่างเซลล์ที่อยู่ต่อเนื่องกัน เมื่อการไหลเกิดขึ้น เทอมนี้ปกติทั่วไปแล้วจะถูกเลือกเพื่อหาค่าการเคลื่อนไหล (mobility) ของเซลล์ต้นทาง สมการ 6.41 และสมการ 6.43 สามารถทำให้ง่ายเข้าเพื่อให้ได้ค่าเทอมต่าง ๆ โดยจะทำการรวมค่าการเคลื่อนไหลและขนาด (geometry) เข้าด้วยกัน และคงเทอมความดัน (pressure) ไว้ยกตัวอย่าง ทำด้านซ้ายของสมการให้ง่ายเข้าและให้เท่ากับด้านขวามือเราจะได้

$$X_{i+1/2} (P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2} (P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{\partial P_{oi}^{n+1}}{\partial t} + C^n \quad \text{----- สมการ 6.43}$$

ในสมการ 6.43 เทอม X อยู่ทางด้านซ้ายมือได้รวมเอาเทอม Mobility และการเคลื่อนไหลและขนาดของหิน (rock geometry) เข้าด้วยกันและเทอม C^n ทางด้านขวาของสมการ ได้รวมเอาค่าต่าง 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 6.44

และเมื่อขึ้นระดับเวลาใหม่ ($n+1$) ค่าความดันที่ระดับเวลาใหม่ในสมการ 6.43 จะสามารถเขียนได้ดังนี้

$$X_{i+1/2}(P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2}(P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t_n} + C^n \quad \text{สมการ 6.45}$$

เมื่อทำการรวมเทอม (n+1) เราจะได้

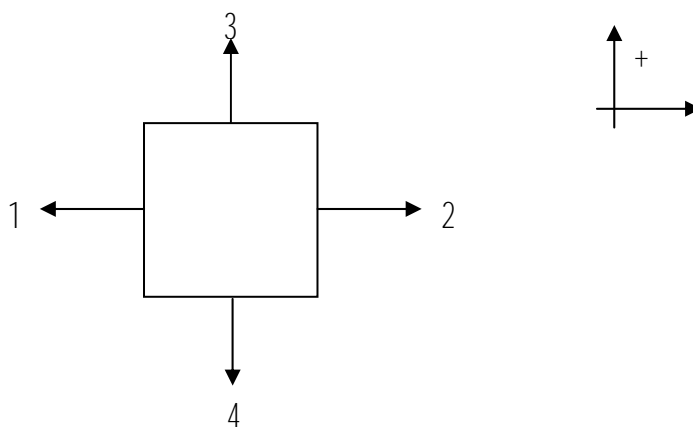
$$X_{i+1/2}P_{i+1}^{n+1} - \left(X_{i+1/2} + X_{i-1/2} + \frac{1}{\Delta t^n} \right) P_{oi}^{n+1} + X_{i-1/2}P_{oi-1}^{n+1} = -\frac{P_{oi}^n}{\Delta t^n} + C^n$$

สมการ 6.46

และสมการ 6.46 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) โดยสามารถคำนวณได้จากค่าการกระจายตัวของพลังงานศักย์และสำหรับค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยของไหล (Saturation) ใหม่ ก็สามารถคำนวณได้ด้วยวิธีการต่อไปนี้

Computation of Saturation at New Level



$$\left[\frac{S_o}{B_o} \right]^{n+1} = \left[\frac{S_o}{B_o} \right]^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \right] = \frac{S_o^n}{B_o} + \sum_i^4 \text{FlowTerms}$$

$$\frac{\left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)^n}{\Delta t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \quad \text{สมการ 6.47}$$

เมื่อจัดเรียงเทอมของค่าในการอิมตัวด้วยของไหลใหม่จะสามารถคำนวณได้ดัง

สมการ 6.48

$$\left(\frac{S_o}{B_o}\right)^{n+1} = \left(\frac{S_o}{B_o}\right)^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \right] = S_o^n + \sum \text{Flux terms} \quad \text{---- สมการ 6.48}$$

6.1.3 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

คุณสมบัติของของไหลที่ผันแปรตามความดันได้แก่

- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตร (Formation volume factors)

- ความหนืดของของไหล (Fluid Viscosity)

- อัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ (Solution gas – oil Ratio)

คุณสมบัติเหล่านี้โดยทั่วไปแล้วจะได้จากห้องปฏิบัติการในการศึกษาตัวอย่างของไหลและตัวอย่างหิน ไม่คำนึงถึงวิธีการในการป้อนข้อมูลแต่การป้อนข้อมูลเกี่ยวกับน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ จะต้องเป็นไปตามเมนูของโปรแกรมแต่ละโปรแกรมที่กำหนดหาให้ โดยมีคุณสมบัติที่มีความจำเป็นต่อการทดสอบดังนี้

1. ค่าความกดได้ของน้ำมันที่ไม่อิ่มตัว (The under-saturated oil compressibility)

2. ค่าความชันของความหนืดของไหล (The under-saturated oil viscosity slope)

3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure)

4. ความถ่วงจำเพาะของของไหล (Specific Gravity)

5. ค่าความหนืดของน้ำ (Water viscosity)

6. ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ (Water formation volume factor)

ข. ข้อมูลของหิน

ข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต่อการหาขอบเขตของหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อวิเคราะห์การไหลผ่านได้ของของไหล (transmissibilities) ในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์จะต้องใส่เข้าไปในโปรแกรมแบบใดแบบหนึ่ง โดยข้อมูลที่มีความจำเป็นต้องใช้ประกอบการพิจารณาได้แก่

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

- จำนวนจากข้อมูลความดันรูเล็ก (Capillary Pressure)
- จำนวนจากข้อมูลภาคสนาม
- จำนวนจากสูตรสำเร็จที่มีการเผยแพร่

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

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

ค. ข้อมูลการผลิต

ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตปิโตรเลียมที่มีความสำคัญในการบรรจุลงในโปรแกรมแต่หลุมประกอบด้วย

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) ความดันก้นหลุมและอัตราการไหล การเปรียบเทียบให้เข้ากันได้ที่พื้นผิวของความดันก้นหลุมกับอัตราการไหลและสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันมีความจำเป็นในการหาค่าตัวประกอบในการไหลต่าง ๆ ในหลุมในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ โดยข้อมูลที่ต้องการในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของ หลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดดัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างใน ห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)
ความสามารถในการอิ่มตัวของไหลในหิน (Fluid Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่างและ การทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการ ไหล (Seismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขั้บดิน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของ สสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแตก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการ ไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)
การต่อเนื่อง (Conectivity)	ประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Wellbore performance)
อัตราการไหลและความดัน (Rate and pressure data)	ลักษณะของแหล่งในอดีต (Field performance history)
ข้อมูลการเตรียมหลุมเพื่อการผลิต (Completion and work-over data)	รายงานหลุมเจาะและเตรียมหลุมผลิต (Completion and work-over report of wells)

6.2 แบบจำลองแหล่งปีโตรเลียม (Simulation Model)

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

1. แบบจำลองทางฟิสิกส์ (Physical Models)

สำหรับแบบจำลองทางฟิสิกส์ จะเป็นแบบจำลองที่สร้างในห้องปฏิบัติการให้มีคุณสมบัติทางฟิสิกส์เหมือนแหล่งปีโตรเลียมจริงแต่จะย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog Models)

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

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Models)

สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการศึกษา โดยแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริงๆ และแหล่งปีโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการ แหล่งปีโตรเลียมจำลองถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณสมบัติและลักษณะการประพฤติกรรมตัวของระบบแหล่งปีโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปีโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปีโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิตและแหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทำการทดลองผลิตปีโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ส่วนแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนิยมใช้ในห้องปฏิบัติการเนื่องจากจะใช้สำหรับการศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนของการผลิตปีโตรเลียมที่เฉพาะเจาะจงบางอย่างซึ่งผลจากแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับการผลิตในแหล่งปีโตรเลียมจริง

สำหรับขบวนการออกแบบทางวิศวกรรมปีโตรเลียม และสำหรับแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียมของการศึกษาวิจัยในครั้งนี้ ที่สร้างจากโปรแกรมอ็คลิปส์ออฟฟิซ ซึ่งเป็น โปรแกรมสำหรับการสร้างและทดสอบแหล่งปีโตรเลียม จะมีรายละเอียดของแบบจำลองดังนี้

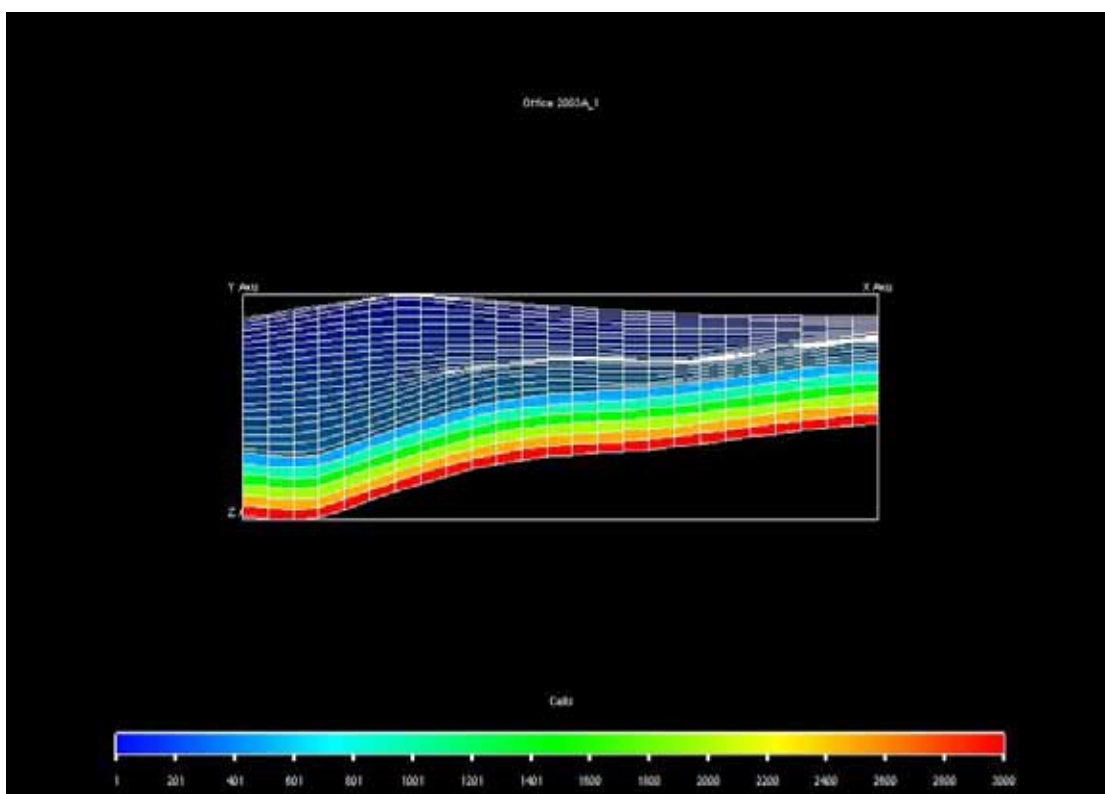
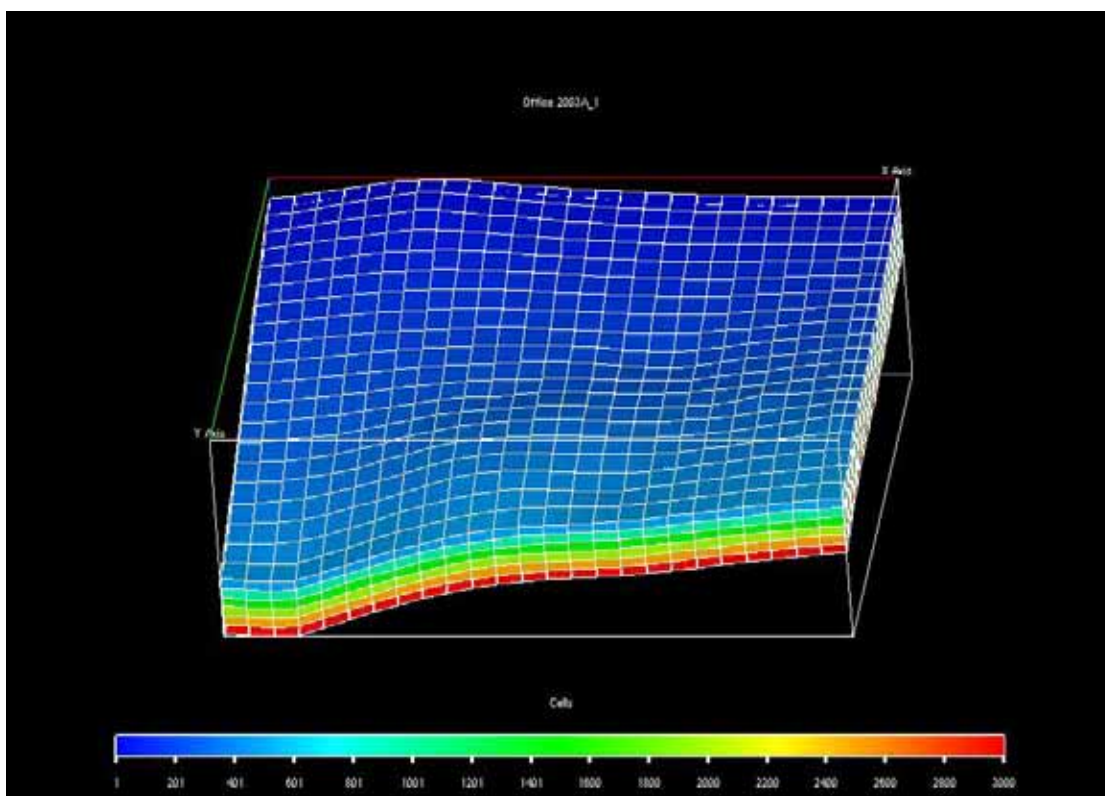
6.2.1 ลักษณะทั่วไปของแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียมที่จัดทำขึ้น

สำหรับแบบจำลองแหล่งปีโตรเลียมที่ได้จัดทำขึ้นสำหรับการศึกษานี้ได้สร้างแบบจำลองที่มีเนื้อที่ประมาณ 3120000 ตารางฟุต (~70 เอเคอร์) และมีขนาด 3000 เซล

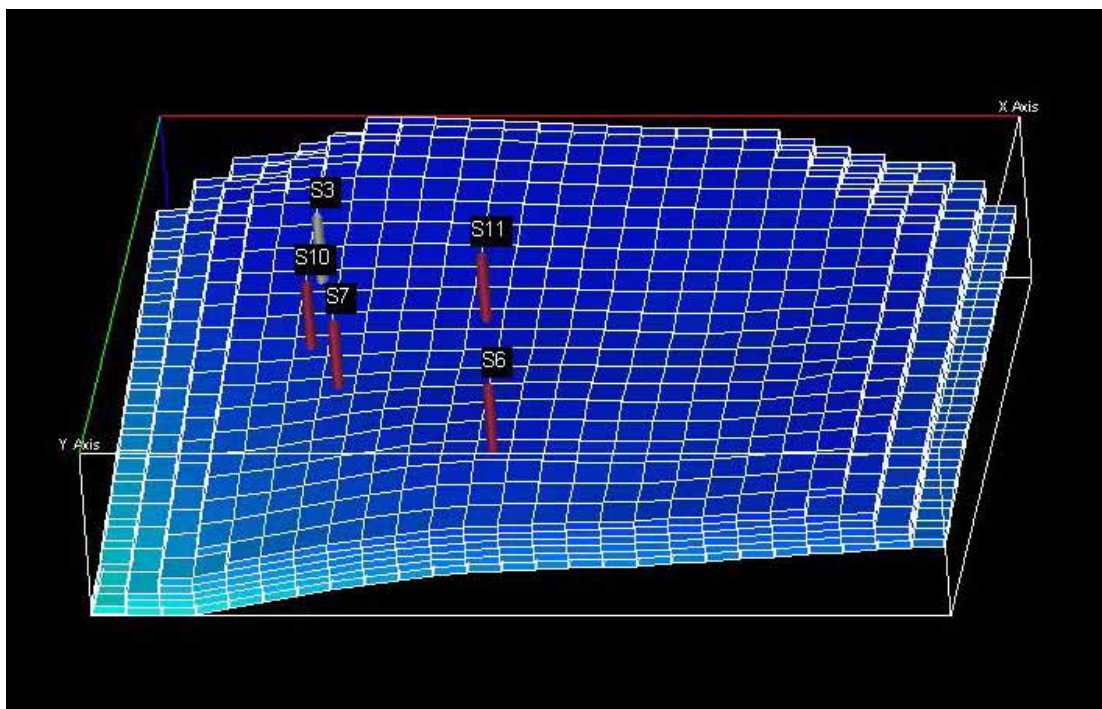
ประกอบด้วยชั้นของเซลล์ (layer of cell) ทั้งหมด 6 ชั้น แบ่งตามข้อมูลของความพรุนและความชื้นซาบได้ของหิน แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 500 เซลล์ ดังแสดงในรูปที่ 6.5 โดยในรูปที่ 6.9 บริเวณส่วนล่างจะแสดงถึงรายละเอียดของจำนวนและลำดับของเซลล์ในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น และมีหลุมผลิตปิโตรเลียมในแนวดิ่งทั้งหมด 5 หลุม ได้แก่ หลุมผลิต S3 หลุมผลิต S6 หลุมผลิต S7 หลุมผลิต S10 และหลุมผลิต S11 โดยหลุมผลิตทั้ง 5 จะกระจายอยู่บริเวณส่วนบนของแบบจำลอง ดังแสดงในรูปที่ 6.6 ซึ่งหลุมผลิตทั้ง 5 หลุมจะเริ่มต้นทำการผลิตไม่พร้อมกัน โดยมีรายละเอียดดังนี้

- หลุมผลิต S3 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 0
- หลุมผลิต S6 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 3 (ณ วันที่ 730)
- หลุมผลิต S7 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 3 (ณ วันที่ 730)
- หลุมผลิต S10 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 8 (ณ วันที่ 2557)
- หลุมผลิต S11 เริ่มทำการผลิต เมื่อเริ่มปีที่ 10 (ณ วันที่ 3287)

สำหรับหลุมอัดน้ำที่จัดทำขึ้นจะเริ่มทำการอัดน้ำในทุกหลุม เมื่อเริ่มปีที่ 14 หรือ ณ วันที่ 4748 วันนับจากวันที่เริ่มทำการผลิตในปีแรก



รูปที่ 6.5 แบบจำลองชั้นทรายช่วงบนของแบบจำลองที่ทำการทดสอบ



รูปที่ 6.6 แบบจำลองการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลองที่ทำการทดสอบ

ซึ่งสำหรับลักษณะของแบบจำลองที่สร้างขึ้นนี้ จะสามารถเปรียบเทียบกับทรายน้ำมันช่วงบนของแหล่งน้ำมันสันทรายเพราะเมื่อทำการพิจารณาและเปรียบเทียบลักษณะเด่นต่างๆ ของแหล่งน้ำมันทั้งหมดในแหล่งน้ำมันฝาง จะพบว่าแหล่งน้ำมันสันทรายจะมีความเหมาะสมที่สุดที่จะมีการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สำหรับการเพิ่มผลการผลิตน้ำมันดิบ เนื่องจากปัจจัยหลายประการ อาทิเช่น ความต่อเนื่องของชั้นทรายหรือจำนวนและการกระจายของหลุมผลิตในแหล่ง แต่ในกรณีของแหล่งน้ำมันอื่นๆ จะมีปัญหาบางประการที่ทำให้ไม่เหมาะสมที่จะนำวิธีการเพิ่มผลผลิตน้ำมันดิบโดยใช้วิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ เช่น กรณีของแหล่งน้ำมันบ้านธิและแหล่งน้ำมันหนองยาวมีขนาดของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่ค่อนข้างเล็กและการกระจายของหลุมผลิตอยู่ในลักษณะที่ใกล้กันเกินไป ส่วนกรณีของแหล่งน้ำมันแม่สุ่นจัดเป็นอีกแหล่งหนึ่งที่มีความเหมาะสมในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้ในการเพิ่มผลผลิตน้ำมันดิบ แต่เนื่องจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่นเป็นแหล่งน้ำมันที่มีอายุการผลิตยาวนานทำให้ในปัจจุบันมีจำนวนของหลุมเจาะและหลุมผลิตในพื้นที่ของแหล่งน้ำมันแม่สุ่นกระจายอยู่เป็นจำนวนมาก ซึ่งจะส่งผลให้การติดตามสังเกตผลของการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้ในการเพิ่มผลการผลิตทำได้ค่อนข้างยาก ดังนั้นแบบจำลองที่สร้างขึ้นจึงจะใช้ข้อมูลของแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นส่วนใหญ่

6.2.2 ลักษณะข้อมูลของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

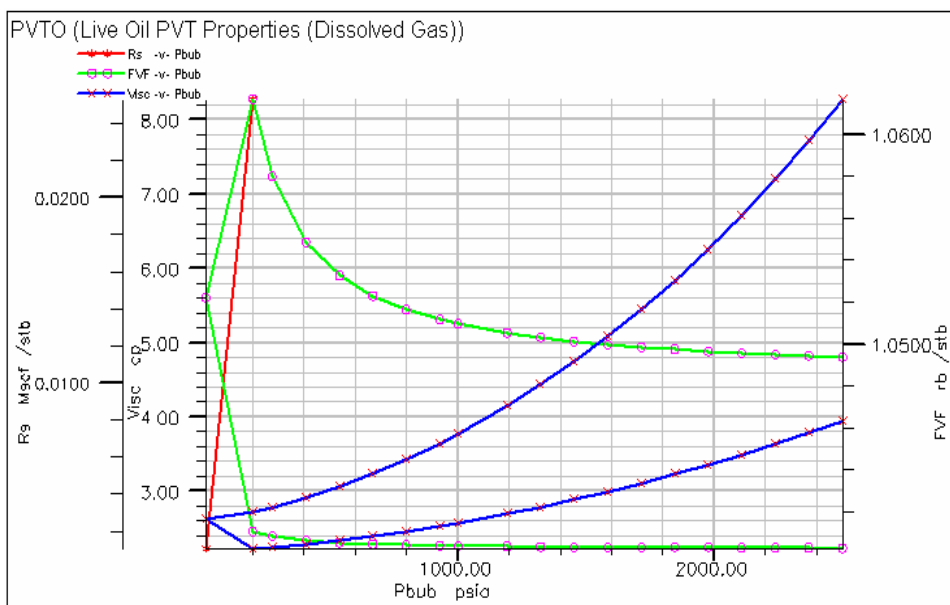
ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันผางได้จัดทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่างๆของกรมการพลังงานทหาร โดยสำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าไปในโปรแกรมอีคลิป์ส์ออฟฟิซเพื่อนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

- ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล
- ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม
- ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ
- ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล
- จ. ข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย โดยข้อมูลต่างๆที่นำมาใช้ จะมีรายละเอียดดังนี้
- ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

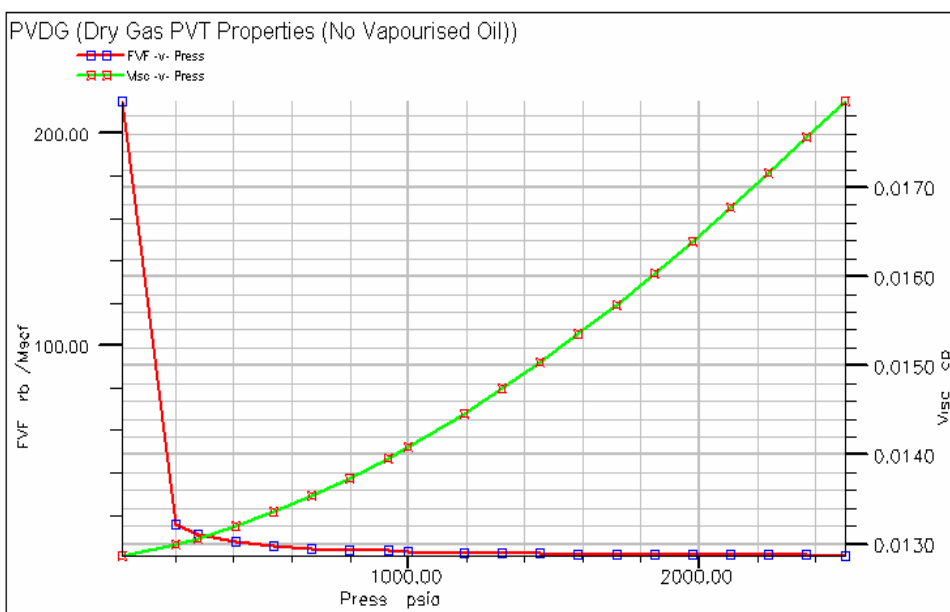
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของของไหลที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ = 34°API
- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน = 0.658
- ความหนาแน่นของน้ำ = 62.428 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
- Water compressibility@ 1000 psi = $3.122 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$
- ความหนืดของน้ำ = 0.366 cp
- ส่วนประกอบของก๊าซที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอนที่ละลายอยู่ในน้ำมัน ได้แก่
 - ก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์(H_2S) = 0.0705 (fraction)
 - ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์(CO_2) = 0.032 (fraction)
 - ก๊าซไนโตรเจน(N_2) = 0.051 (fraction)
- ความเค็มของน้ำ(salinity) = 0.00078 (fraction)
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 1.04-1.062 bbl/STB
- ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำมัน มีค่าประมาณ 0-220 bbl/MSCF
- อัตราการส่วนของก๊าซในน้ำมัน มีค่าประมาณ 0.001-0.025 MSCF/STB
- ความหนืดของน้ำมัน มีค่าประมาณ 2.3-8.2 cp
- ความหนืดของก๊าซ มีค่าประมาณ 0.0128-0.018 cp

และสำหรับค่าคุณสมบัติต่างๆของน้ำมันและก๊าซที่สัมพันธ์กับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แสดงความสัมพันธ์ดังรูปที่ 6.7 และรูปที่ 6.8 โดยค่าที่แสดงในรูปดังกล่าวเป็นค่าที่ได้มาจากการคำนวณของโปรแกรมที่ใช้ในการทดสอบ เนื่องจากการใส่ค่าต่างๆ ที่กล่าวมาแล้ว



รูปที่ 6.7 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่างๆของน้ำมันกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



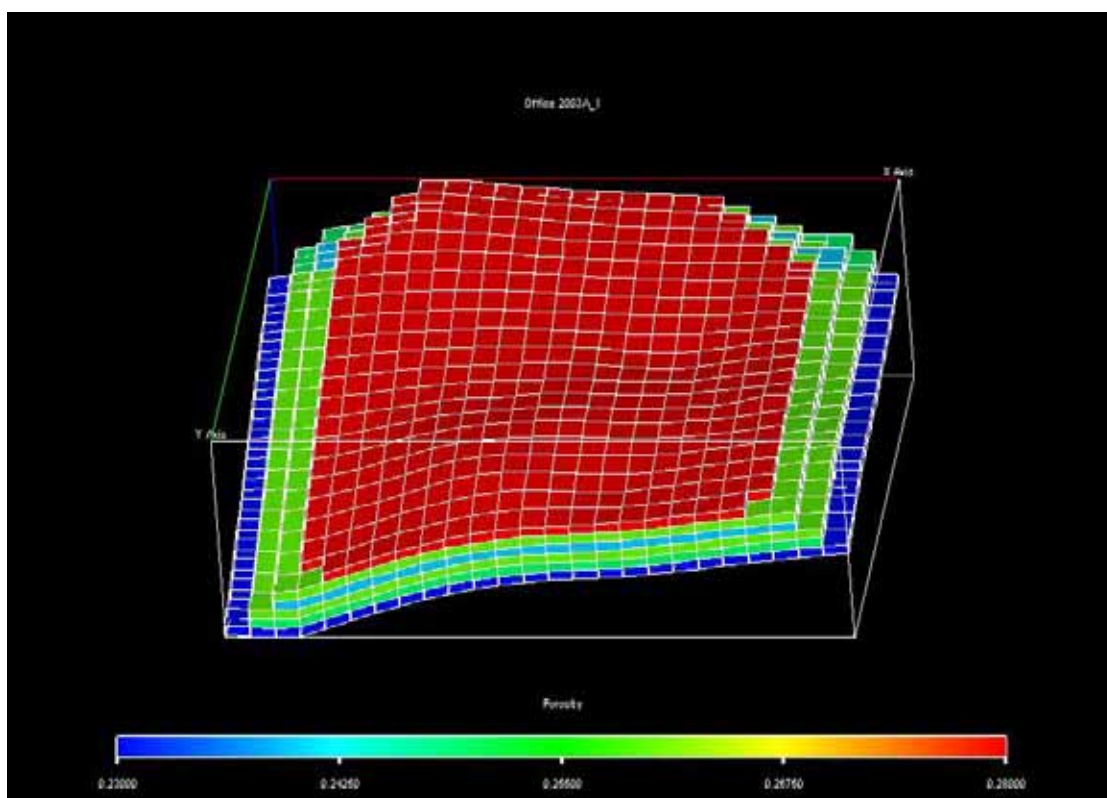
รูปที่ 6.8 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆของก๊าซกับความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

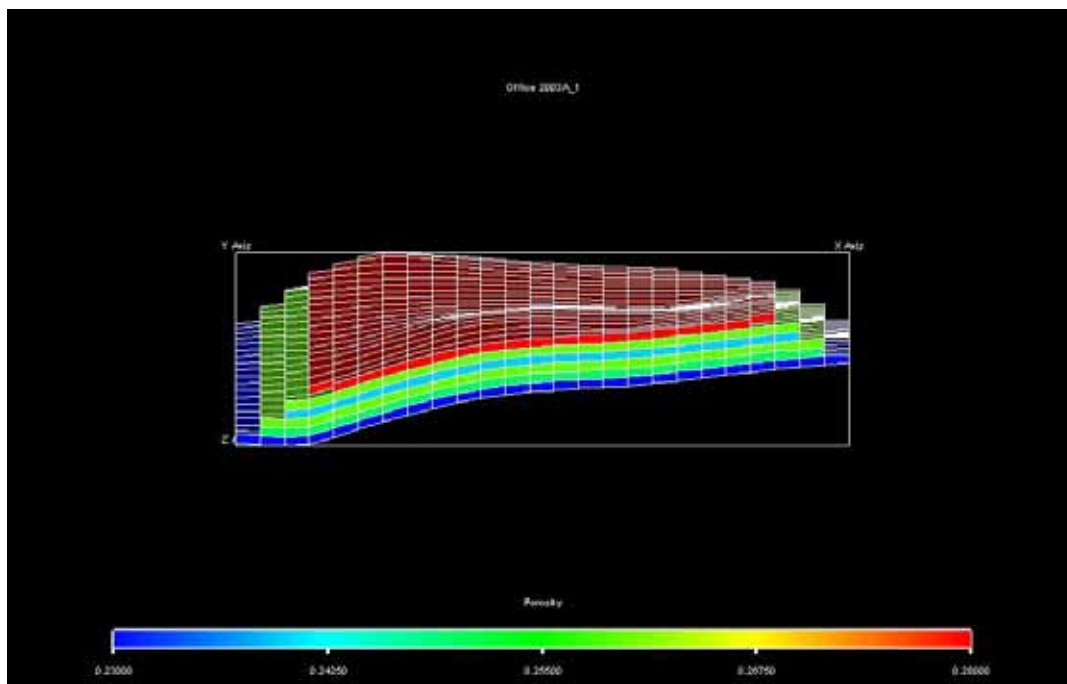
สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

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

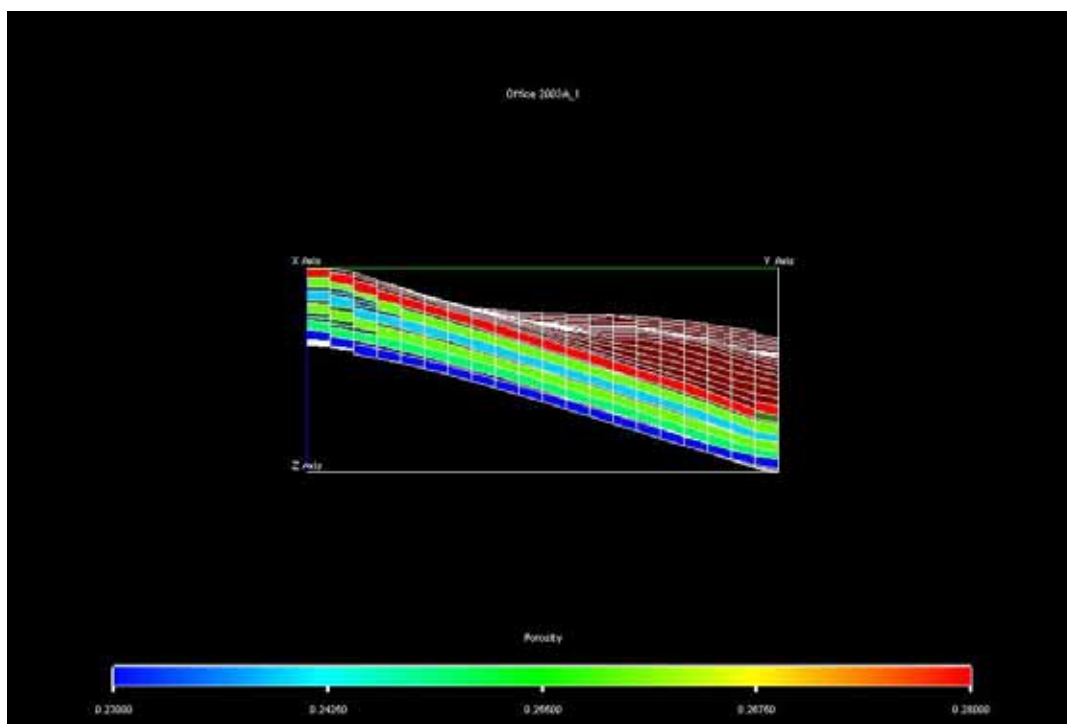
โดยค่าของความพรุนและความซึมซาบได้ของชั้นทราย ได้มาจากการรวบรวมข้อมูลการทดสอบของชั้นทรายน้ำมันในหลุม FA-SS-33-03 FA-SS-35-06 FA-SS-35-07 FA-SS-38-09 FA-SS-40-10 และ FA-SS-42-11 ซึ่งจะเป็นค่าที่ได้จากการทดสอบจริงของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหารในแต่ละความลึกของชั้นทรายน้ำมันที่มีการเจาะสำรวจและมีการเปิดชั้นน้ำมันและรูปที่ 6.9 จะแสดงการกระจายตัวของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม โดยเฉดสีต่างๆที่แสดงในบริเวณตอนล่างของรูปจะบอกถึงค่าของค่าความพรุนและความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม



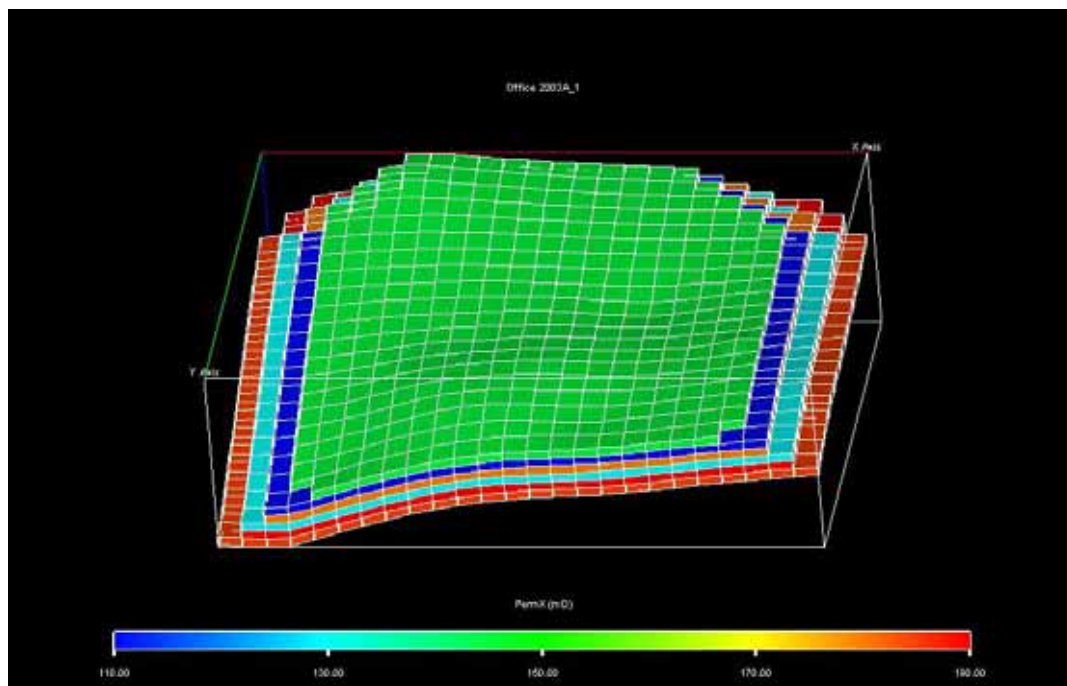
รูปที่ 6.9 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง



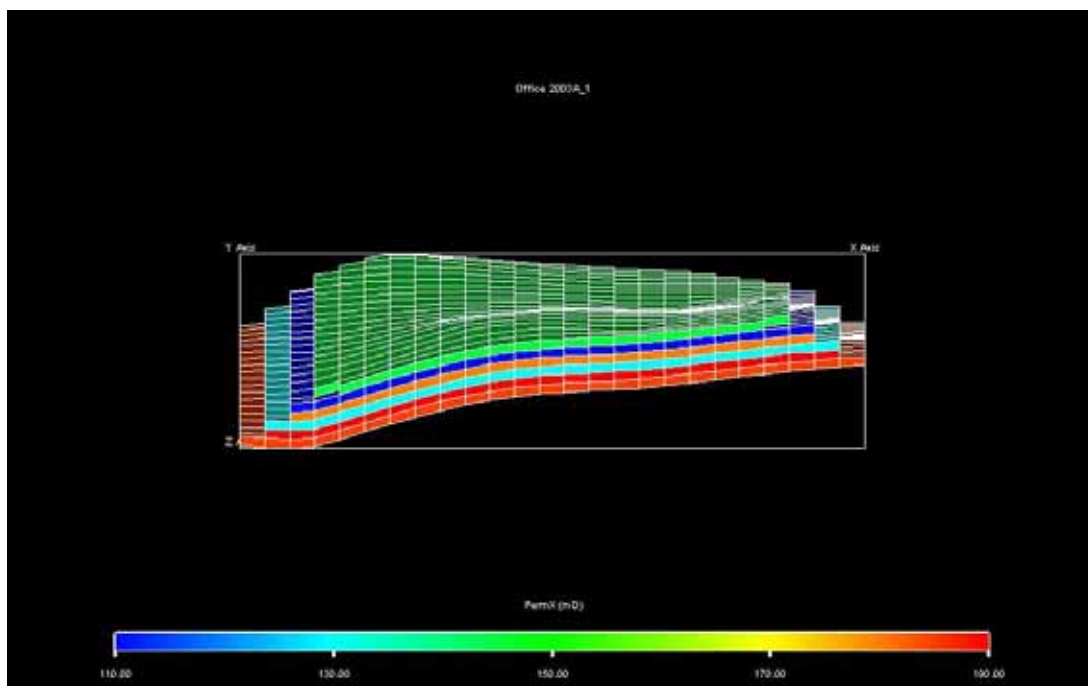
รูปที่ 6.10 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.11 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง (ด้านข้าง)



รูปที่ 6.12 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของแบบจำลอง



รูปที่ 6.13 การกระจายของความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้ (Permeability) ของ

แบบจำลอง (ด้านข้าง)

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่มีการนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บมีดังนี้

- ความลึกของชั้นทราย แสดงในรูปแบบของแผนที่ชั้นเส้นความลึก (Depth Contour Map) (รูปที่ 6.14)

- ความหนาของชั้นทราย แสดงในรูปแบบของแผนที่ชั้นเส้นหนา (Isopach Map) (รูปที่ 6.15)

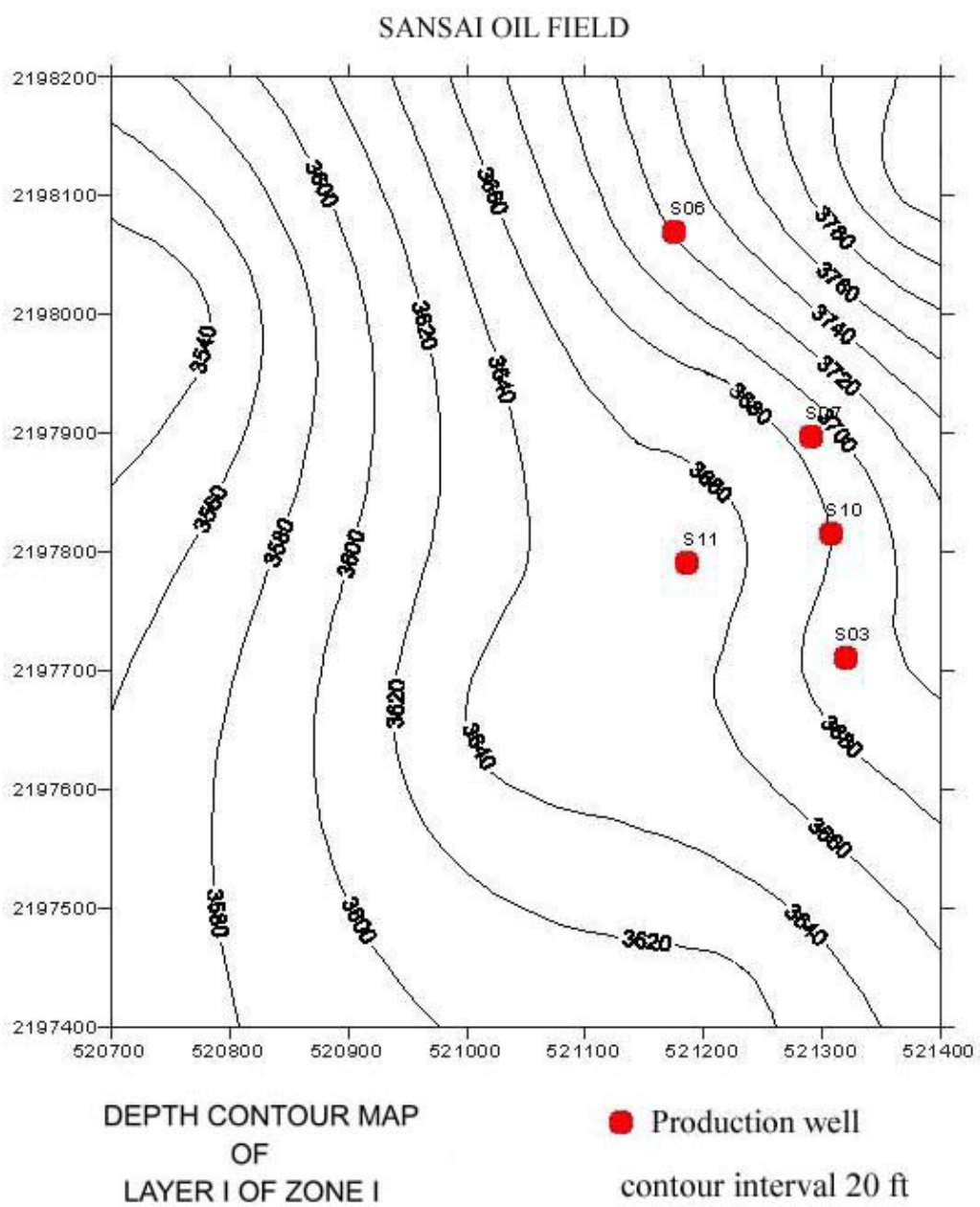
- ลักษณะโครงสร้างของแหล่งกักเก็บ แสดงในรูปแบบของแผนที่โครงสร้างของชั้นทราย (Structural Contour Map) (รูปที่ 6.16)

- รอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact) เป็นข้อมูลที่ได้มาจากการเจาะสำรวจบริเวณพื้นที่แหล่งน้ำมันสันทรายของกรมการพลังงานทหาร ในหลุม FA-SS-38-09 ซึ่งพบว่ารอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำจะอยู่ที่ระดับความลึก ประมาณ 3,838 ฟุต (รูปที่ 6.17)

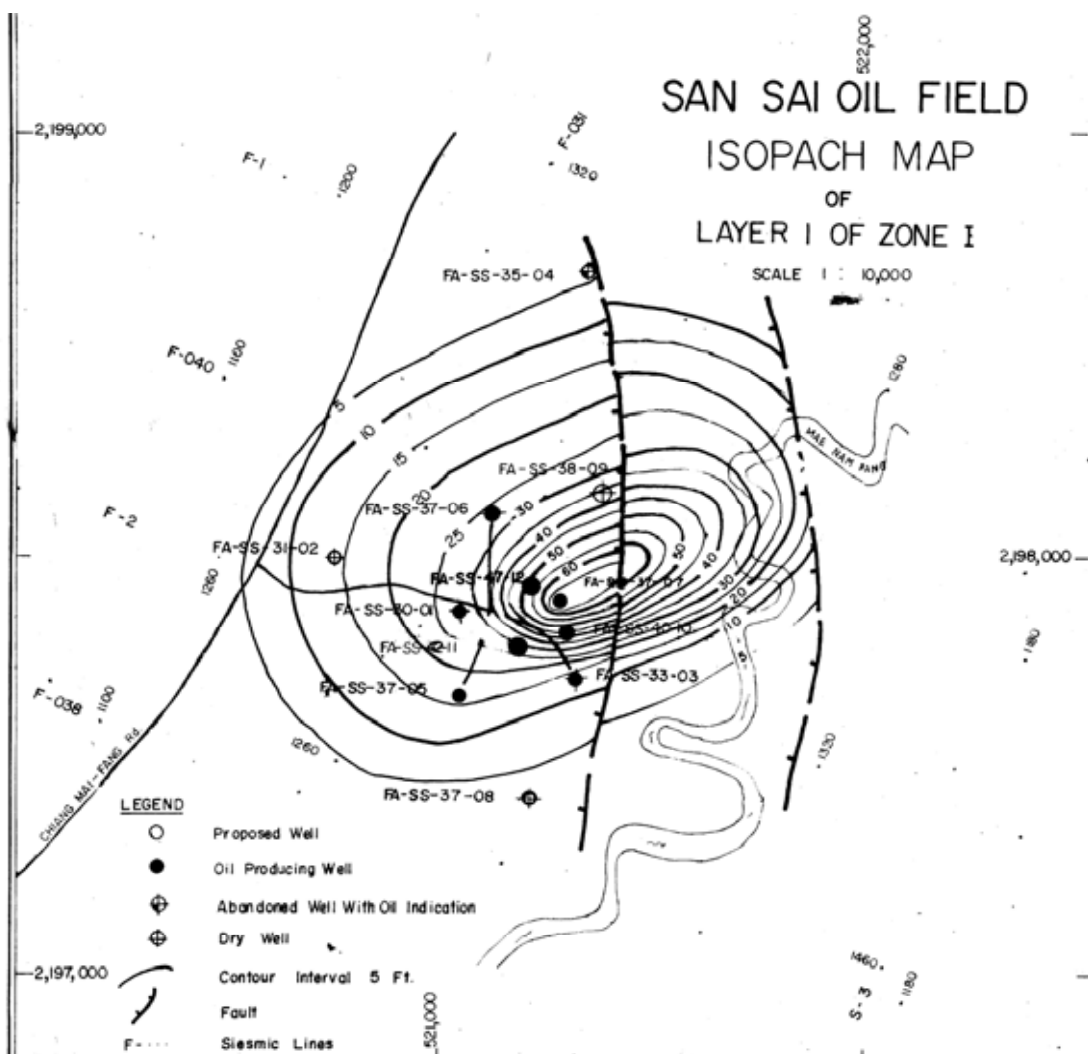
- ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) จากข้อมูลการสำรวจของกรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 1,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ที่ความลึกประมาณ 3950 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิคลิปส์ออฟฟิซจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ

- ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) จะมีค่าประมาณ 200 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

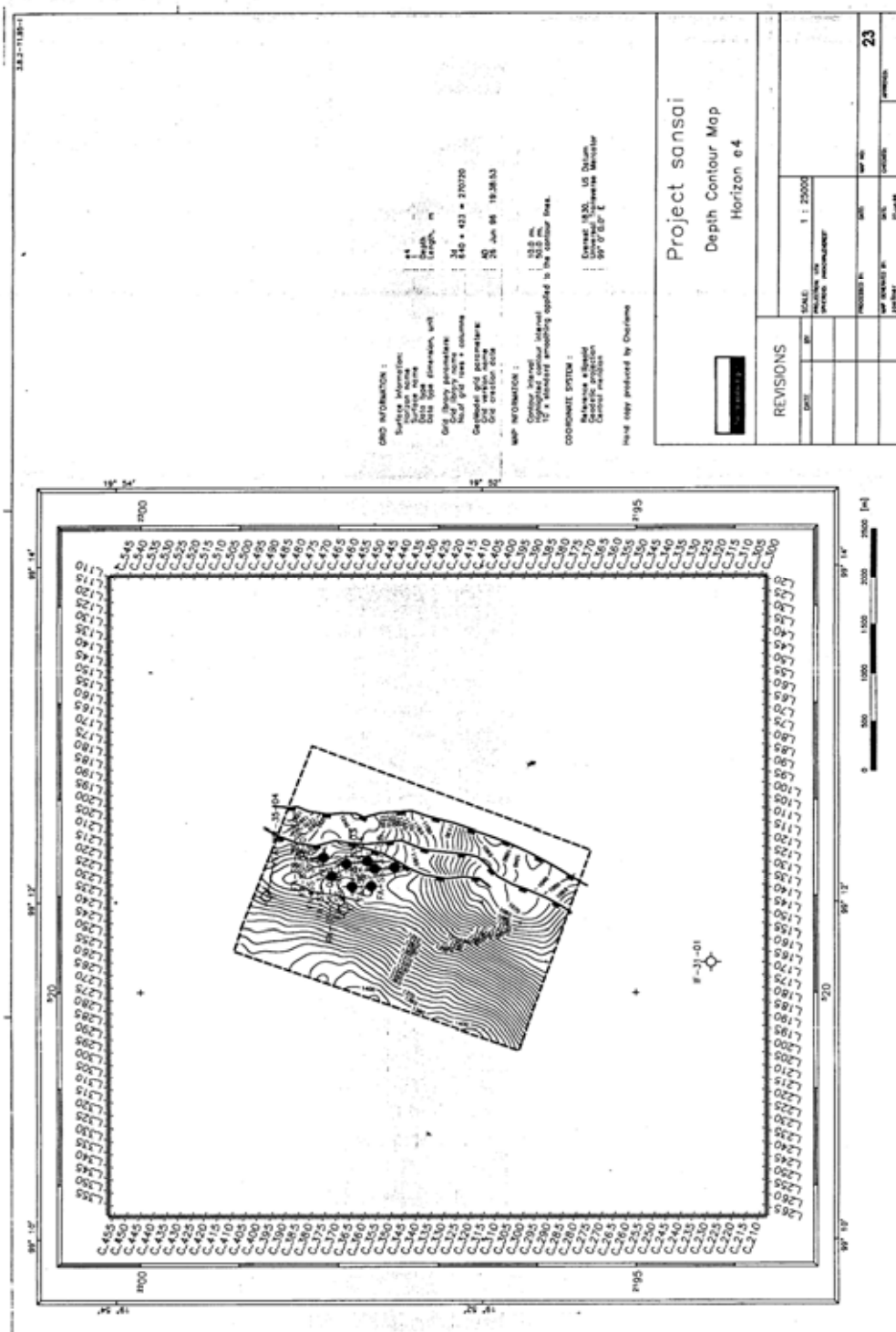
- อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) จากข้อมูลการสำรวจของกรมการพลังงานทหารจะมีค่าประมาณ 170 °F ที่ความลึกประมาณ 3950 ฟุต โดยสำหรับที่ความลึกอื่นๆ โปรแกรมอิคลิปส์ออฟฟิซจะทำการปรับและคำนวณค่าให้เองอัตโนมัติ



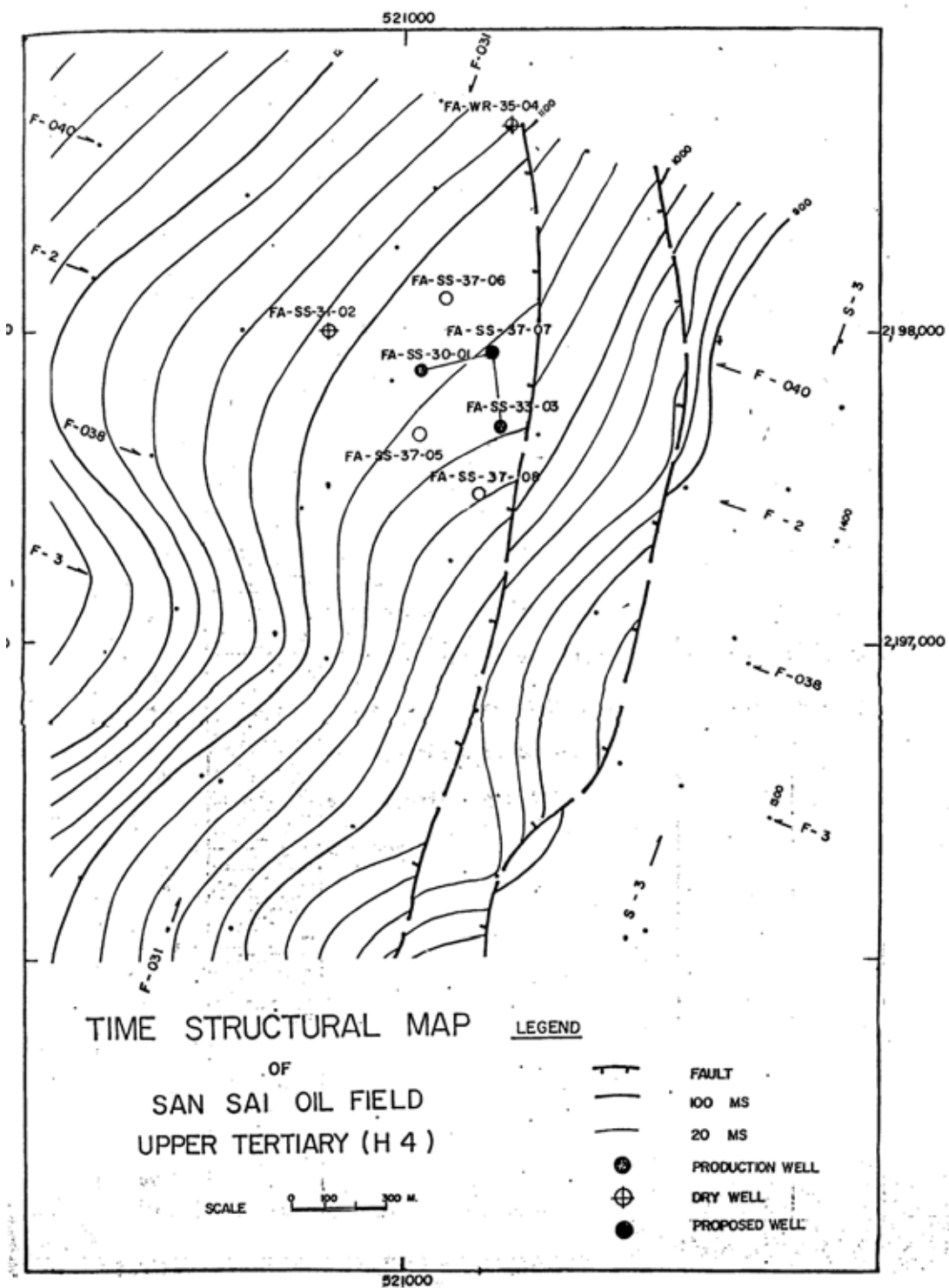
รูปที่ 6.14 แผนที่แสดงเส้นชั้นความลึก (Depth Contour Map) ของแบบจำลอง



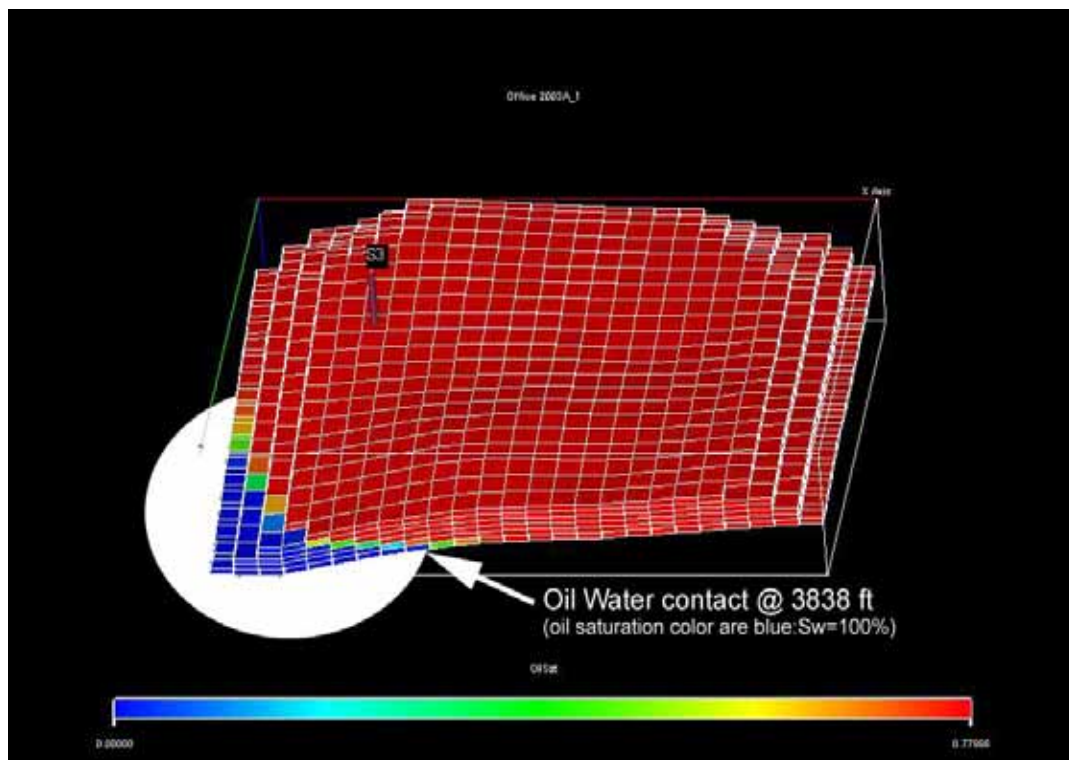
รูปที่ 6.15 แผนที่ชั้นเส้นหนาของแหล่งน้ำมันสันทราย (Isopach Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2543)



รูปที่ 6.16 แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นความลึก (Depth Structural Contour Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2539)



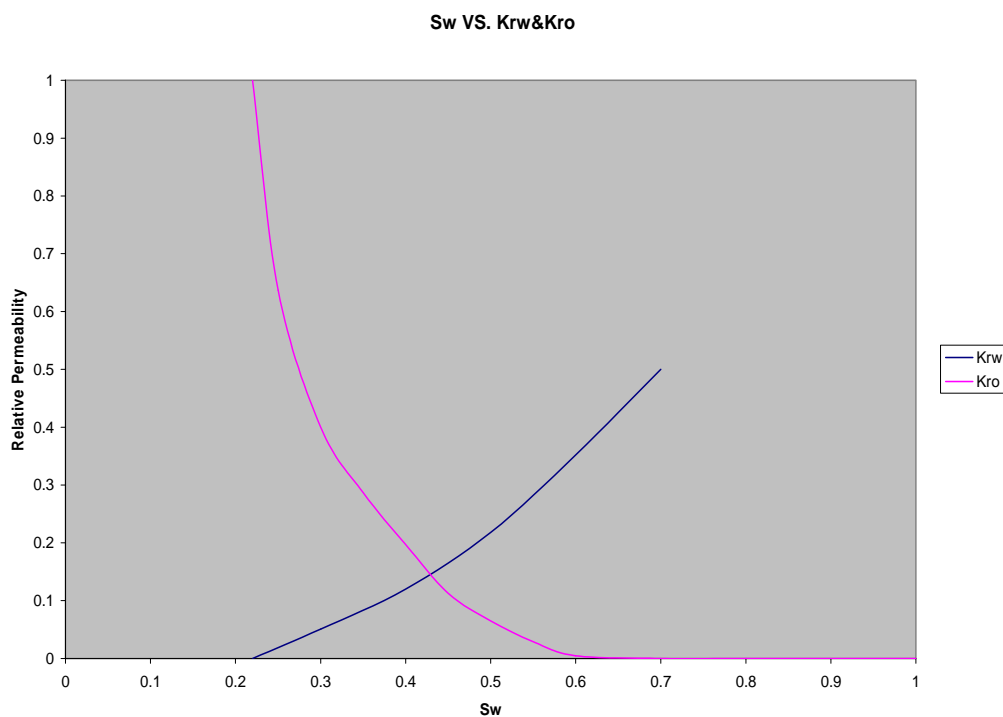
รูปที่ 6.16 แผนที่โครงสร้างของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นเวลา
(Time Structural Contour Map) (กรมการพลังงานทหาร, 2537)



รูปที่ 6.17 แสดงแนวรอยต่อของน้ำกับน้ำมัน (Oil Water Contact) ในแบบจำลอง

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหลจะเป็นคุณสมบัติที่เกี่ยวข้องกับลักษณะการไหลของไหลในแหล่งกักเก็บ ได้แก่ ความสามารถในการอิมตัวด้วยของไหล (saturation) หรือความสามารถในการให้ของไหลไหลผ่านได้สัมพัทธ์ (relative permeability) โดยในการสร้างแบบจำลองได้ใช้ข้อมูลดังแสดงในรูปที่ 6.18



รูปที่ 6.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิมตัวด้วยน้ำกับความสามารถในการให้ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw)

จ. ข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทราย

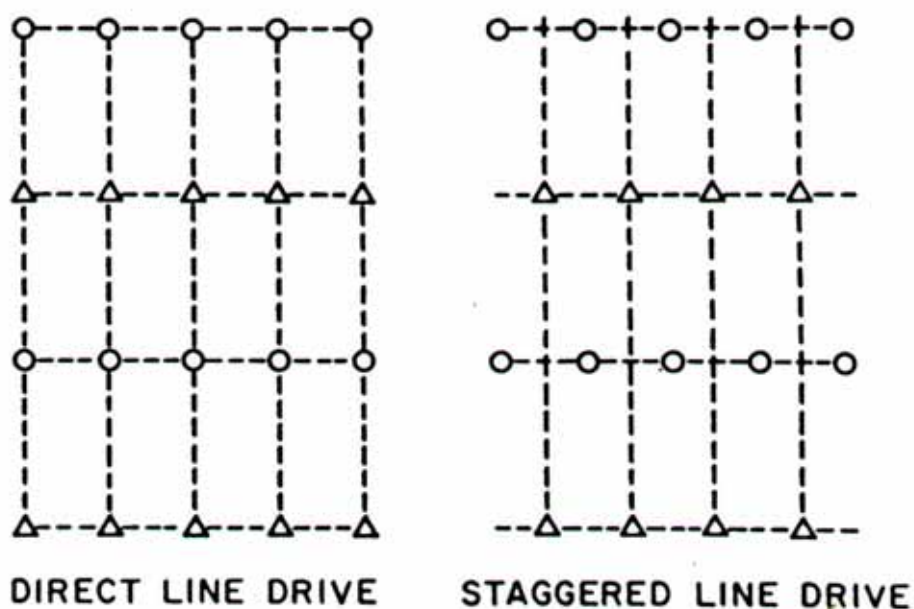
สำหรับข้อมูลของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทรายที่นำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองจะเป็นข้อมูลของหลุมผลิตน้ำมันที่ทำการผลิตจากชั้นทรายน้ำมันชั้นบน โดยจากข้อมูลของกรมพลังงานทหารจะมีทั้งสิ้น 5 หลุม ดังนี้

ตารางที่ 6.2 แสดงความสัมพันธ์ของหลุมผลิตในแหล่งน้ำมันสันทรายกับหลุมผลิตในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น

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

6.2.3 ลักษณะการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

หลังจากได้ทำการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางแล้ว สำหรับการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้น ได้ทำการจำลองการอัดน้ำลงไปแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยสมมุติให้มีการการสร้างหลุมเจาะขึ้นมาใหม่เพื่อใช้ในการทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บในตำแหน่งที่เหมาะสม โดยได้ทำการจำลองการอัดน้ำโดยใช้โครงสร้างของหลุมอัดน้ำให้อยู่ในแนวเส้นตรงขนานกับหลุมผลิตทั้ง 5 หลุม ซึ่งจะเรียกวิธีนี้ว่า “STAGGERED LINE DRIVE” (รูปที่ 6.19)



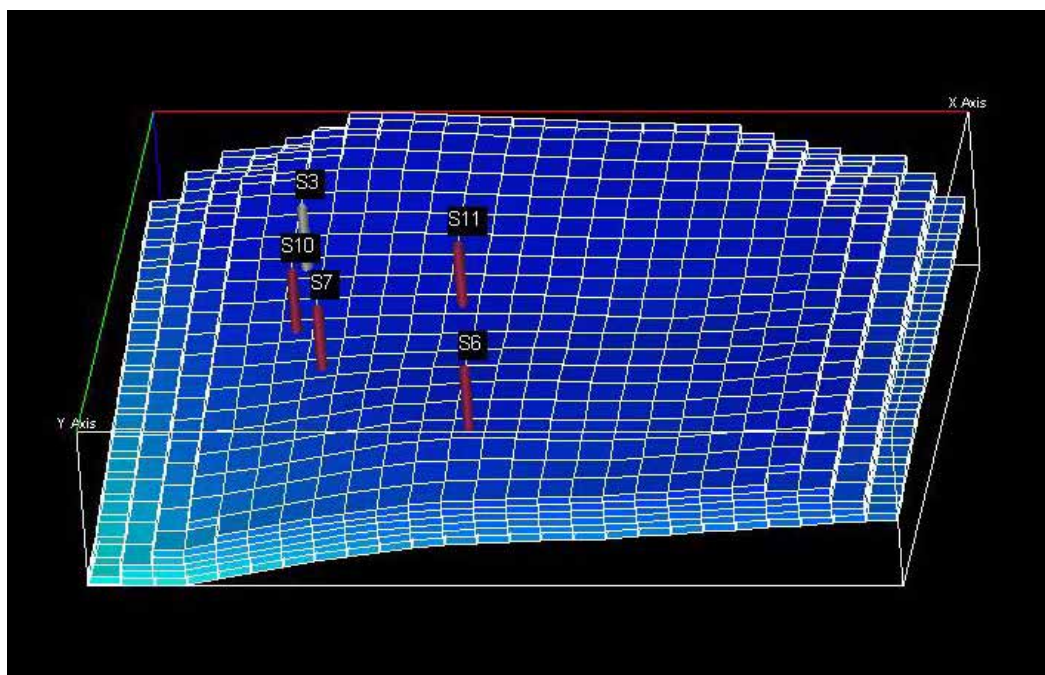
รูปที่ 6.19 รูปแบบการอัดน้ำแบบ STAGGERED LINE DRIVE (Craig, 1980)

และสำหรับแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นของแหล่งน้ำมันฝาง ได้ทำการจำลองหลุมเจาะเพื่อใช้ในการทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บ รวมถึงมีการทำการอัดน้ำลงในหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้วด้วย โดยทำการอัดน้ำหลังจากผลิตไปแล้วเป็นเวลา 13 ปี มีรูปแบบการทดสอบที่มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

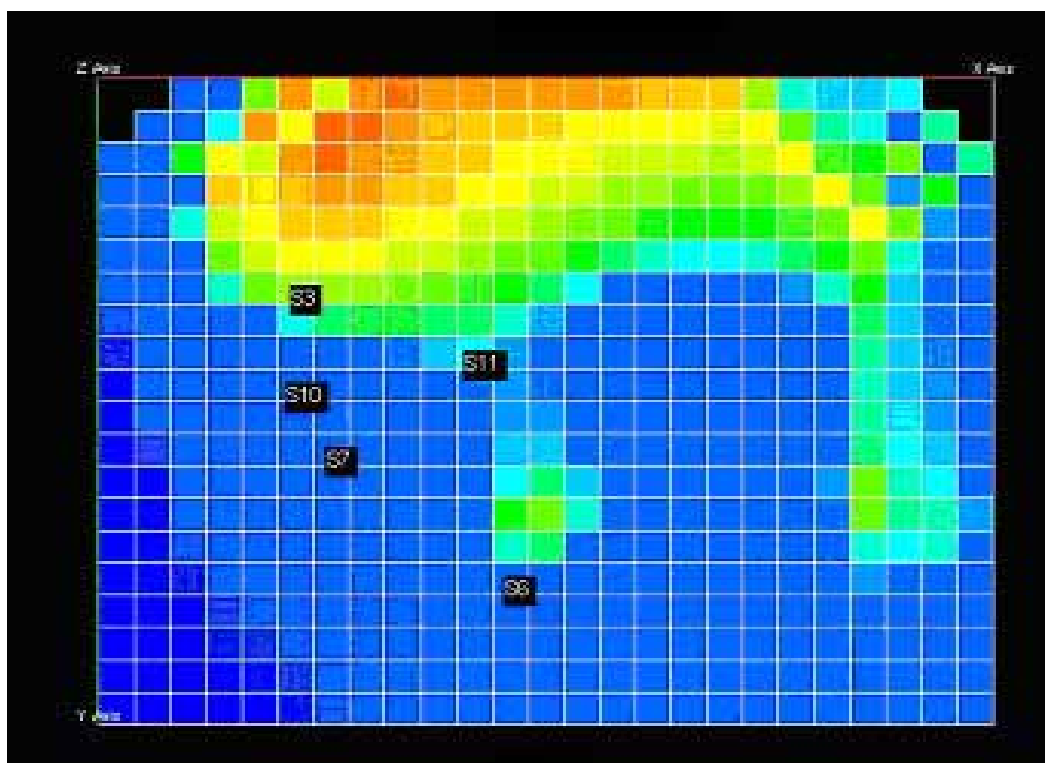
ตารางที่ 6.3 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบหลังจากทำการผลิตไปแล้ว 13 ปี

รูปแบบการทดสอบ	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำที่ทำการทดสอบ (บาร์ต่อวันต่อหลุม)		
			50	100	200
รูปแบบที่ 1	5	0	-	-	-
รูปแบบที่ 2	4	1	-	*	*
รูปแบบที่ 3	5	1	-	*	*
รูปแบบที่ 4	5	2	-	*	*
รูปแบบที่ 5	5	4	*	*	-

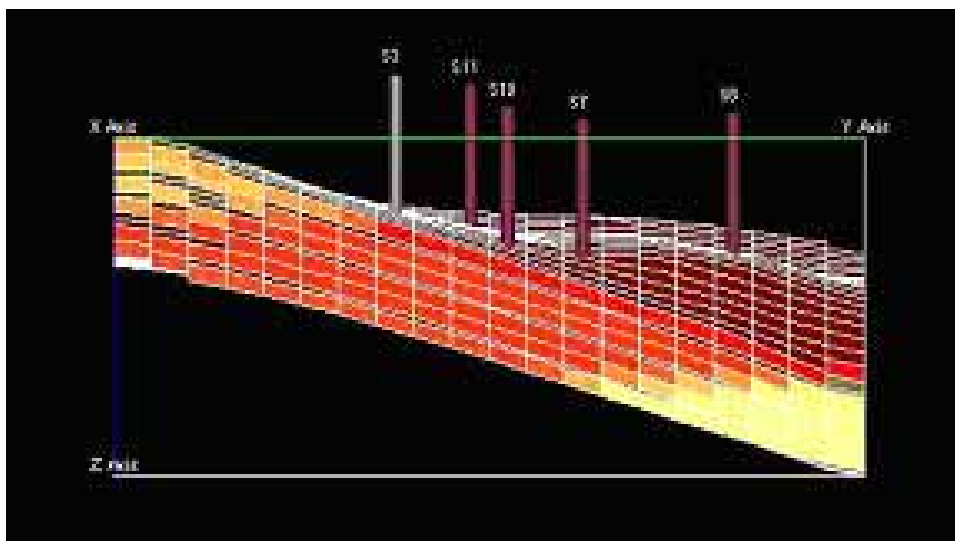
รูปแบบที่ 1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยไม่มีทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปี โดยทำการควบคุมความดันบริเวณก้นหลุมผลิตให้มีค่าประมาณ 160 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (รูปที่ 6.20 ถึงรูปที่ 6.21)



รูปที่ 6.20 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1

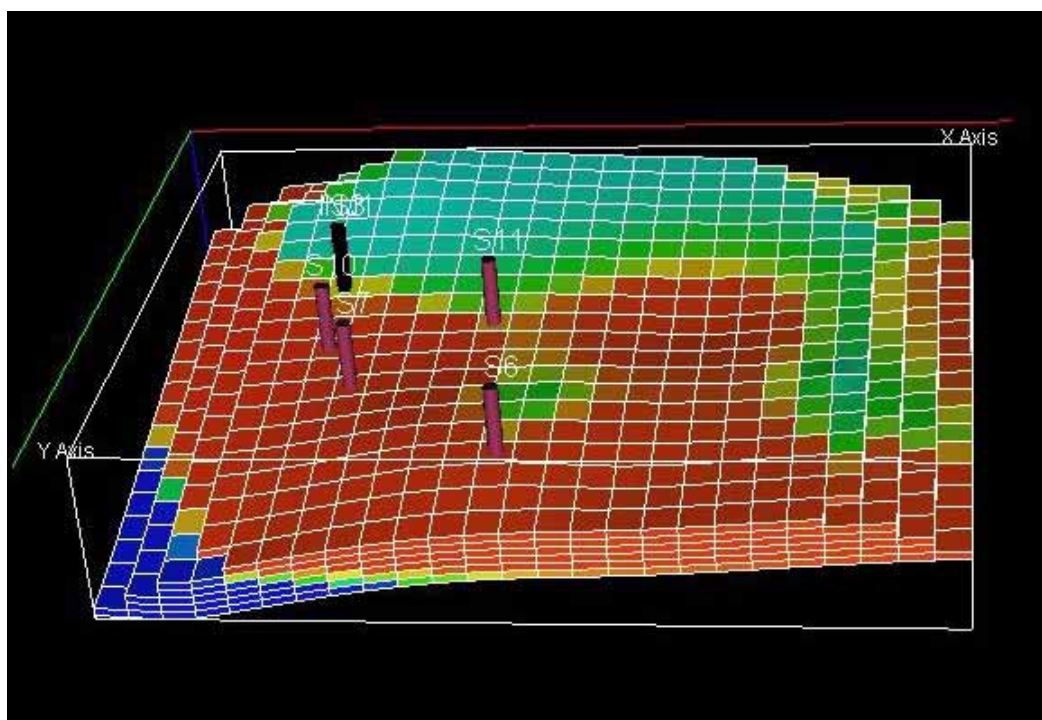


รูปที่ 6.21 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 (มุมมอง)

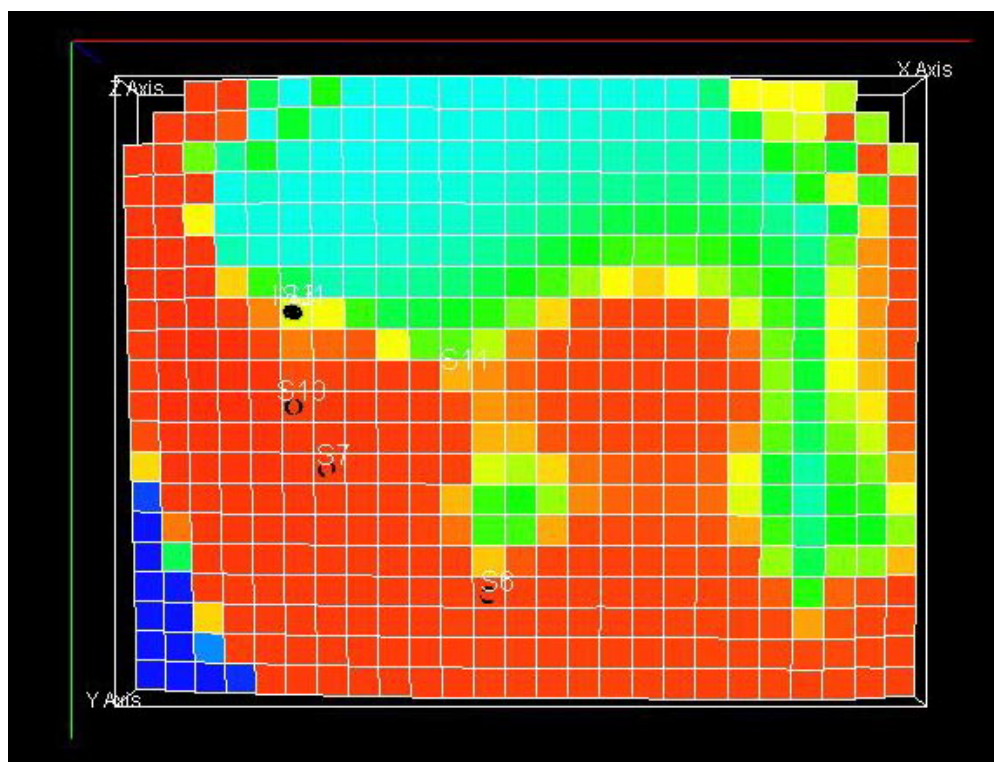


รูปที่ 6.22 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 1 (ด้านข้าง)

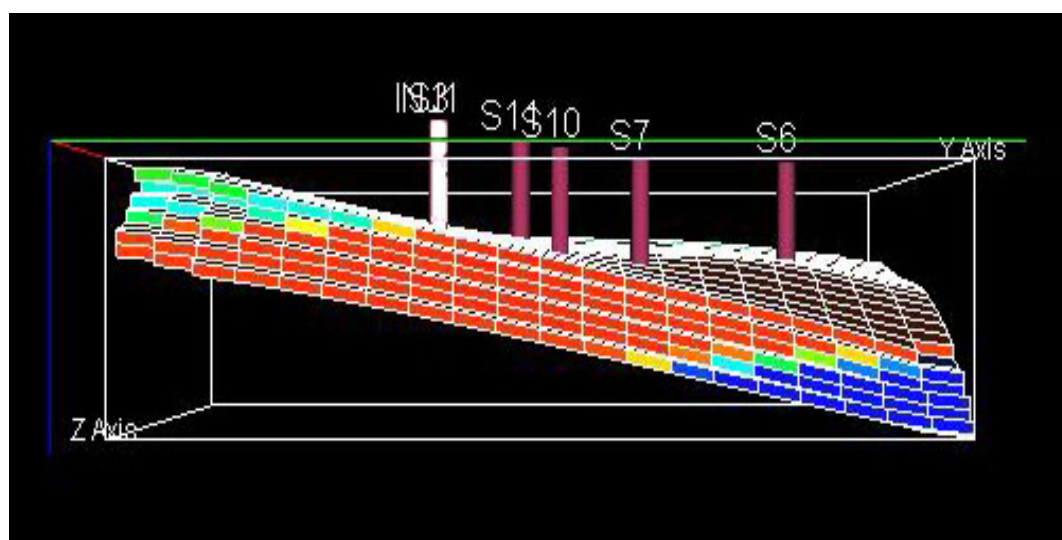
รูปแบบที่ 2 (รูปที่ 6.23 ถึงรูปที่ 6.24) ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 1 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตที่มีอยู่เดิมในแบบจำลอง ได้แก่ หลุม S3 (หลุมที่มีสีดำในรูปที่ 6.23) โดยทำการอัดน้ำจำนวน 100 และ 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำดังกล่าว เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง



รูปที่ 6.23 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2

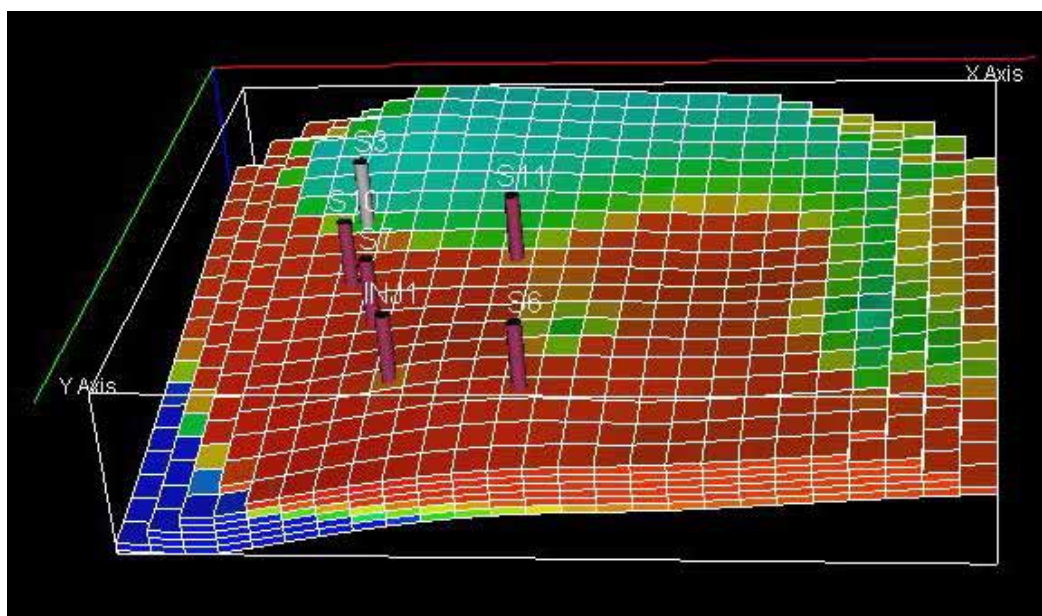


รูปที่ 6.24 แบบจำลองการใช้วิธีการขั้วด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 (มุมมอง)

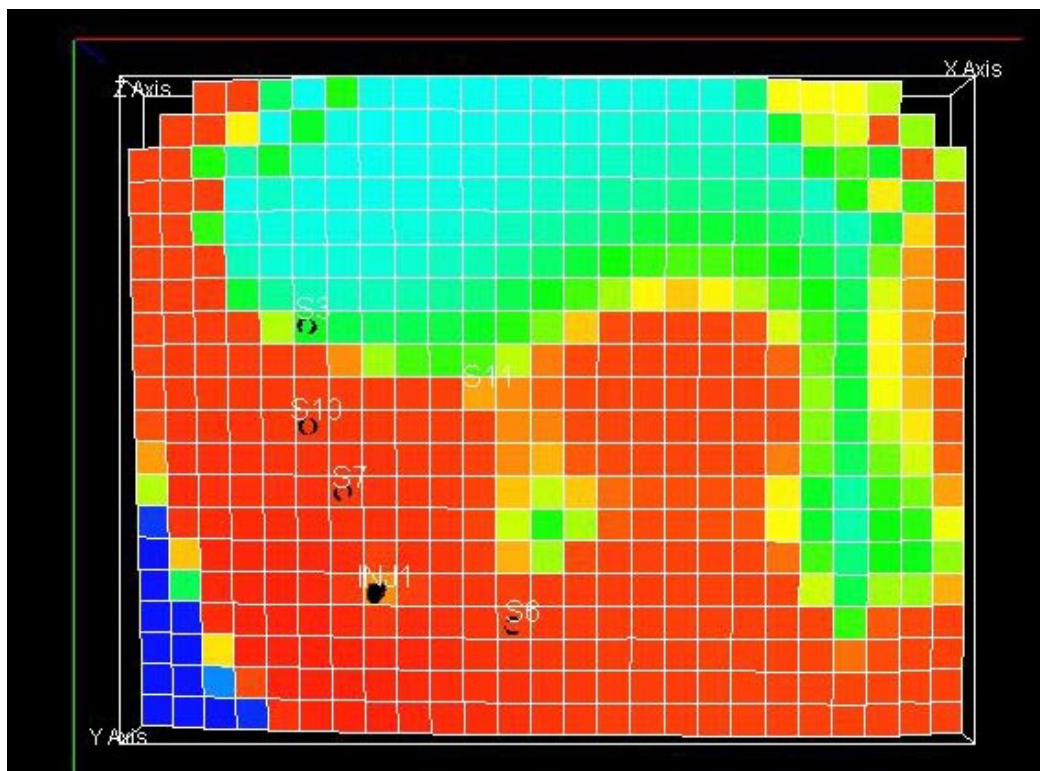


รูปที่ 6.25 แบบจำลองการใช้วิธีการขั้วด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 2 (ด้านข้าง)

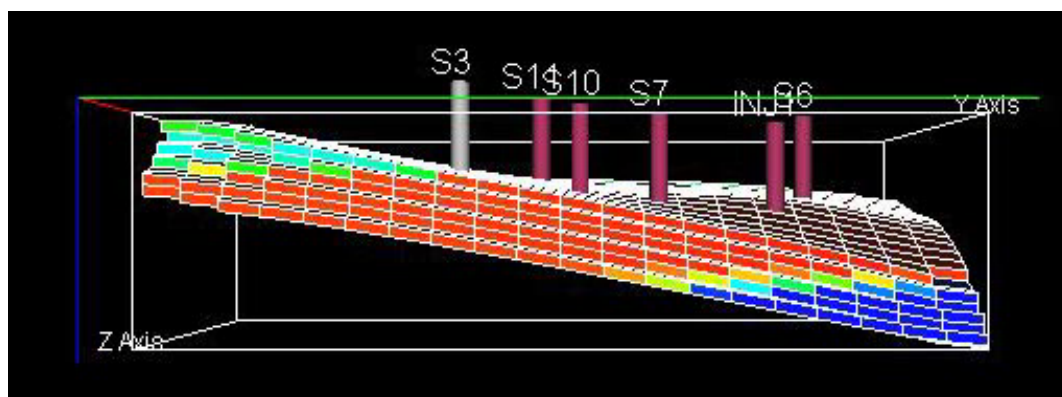
รูปแบบที่ 3 (รูปที่ 6.26 ถึงรูปที่ 6.28) ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 1 หลุม อยู่ตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 100 และ 200 บาร์ต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำแต่ละหลุม เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง



รูปที่ 6.26 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3

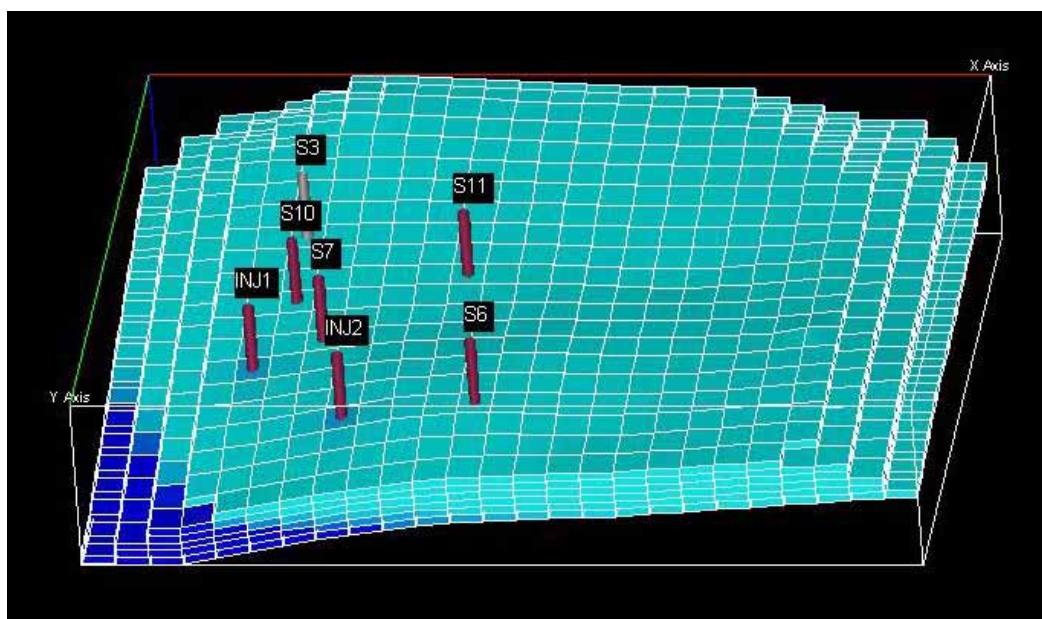


รูปที่ 6.27 แบบจำลองการใช่วิธีการขั้บด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 (มุมมอง)

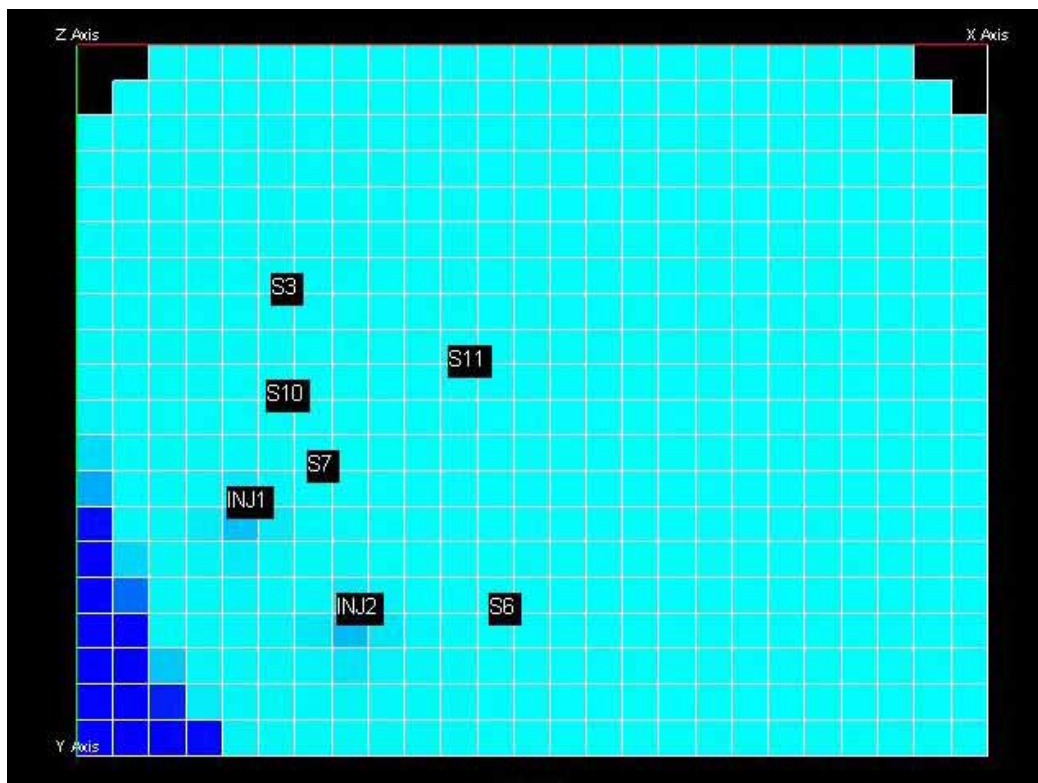


รูปที่ 6.28 แบบจำลองการใช่วิธีการขั้บด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 3 (ด้านข้าง)

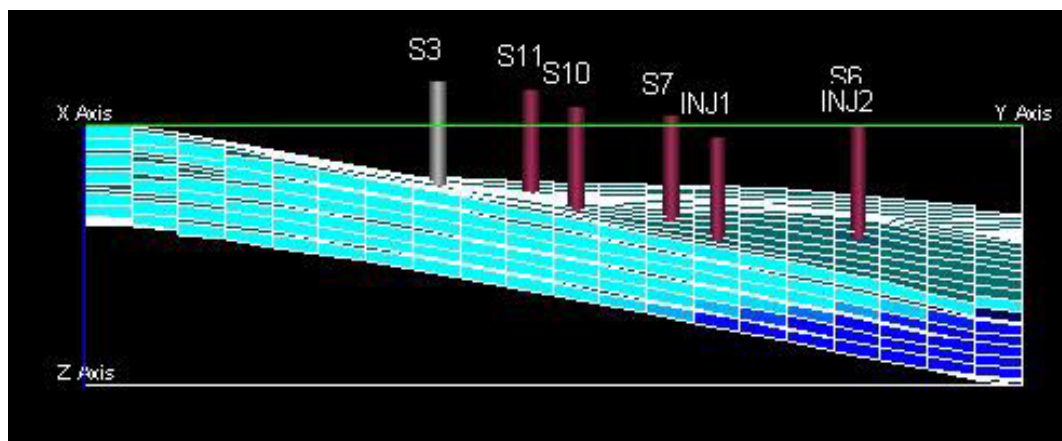
รูปแบบที่ 4 (รูปที่ 6.29 ถึงรูปที่ 6.24) ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 2 หลุม ให้อยู่ในแนวเดียวกัน บริเวณตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 100 และ 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำแต่ละหลุม เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง



รูปที่ 6.29 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4

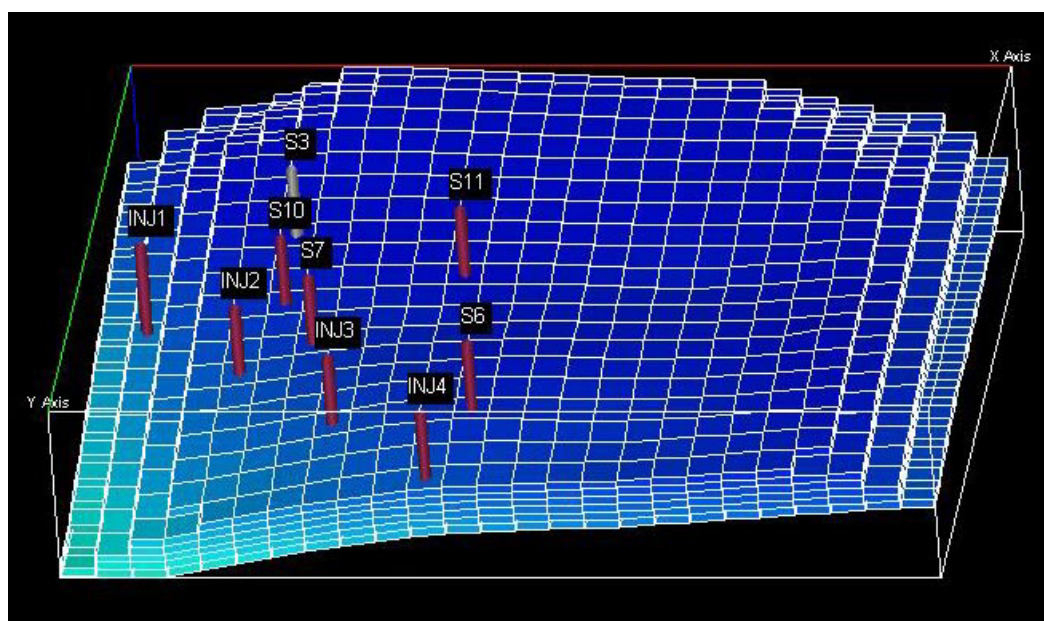


รูปที่ 6.30 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 (มุมมอง)

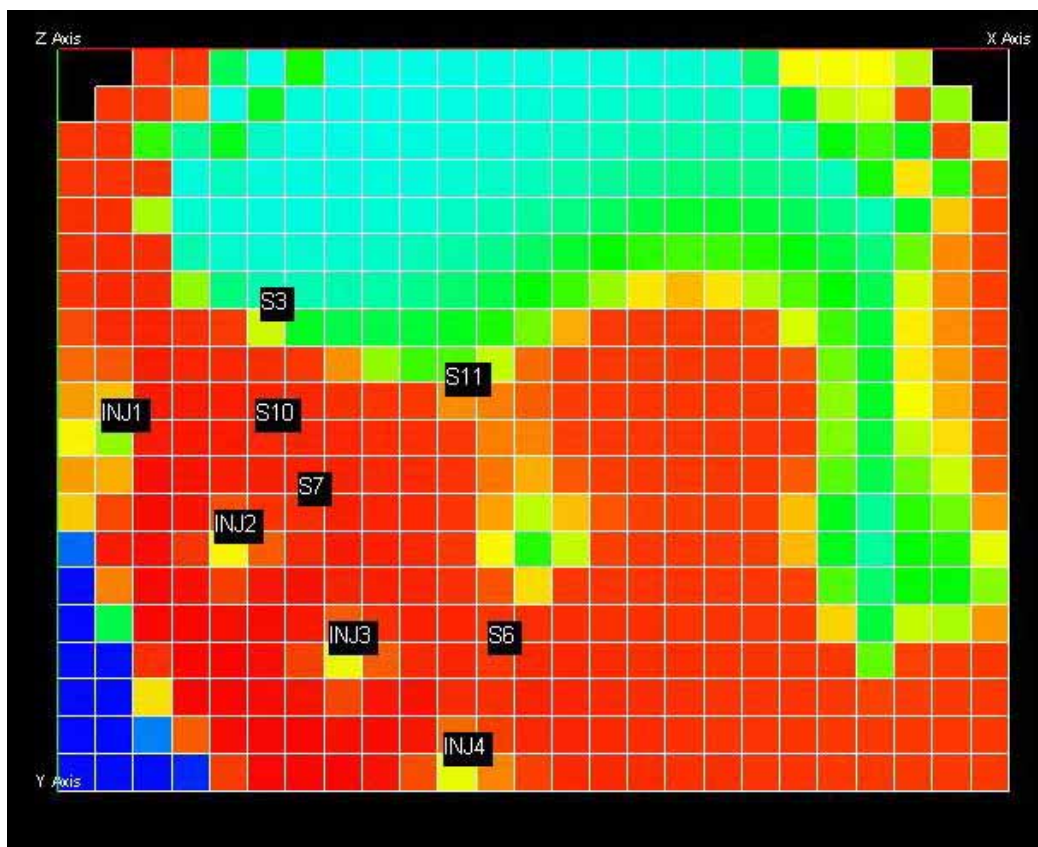


รูปที่ 6.31 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 4 (ด้านข้าง)

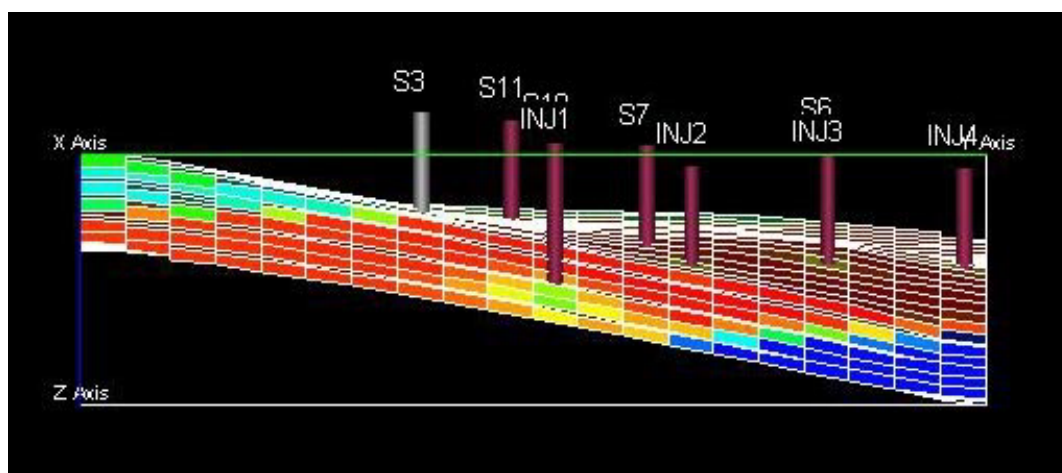
รูปแบบที่ 5 (รูปที่ 6.32 ถึงรูปที่ 6.24) ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 4 หลุม ให้อยู่ในแนวเดียวกัน บริเวณตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 50 และ 100 บาร์ลดต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำแต่ละหลุม เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง



รูปที่ 6.32 แบบจำลองการใช้วิธีการขับด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5



รูปที่ 6.33 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 (มุมมอง)



รูปที่ 6.34 แบบจำลองการใช้วิธีการขุดด้วยน้ำโดยใช้รูปแบบที่ 5 (ด้านข้าง)

6.3 ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ส่วน โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

6.3.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน (ปีที่ 13)

สำหรับผลการทดสอบทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางในช่วงแรกของการผลิตจนถึงปีที่ 13 ของการผลิตปิโตรเลียม ได้แสดงผลการทดลองทำการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้แบบจำลอง แยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดที่ช่วงเวลา 1-13 ปี(0-4748 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.35)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.36)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.37)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.38)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.41)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.39)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

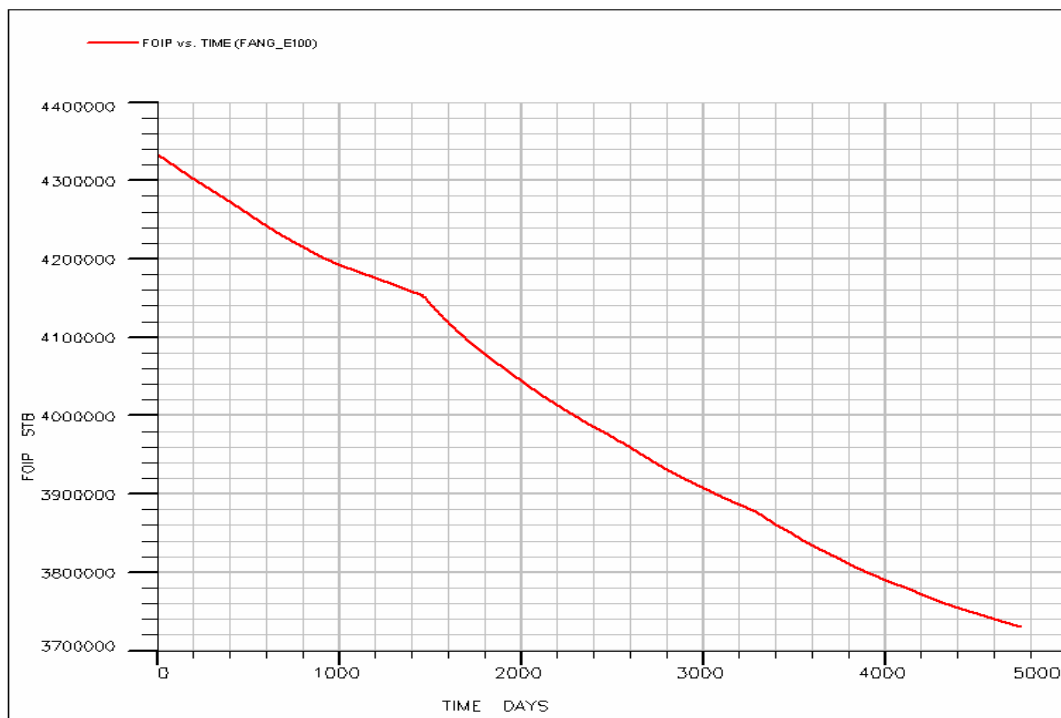
ที่ 6.40)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

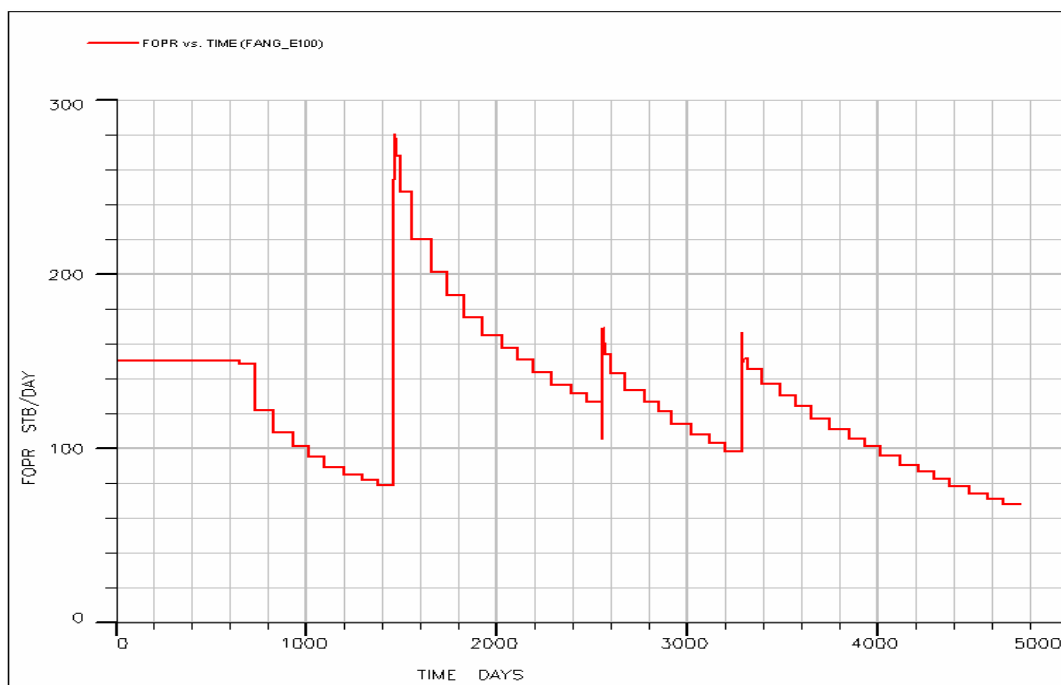
- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.42)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

(รูปที่ 6.43)

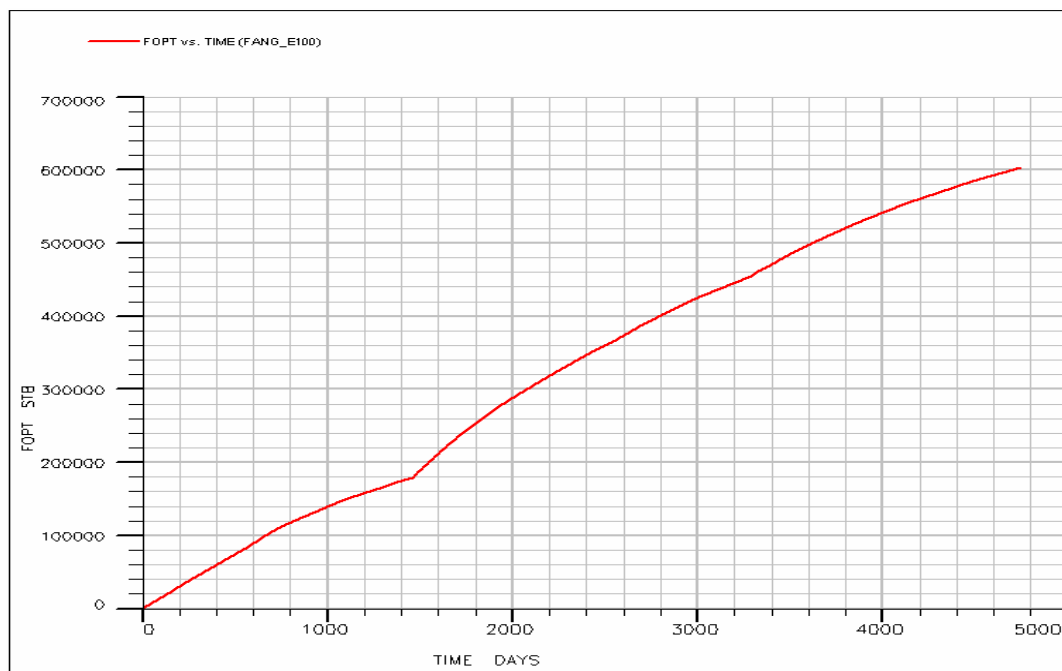
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.44)



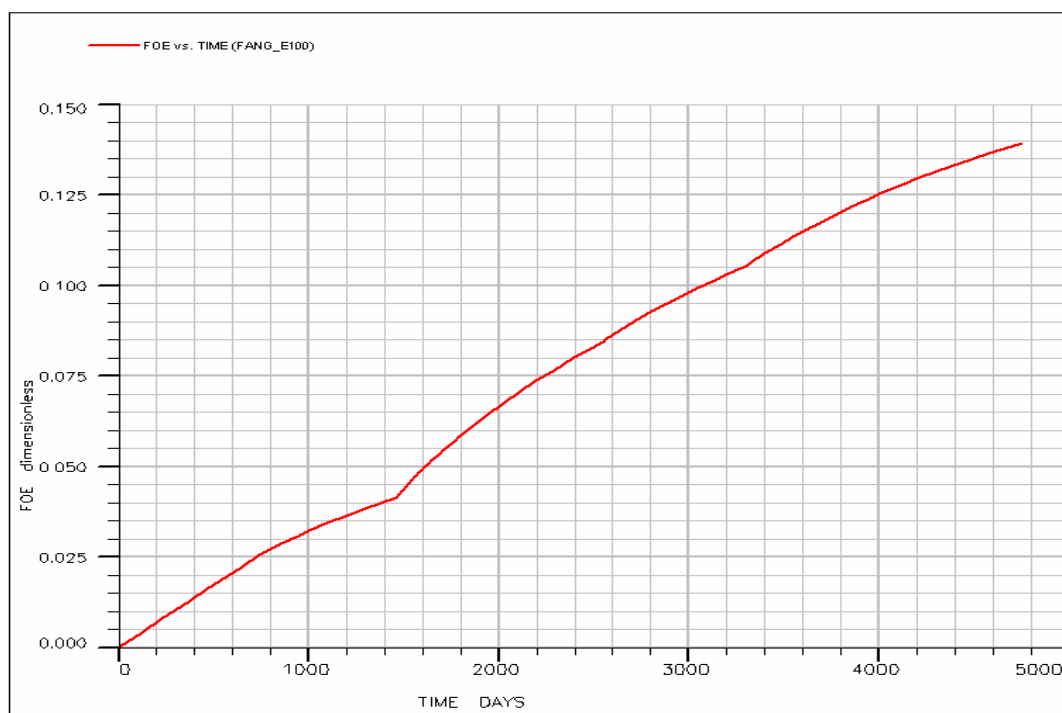
รูปที่ 6.35 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



รูปที่ 6.36 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



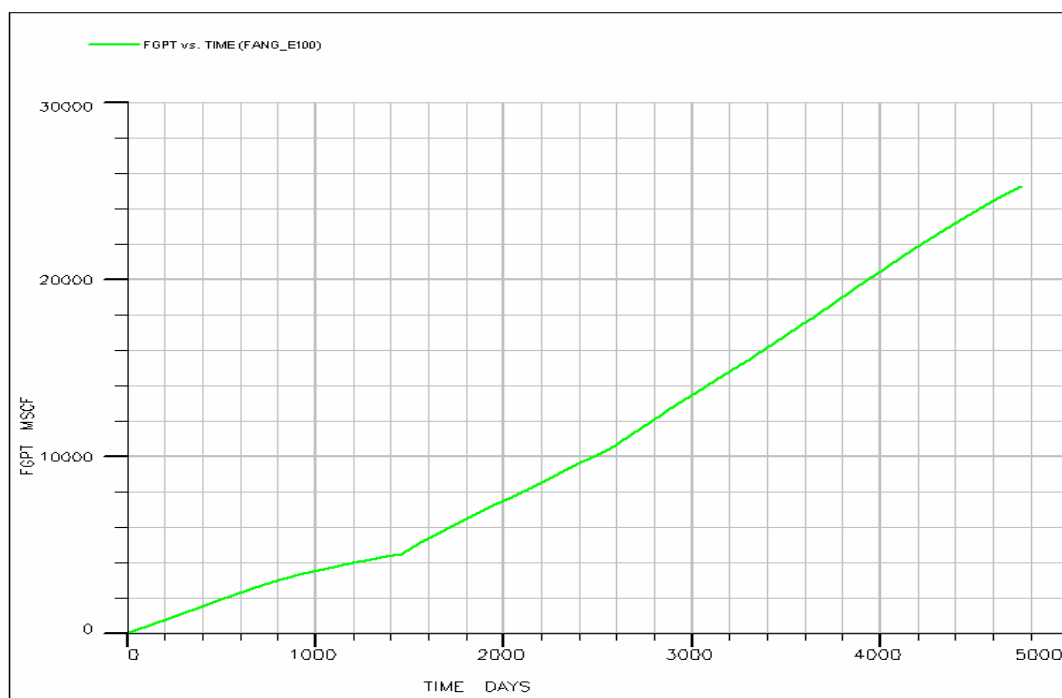
รูปที่ 6.37 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



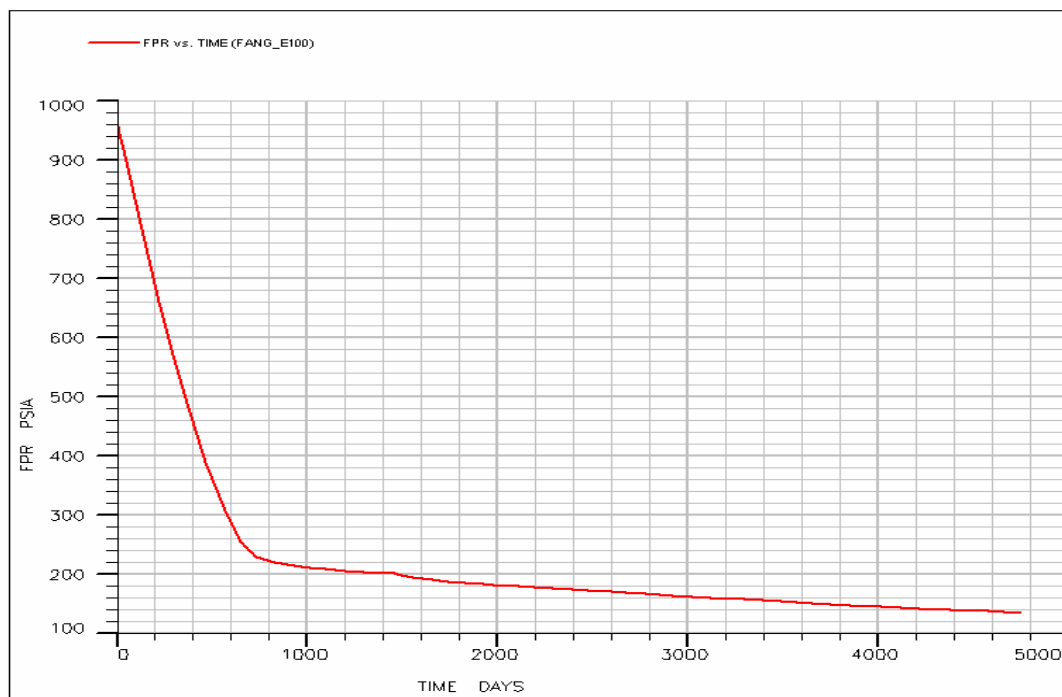
รูปที่ 6.38 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



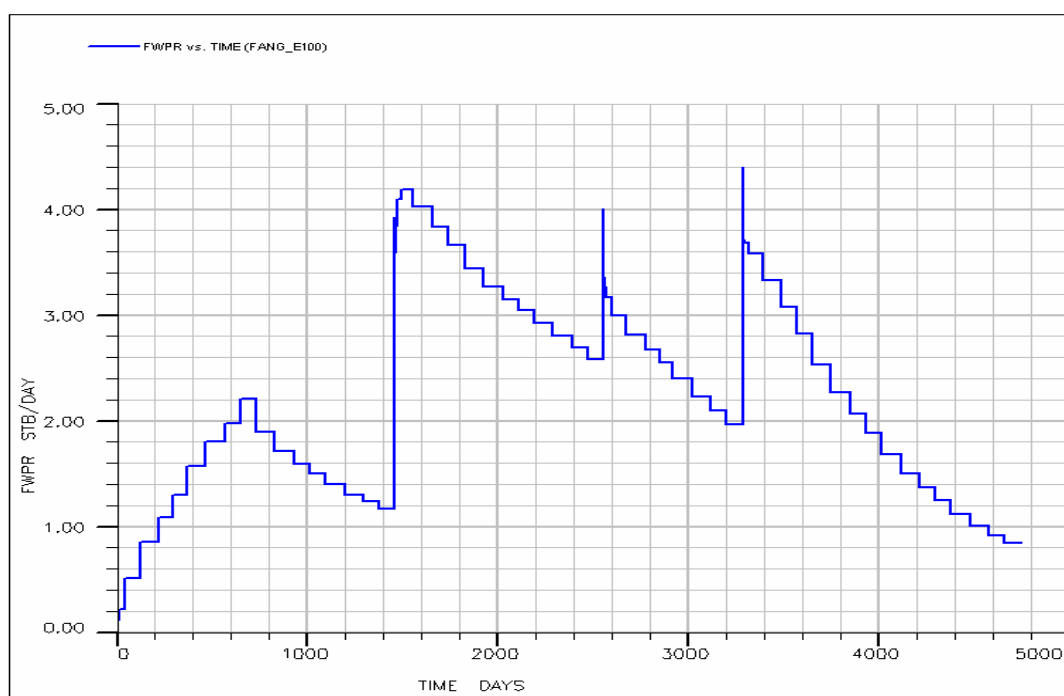
รูปที่ 6.39 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



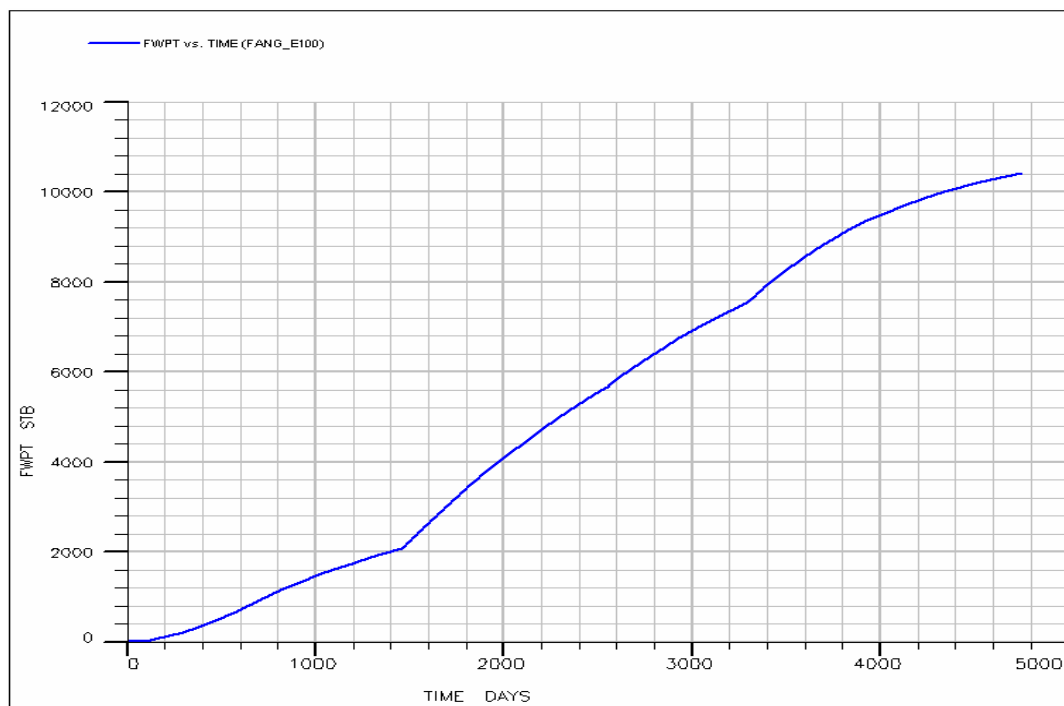
รูปที่ 6.40 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



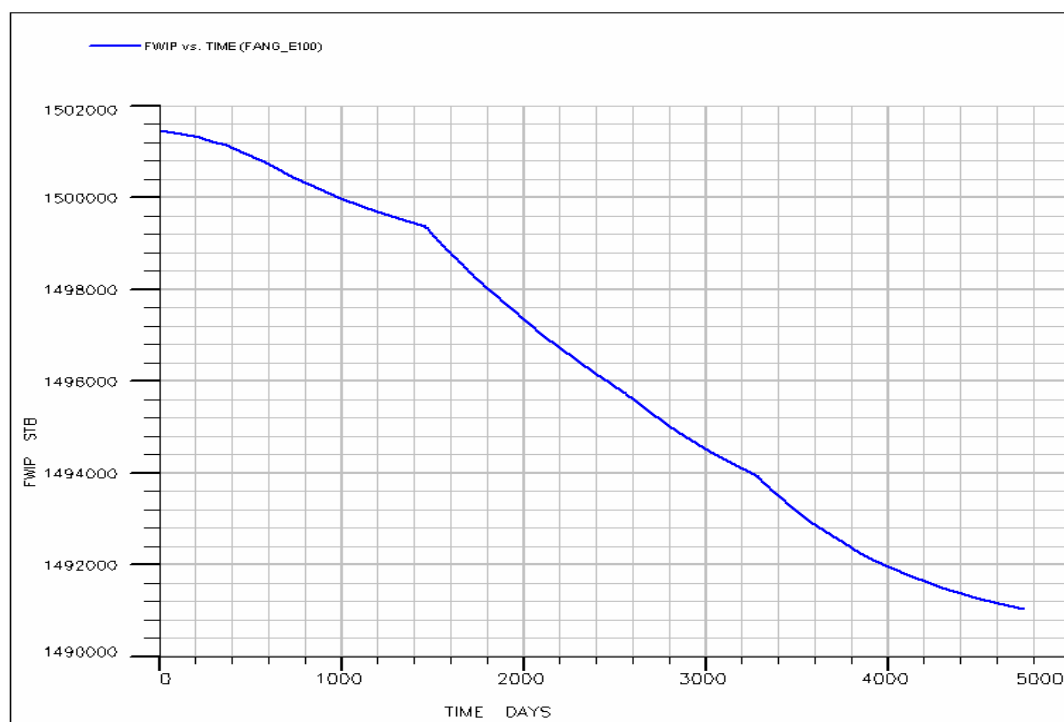
รูปที่ 6.41 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.42 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



รูปที่ 6.43 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.44 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

6.3.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำรูปแบบที่ 1

สำหรับผลการทดสอบทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางในช่วงปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 ของการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำรูปแบบที่ 1 หรือเป็นวิธีการที่ไม่นำการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการผลิต ได้แสดงผลการทดลองทำการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้แบบจำลอง แยกตามลักษณะของข้อมูลผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดที่ช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.45)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.46)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.47)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.48)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.51)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.49)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

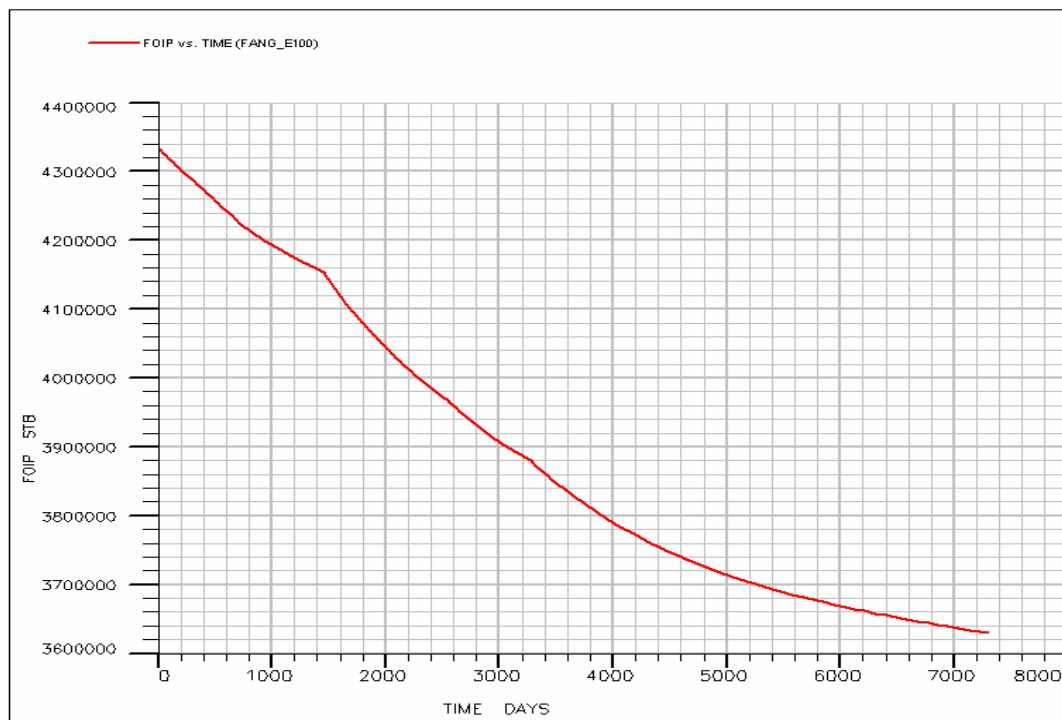
ที่ 6.50)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

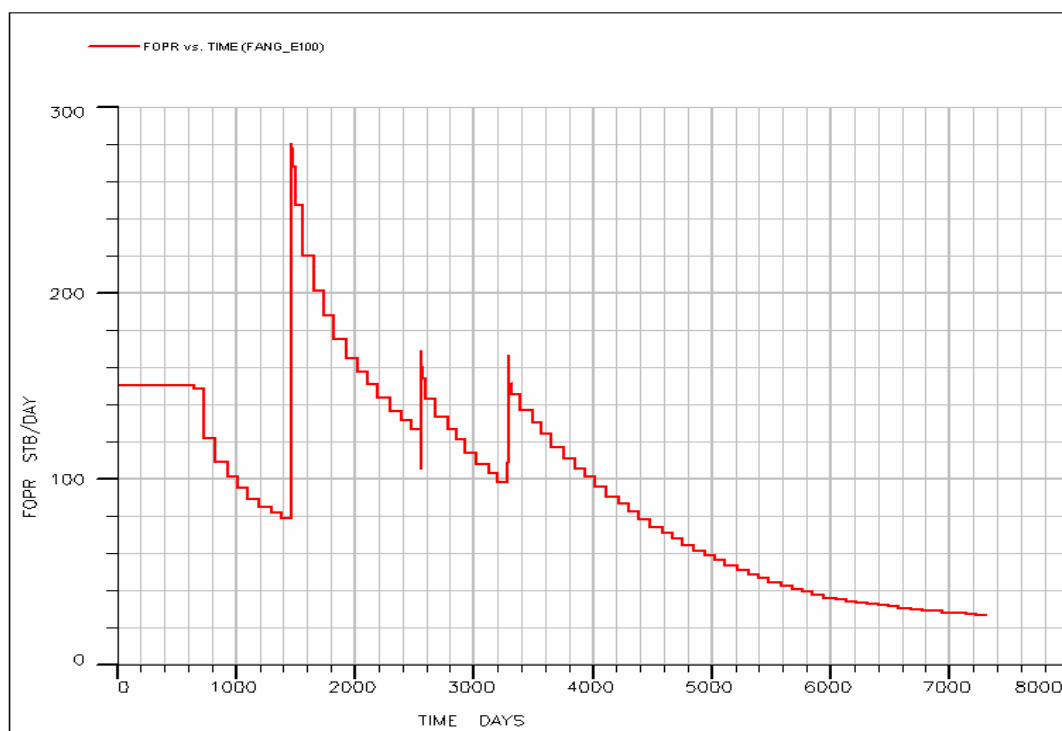
- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.52)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

(รูปที่ 6.53)

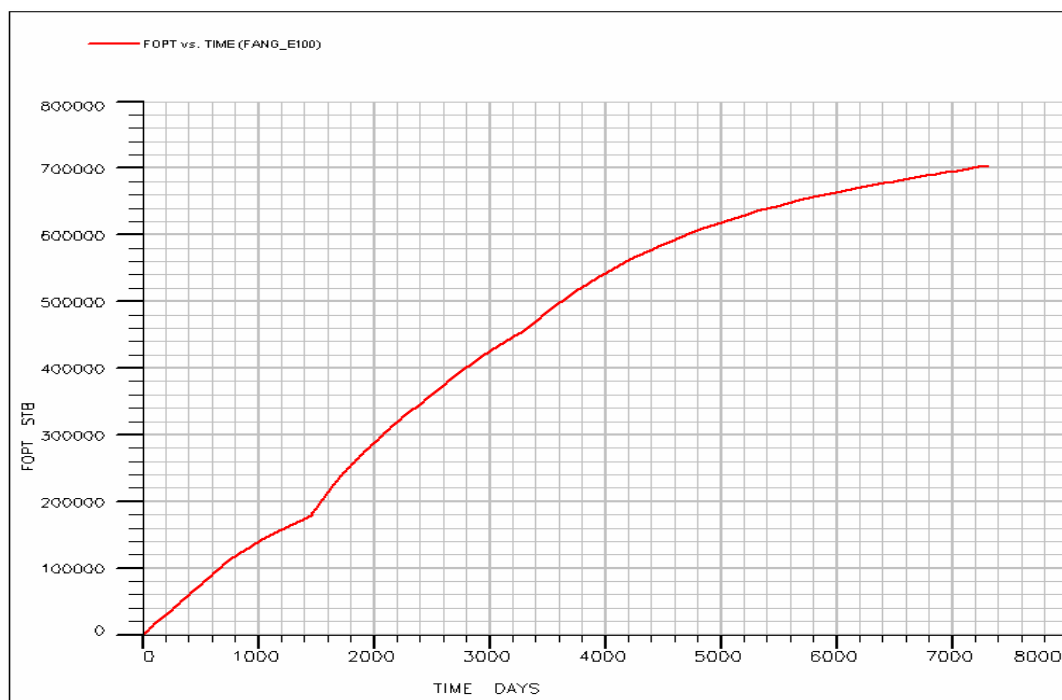
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.54)



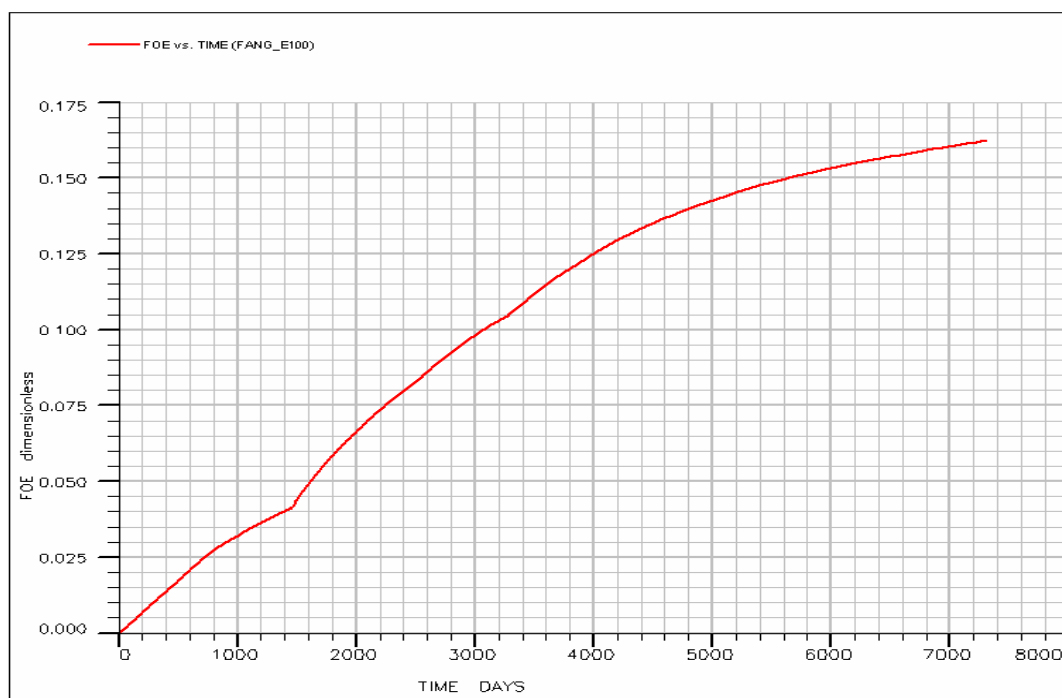
รูปที่ 6.45 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



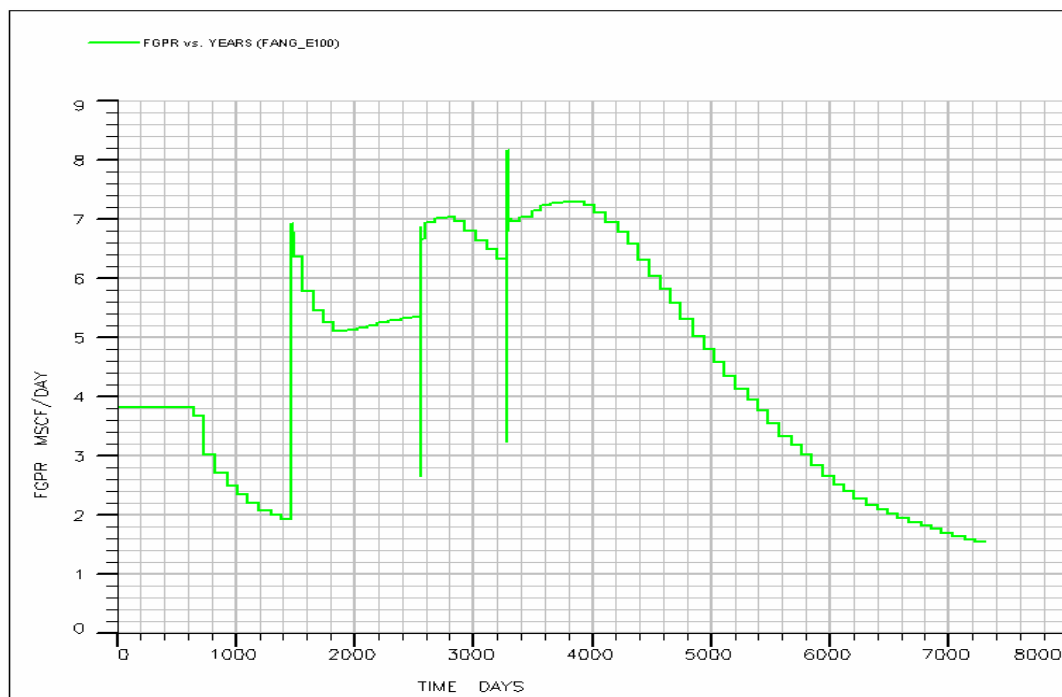
รูปที่ 6.46 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



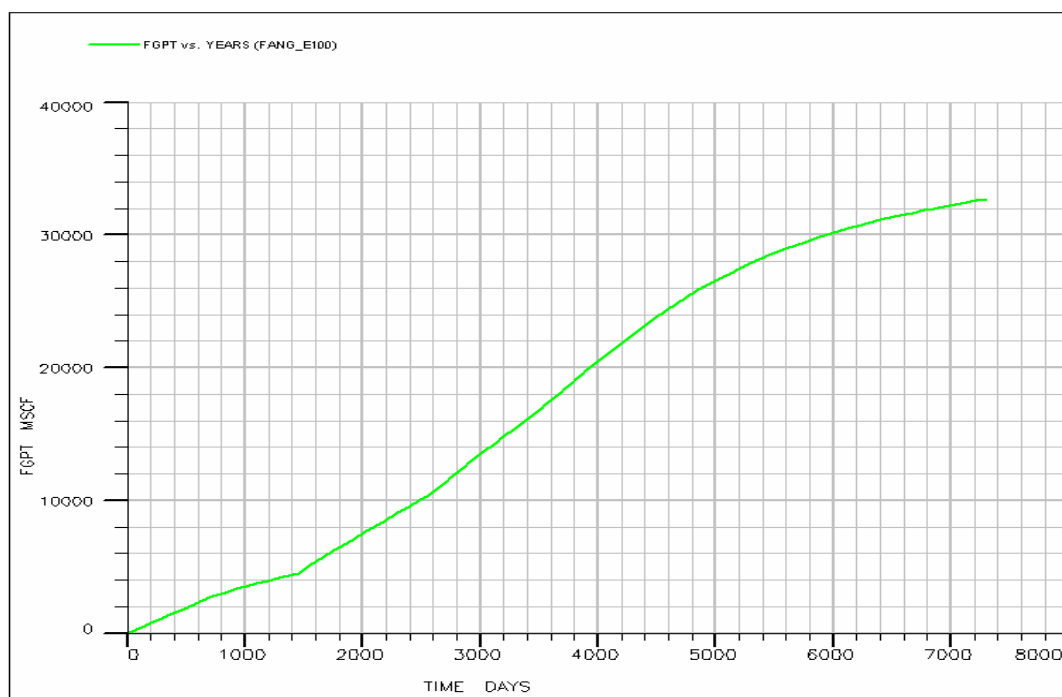
รูปที่ 6.47 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



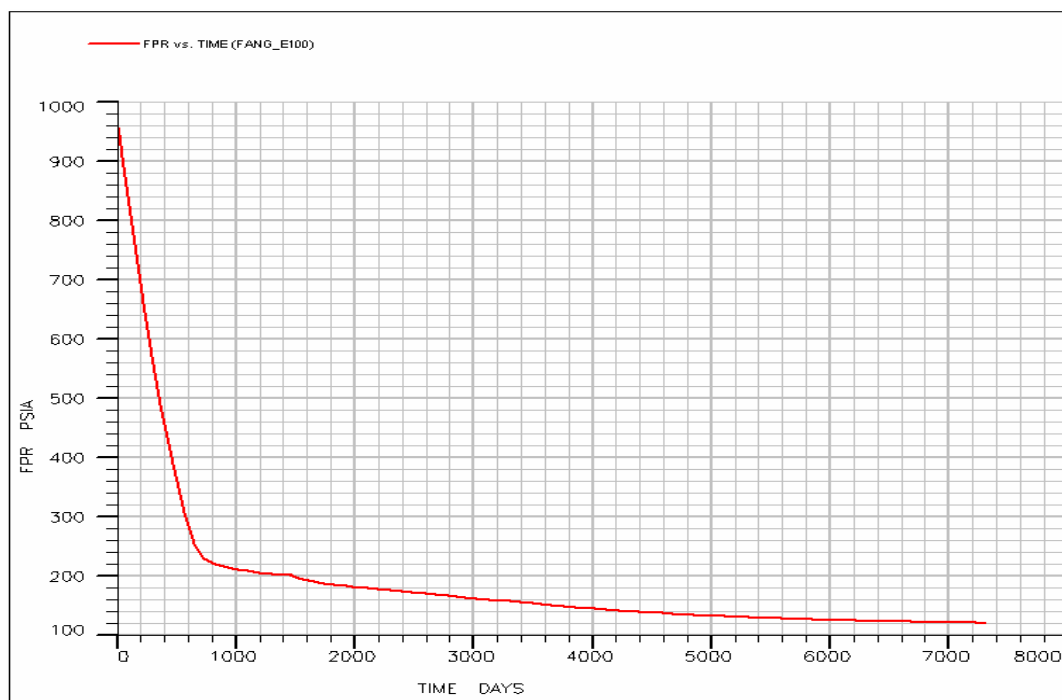
รูปที่ 6.48 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



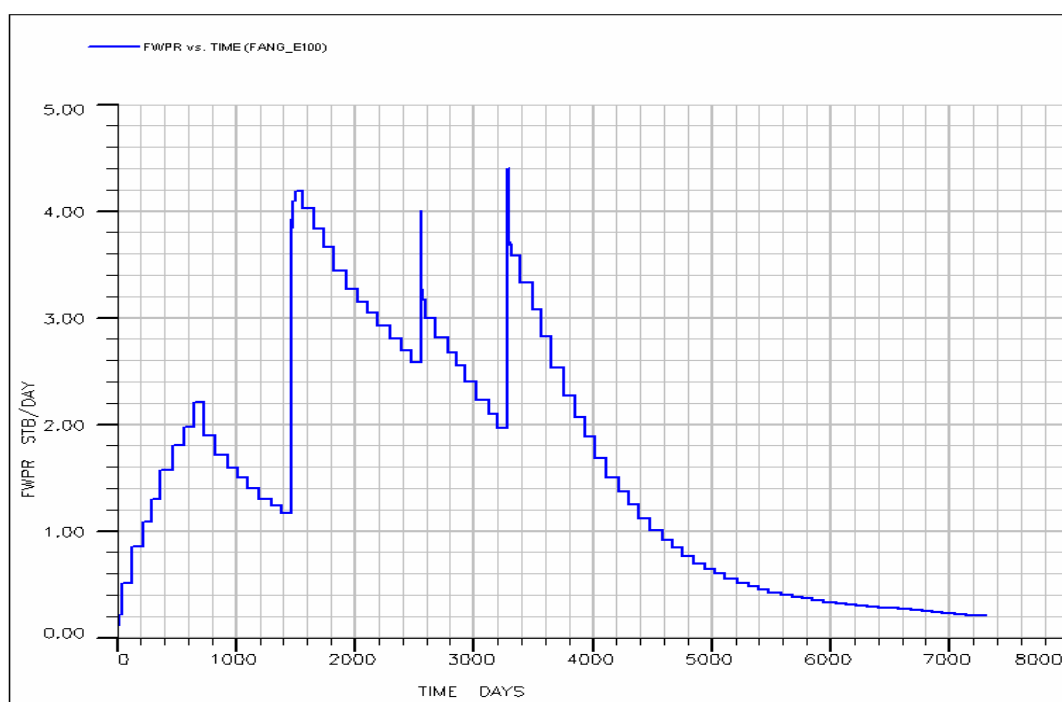
รูปที่ 6.49 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



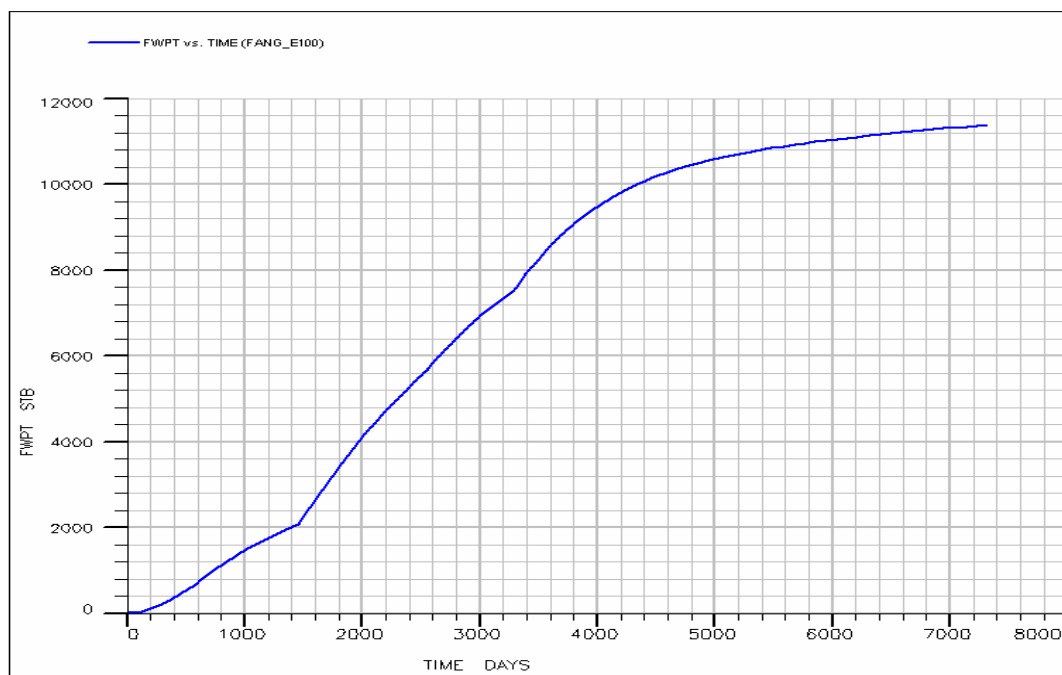
รูปที่ 6.50 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



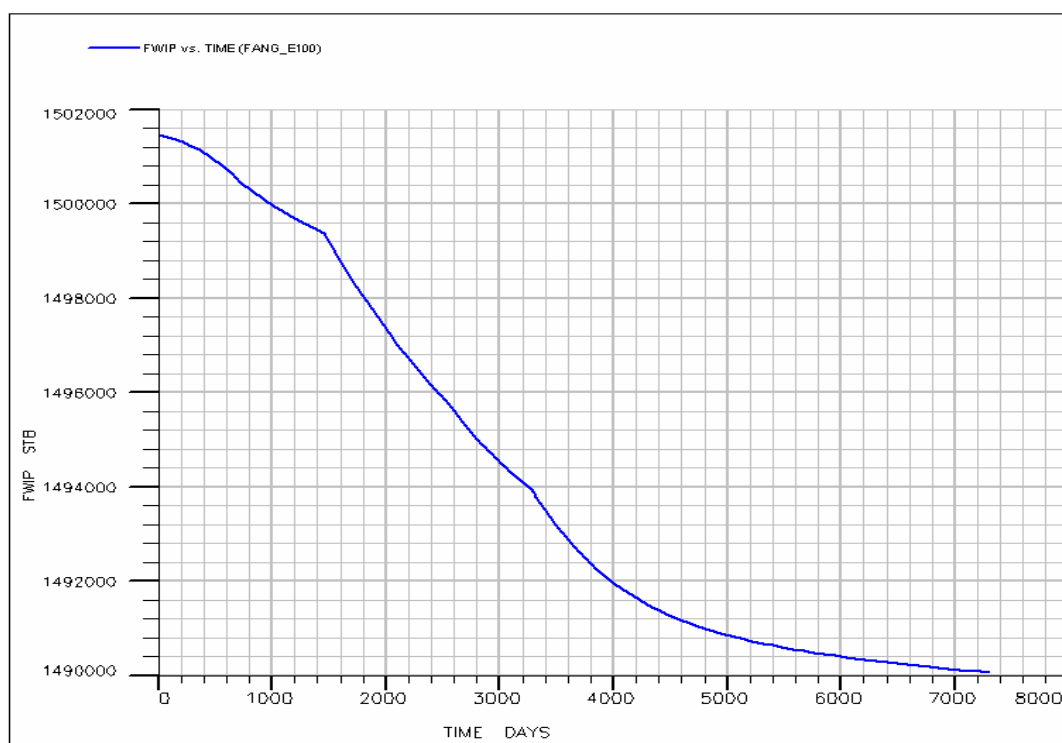
รูปที่ 6.51 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



รูปที่ 6.52 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



รูปที่ 6.53 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.54 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

6.3.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2

สำหรับผลการทดสอบทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางในช่วงปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 ของการผลิตปิโตรเลียมโดยนำวิธีการขับด้วยน้ำ มาช่วยทำการผลิตในรูปแบบที่ 2 (ทำการอัดน้ำลงในหลุมผลิตเดิม ได้แก่ หลุม S3) สามารถแสดงผลการทดสอบได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดในช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.55)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.56)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.57)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.58)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.61)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.59)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.60)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.62)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

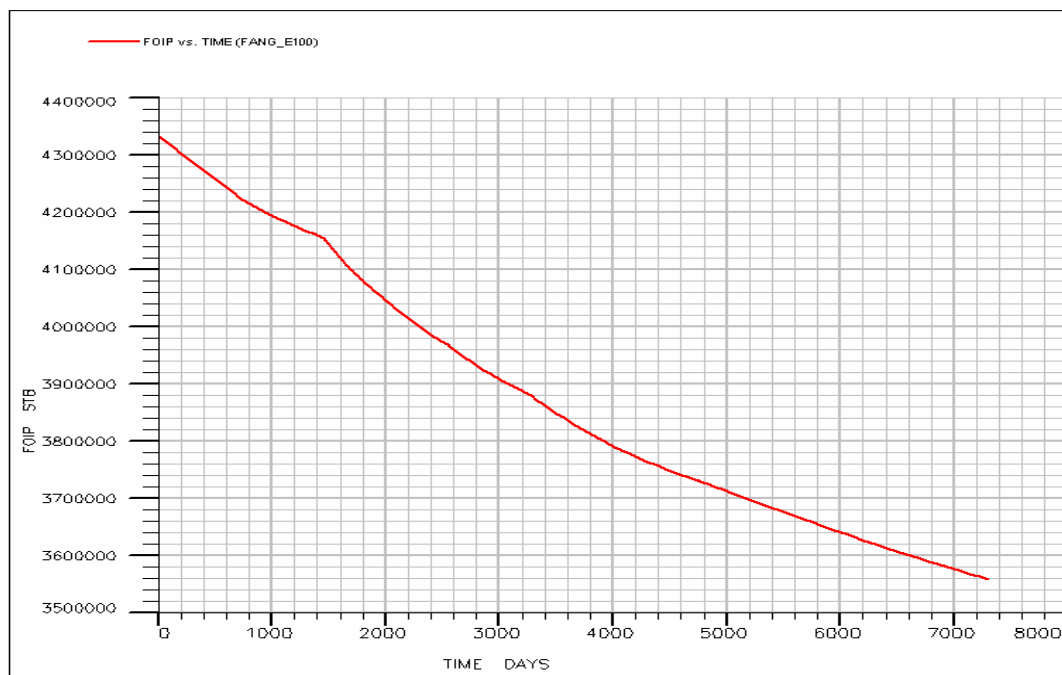
(รูปที่ 6.63)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.64)

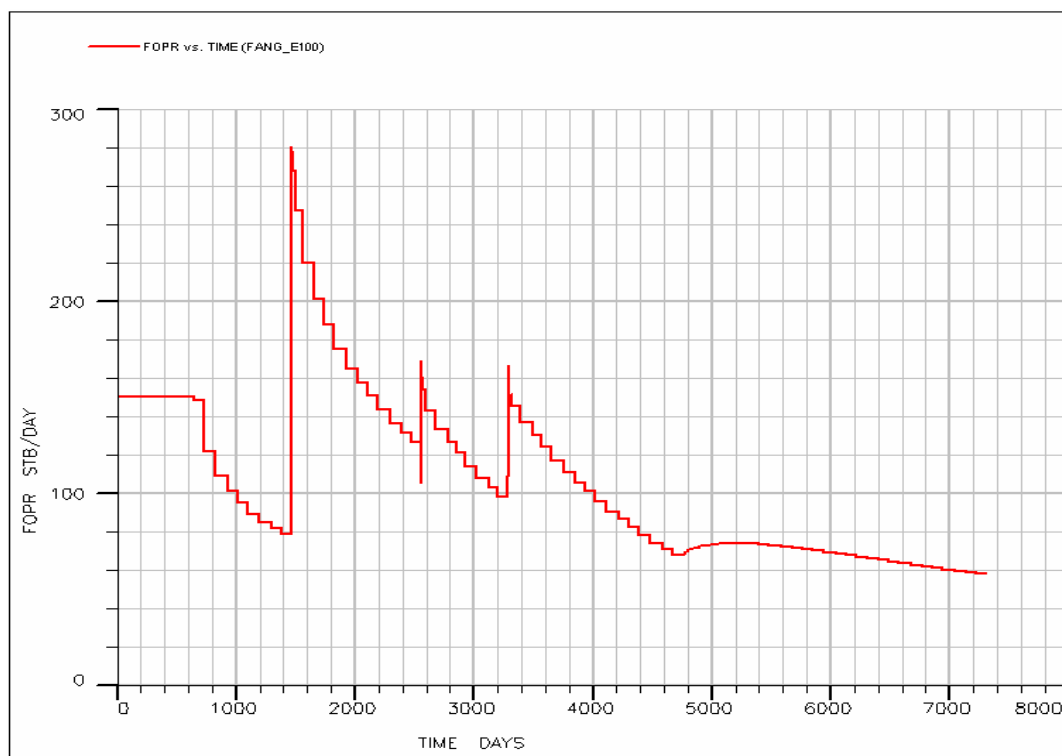
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.65)

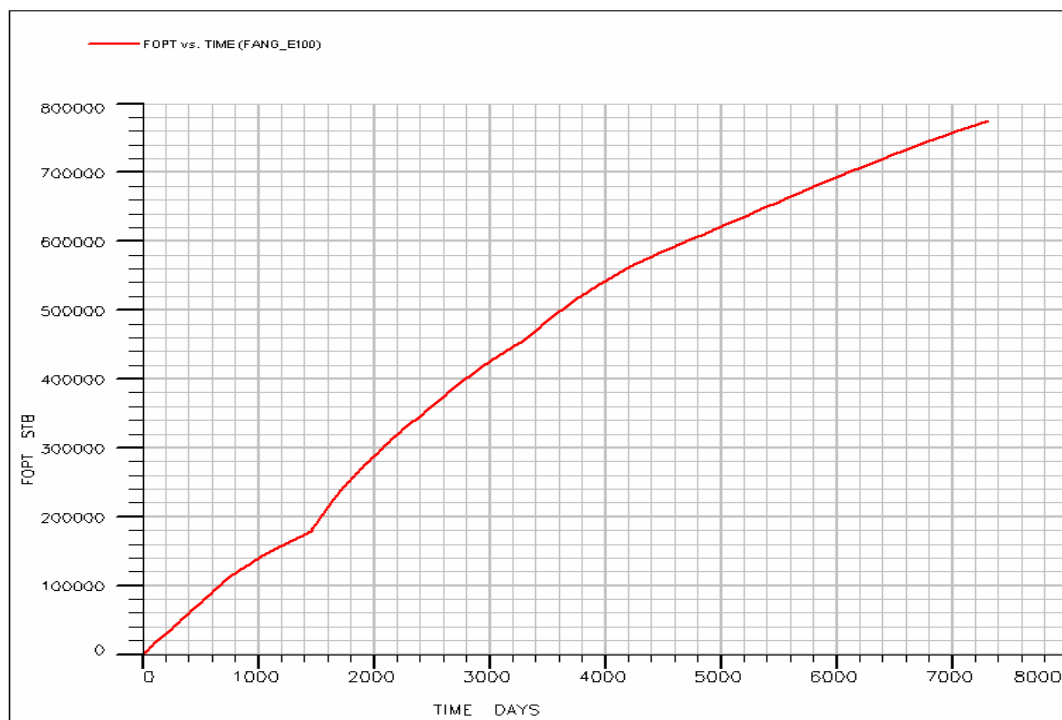
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.66)



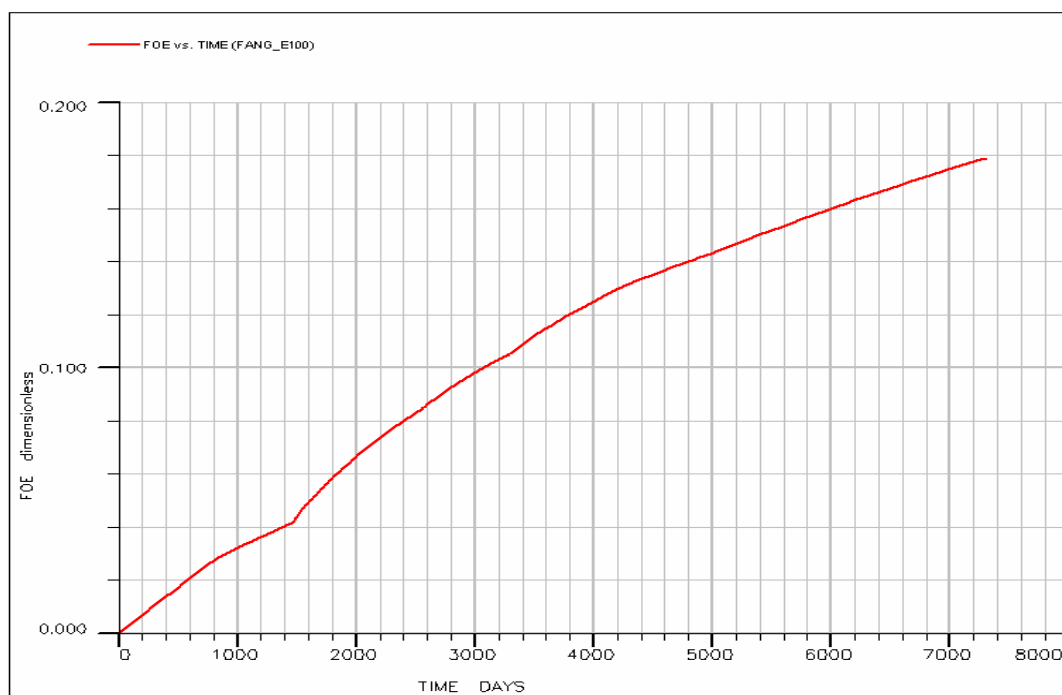
รูปที่ 6.55 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



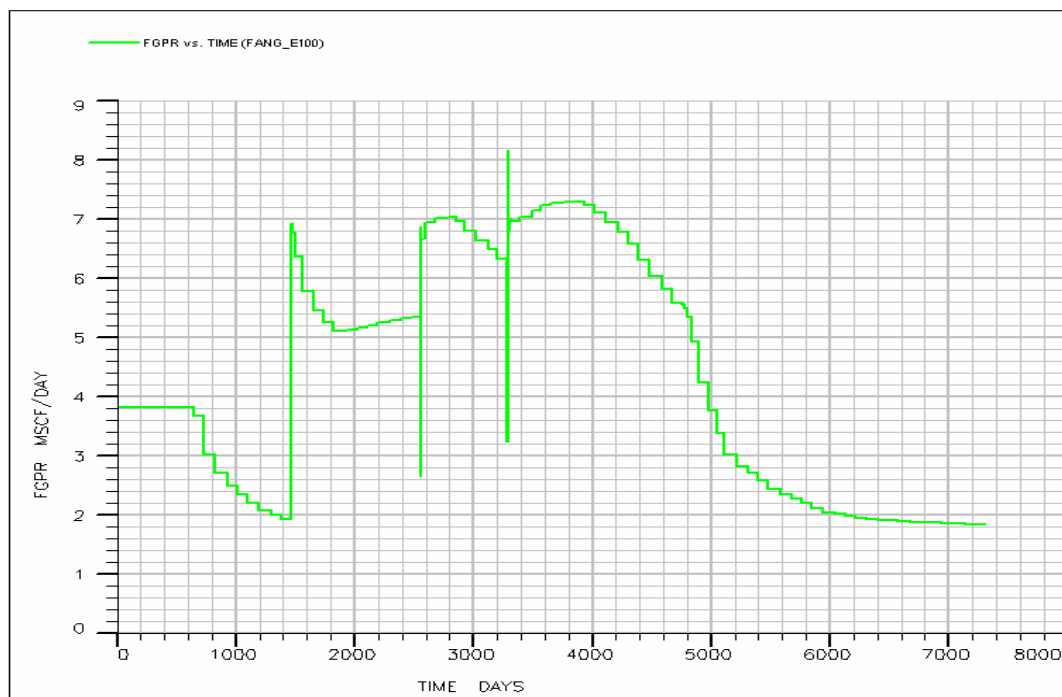
รูปที่ 6.56 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



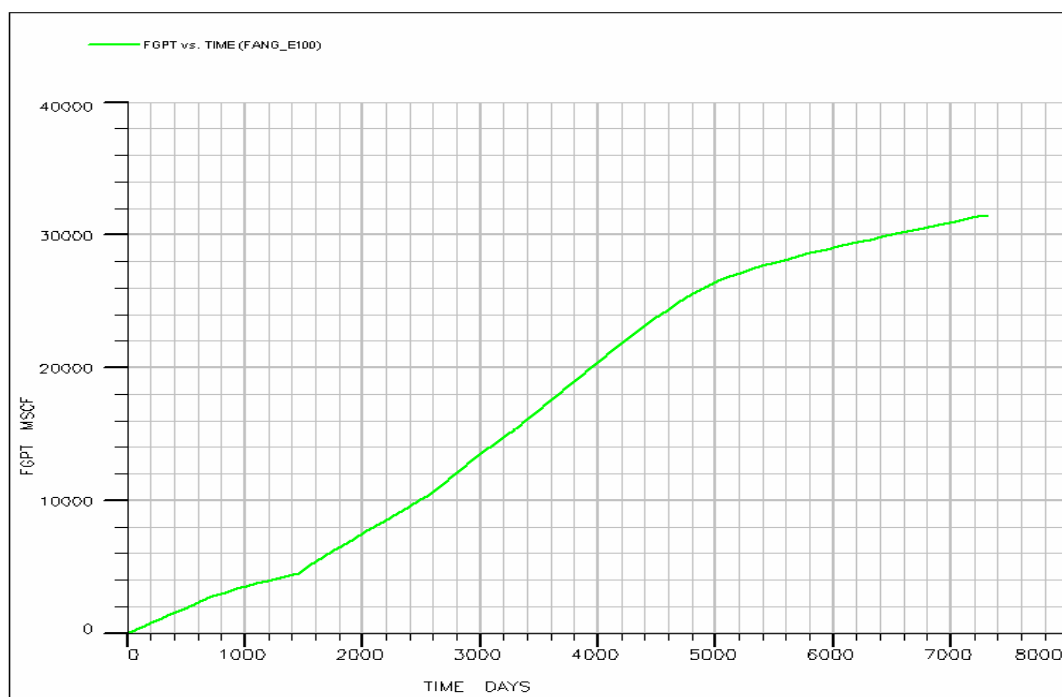
รูปที่ 6.57 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



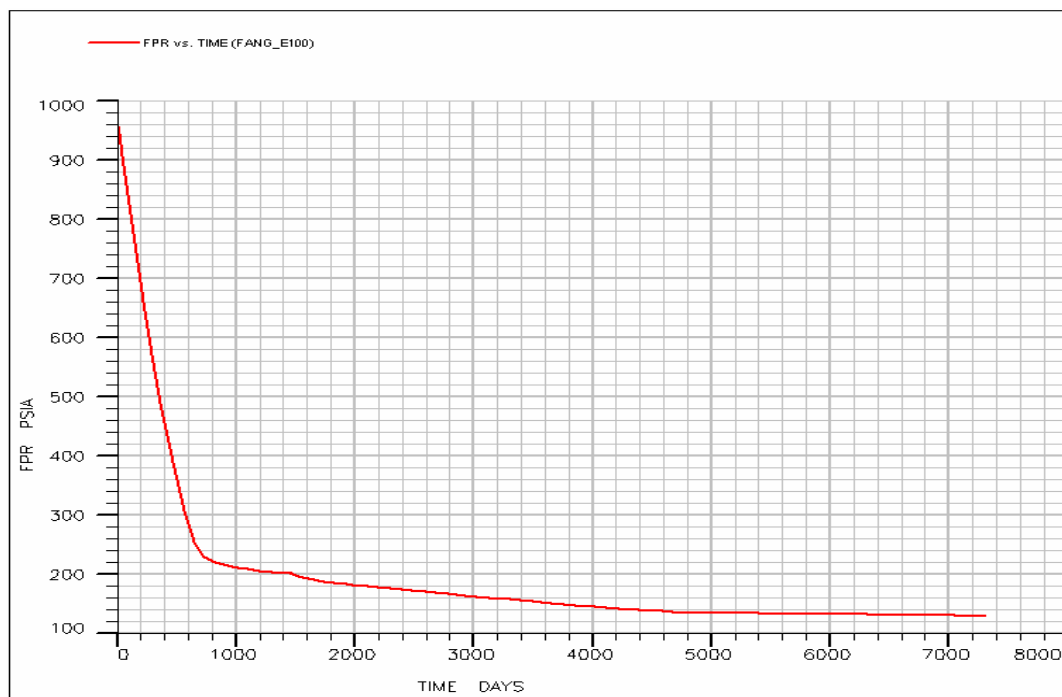
รูปที่ 6.58 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



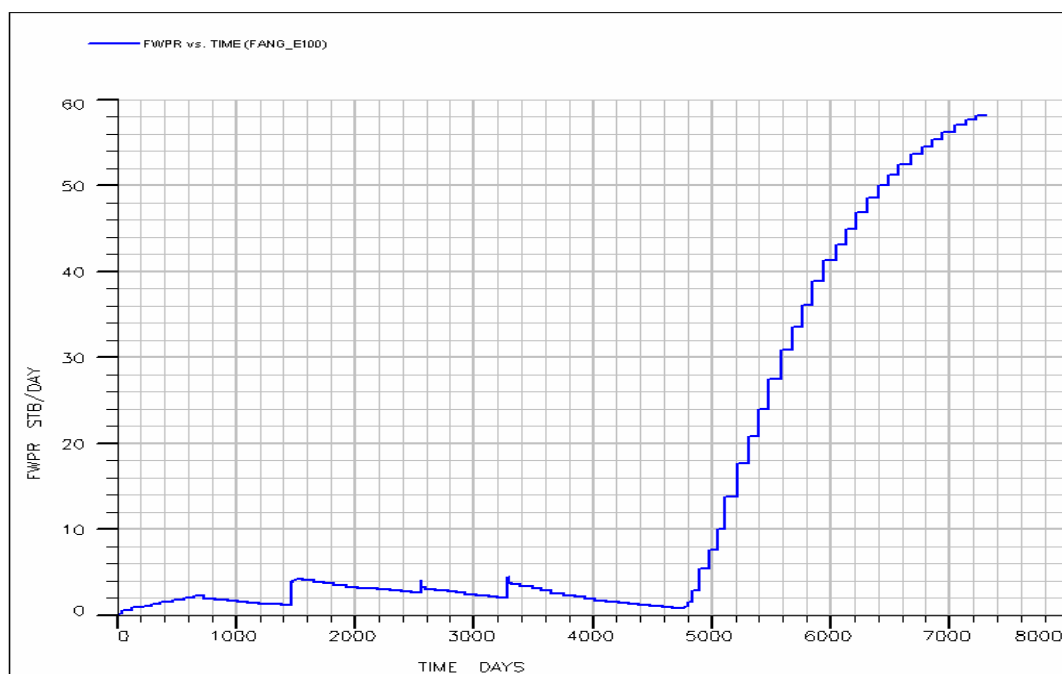
รูปที่ 6.59 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



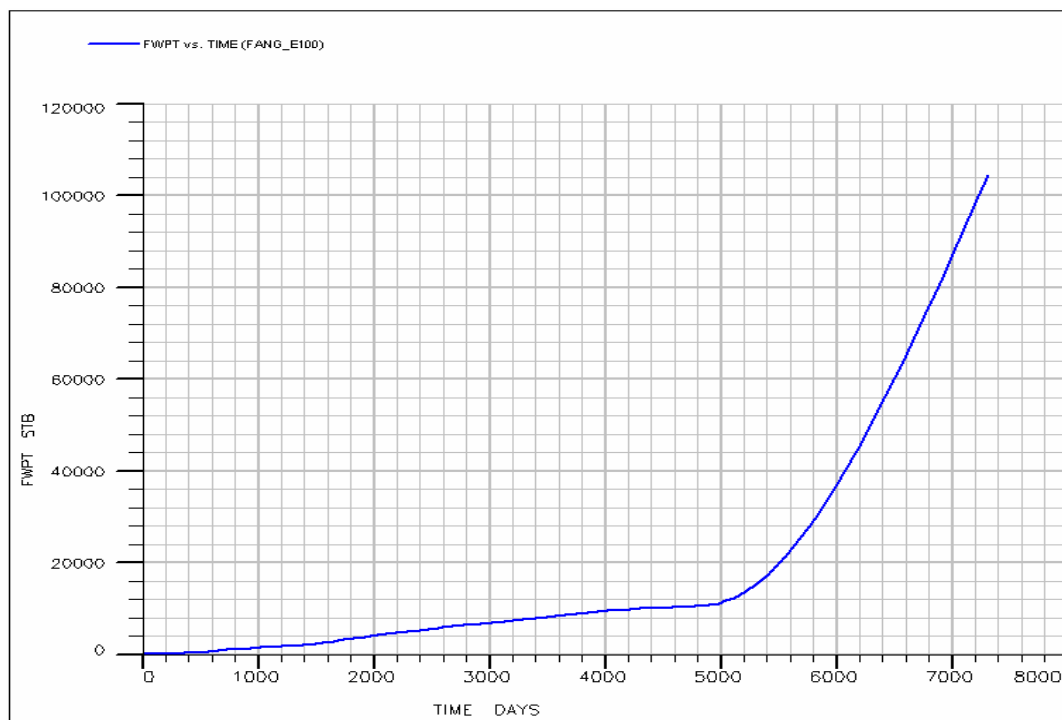
รูปที่ 6.60 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



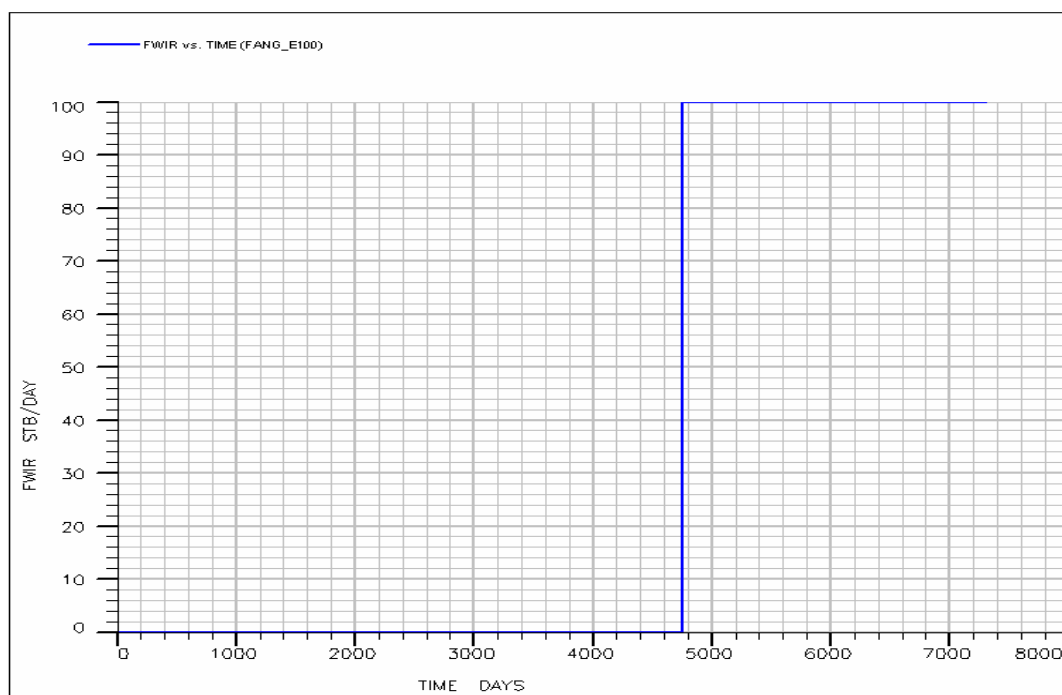
รูปที่ 6.61 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



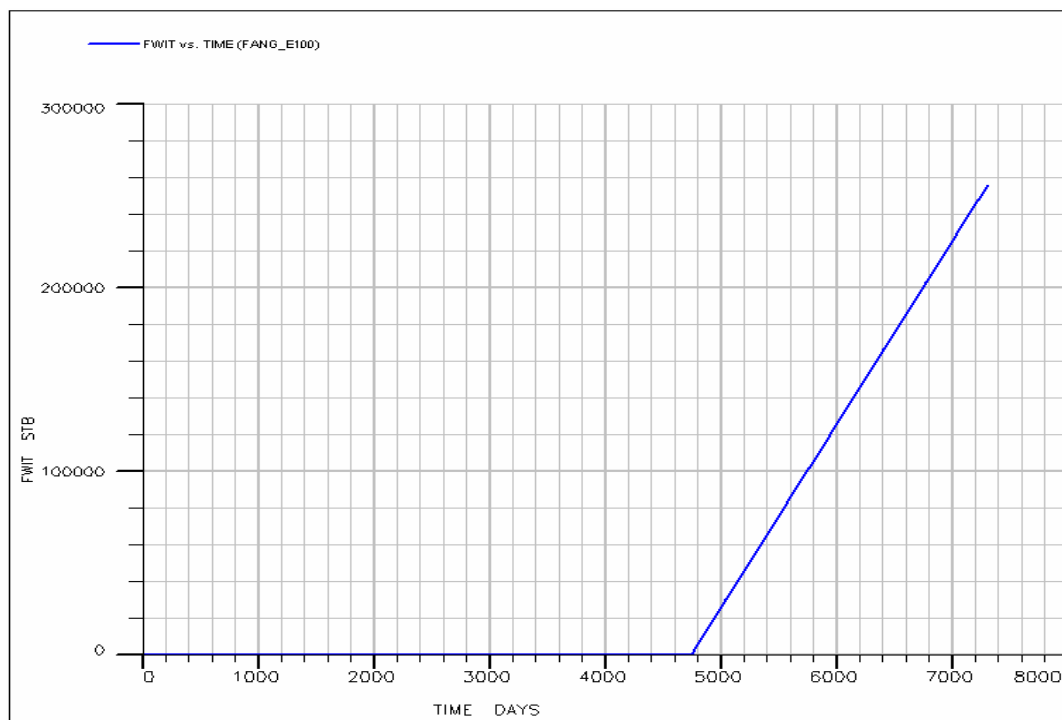
รูปที่ 6.62 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



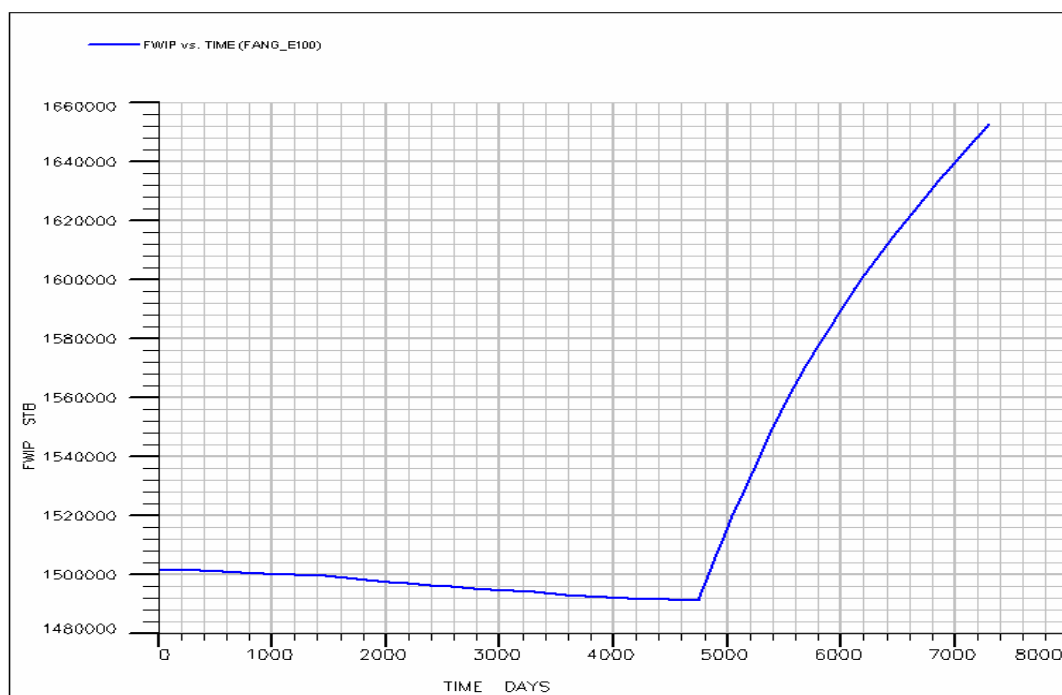
รูปที่ 6.63 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.64 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.65 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.66 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดในช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.67)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.68)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.69)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.70)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.73)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.71)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.72)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.74)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

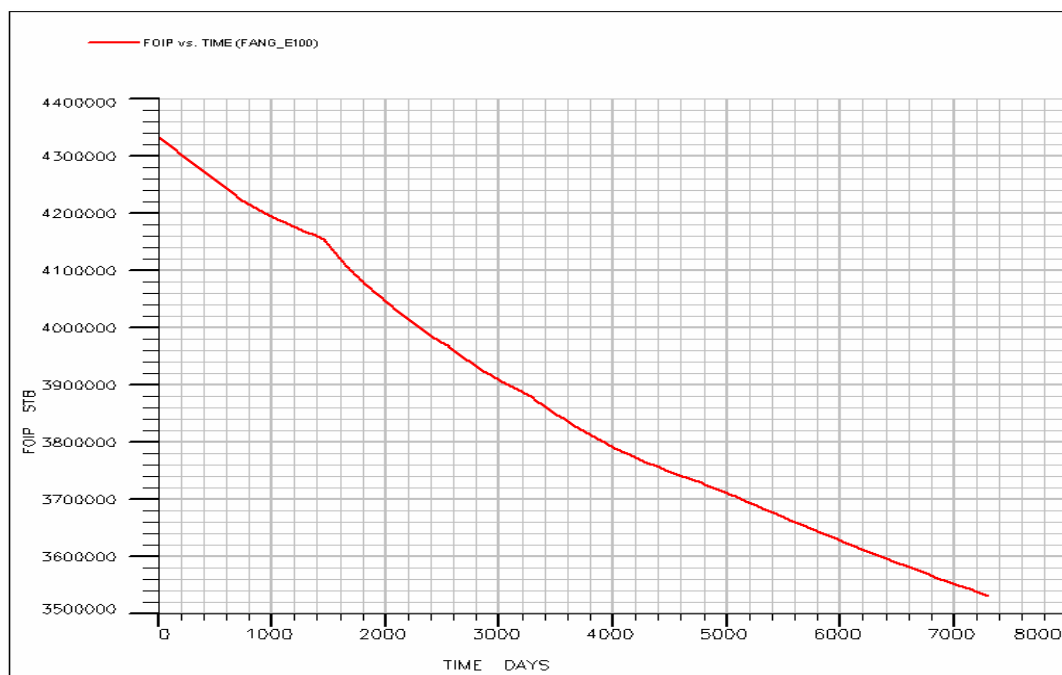
(รูปที่ 6.75)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.76)

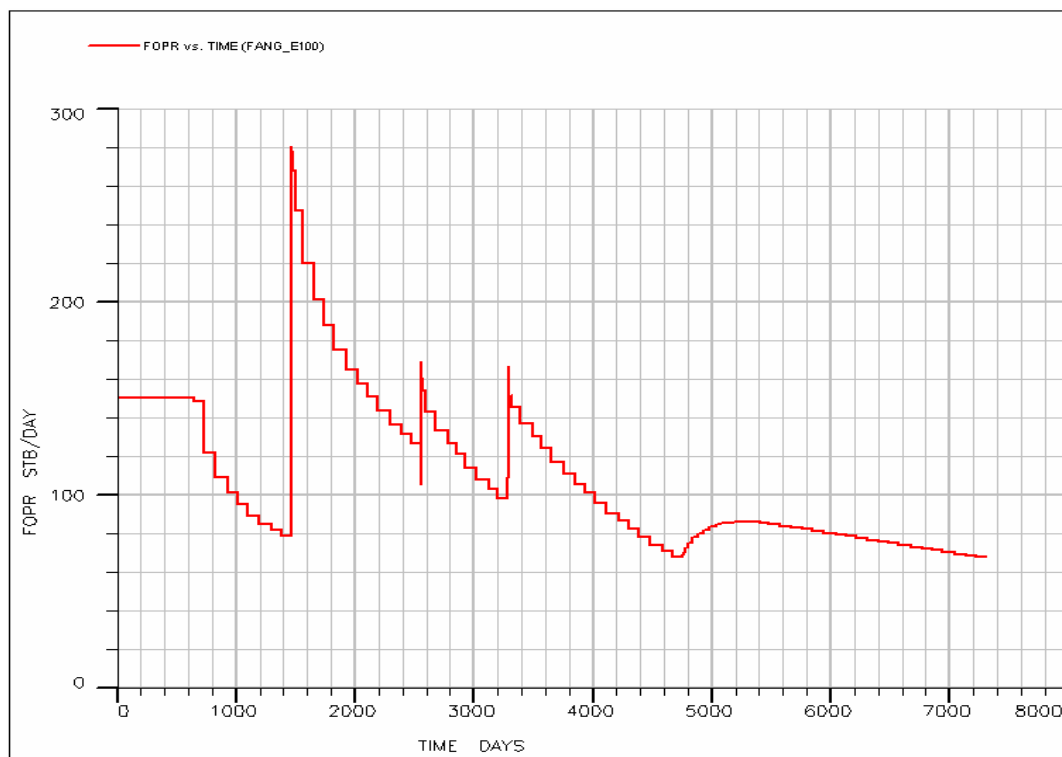
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.77)

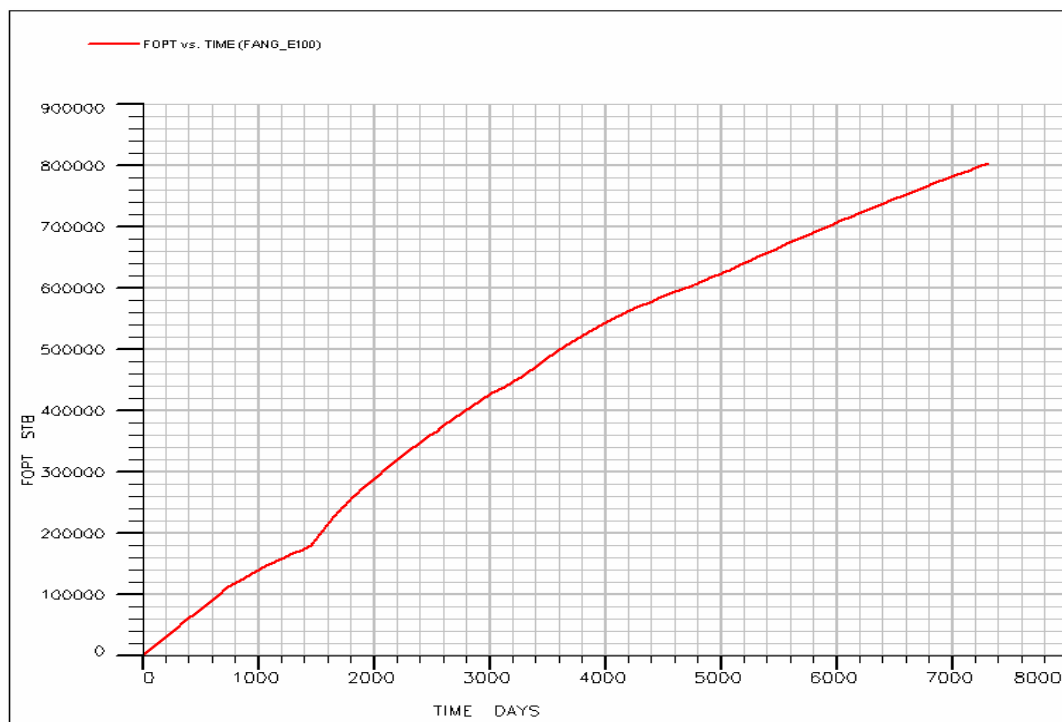
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.78)



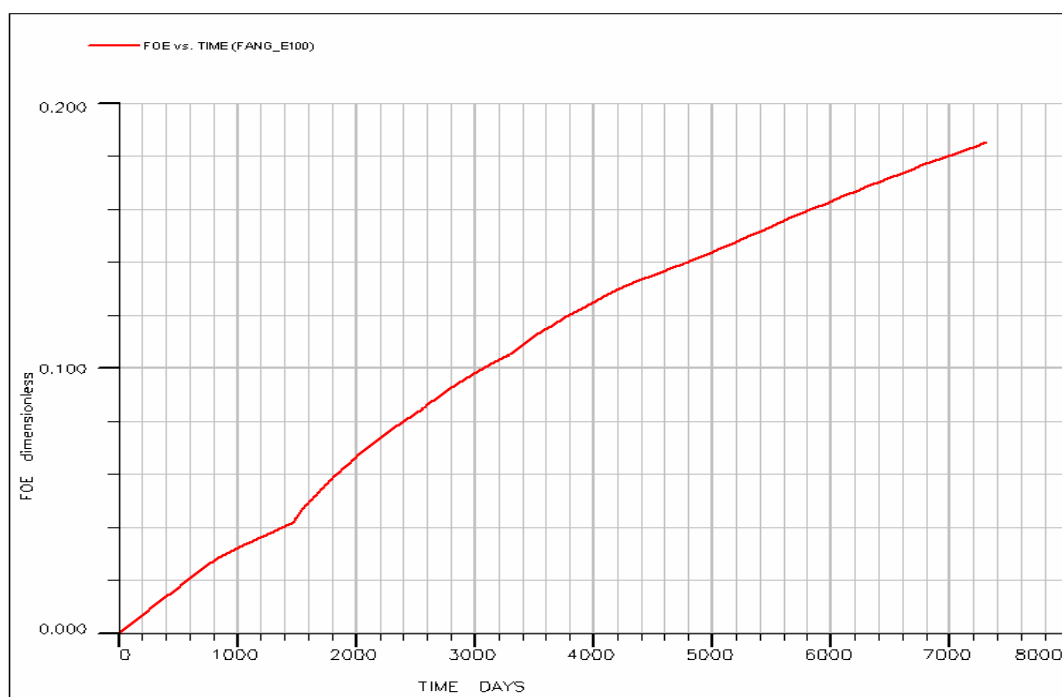
รูปที่ 6.67 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



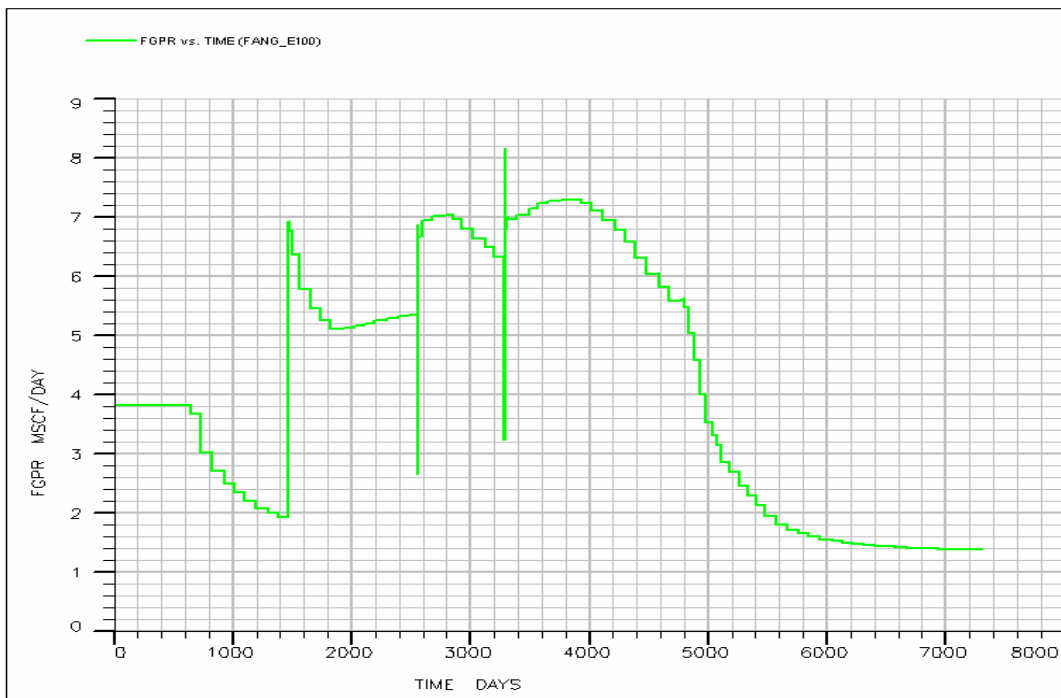
รูปที่ 6.68 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



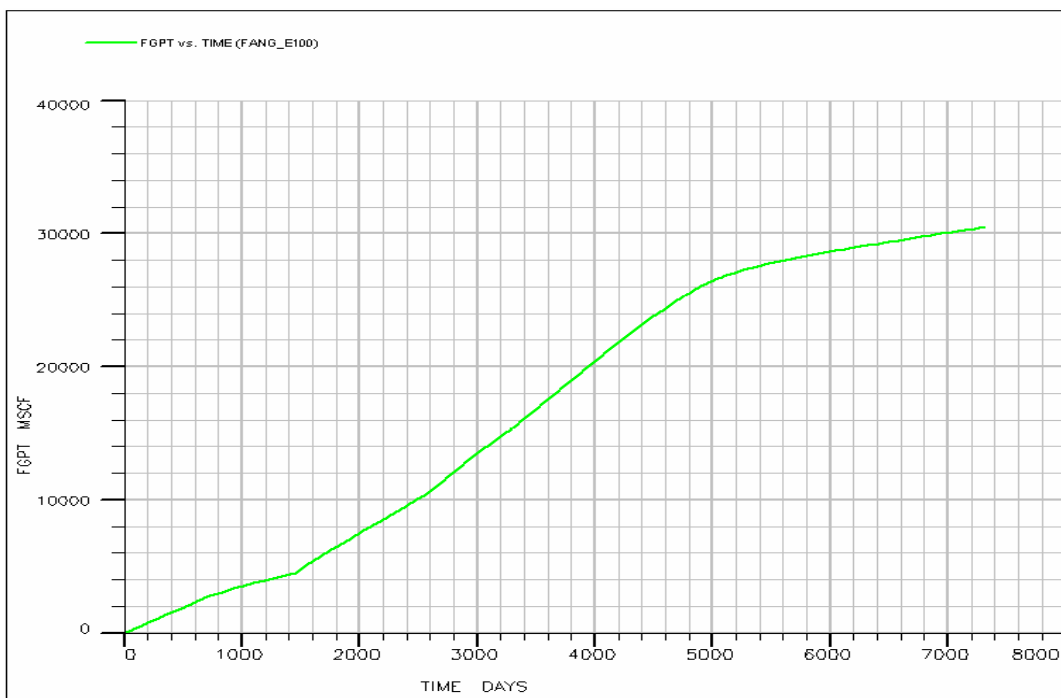
รูปที่ 6.69 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



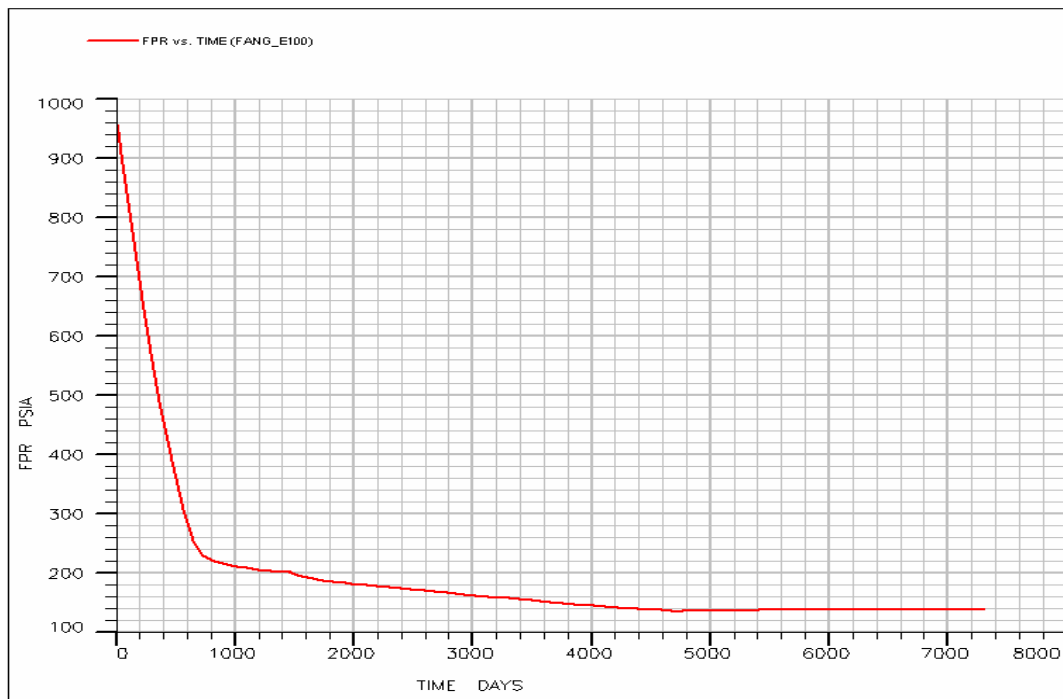
รูปที่ 6.70 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



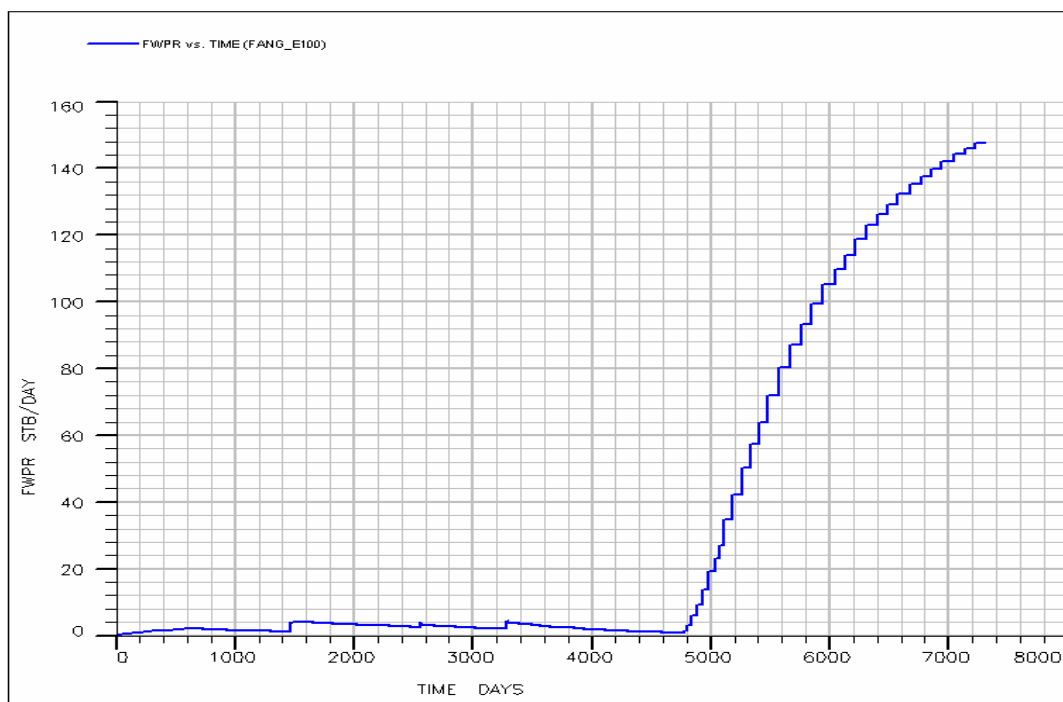
รูปที่ 6.71 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



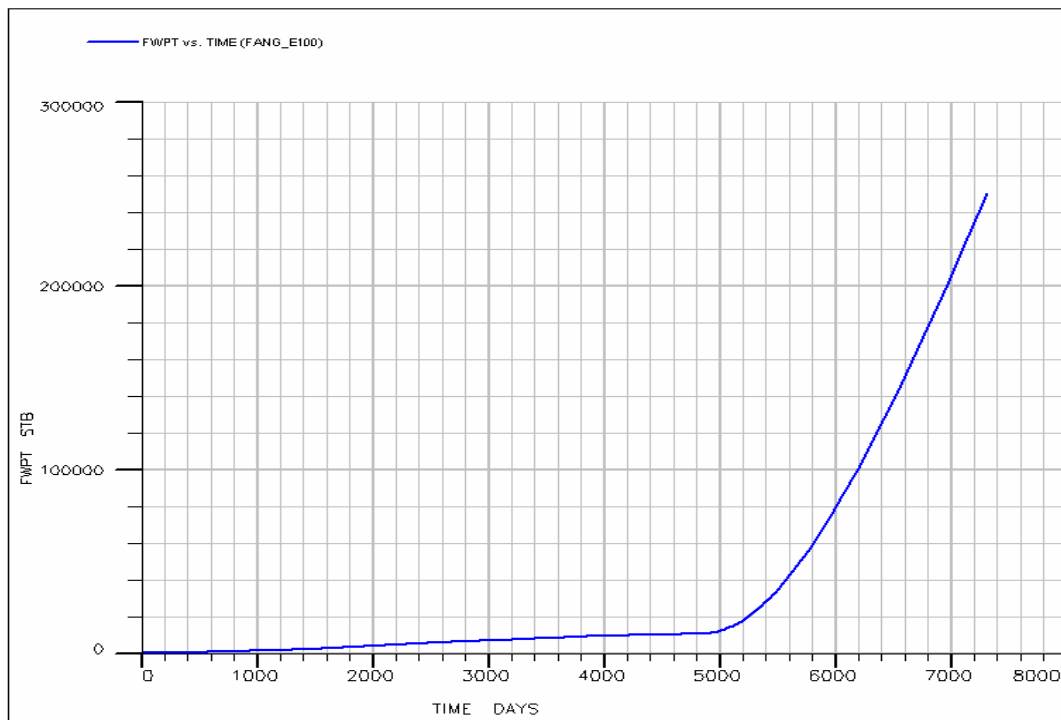
รูปที่ 6.72 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



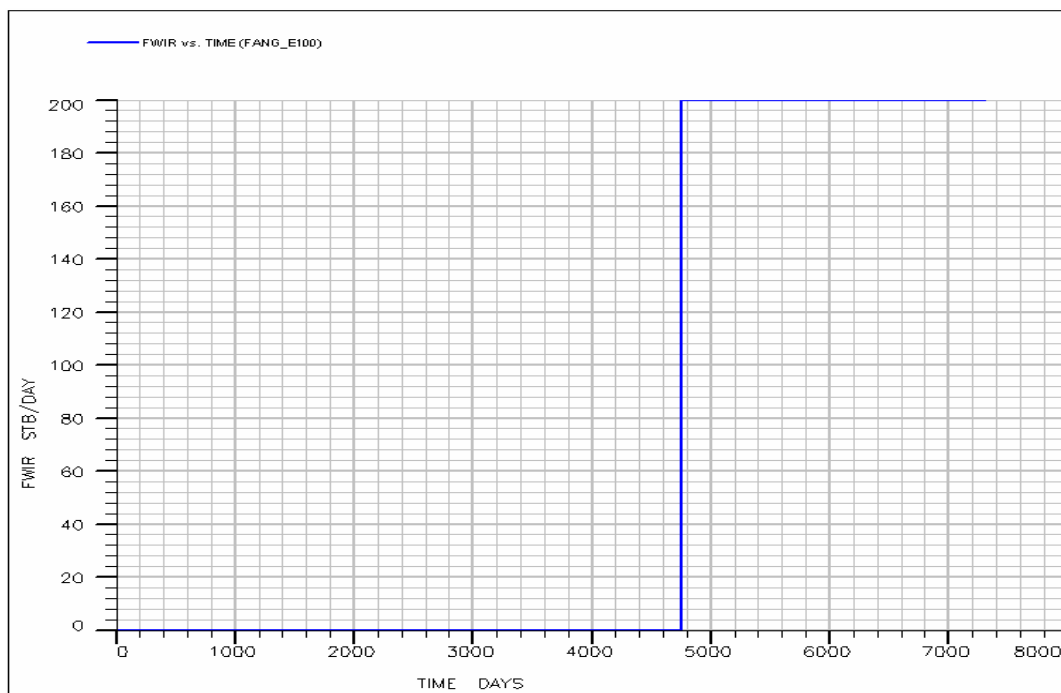
รูปที่ 6.73 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



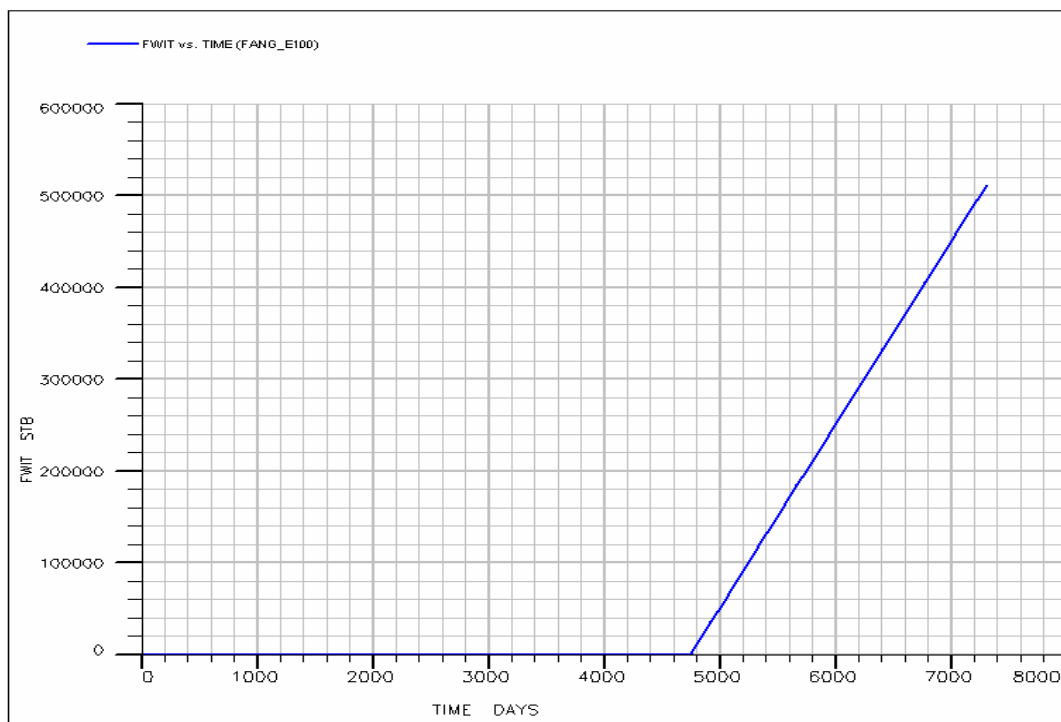
รูปที่ 6.74 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



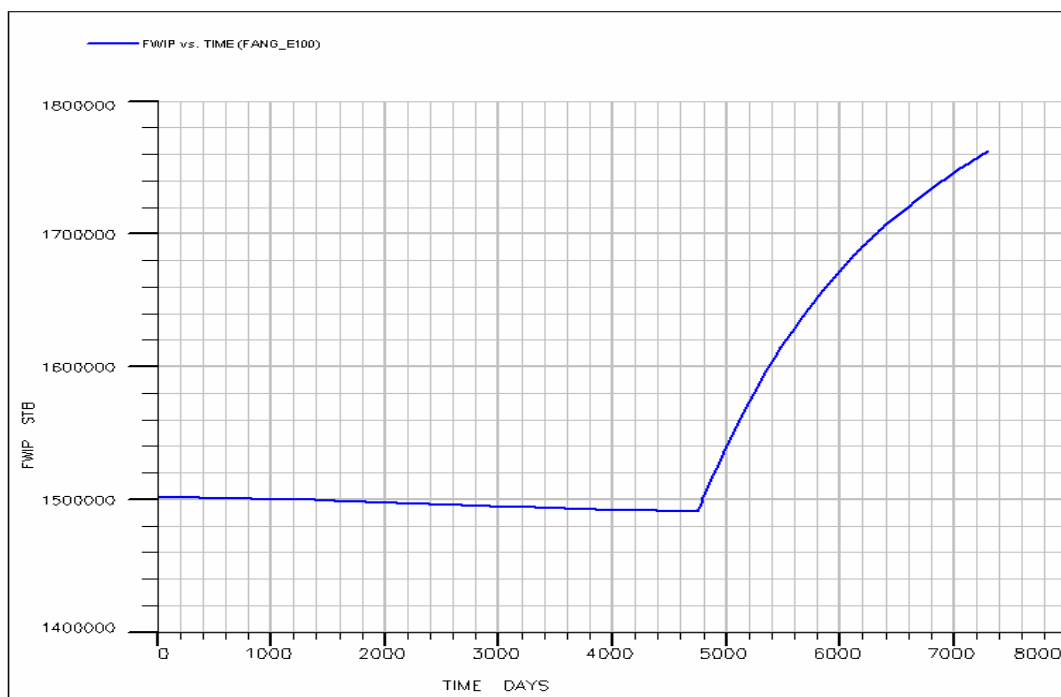
รูปที่ 6.75 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.76 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.77 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.78 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

6.3.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3

สำหรับผลการทดสอบทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันผางในช่วงปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 ของการผลิตปิโตรเลียมโดยนำวิธีการขับด้วยน้ำ มาช่วยทำการผลิตในรูปแบบที่ 3 (มีหลุมสำหรับอัดน้ำ 1 หลุม) สามารถแสดงผลการทดสอบได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดในช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.79)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.80)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.81)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.82)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.85)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.83)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.84)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.86)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

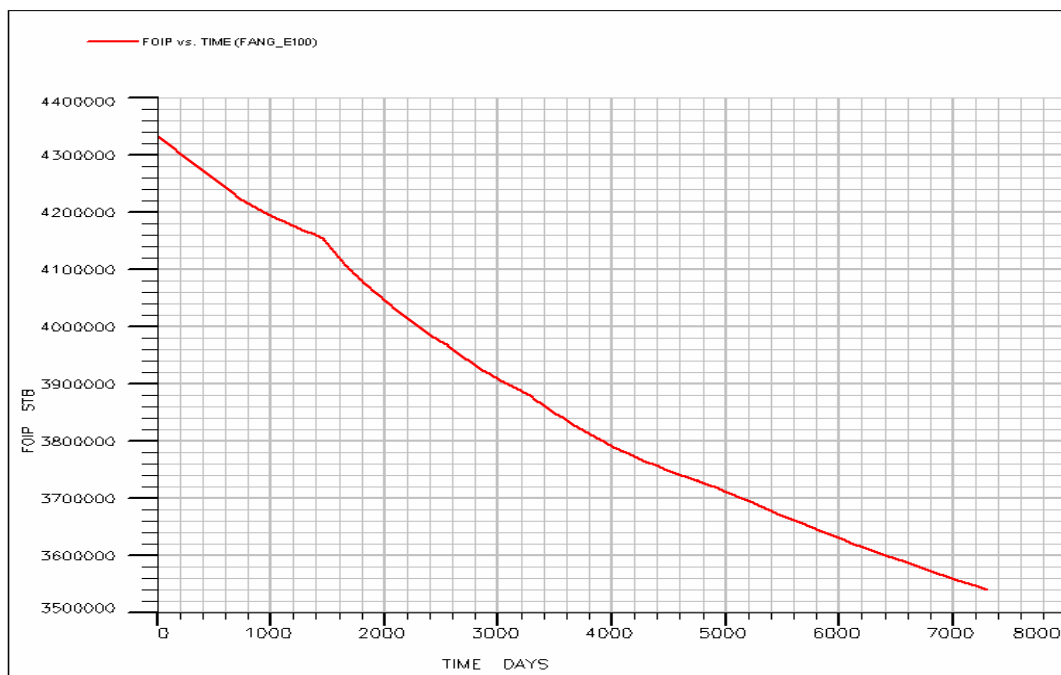
(รูปที่ 6.87)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.88)

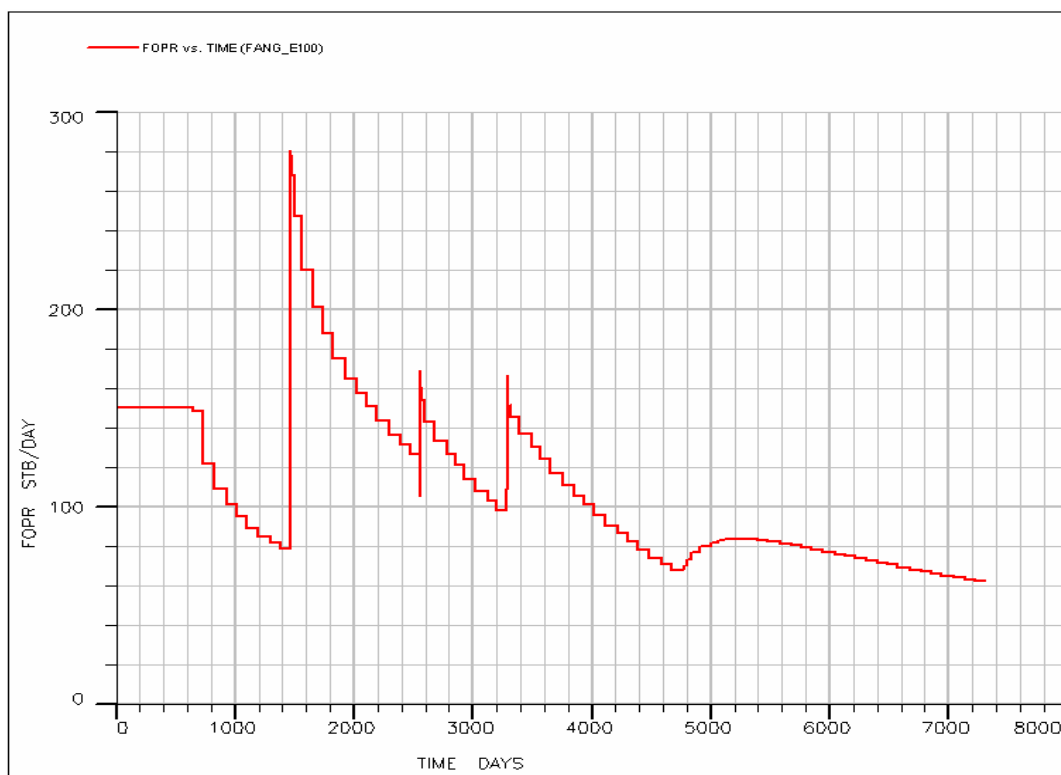
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.89)

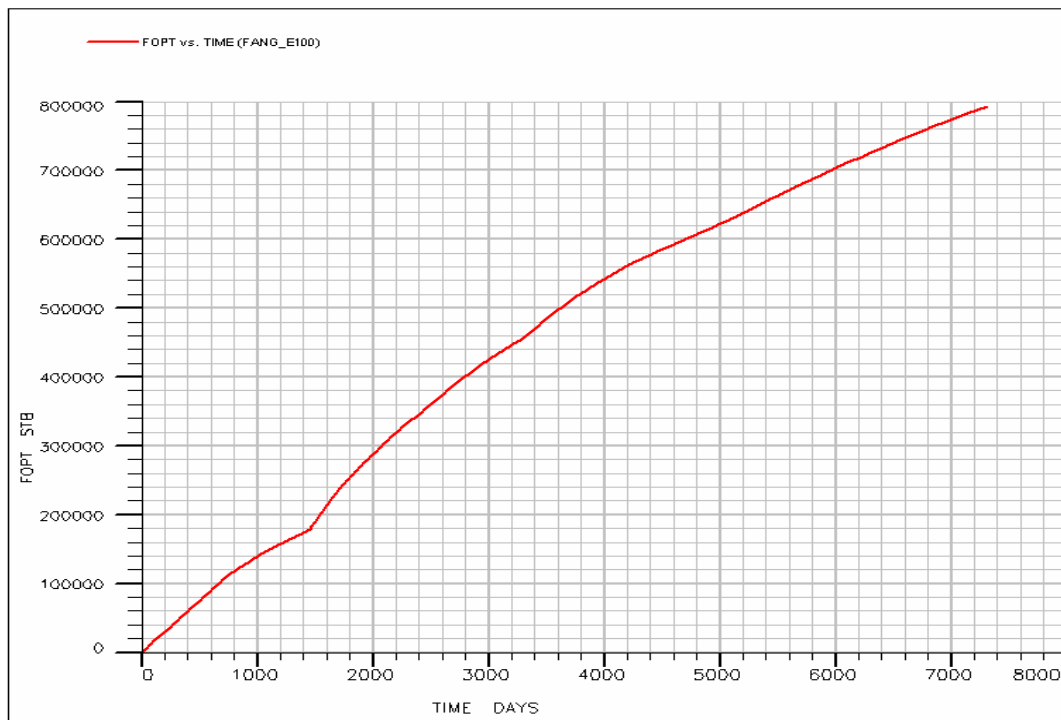
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.90)



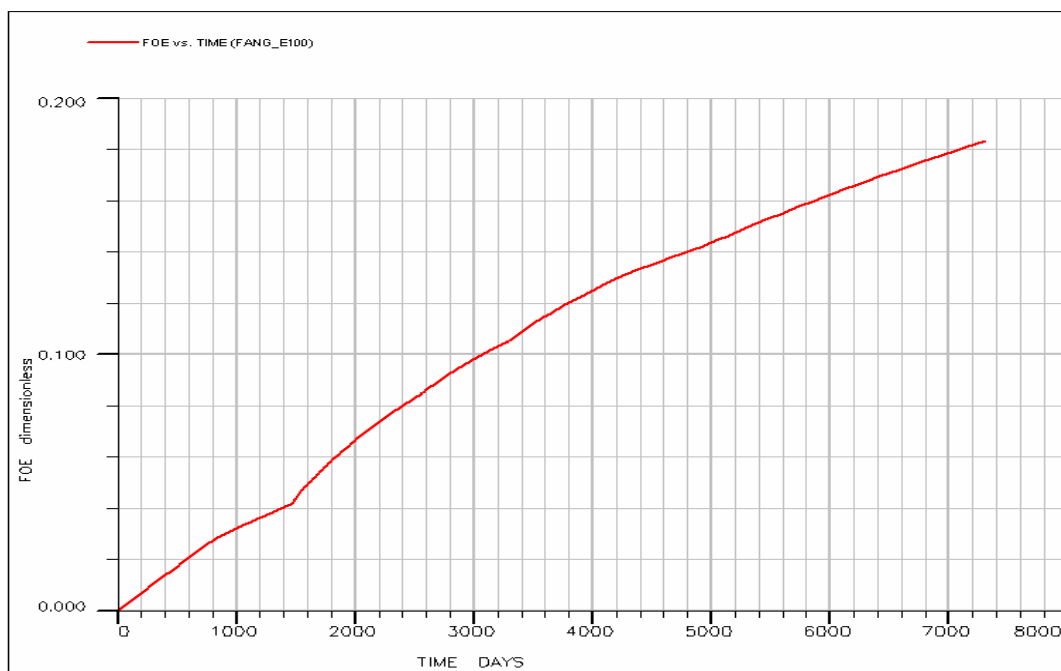
รูปที่ 6.79 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



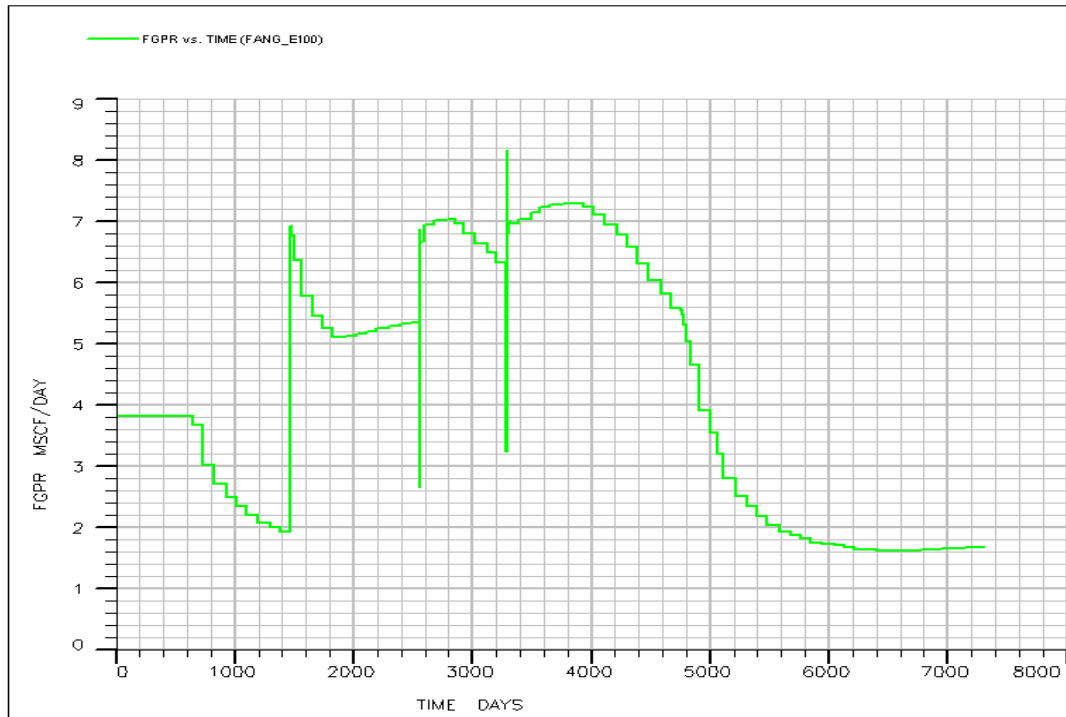
รูปที่ 6.80 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



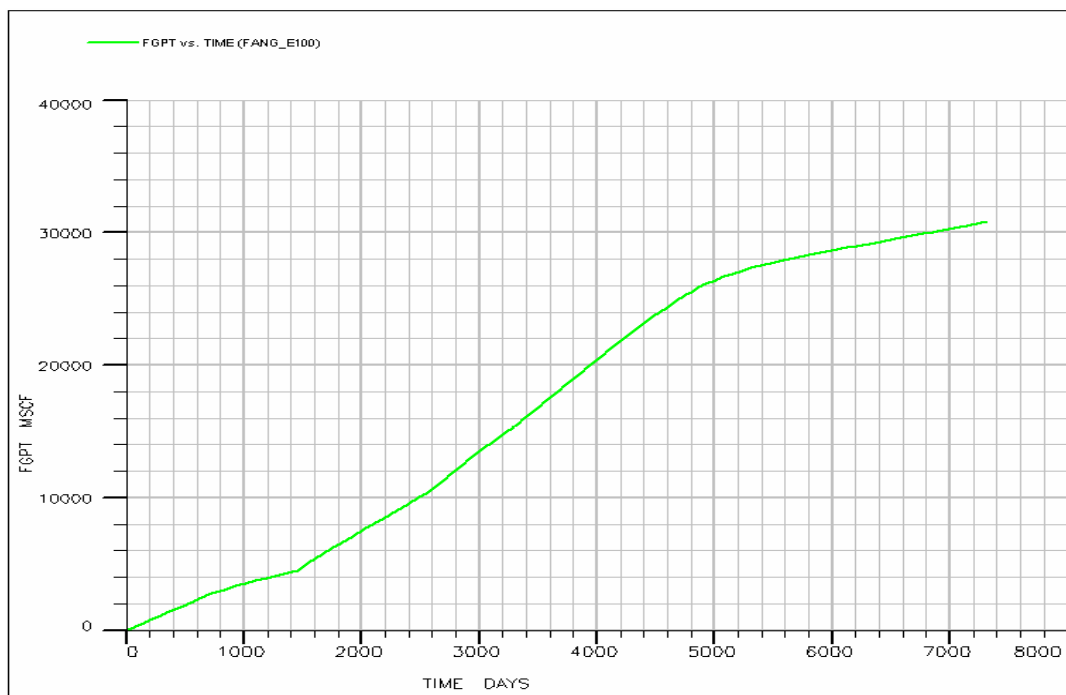
รูปที่ 6.81 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



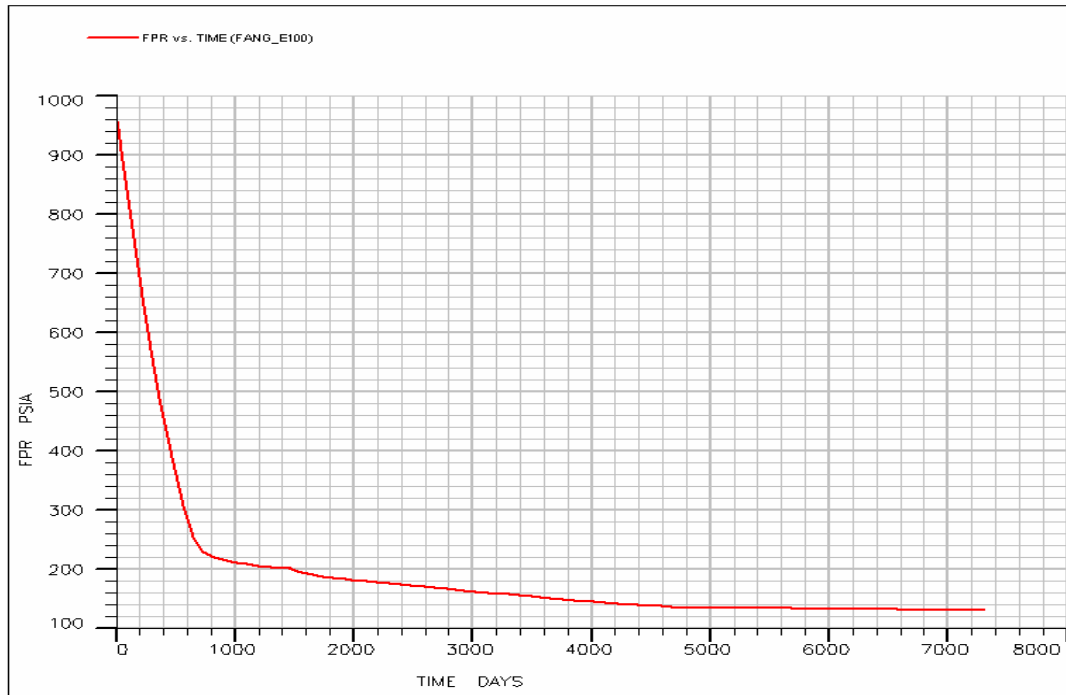
รูปที่ 6.82 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



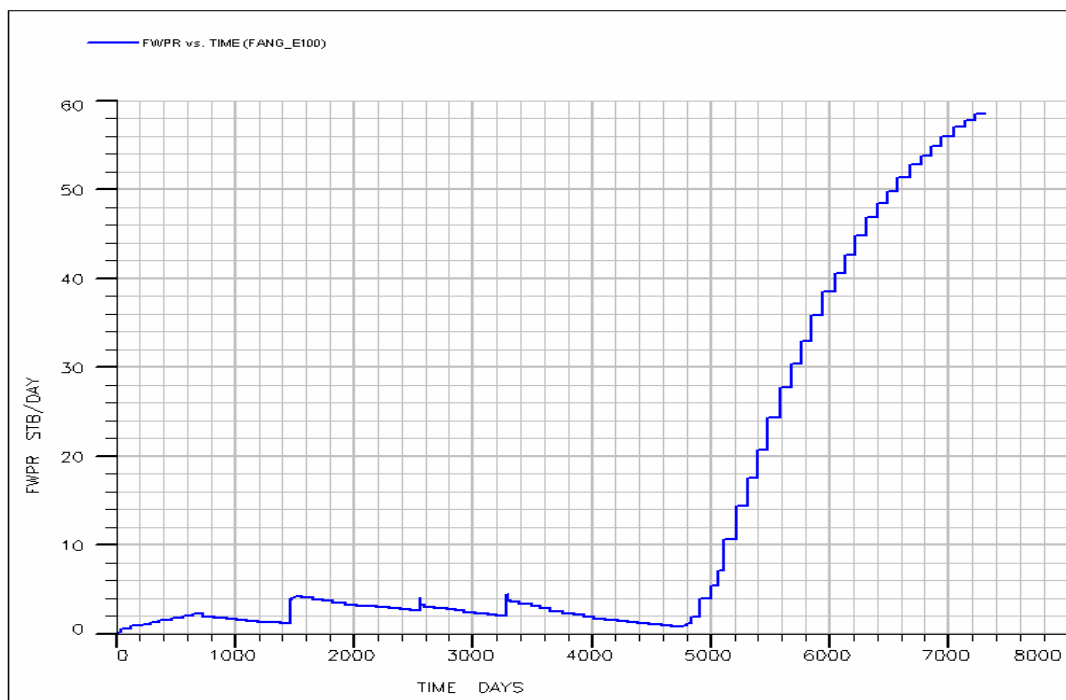
รูปที่ 6.83 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



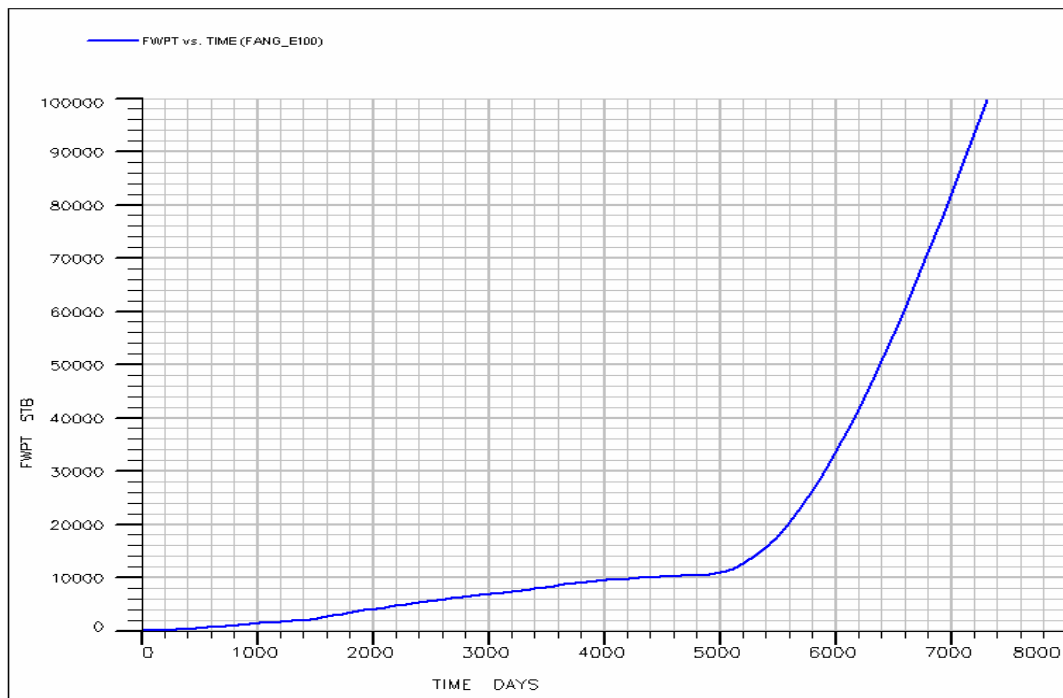
รูปที่ 6.84 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



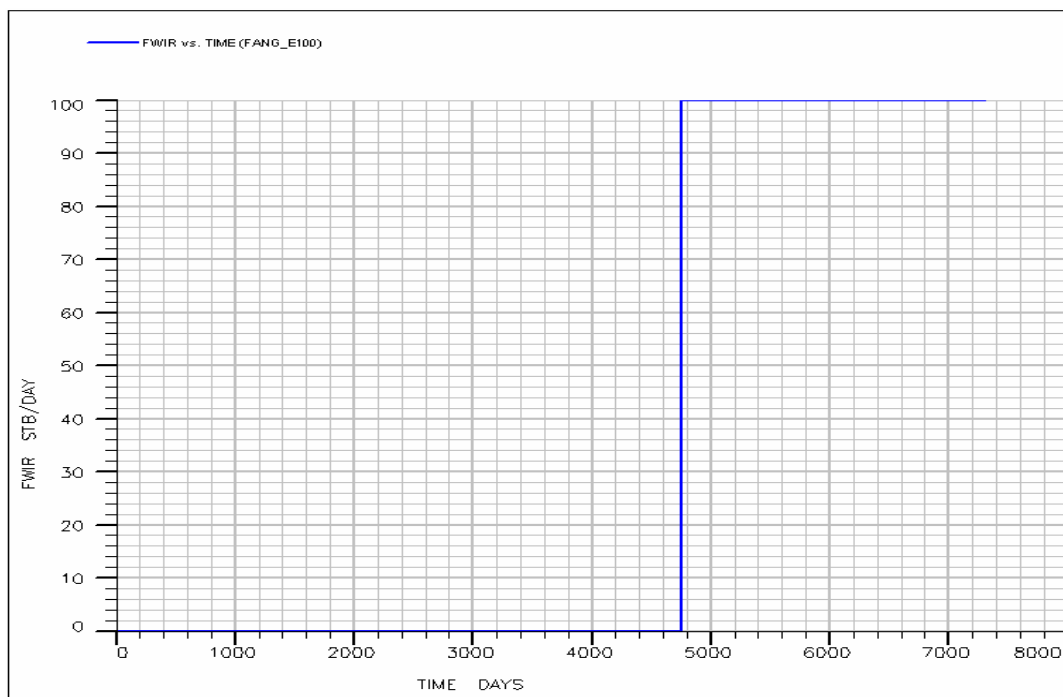
รูปที่ 6.85 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



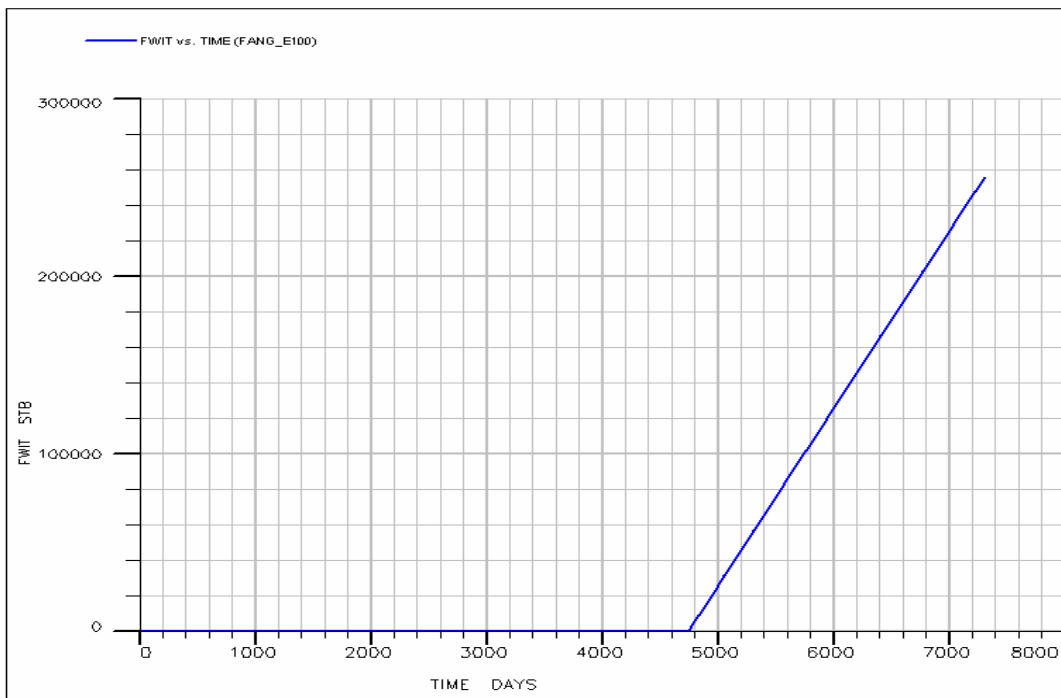
รูปที่ 6.86 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



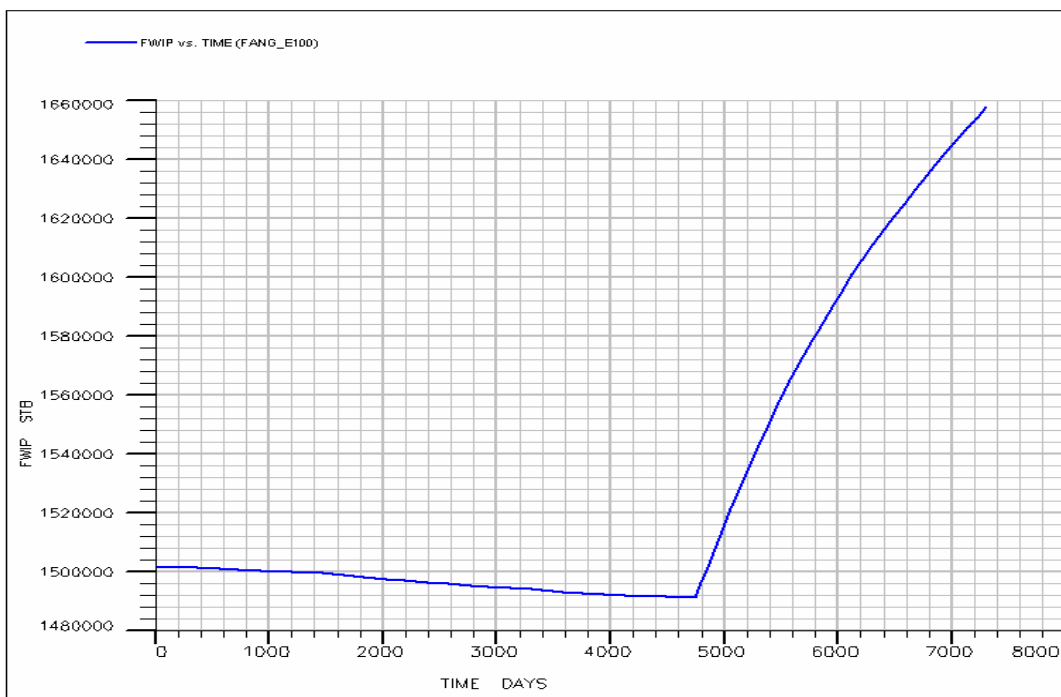
รูปที่ 6.87 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.88 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.89 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.90 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดในช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.91)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.92)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.93)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.94)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.97)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.95)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.96)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.98)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

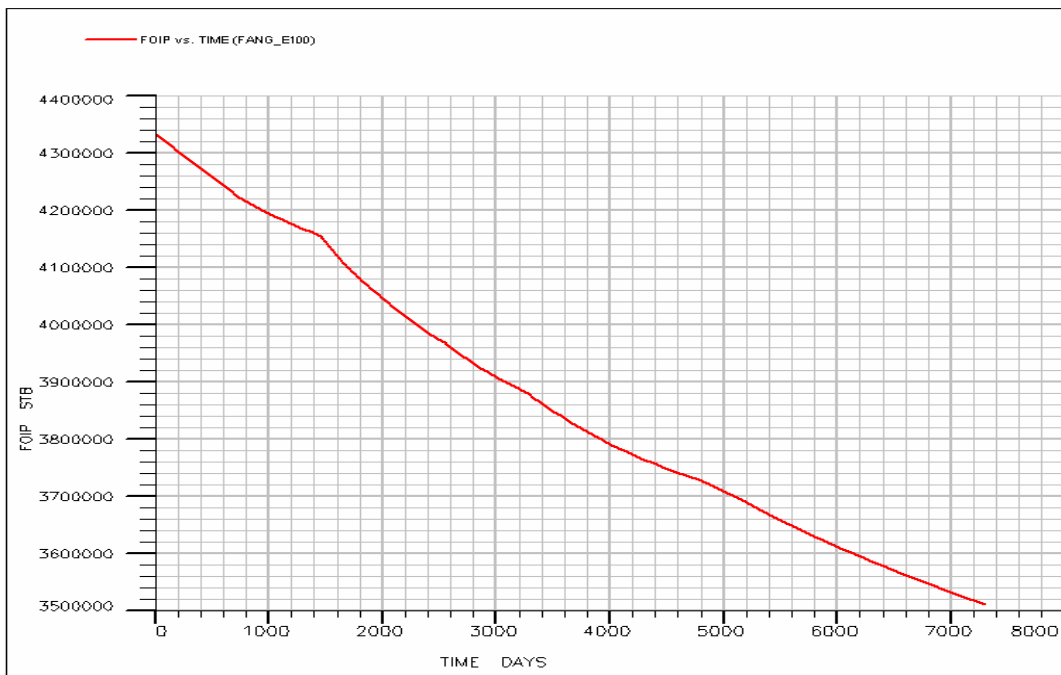
(รูปที่ 6.99)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.100)

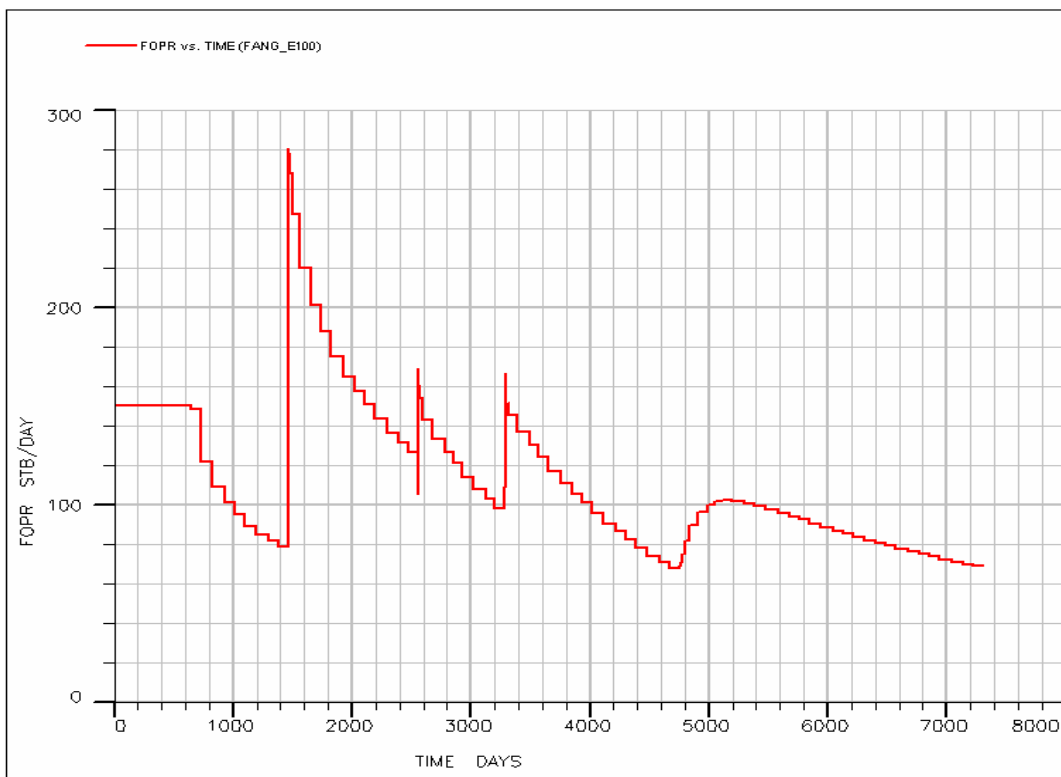
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.101)

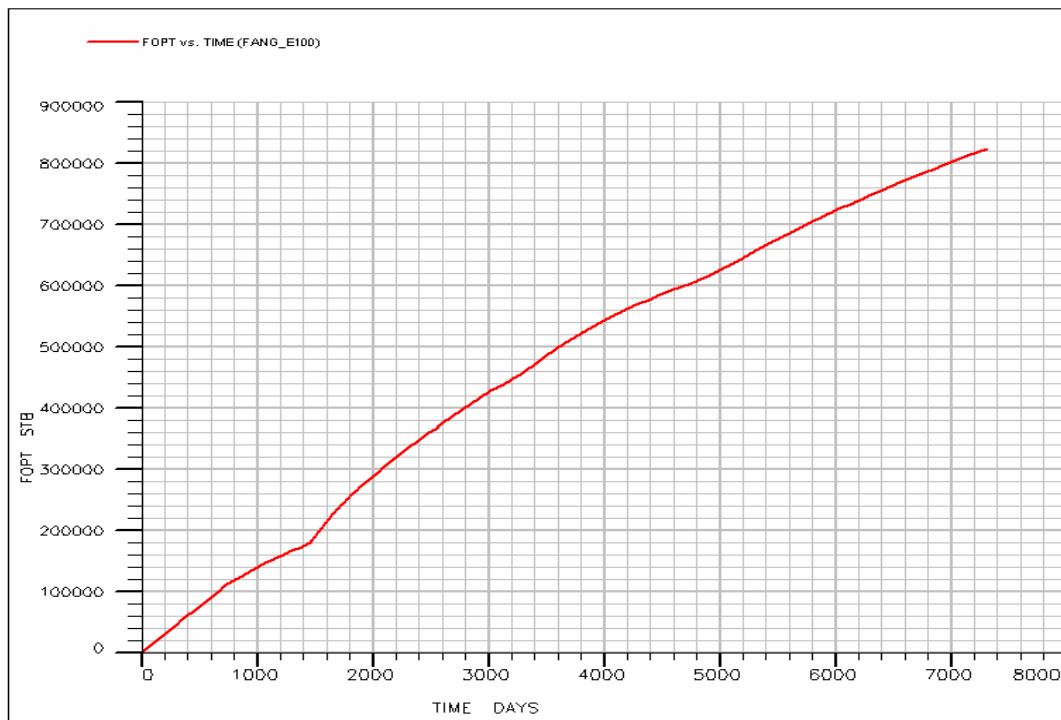
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.102)



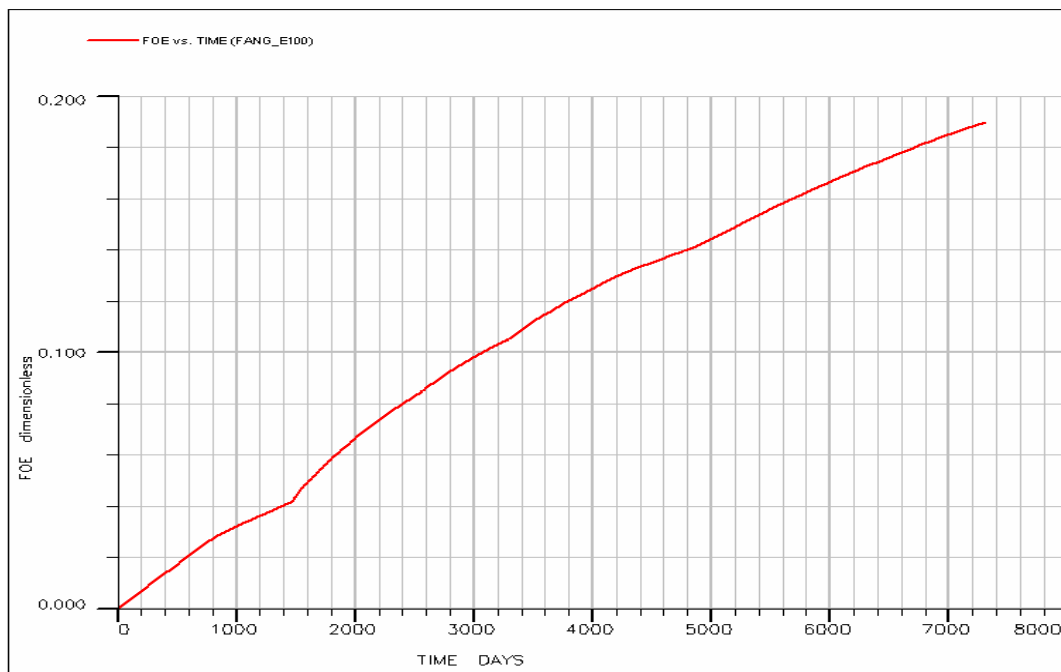
รูปที่ 6.91 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



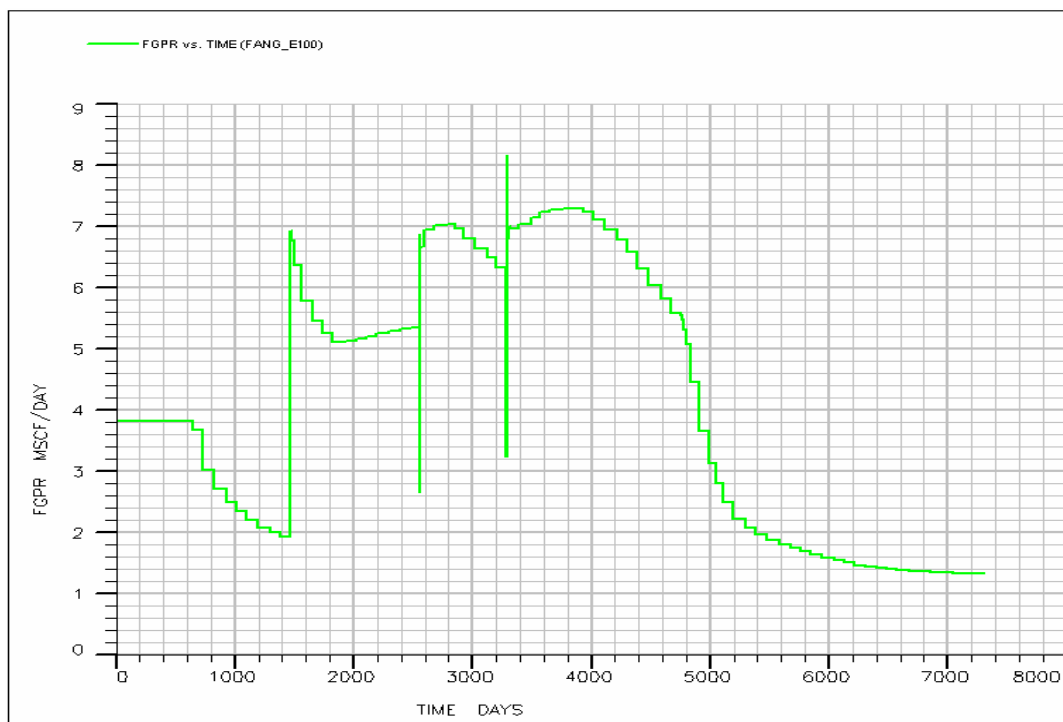
รูปที่ 6.92 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



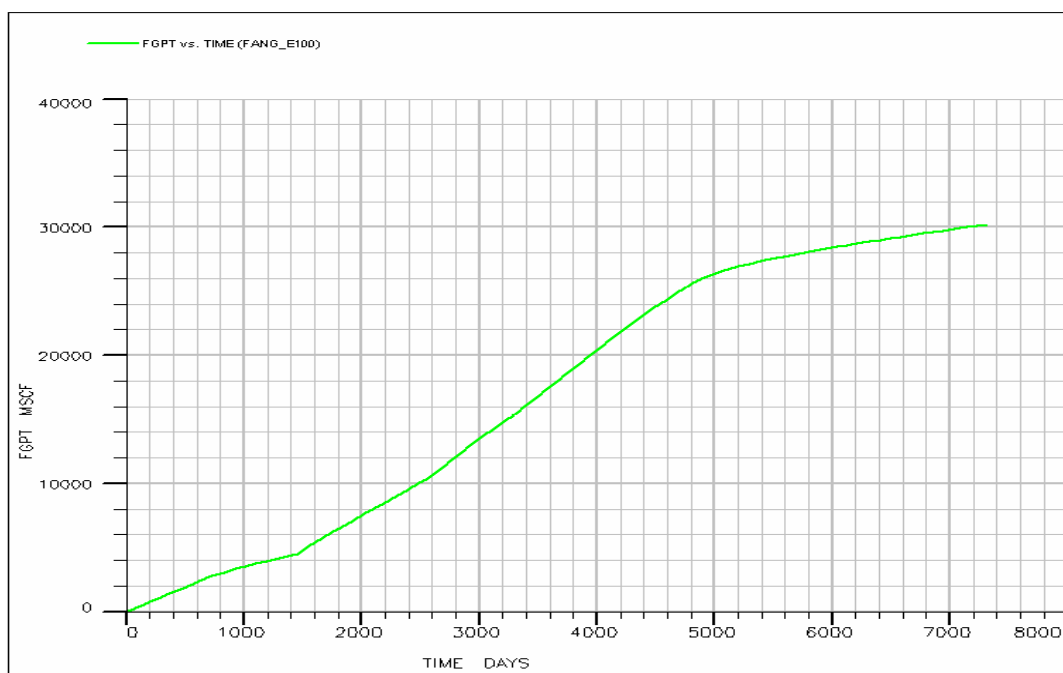
รูปที่ 6.93 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



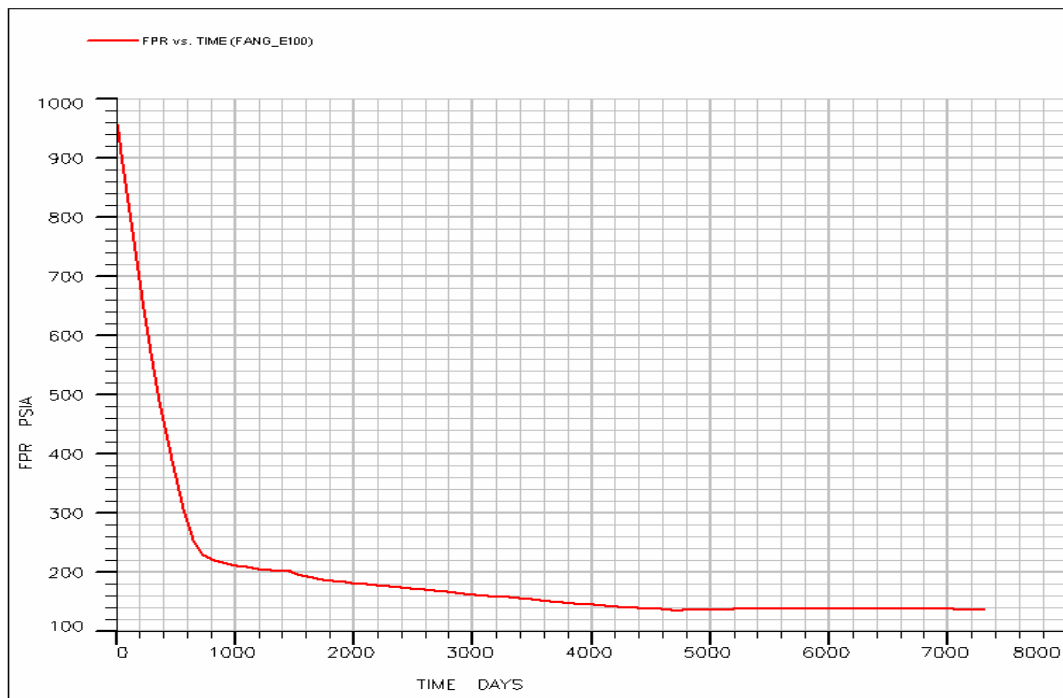
รูปที่ 6.94 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



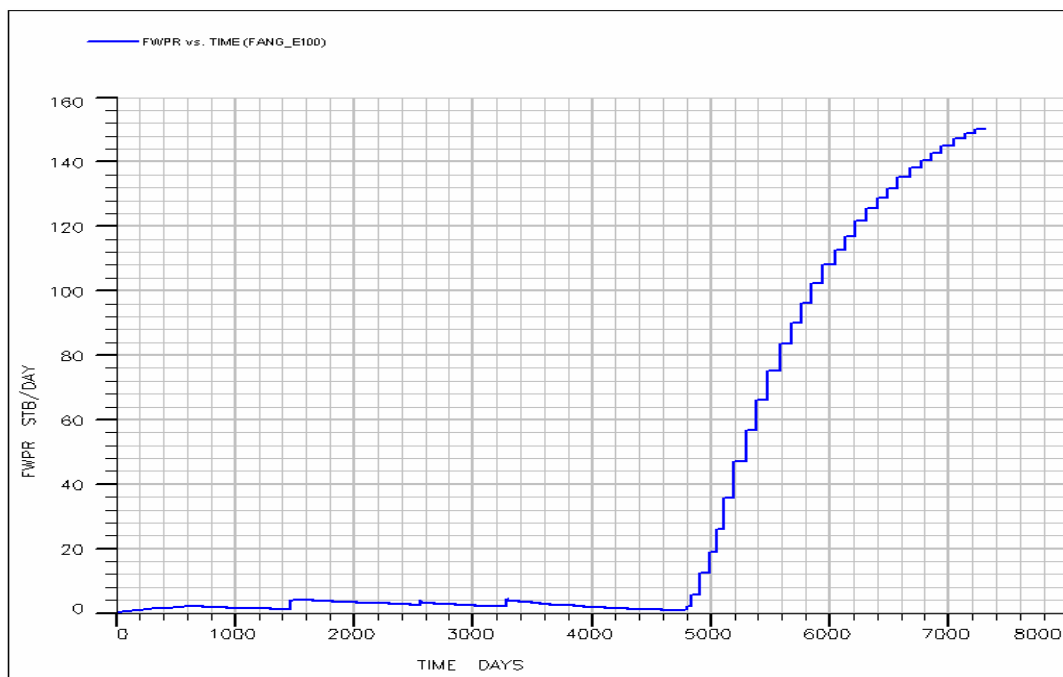
รูปที่ 6.95 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



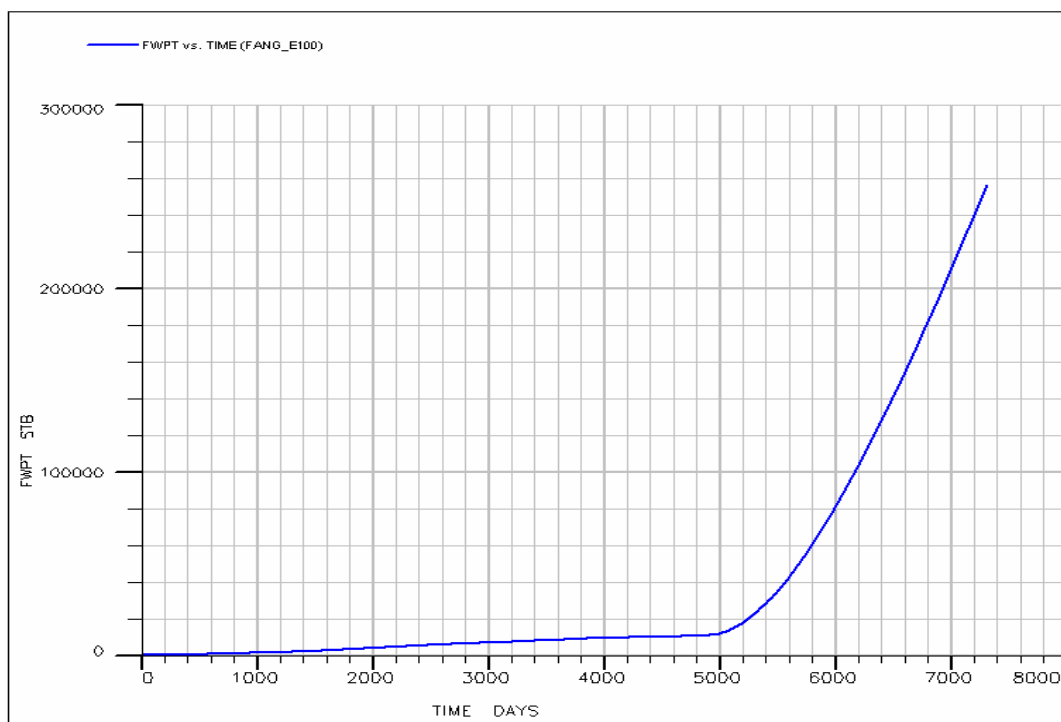
รูปที่ 6.96 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



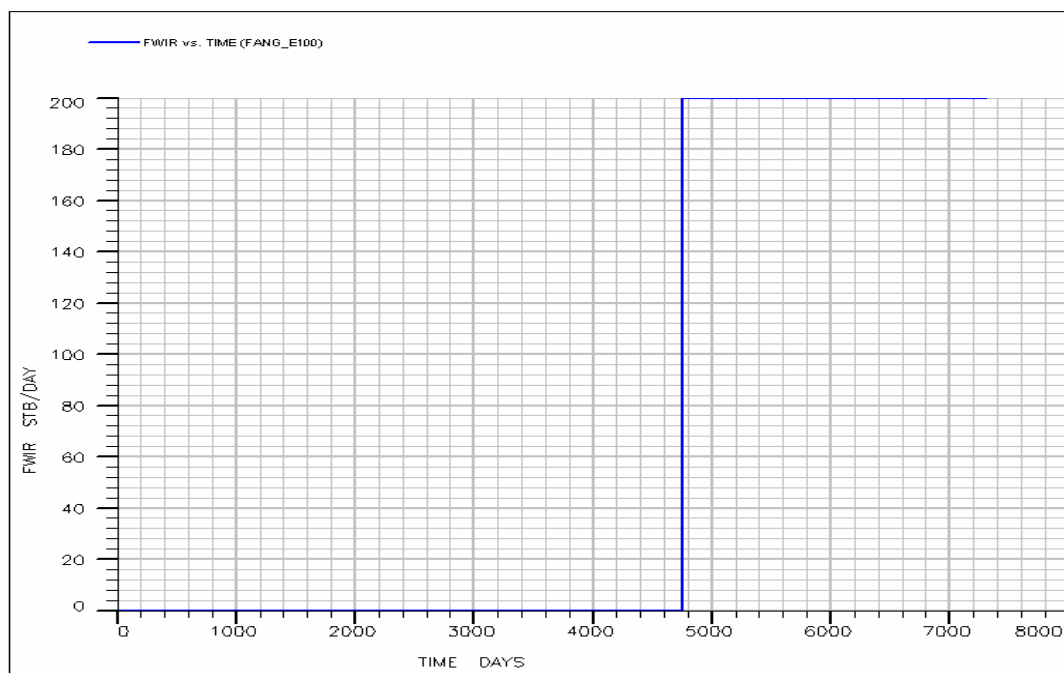
รูปที่ 6.97 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



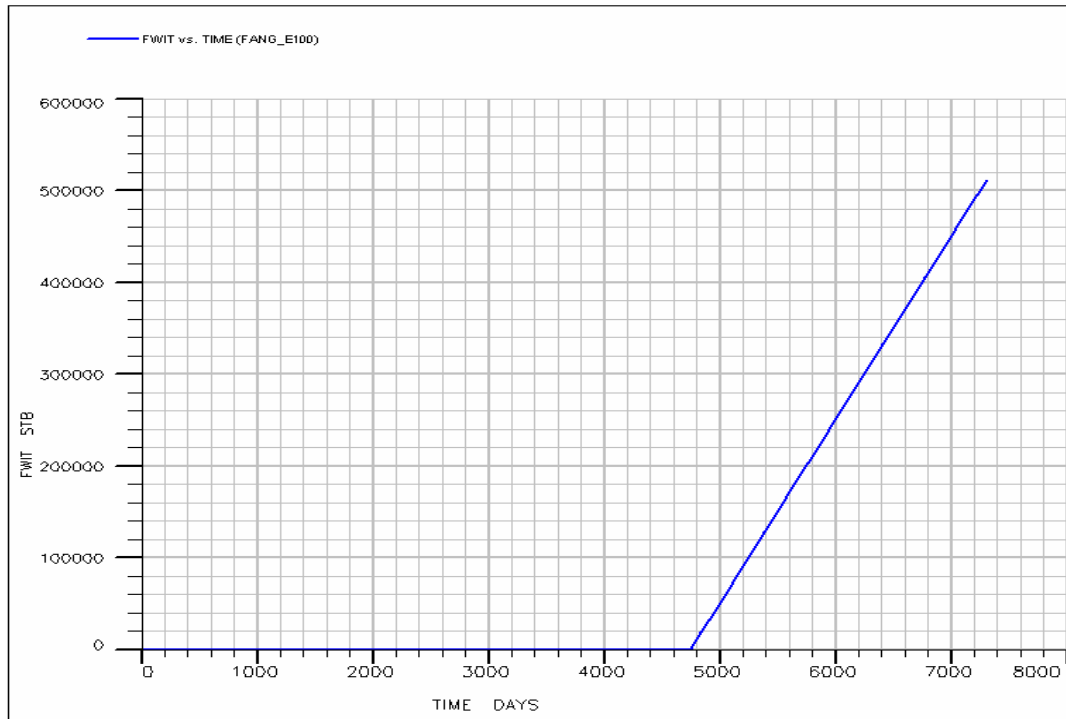
รูปที่ 6.98 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



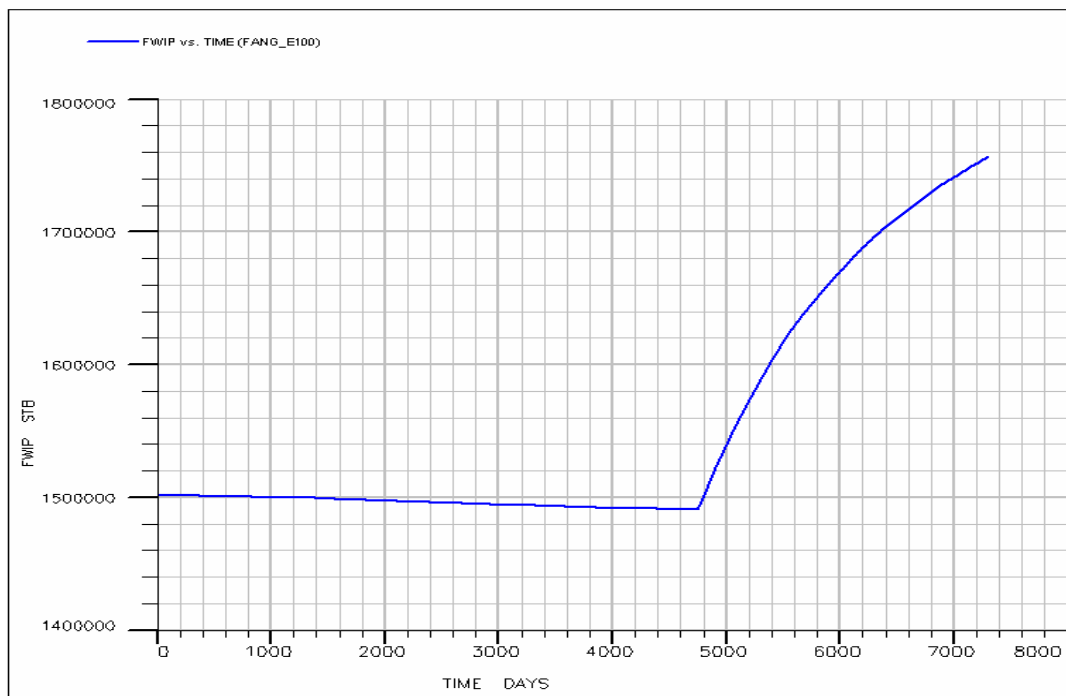
รูปที่ 6.99 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.100 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.101 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.102 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

6.3.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4

สำหรับผลการทดสอบทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางในช่วงปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 ของการผลิตปิโตรเลียมโดยนำวิธีการขับด้วยน้ำ มาช่วยทำการผลิตในรูปแบบที่ 4 (มีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุม) สามารถแสดงผลการทดสอบได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดที่ช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.103)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.104)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.105)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time) (รูปที่ 6.106)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.109)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.107)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.108)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.110)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

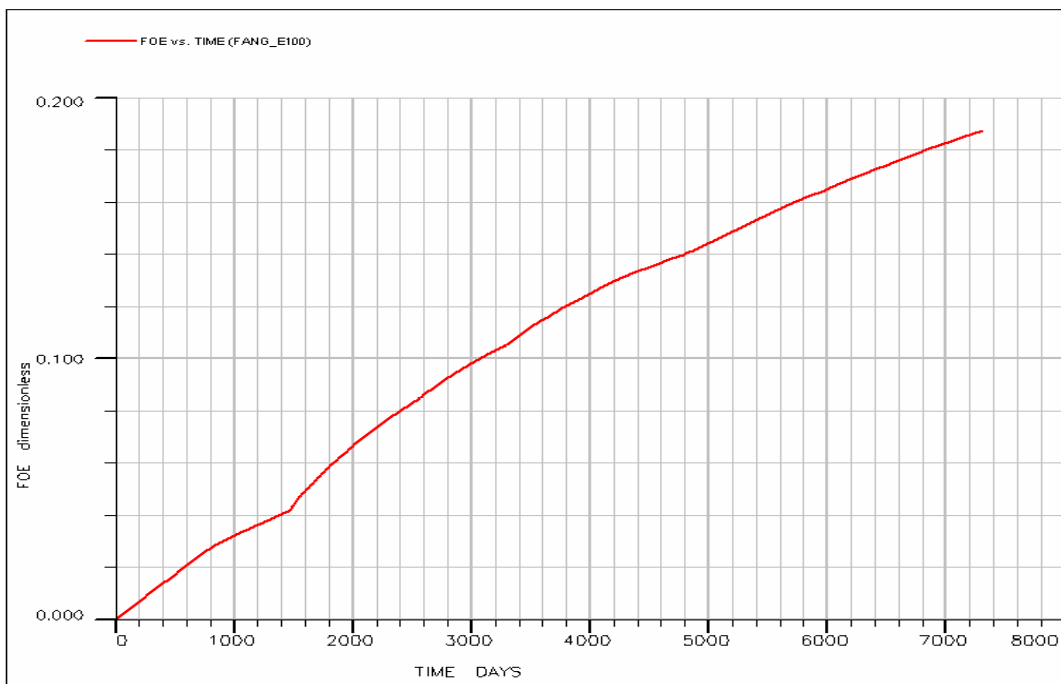
(รูปที่ 6.111)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.112)

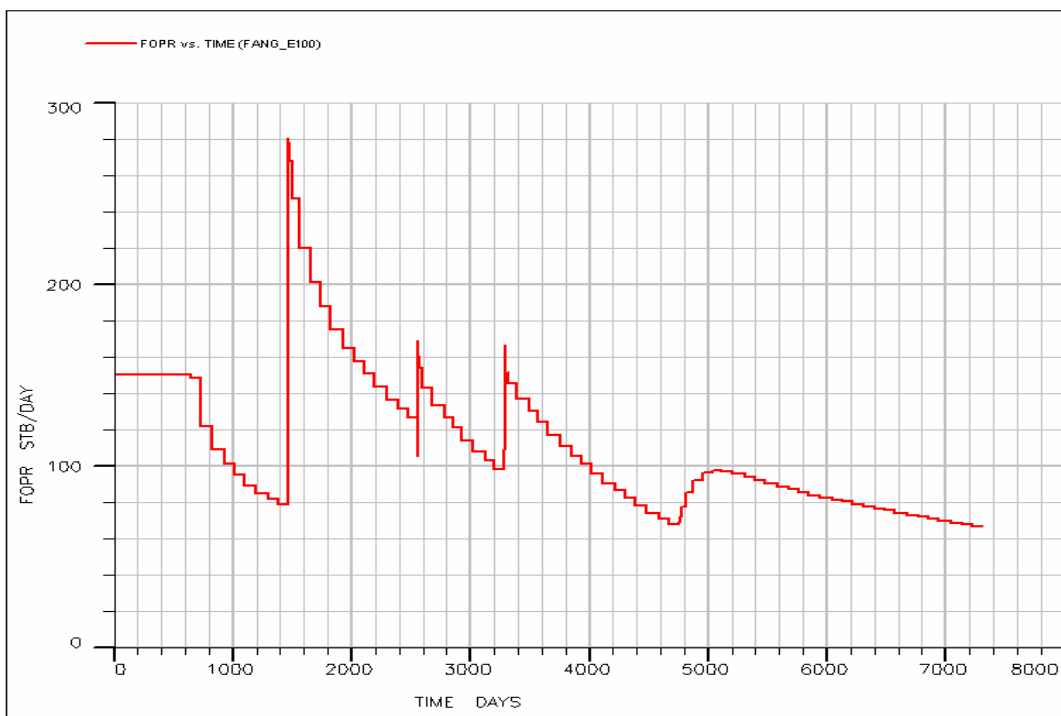
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.113)

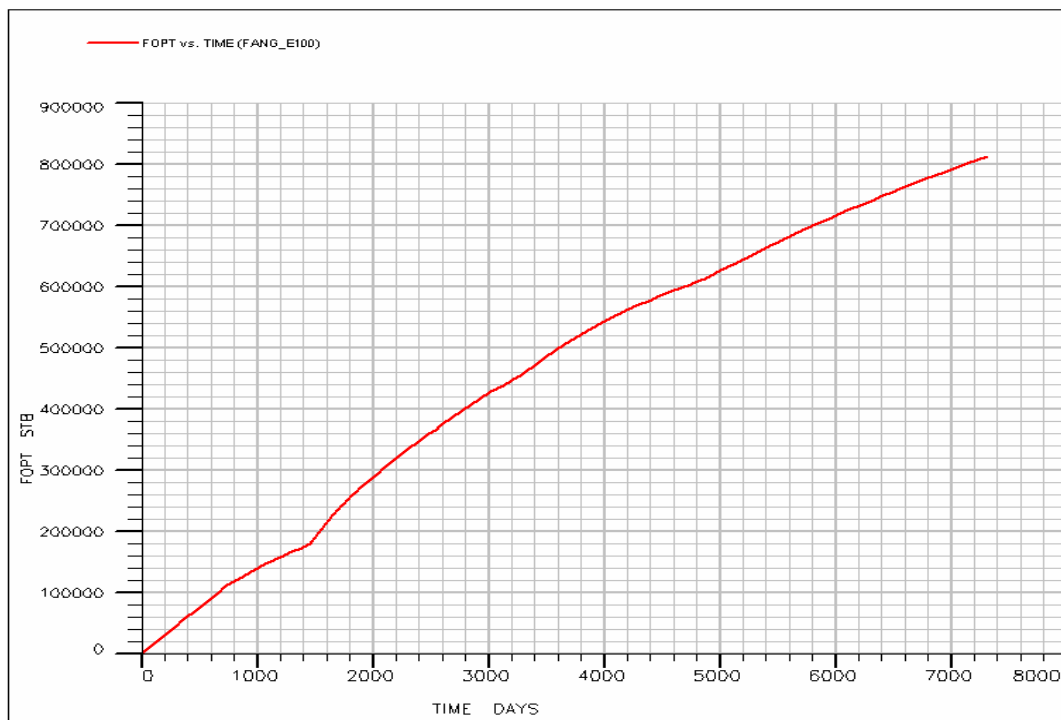
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.114)



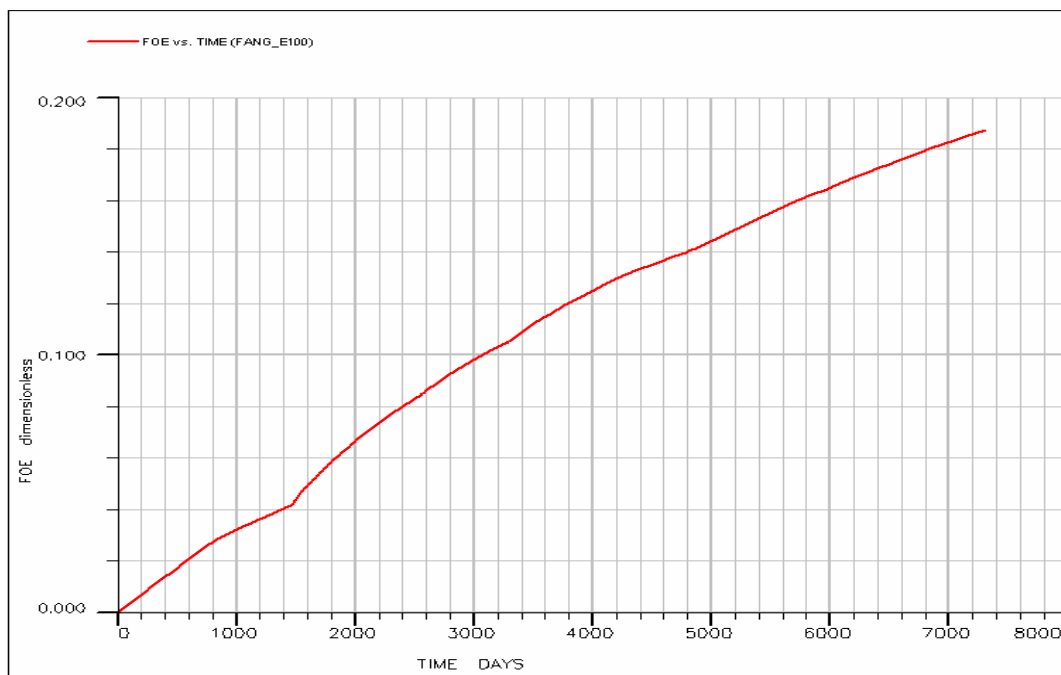
รูปที่ 6.103 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



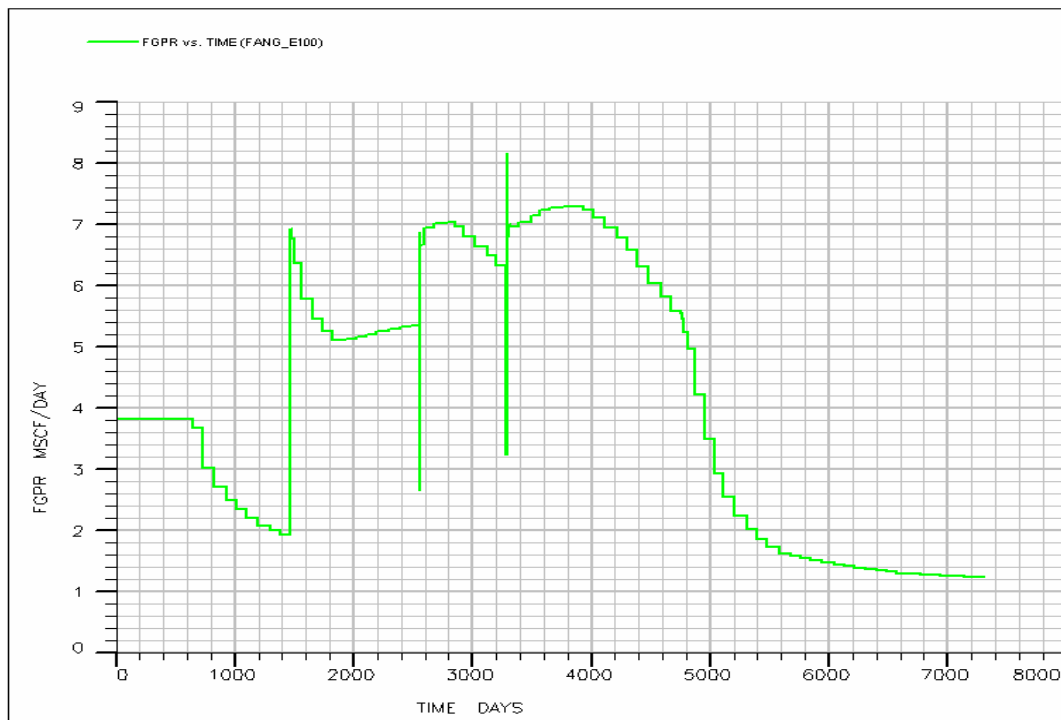
รูปที่ 6.104 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



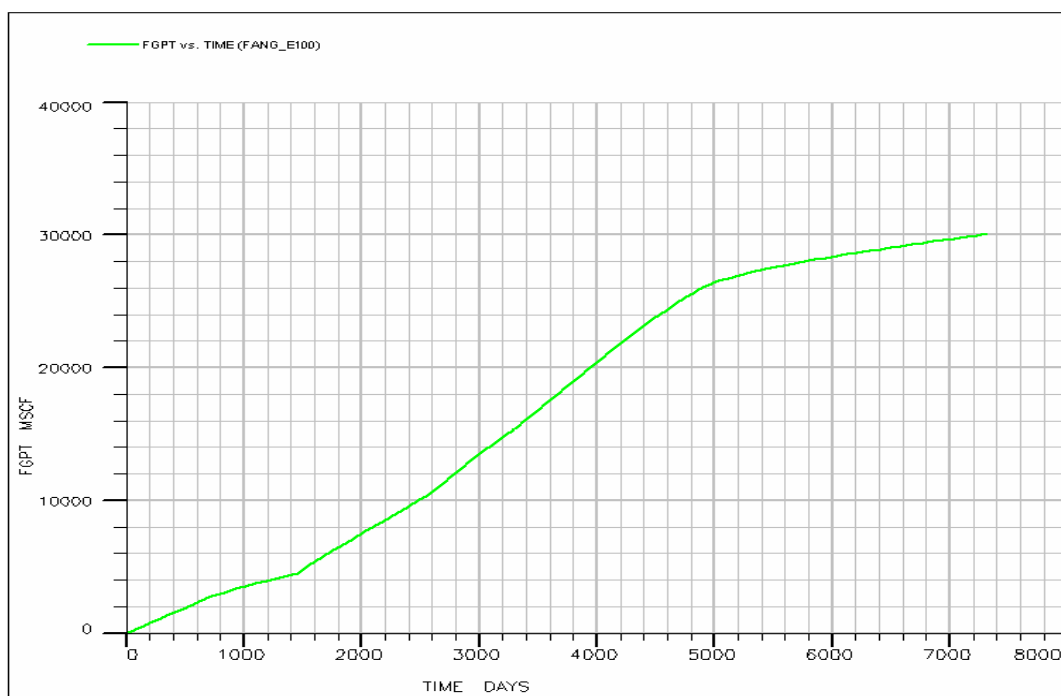
รูปที่ 6.105 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



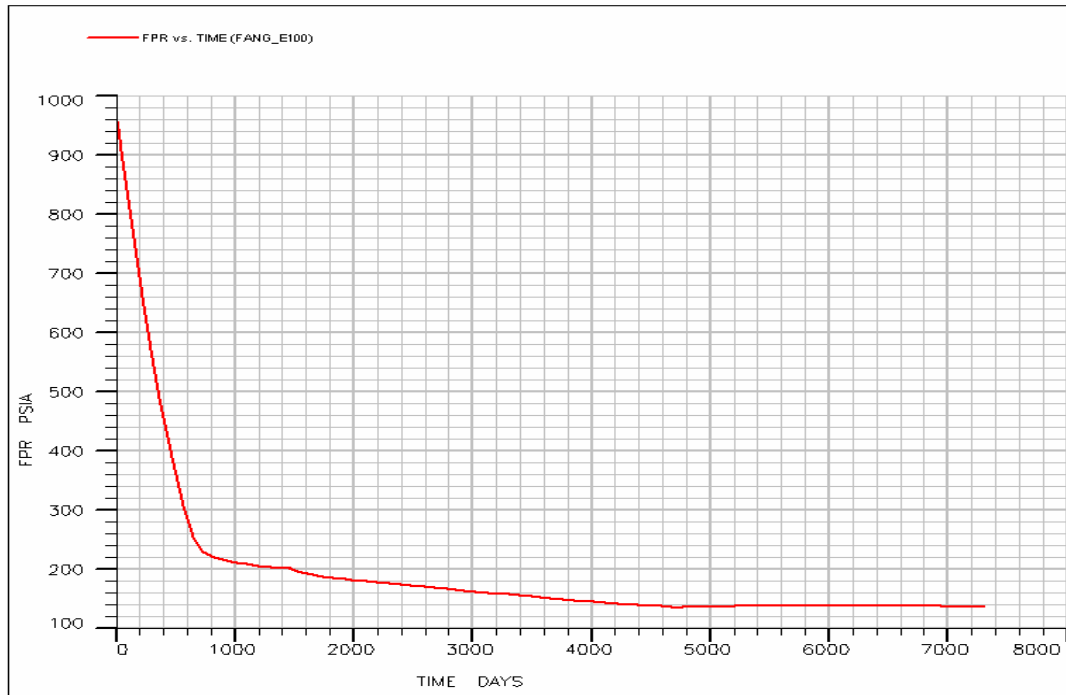
รูปที่ 6.106 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



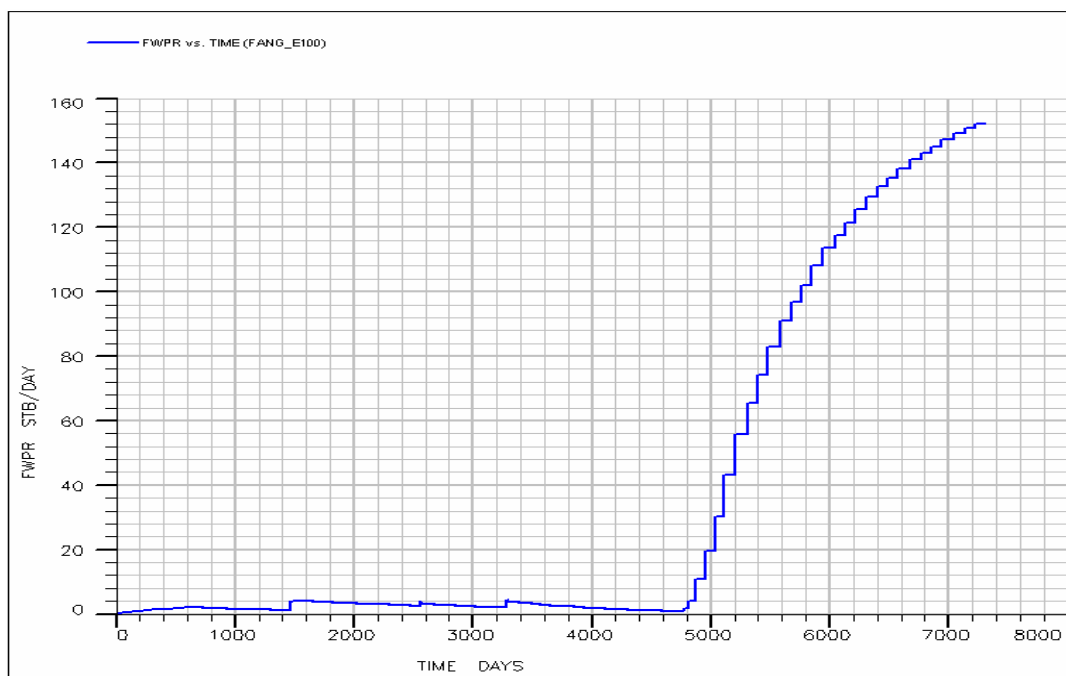
รูปที่ 6.107 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



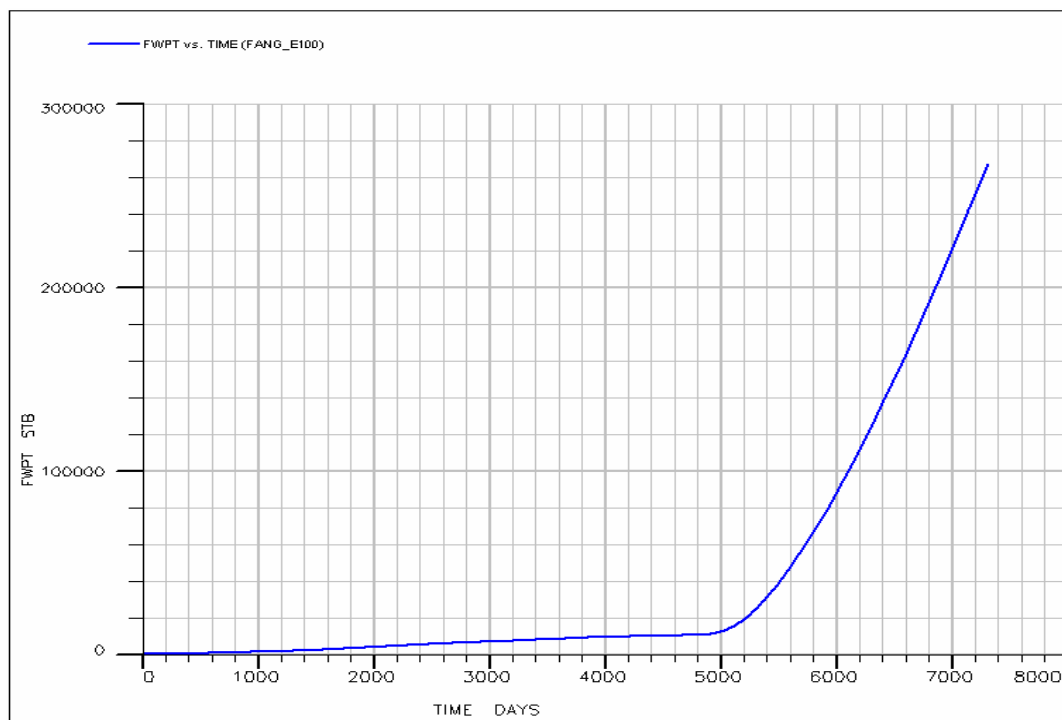
รูปที่ 6.108 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



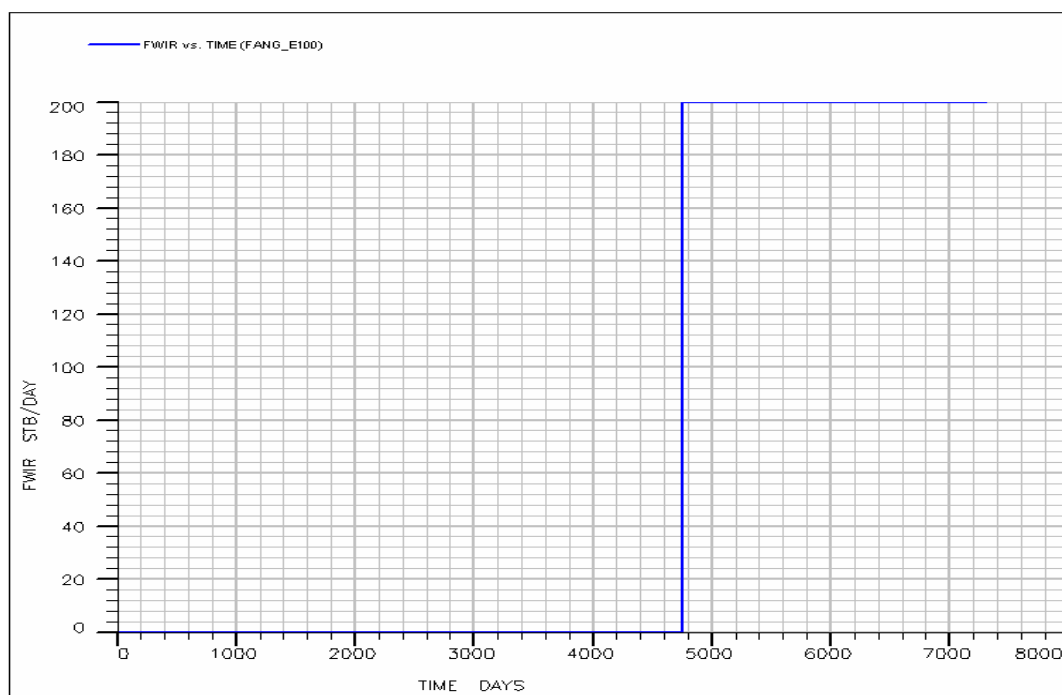
รูปที่ 6.109 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



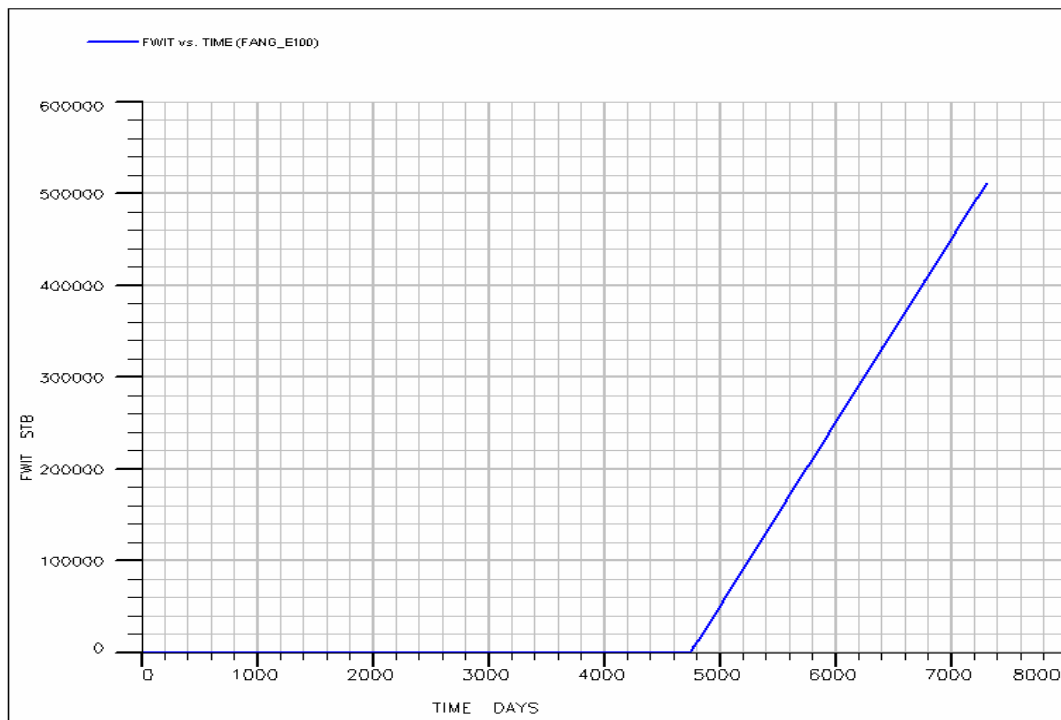
รูปที่ 6.110 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



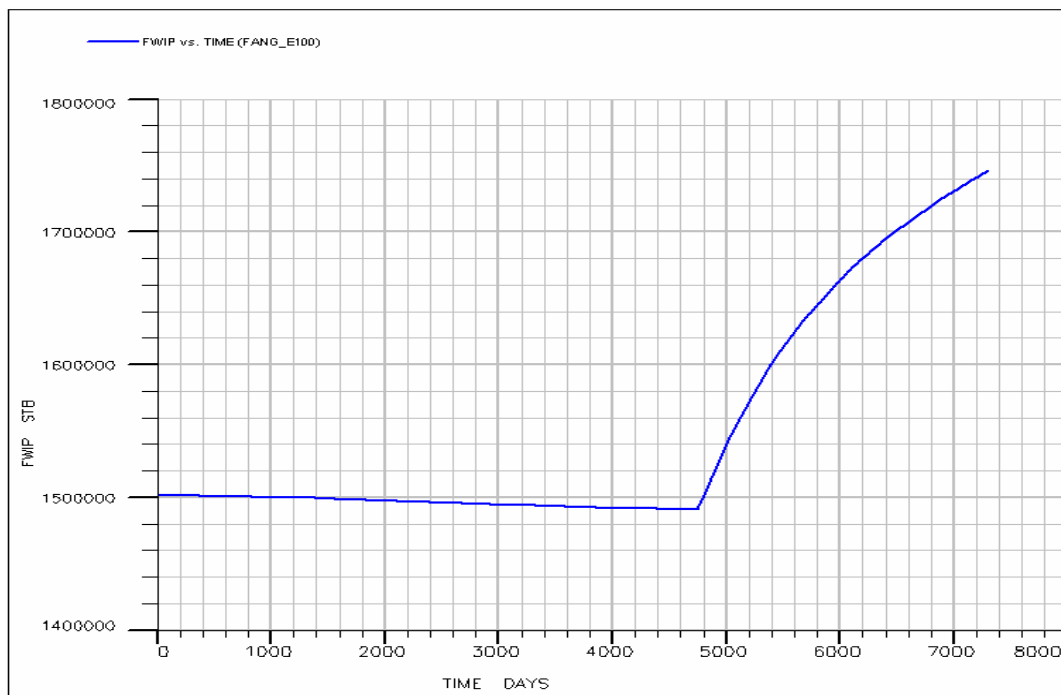
รูปที่ 6.111 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.112 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.113 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.114 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดในช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.115)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.116)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.117)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.118)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.121)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.119)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.120)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.122)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

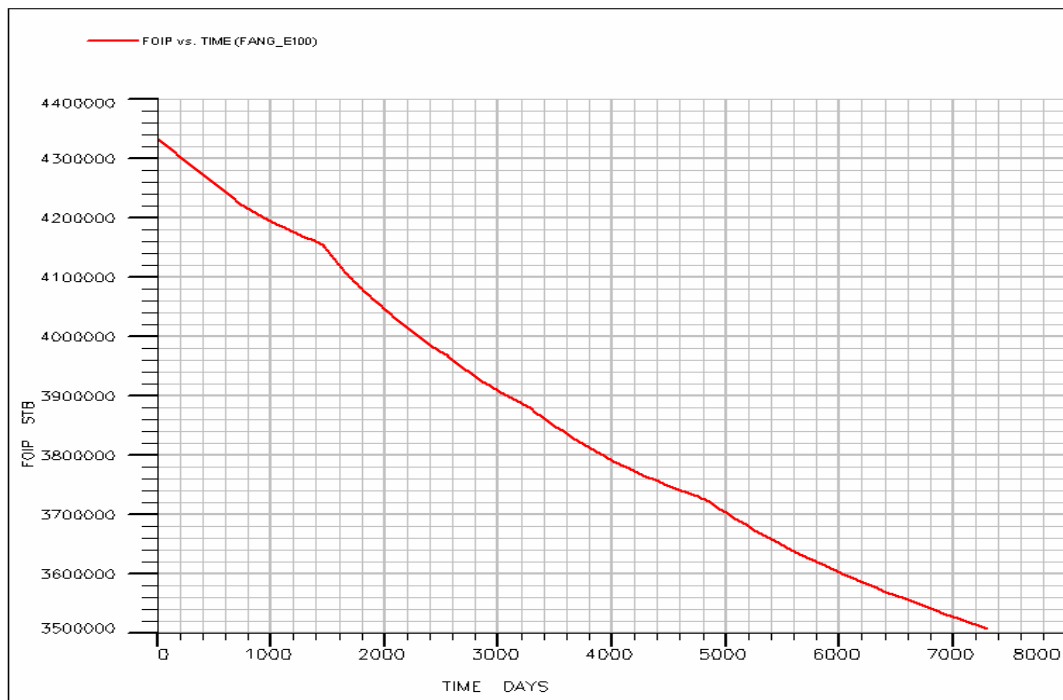
(รูปที่ 6.123)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.124)

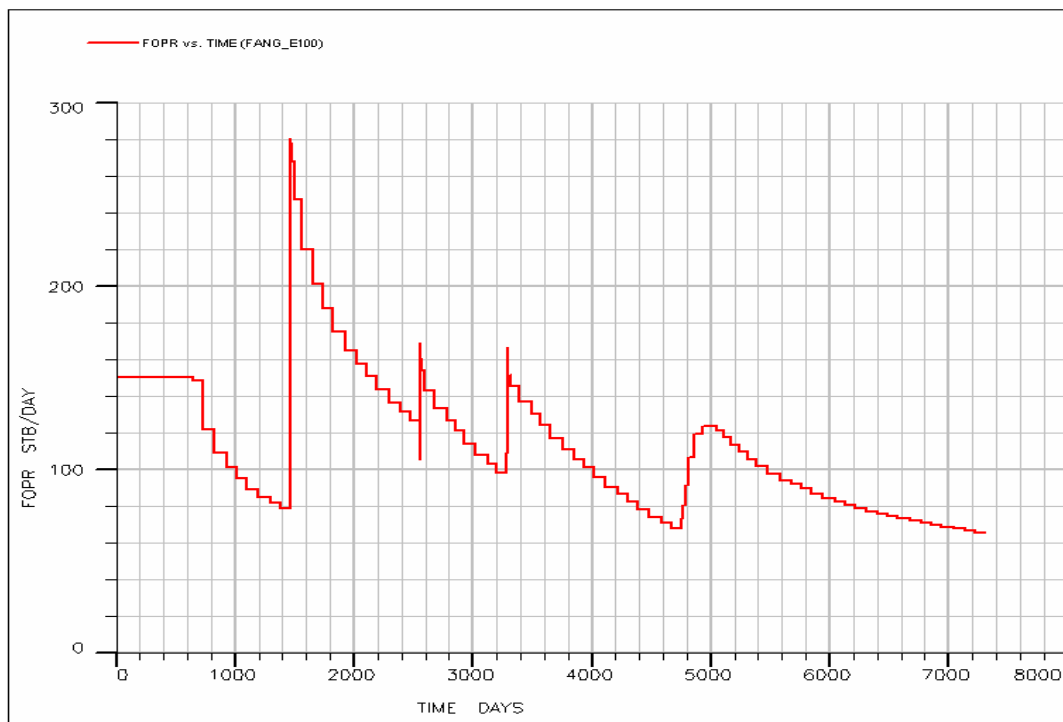
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.125)

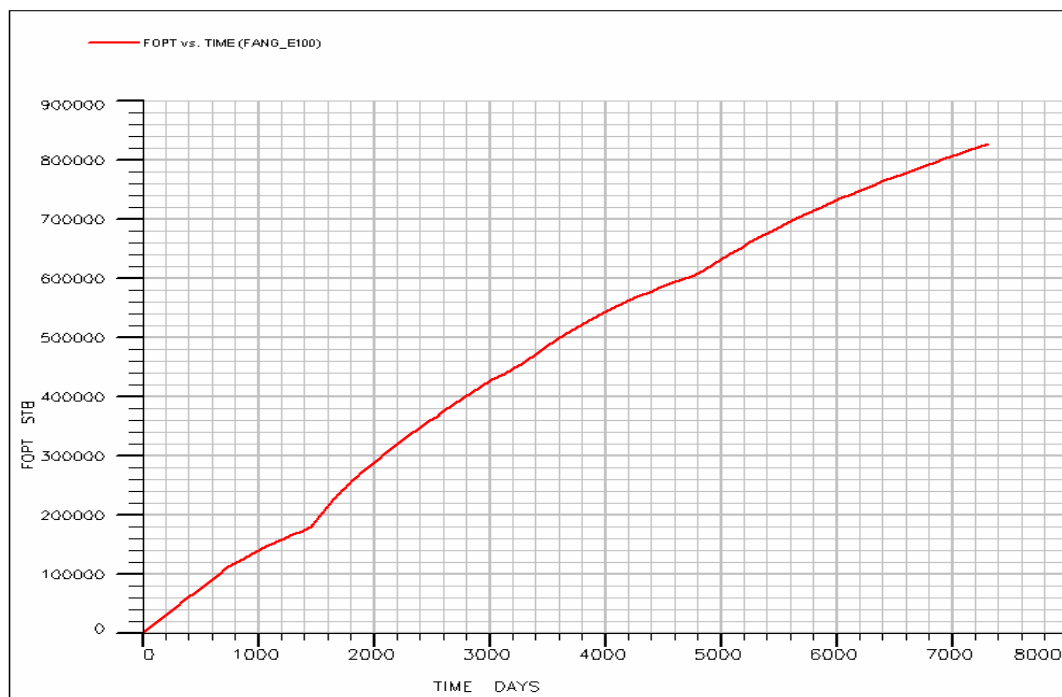
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.126)



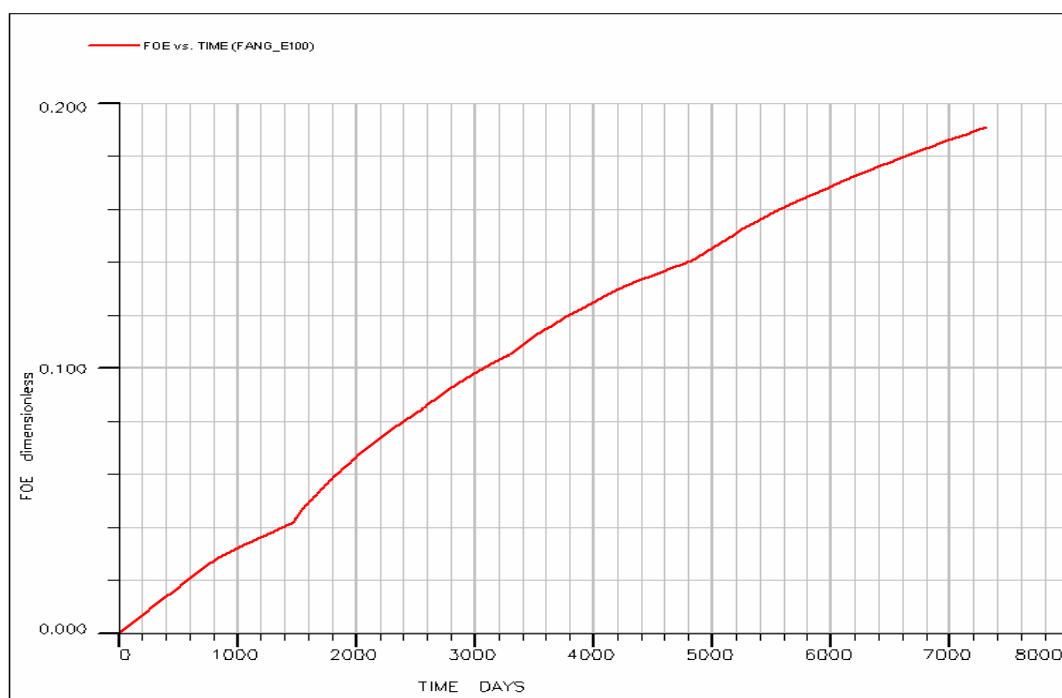
รูปที่ 6.115 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



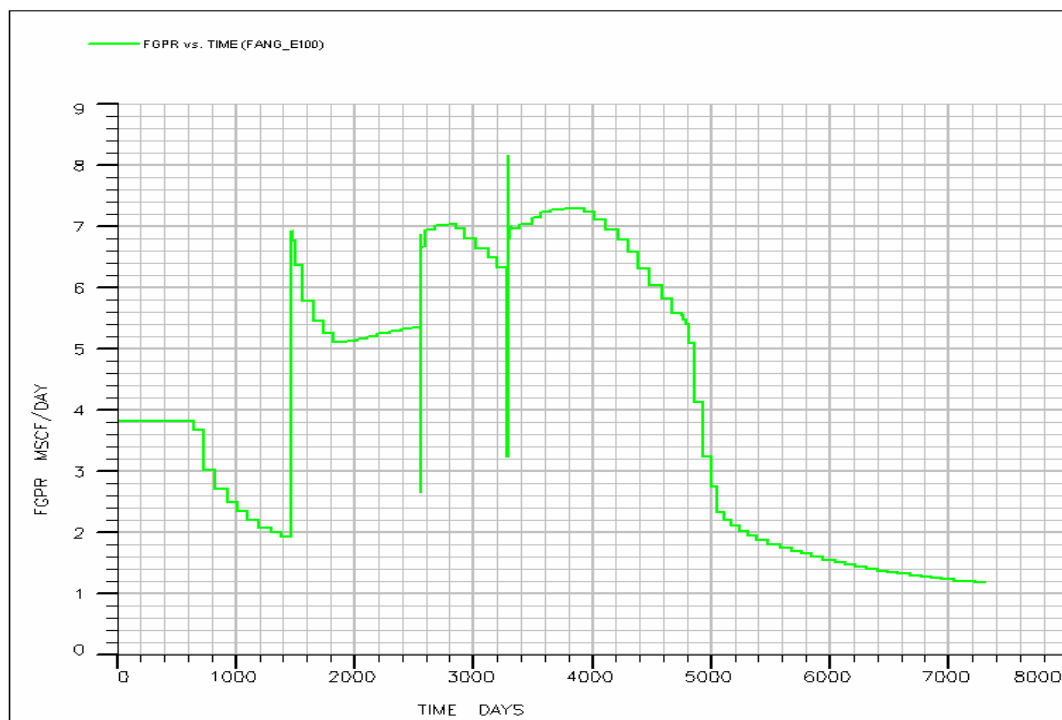
รูปที่ 6.116 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



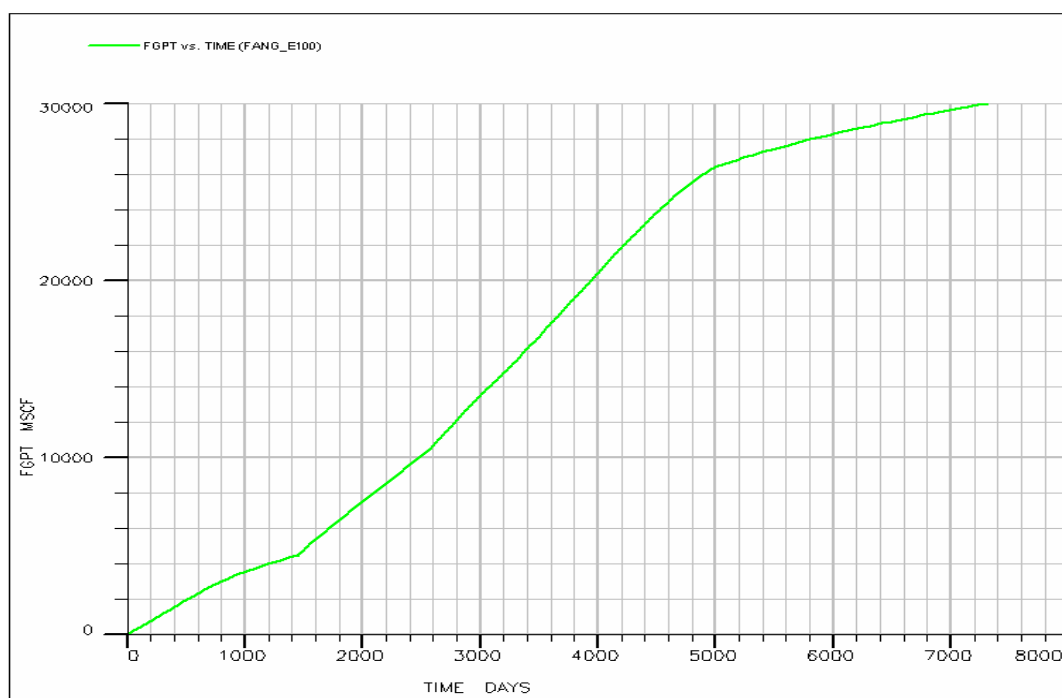
รูปที่ 6.117 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



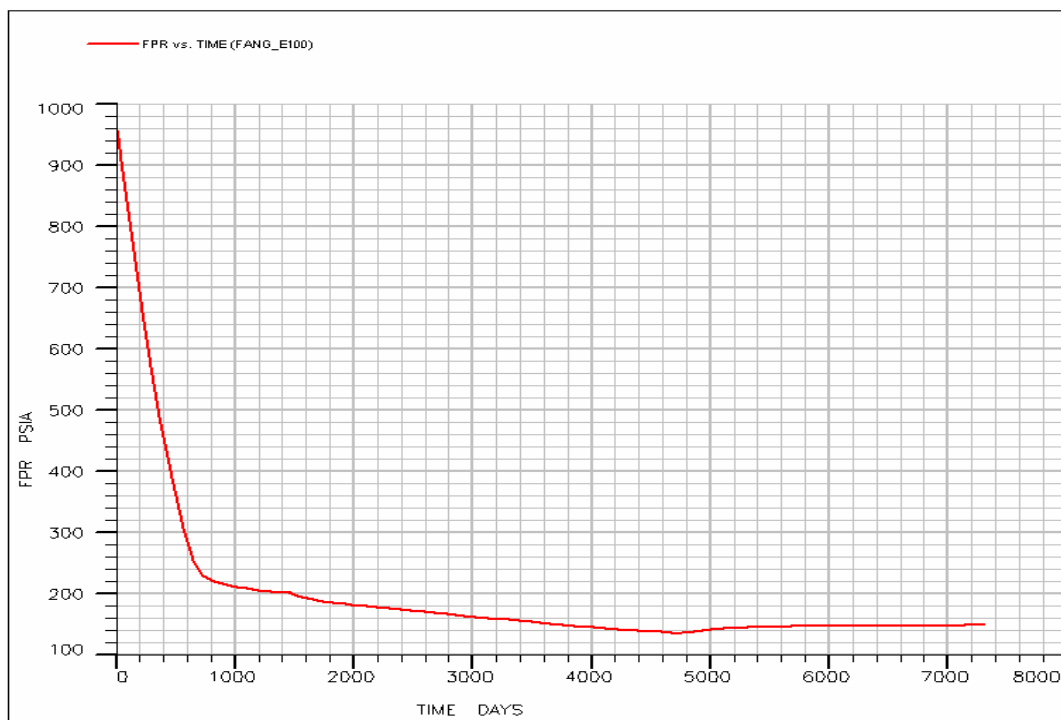
รูปที่ 6.118 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



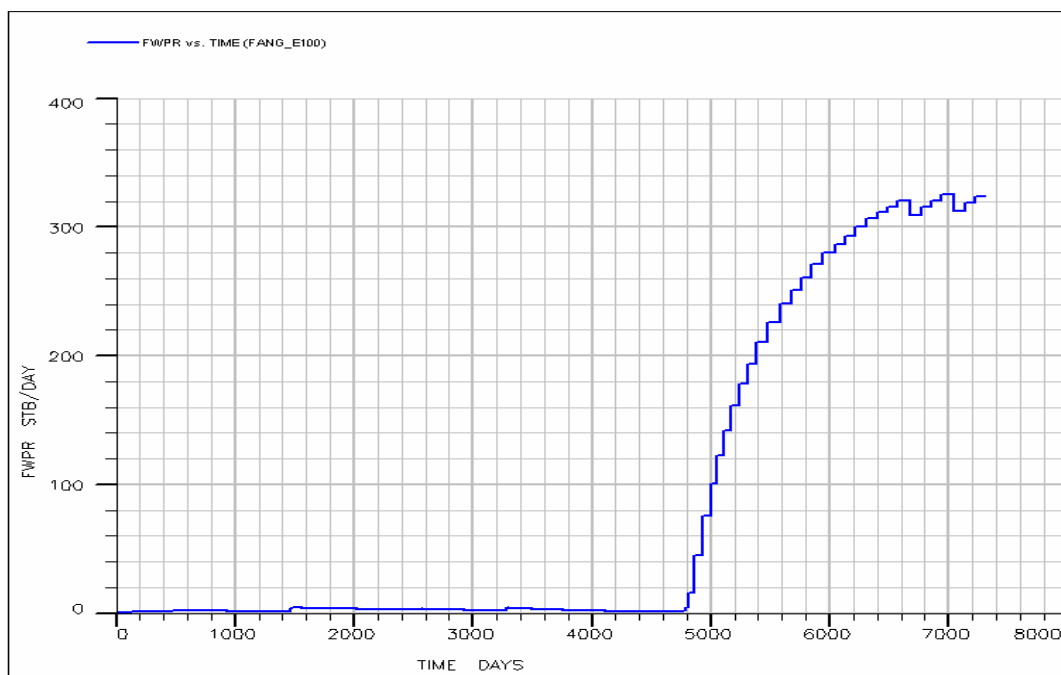
รูปที่ 6.119 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



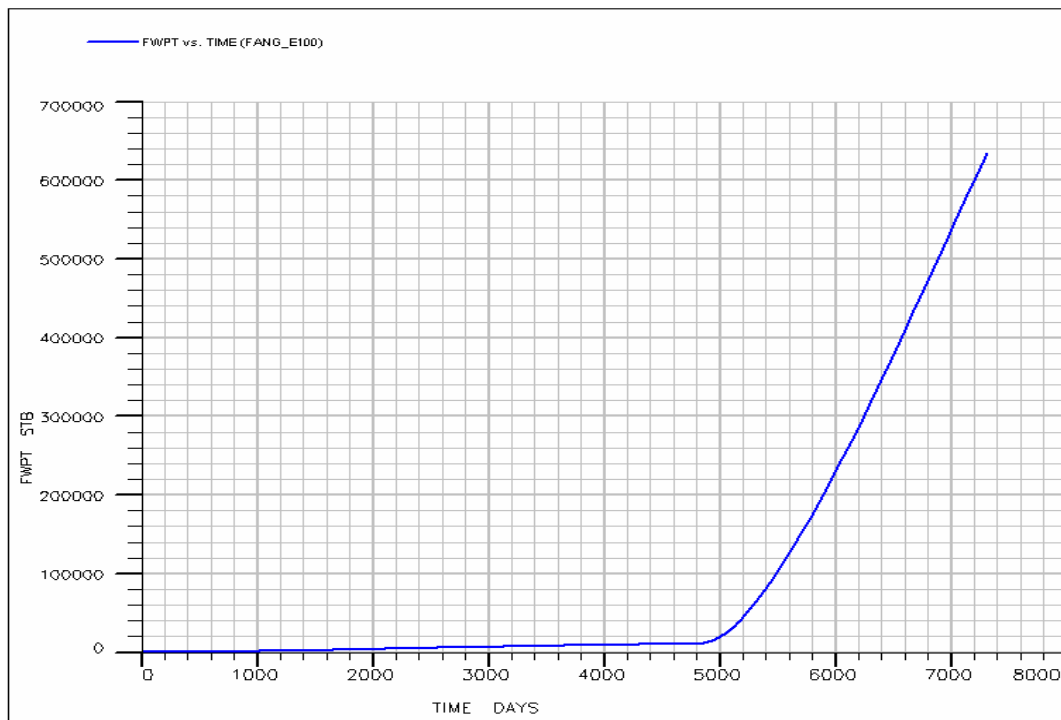
รูปที่ 6.120 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



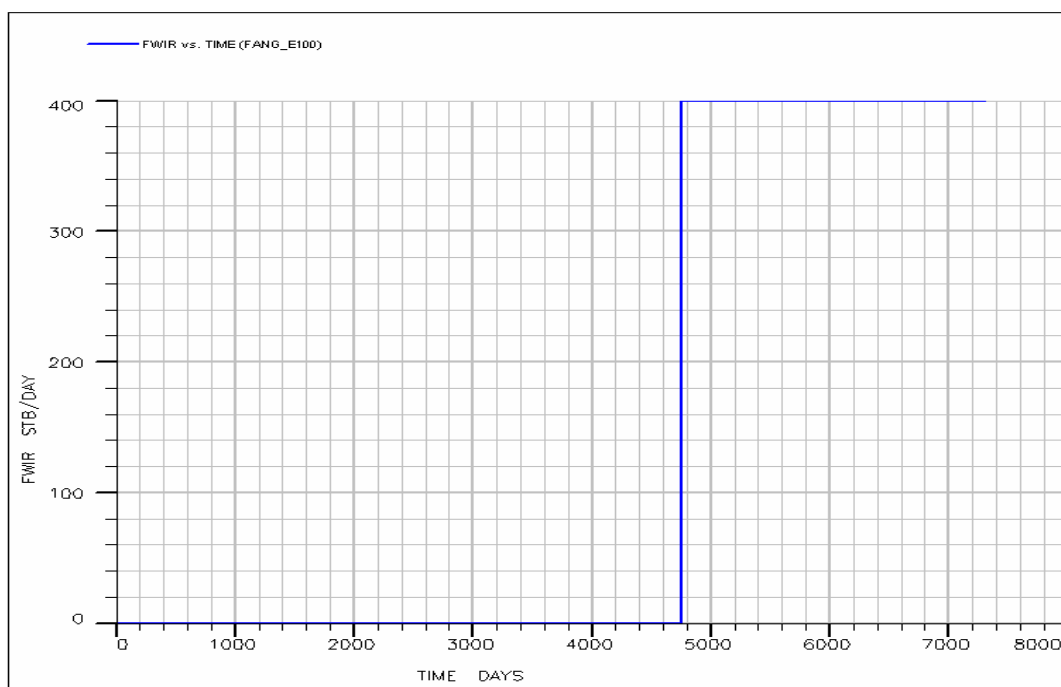
รูปที่ 6.121 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



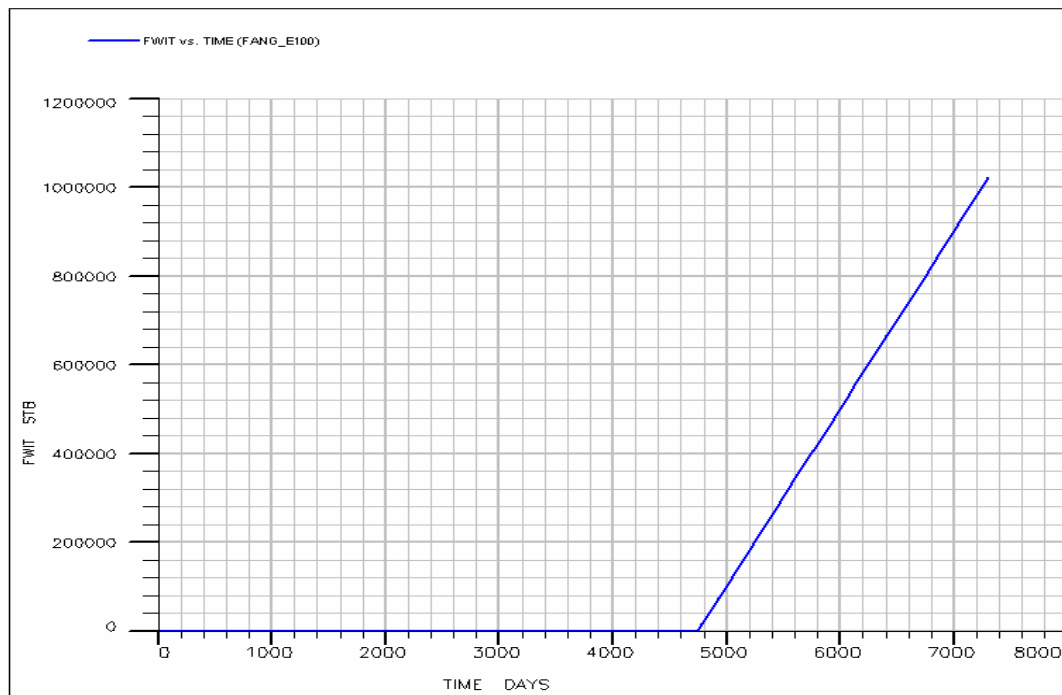
รูปที่ 6.122 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



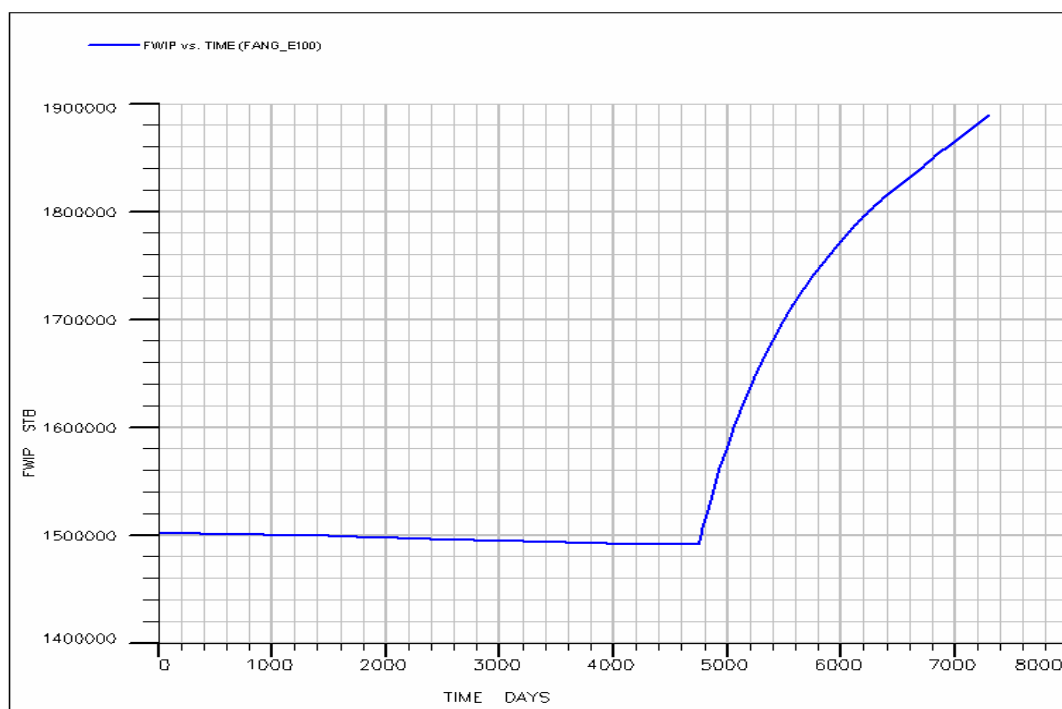
รูปที่ 6.123 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.124 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.125 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.126 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

6.3.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5

สำหรับผลการทดสอบทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมของแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางในช่วงปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 ของการผลิตปิโตรเลียมโดยนำวิธีการขับด้วยน้ำ มาช่วยทำการผลิตในรูปแบบที่ 5 สามารถแสดงผลการทดสอบได้ดังนี้

กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 50 บาร์ต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 ที่อัตราการอัดน้ำ 50 บาร์ต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดที่ช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) มีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.127)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.128)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.129)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.130)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.133)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.131)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.132)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.134)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

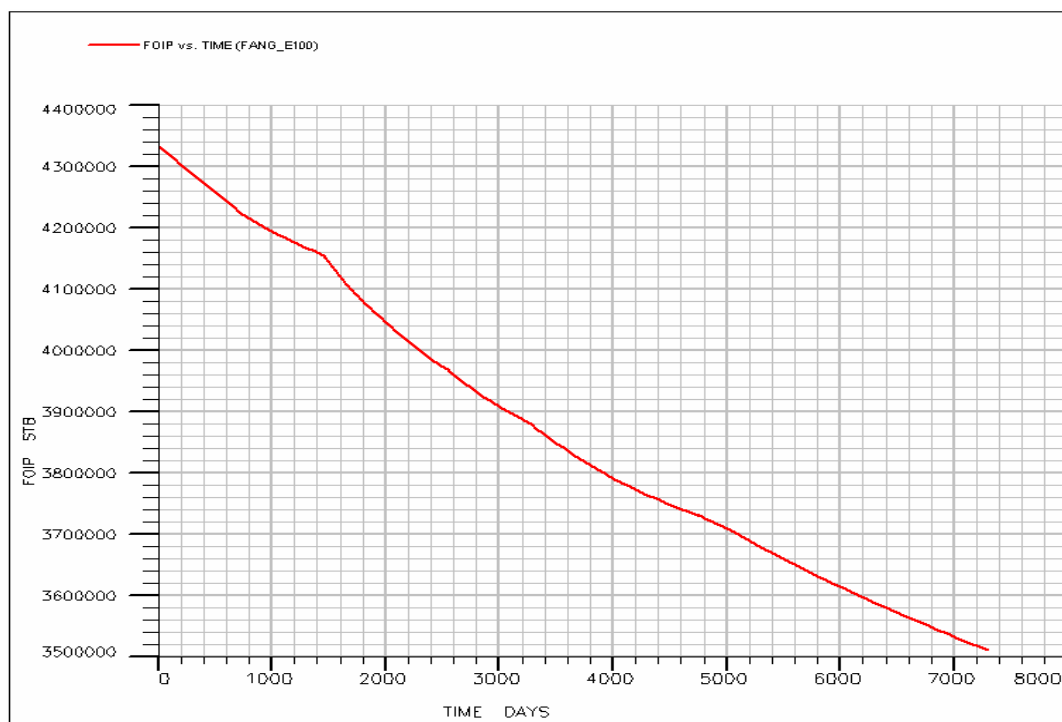
(รูปที่ 6.135)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.136)

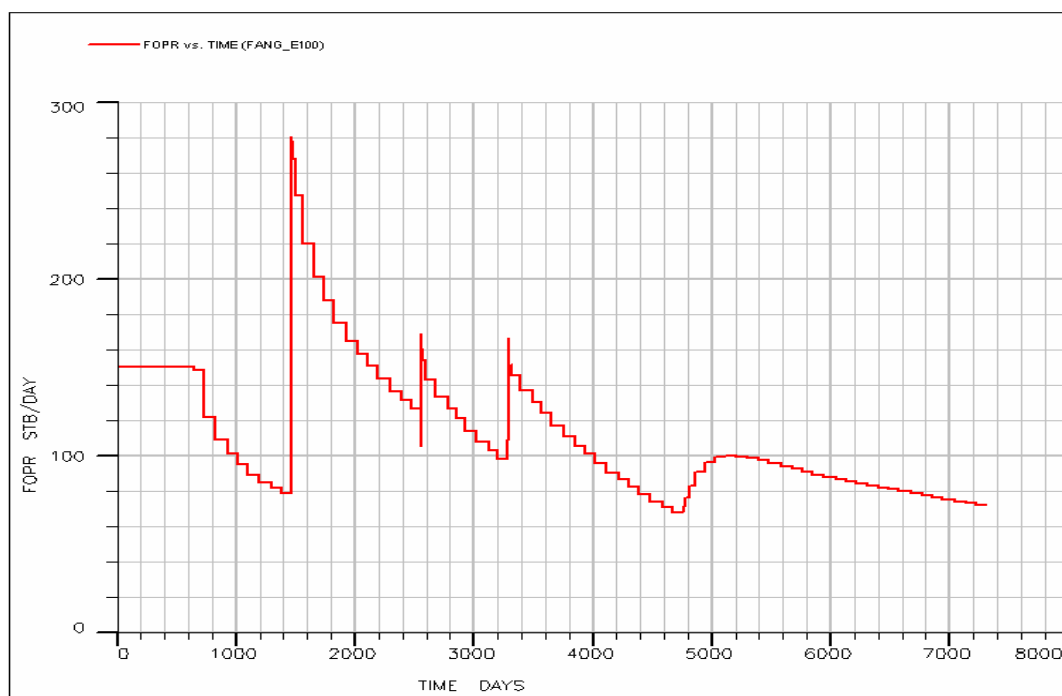
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.137)

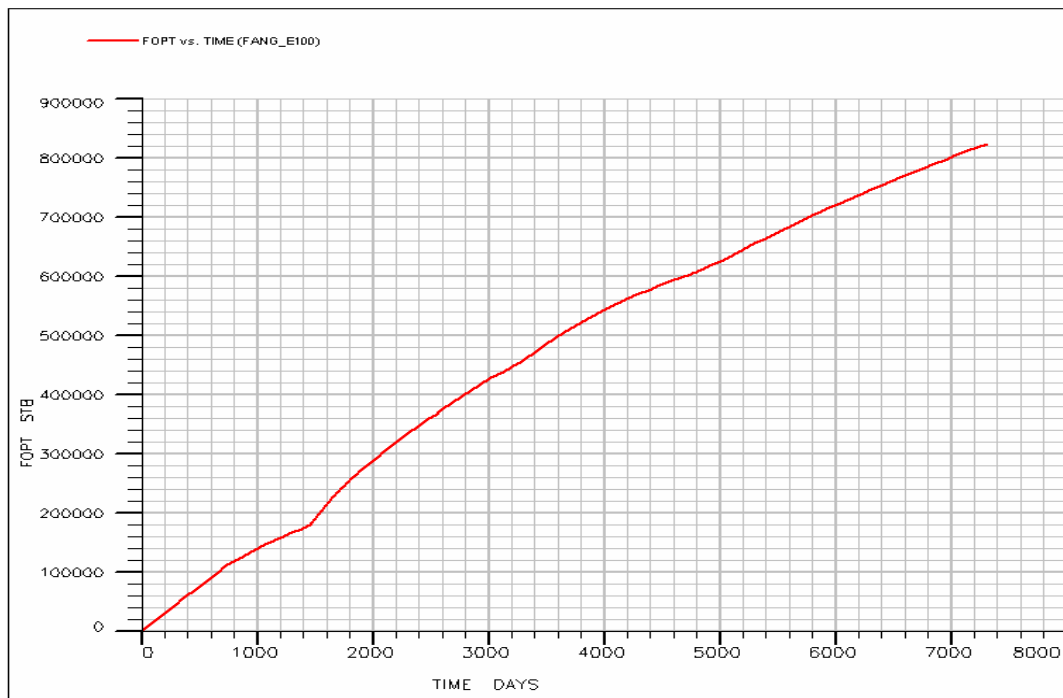
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.138)



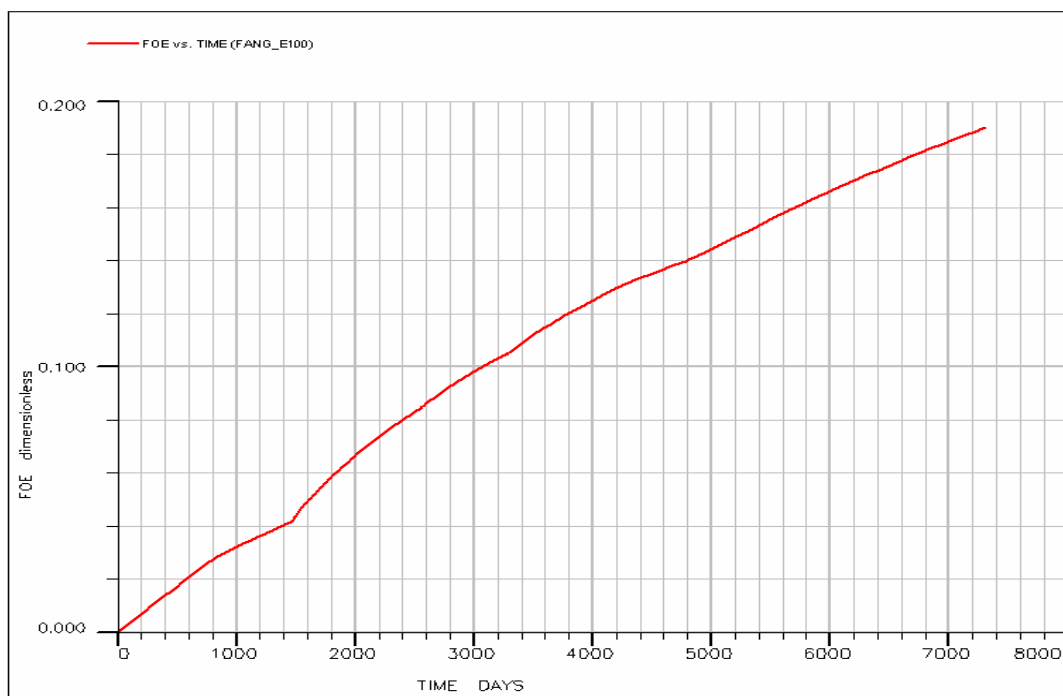
รูปที่ 6.127 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



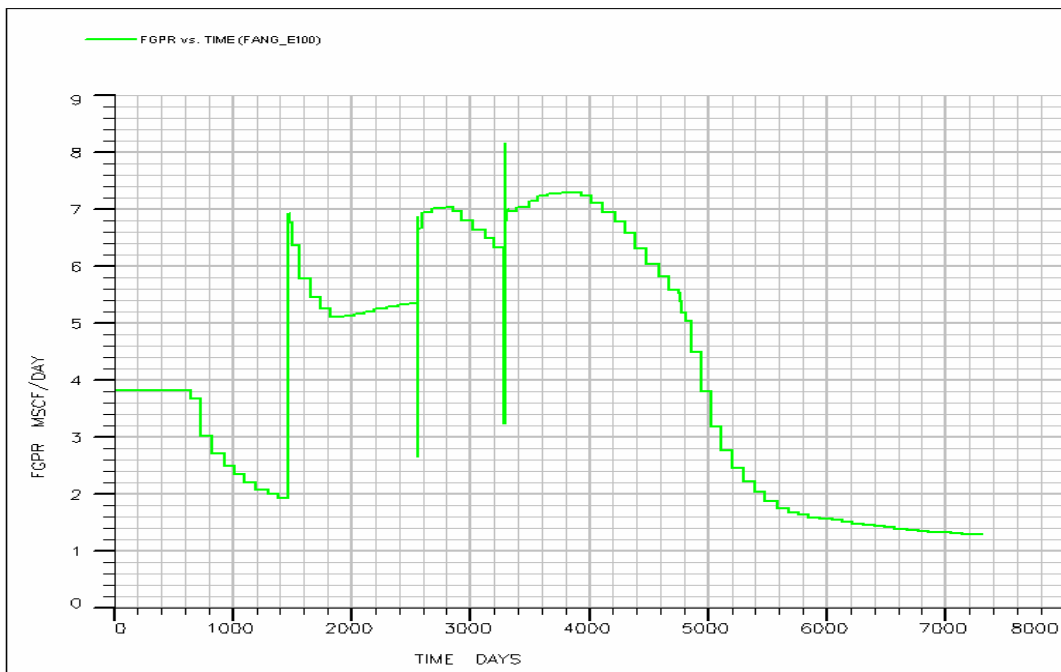
รูปที่ 6.128 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



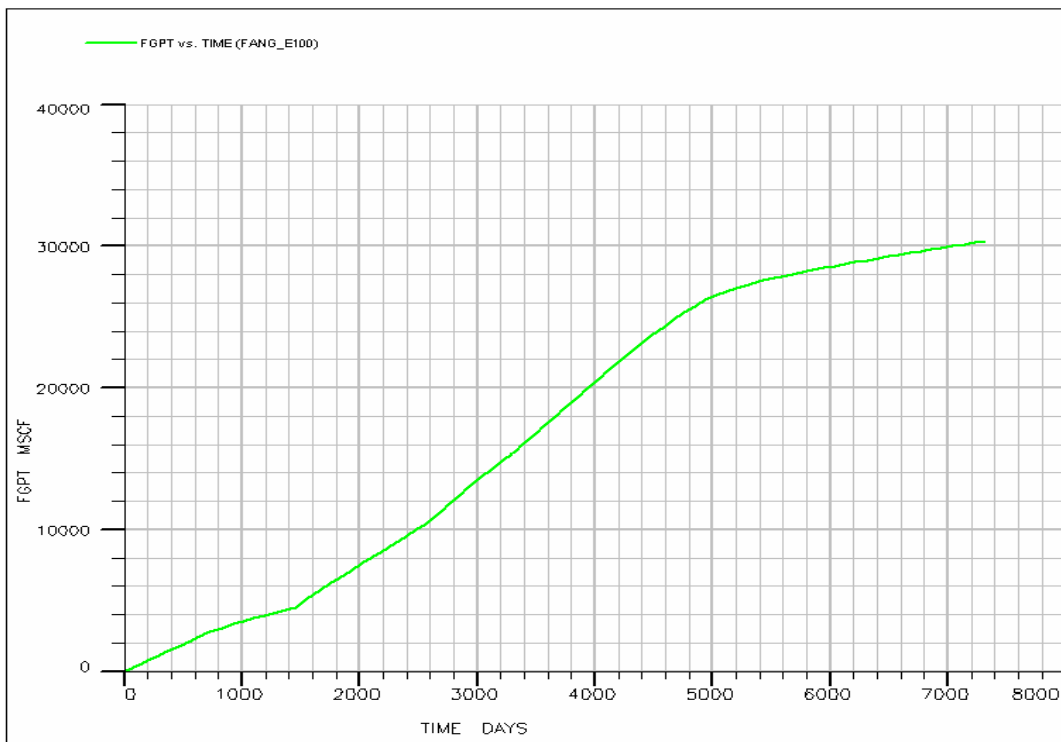
รูปที่ 6.129 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



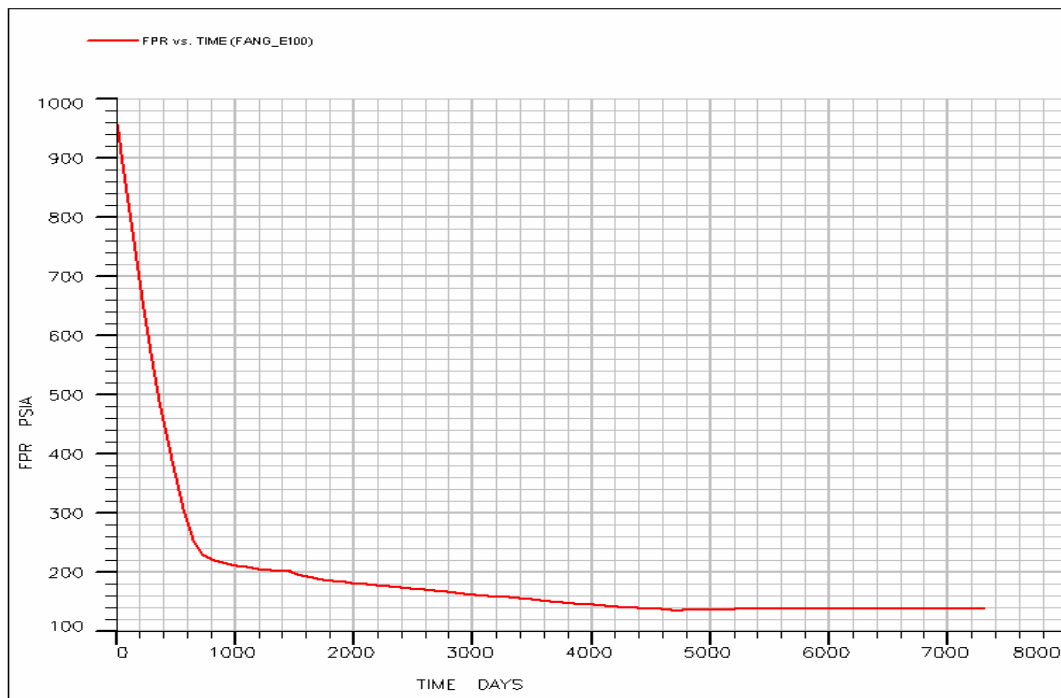
รูปที่ 6.130 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



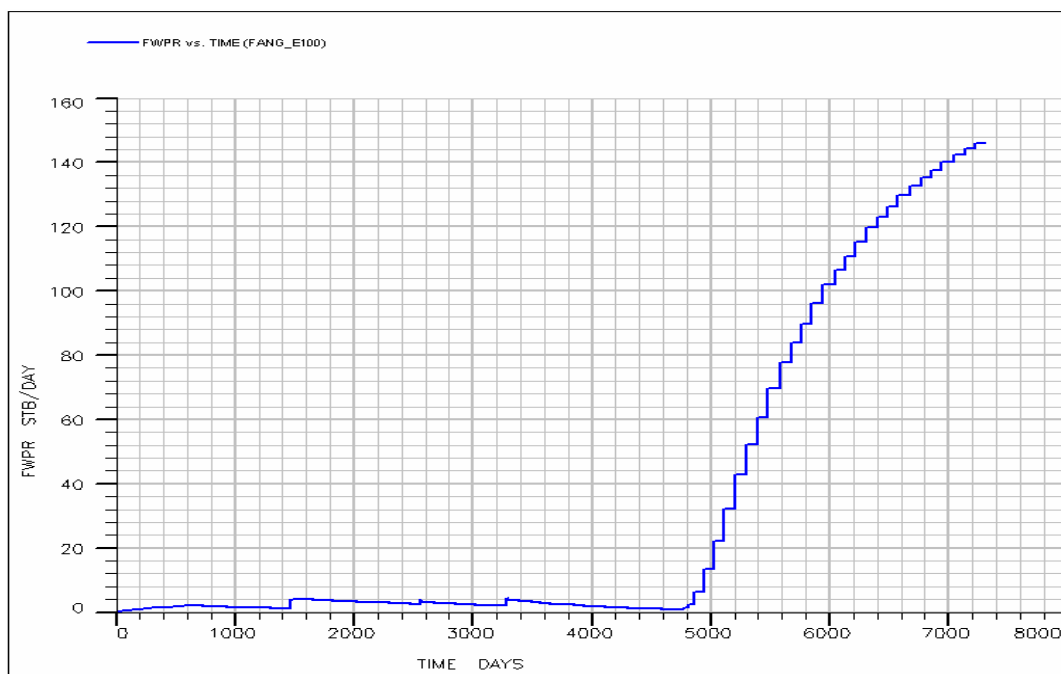
รูปที่ 6.131 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



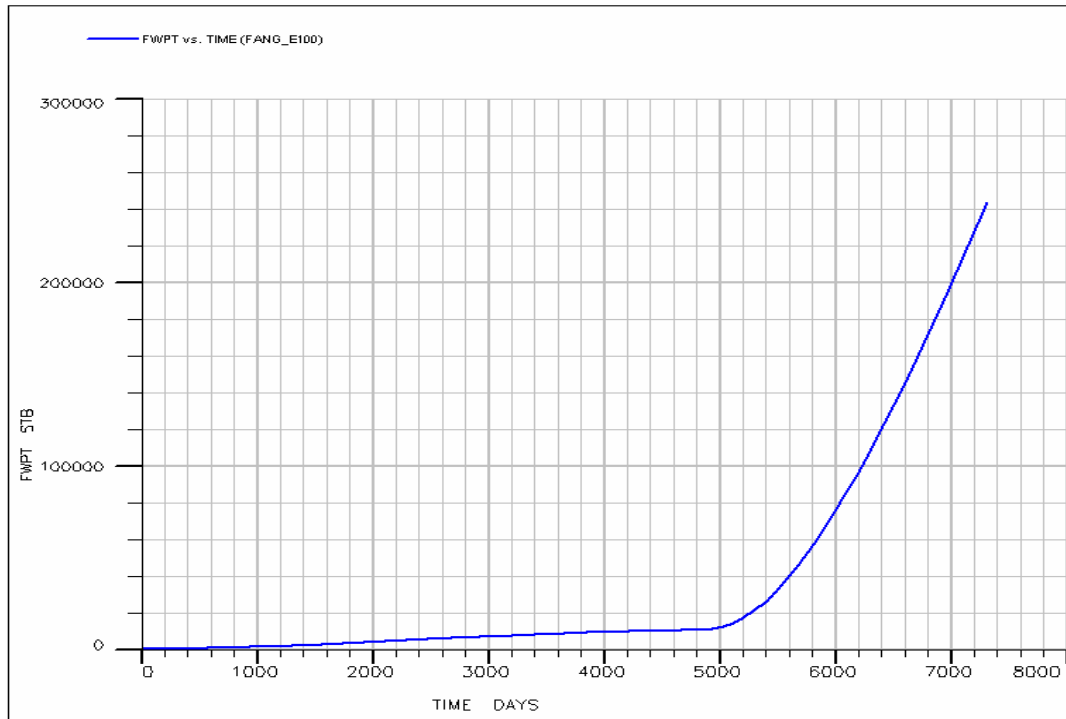
รูปที่ 6.132 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



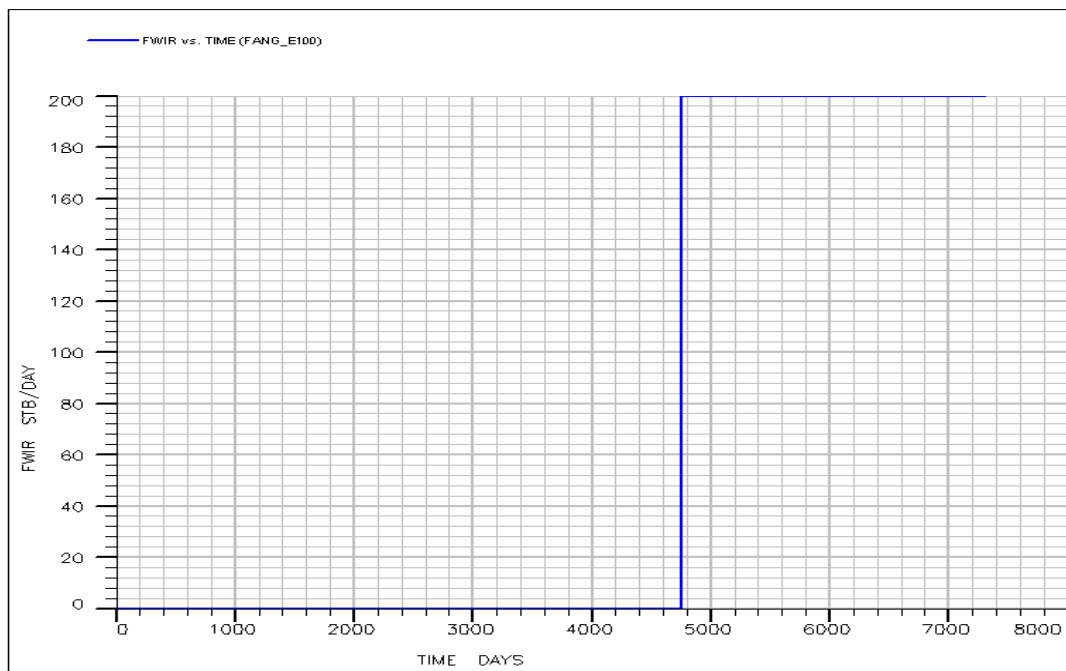
รูปที่ 6.133 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



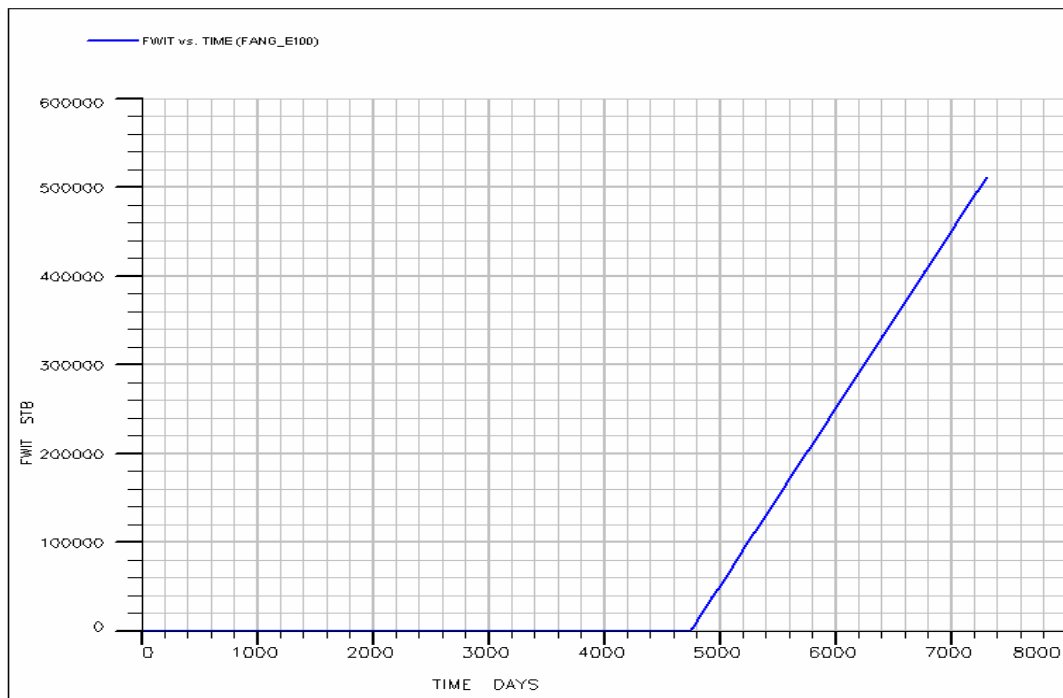
รูปที่ 6.134 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



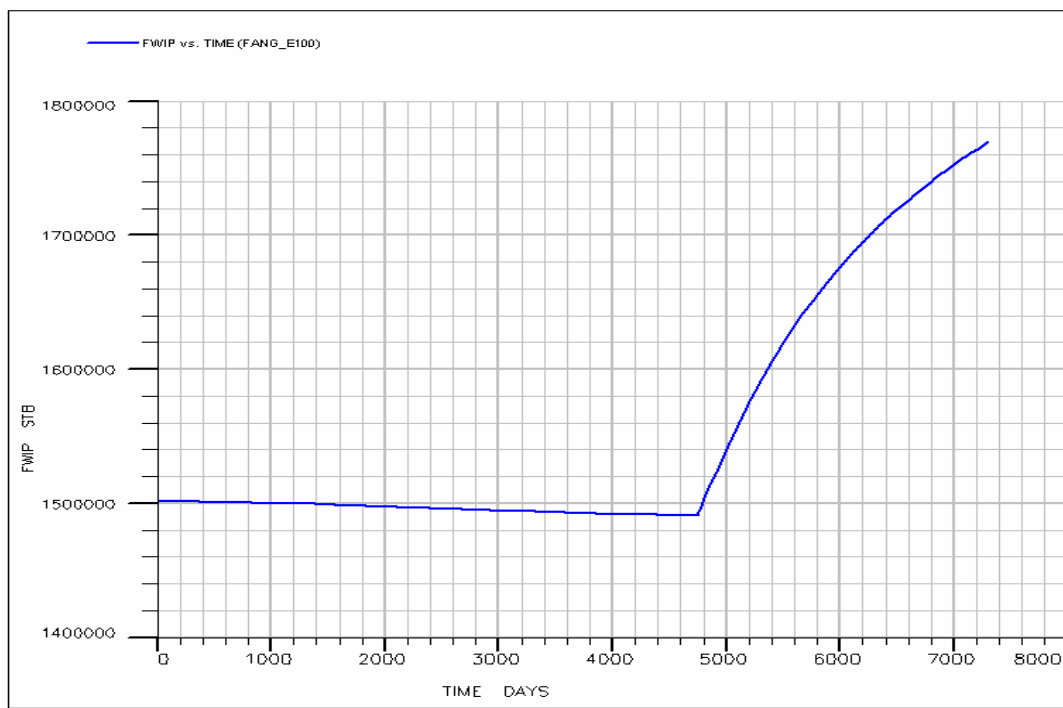
รูปที่ 6.135 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.136 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.137 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.138 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม

สำหรับวิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม จะแสดงข้อมูลผลการทดสอบแยกตามลักษณะของผลการทดสอบที่ได้จากแบบจำลองที่เกี่ยวข้องกับของไหลแต่ละชนิดในช่วงเวลา 1-20 ปี (0-7305 วัน) รายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำมันและแหล่งกักเก็บ ได้แก่

- ปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (Oil in place vs. Time) (รูปที่ 6.139)
- อัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil production rate vs. Time) (รูปที่ 6.140)
- ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative oil production VS. Time)

(รูปที่ 6.141)

- อัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS.

Time) (รูปที่ 6.142)

- ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลา (Pressure VS. Time) (รูปที่ 6.145)

ข. ข้อมูลผลการจำลองการผลิตที่เกี่ยวข้องกับก๊าซ ได้แก่

- อัตราการผลิตก๊าซกับเวลา (Gas production rate vs. Time) (รูปที่ 6.143)
- ปริมาณของก๊าซที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative gas production VS. Time) (รูป

ที่ 6.144)

ค. ข้อมูลผลการจำลองที่เกี่ยวข้องกับน้ำ ได้แก่

- อัตราการผลิตน้ำกับเวลา (Water production rate vs. Time) (รูปที่ 6.146)
- ปริมาณของน้ำที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative water production VS. Time)

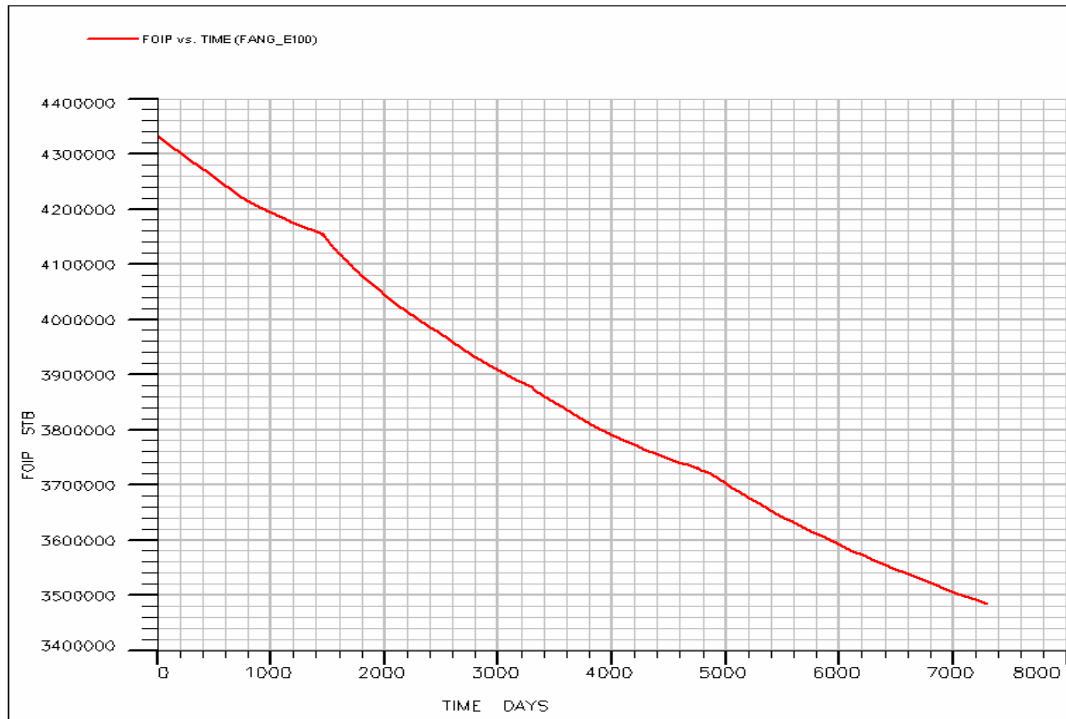
(รูปที่ 6.147)

- อัตราการอัดน้ำกับเวลา (Water injection rate VS. Time) (รูปที่ 6.148)

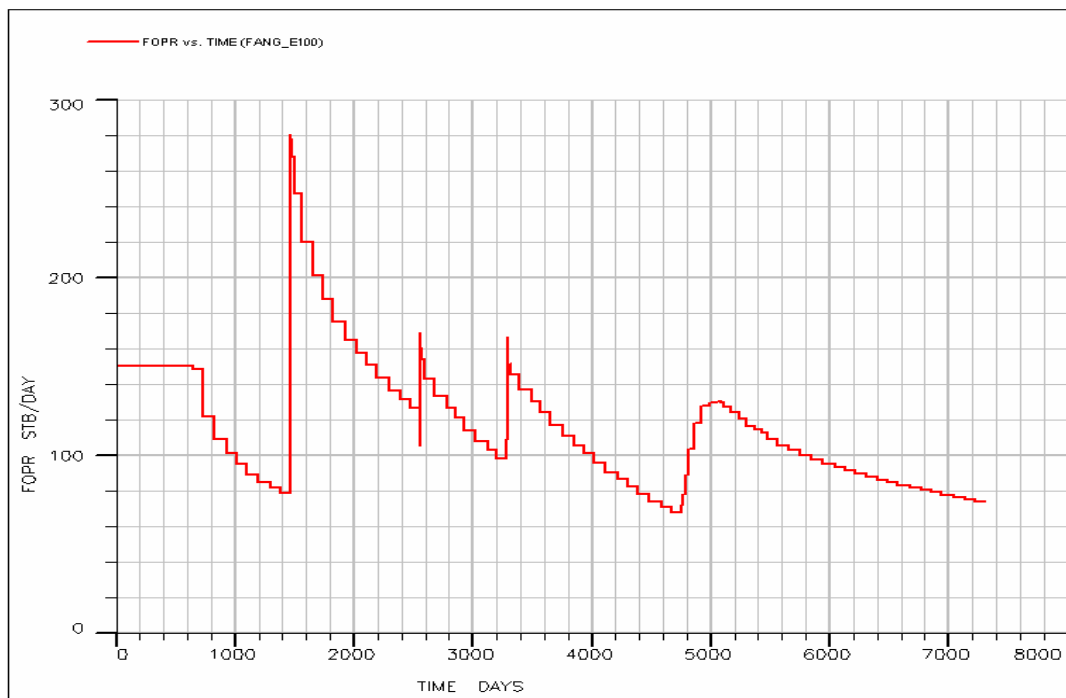
- ปริมาณน้ำที่ใช้ในการอัดน้ำกับเวลา (Cumulative Water injection VS. Time)

(รูปที่ 6.149)

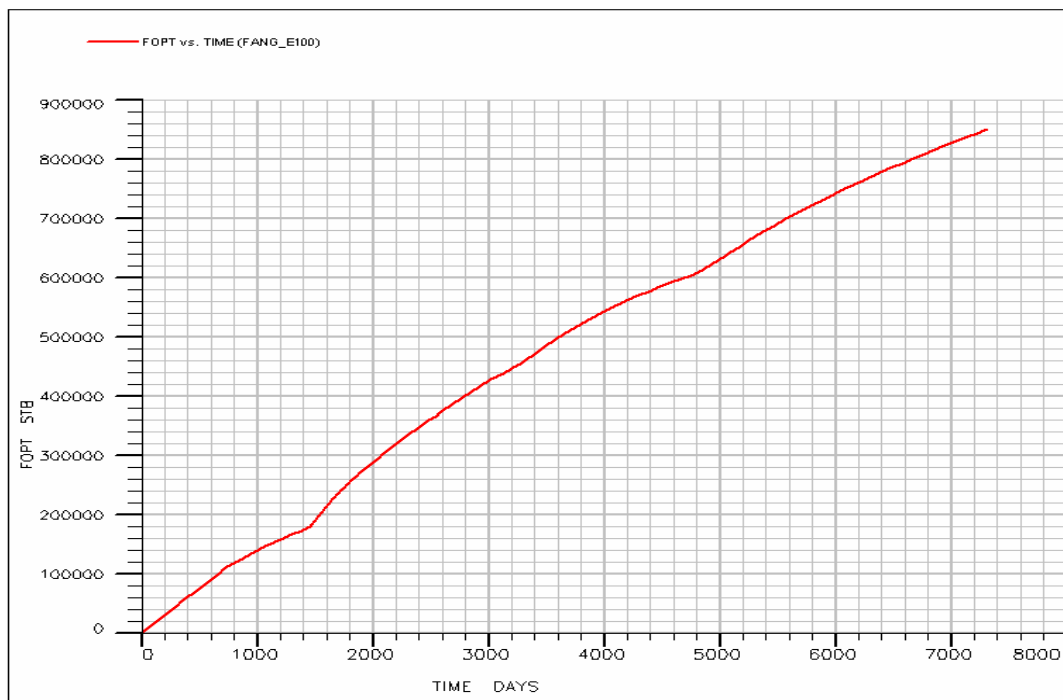
- ปริมาณของน้ำที่เหลืออยู่กับเวลา (Water in place vs. Time) (รูปที่ 6.150)



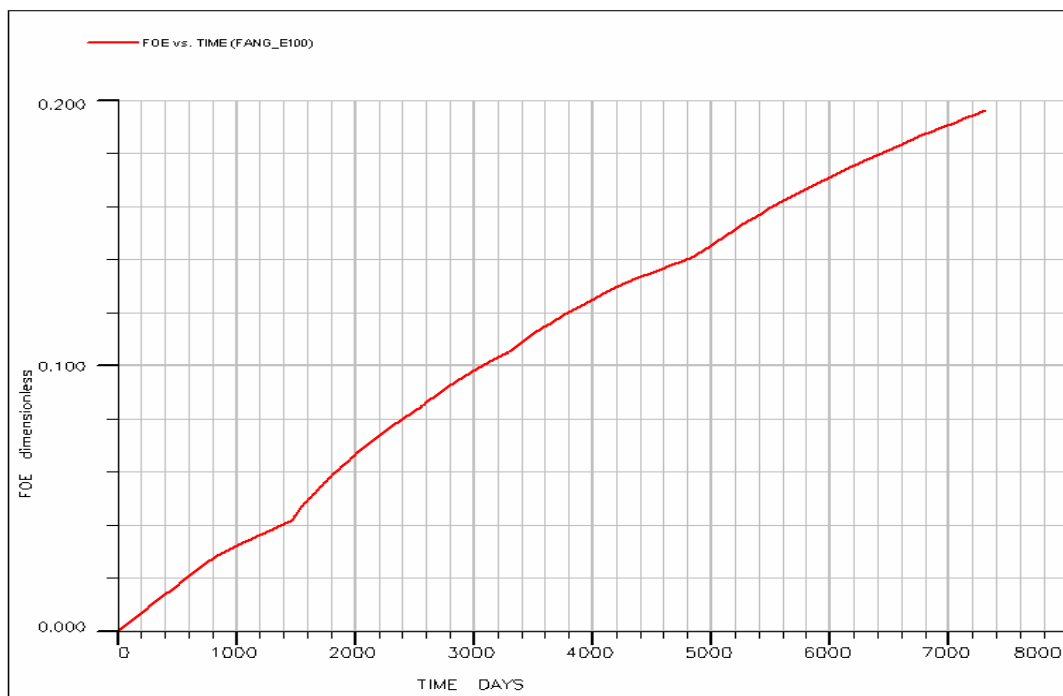
รูปที่ 6.139 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่เหลืออยู่กับเวลา (OIP VS. Time)



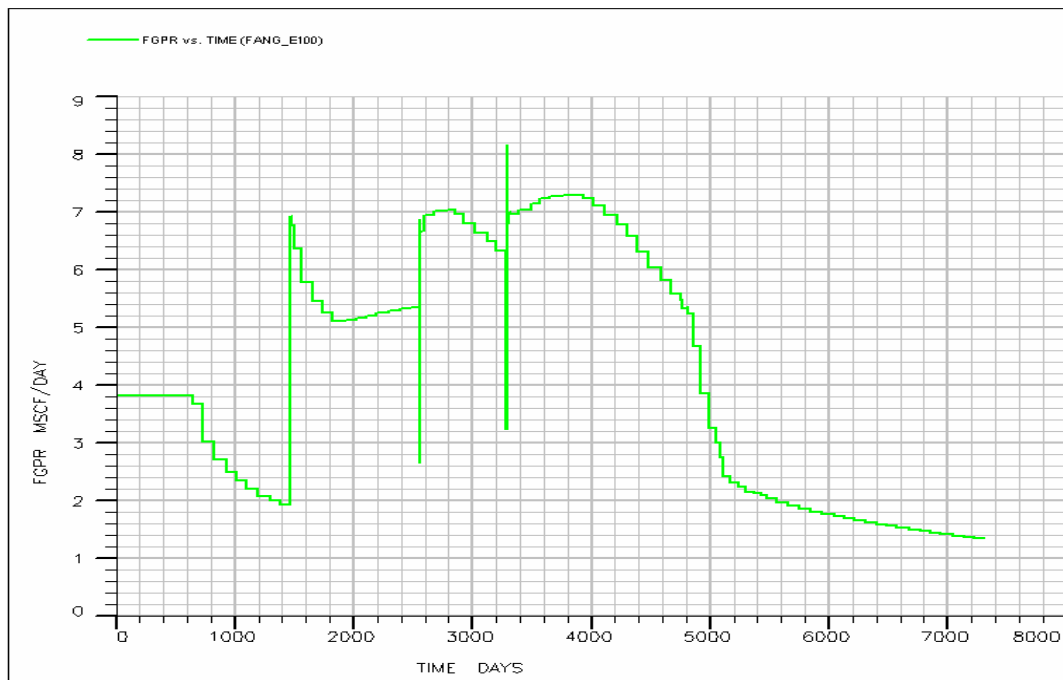
รูปที่ 6.140 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำมันกับเวลา (Oil Production Rate VS. Time)



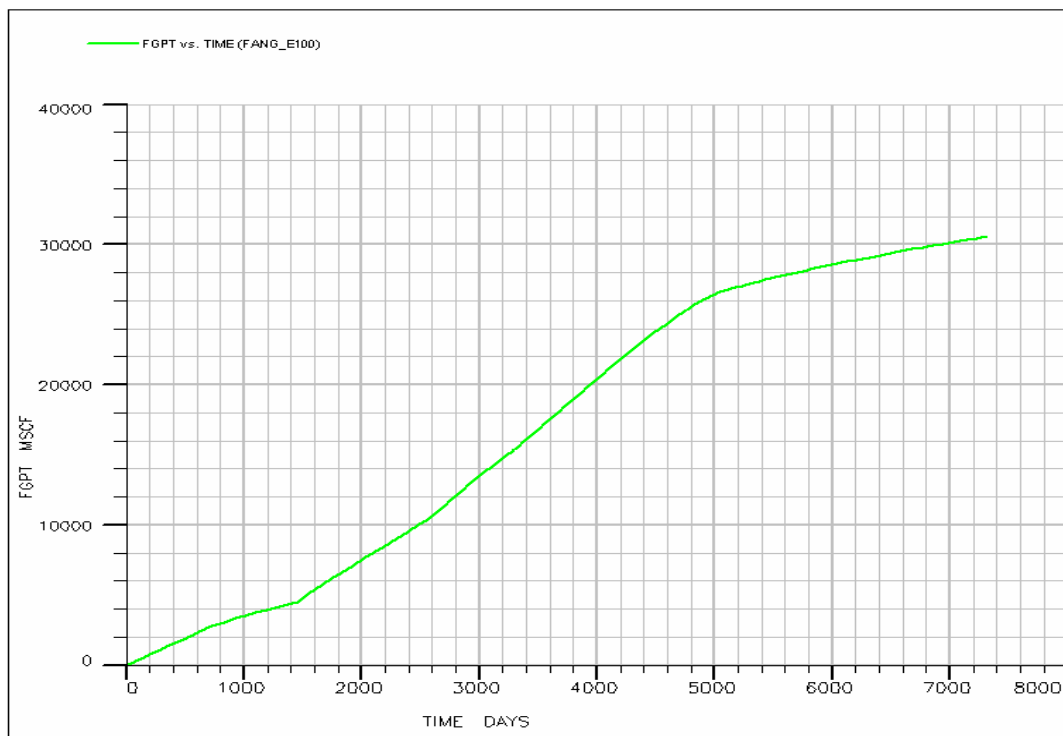
รูปที่ 6.141 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของน้ำมันที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative Oil Production VS. Time)



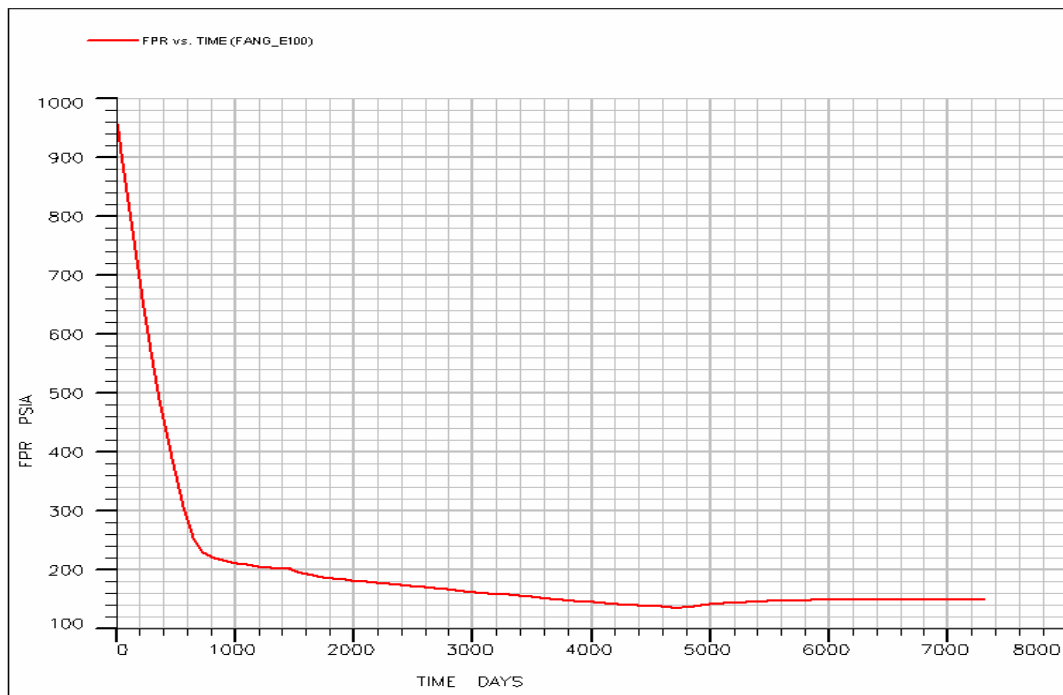
รูปที่ 6.142 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราส่วนของน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมดกับเวลา (Oil Recovery VS. Time)



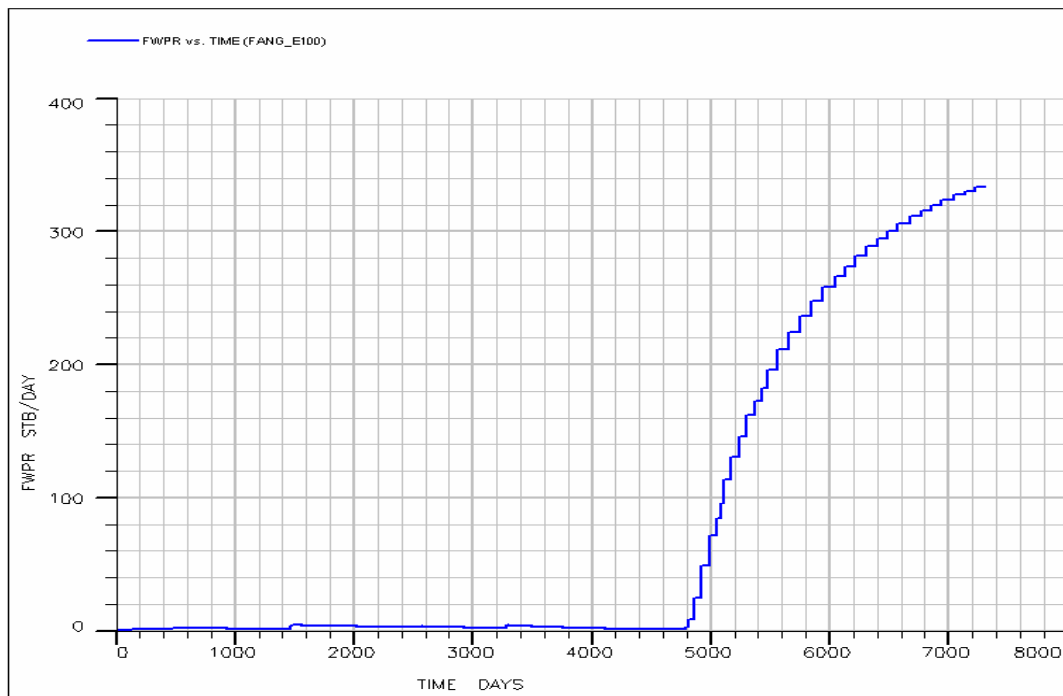
รูปที่ 6.143 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตก๊าซต่อเวลา (Gas Production Rate VS. Time)



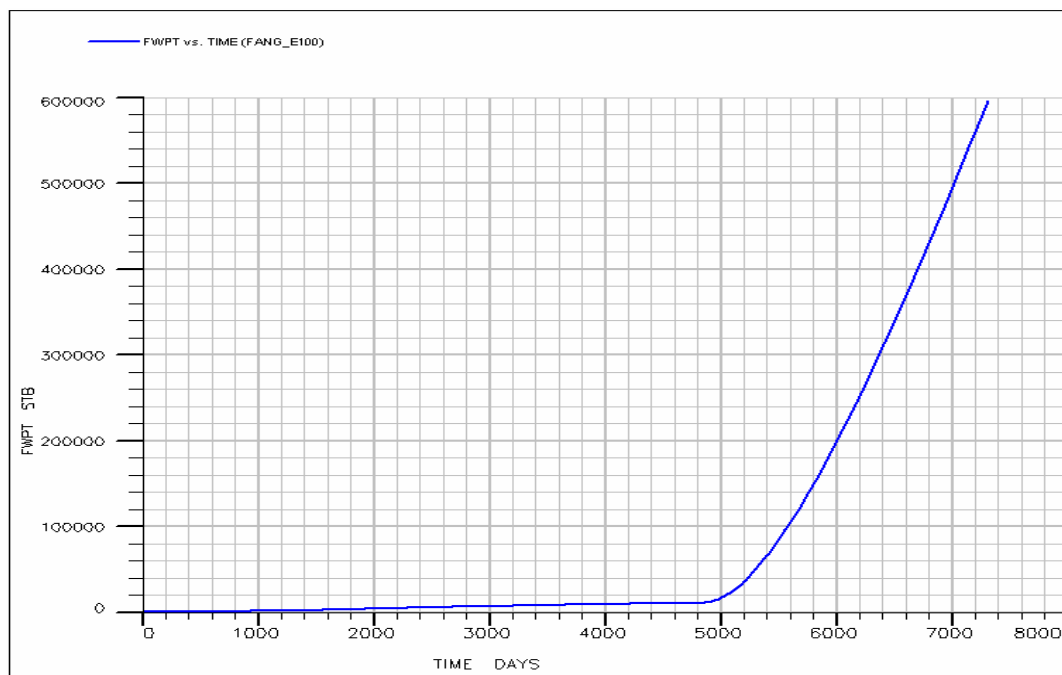
รูปที่ 6.144 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตก๊าซทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Gas Production VS. Time)



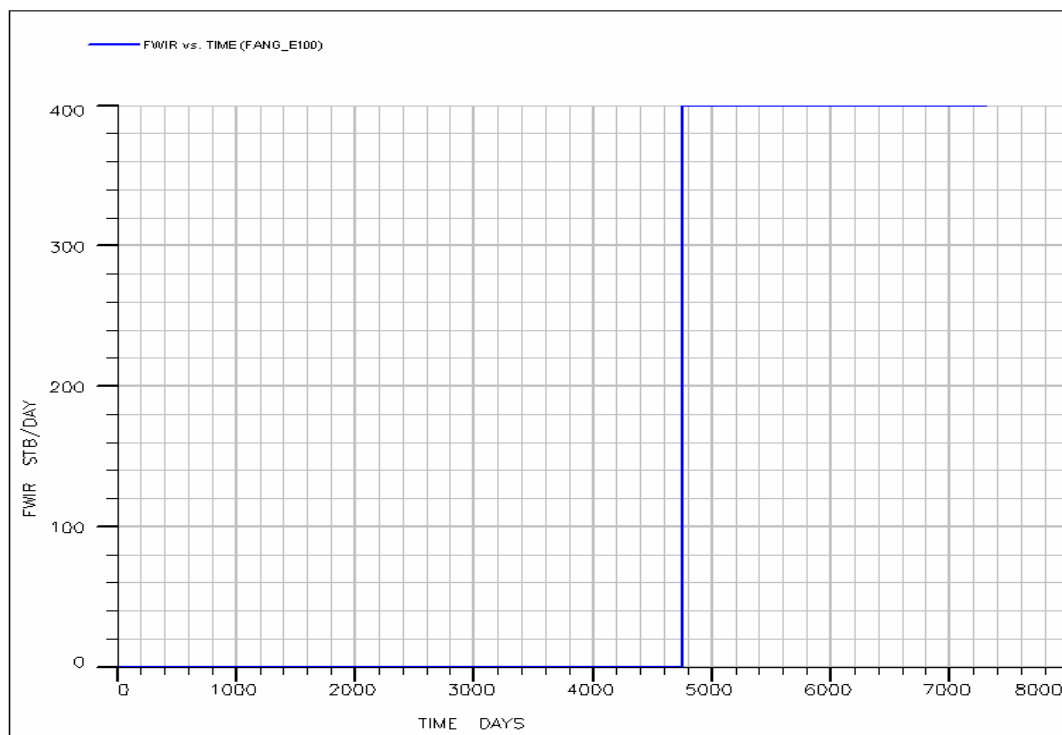
รูปที่ 6.145 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างความดันของแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Formation Pressure VS. Time)



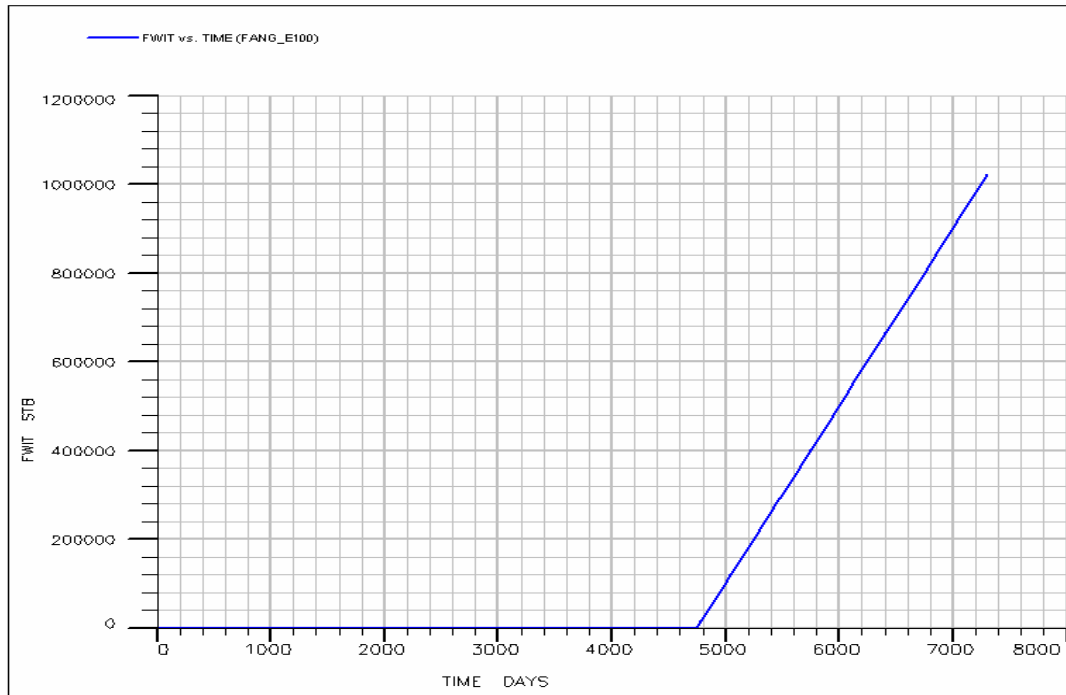
รูปที่ 6.146 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตน้ำต่อเวลา (Water Production Rate VS. Time)



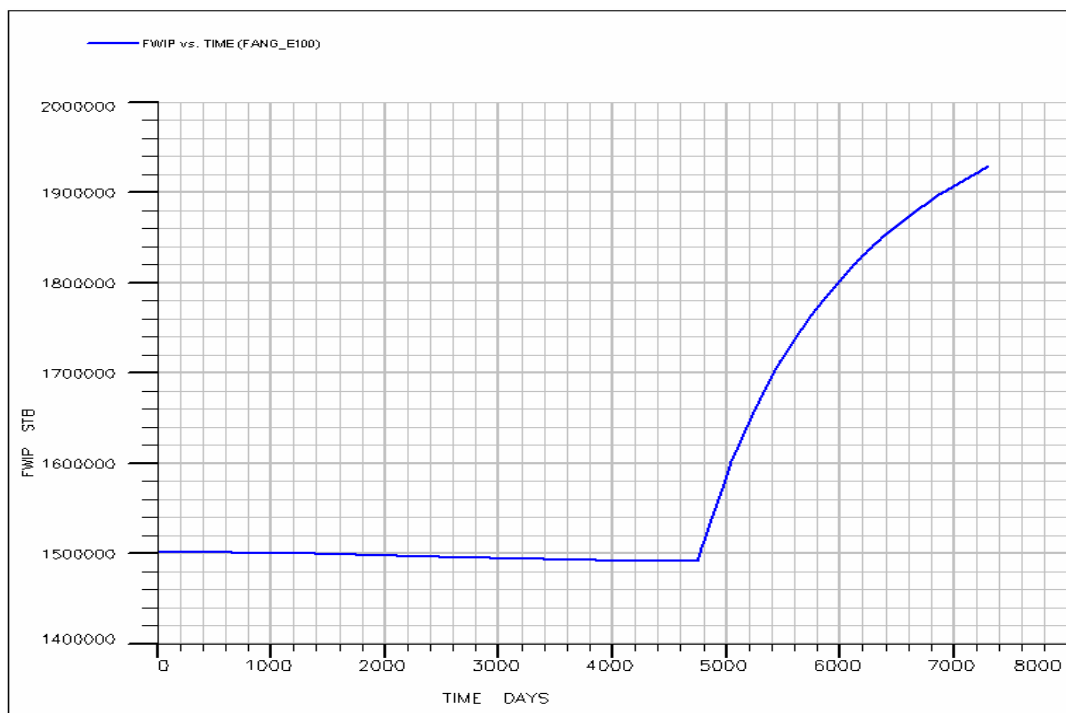
รูปที่ 6.147 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณการผลิตน้ำทั้งหมดต่อเวลา (Cumulative Water Production VS. Time)



รูปที่ 6.148 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการอัดน้ำต่อเวลา (Water Injection Rate VS. Time)



รูปที่ 6.149 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ทำการอัดต่อเวลา (Cumulative Water Injection VS. Time)



รูปที่ 6.150 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บต่อเวลา (Water In Place VS. Time)

6.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์

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

กรณีที่ทำกรจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยไม่ทำการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 703,592 บาร์เรล (16.3%) และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 120 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

กรณีที่ทำกรจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 คือมีการใช้หลุมผลิตที่มีอยู่เดิม (หลุม S3) เป็นหลุมที่ใช้สำหรับทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 775,280 – 802,050 บาร์เรล (17.9-18.5%) ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 129-137 ปอนด์ต่อตารางนิ้วขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ

กรณีที่ทำกรจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 คือมีหลุมสำหรับอัดน้ำ 1 หลุมมาประยุกต์ใช้ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 793,165 – 822,526 บาร์เรล (18.3-19.0%) ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 130-136 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ

กรณีที่ทำกรจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4 คือมีหลุมสำหรับอัดน้ำ 2 หลุมมาประยุกต์ใช้ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 811,505 – 826,550 บาร์เรล (18.7-19.1%) ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 136-148 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ

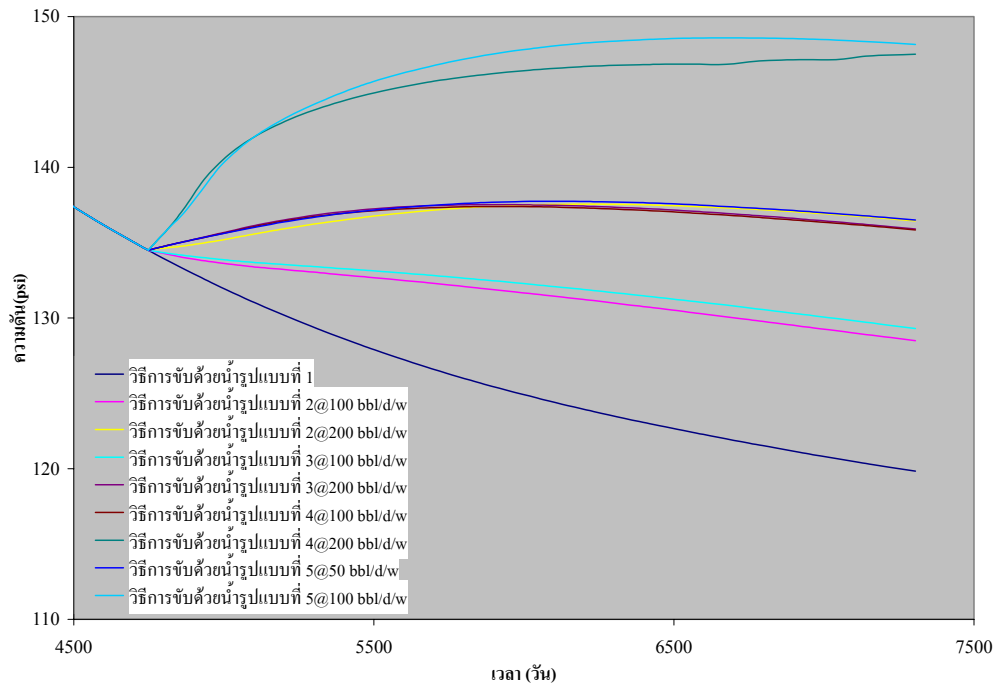
กรณีที่ทำกรจำลองการผลิตตั้งแต่ปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 (7305) โดยนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 คือมีหลุมสำหรับอัดน้ำ 4 หลุมมาประยุกต์ใช้ จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบได้ประมาณ 823,073 – 849,653 บาร์เรล (18.9-19.6%) ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ และมีค่าความดันของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแบบจำลองที่เวลา 20 ปีเหลืออยู่ประมาณ 137-149 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำ

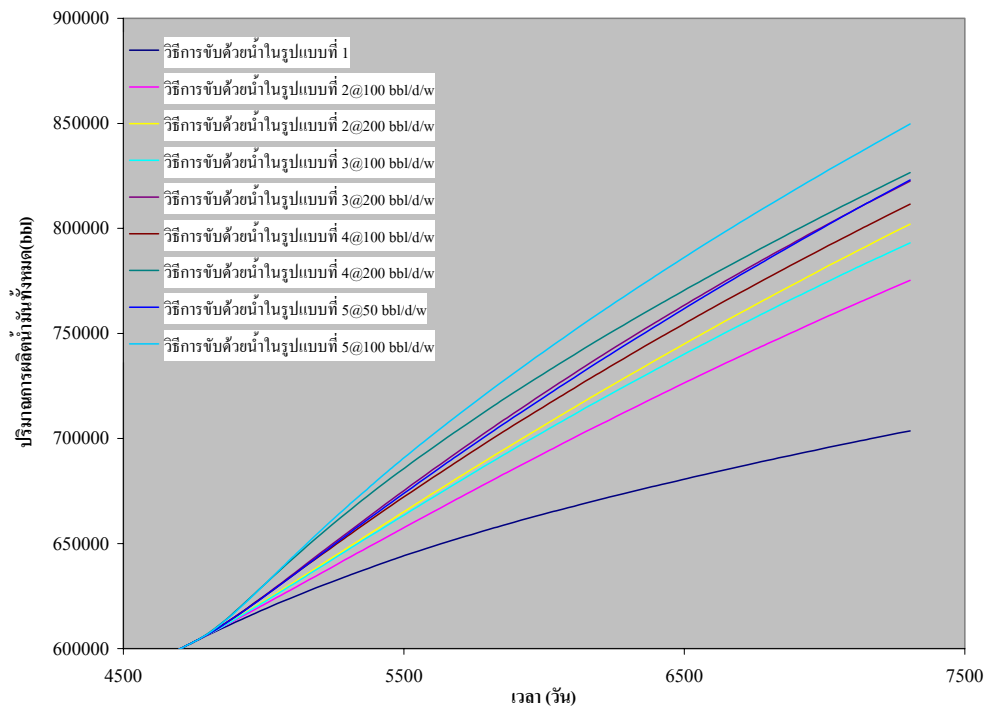
ดังนั้นจากผลการทดสอบแบบจำลองที่มีการประยุกต์ใช้วิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ และรวมถึงที่ไม่มีการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ สามารถสรุปรวมได้ในตารางที่ 6.4

ตารางที่ 6.4 ตารางเปรียบเทียบผลการทดสอบแบบจำลองในทุกรูปแบบ

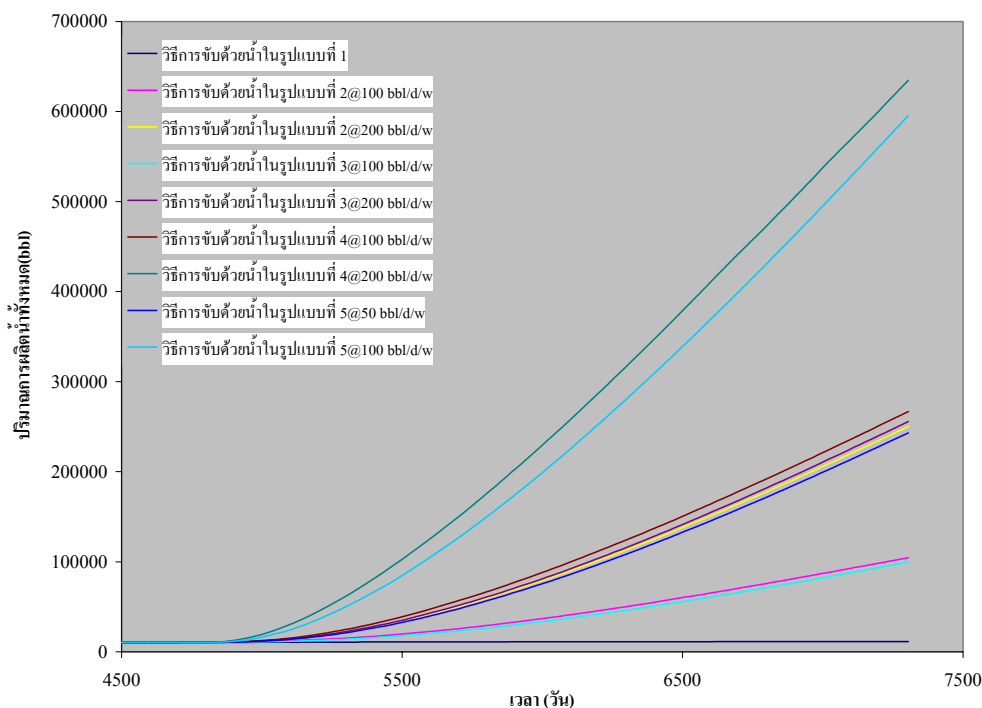
รูปแบบการผลิต	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บ (บาร์เรล)
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 14 ปี	602,924.38	0.1392	10,407.397	0	1,491,028
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยไม่ทำการอัดน้ำ	703,591.25	0.1624	11,376.456	0	1,490,059
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยอัดน้ำลงในหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่จำนวน 1 หลุม (หลุม S3) และเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
100 STB/D	775,280	0.1789	104,482.77	255,700	1,652,652.3
200 STB/D	802,049.13	0.1851	250,118.09	511,400	1,762,716.8
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยทำการอัดน้ำจำนวน 1 หลุม โดยเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
100 STB/D	793,164.81	0.1831	99,658.664	255,700	1,657,476.4
200 STB/D	822,525.38	0.1898	255,803.84	511,400	1,757,031.3
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยทำการอัดน้ำจำนวน 2 หลุม โดยเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
100 STB/D	811,505.19	0.1873	266,941.78	511,400	1,745,893
200 STB/D	826,549.75	0.1908	634,608.06	1,022,800	1,889,627
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยทำการอัดน้ำจำนวน 4 หลุม โดยเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
50 STB/D	823,072.94	0.1900	243,146.09	511,400	1,769,690
100 STB/D	849,653.38	0.1961	595,523.06	1,022,800	1,928,712



รูปที่ 6.151 กราฟแสดงความดันในแหล่งกักเก็บ ณ เวลา 20 ปี



รูปที่ 6.152 กราฟแสดงปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี



รูปที่ 6.153 กราฟแสดงปริมาณน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี

และสำหรับการคำนวณเพื่อหาค่าประสิทธิภาพในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ที่จัดทำขึ้น สามารถทำได้โดยใช้สมการ 6.1 คือ

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

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

E_D คือ ประสิทธิภาพการแทนที่ด้วยน้ำ (Displacement Efficiency)

E_V คือ ประสิทธิภาพการกวาดน้ำมันของน้ำ (Volumetric Sweep Efficiency)

และค่าของ E_D สามารถทำการคำนวณหาได้โดยใช้สมการคือ

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

ส่วนค่าของ E_V มีวิธีการคำนวณ ดังนี้

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

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 ความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำที่เหลืออยู่และที่เริ่มต้นตามลำดับ

V_p คือ ปริมาตรของช่องว่างในแหล่งกักเก็บ (pore volume)

สำหรับค่าต่างๆที่ใช้ในการคำนวณเพื่อหาค่าประสิทธิภาพต่างๆ ของวิธีการขับด้วยน้ำมีดังนี้

- ปริมาณของน้ำมันดิบที่ผลิตได้หลังจากทำการขับด้วยน้ำ (N_{PEOR}) = 602924.38 bbl

- ความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำเริ่มต้น (S_{wi}) = 0.22

- ปริมาตรของช่องว่างในแหล่งกักเก็บ (V_p) = 5834145.1 bbl

สำหรับผลการคำนวณเพื่อหาค่าประสิทธิภาพต่างๆ แสดงดังนี้

ตารางที่ 6.5 ค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำในบริเวณที่มีการอัดน้ำ

รูปแบบวิธีการขับด้วยน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (bbl/d/well)	ความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำ(S_{wor})
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	100	0.32
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	200	0.41
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	100	0.31
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	200	0.42
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	100	0.34
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	200	0.43
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	50	0.32
วิธีการขับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	100	0.35

ตารางที่ 6.6 ประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการขุดด้วยน้ำ

รูปแบบวิธีการขุดด้วยน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (bbl/d/well)	E_D	E_A	E_I	E_{RWF}
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	100	0.128	0.295	0.500	0.019
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	200	0.244	0.18	0.617	0.027
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	100	0.115	0.362	0.617	0.026
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	200	0.256	0.188	0.716	0.035
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	100	0.154	0.298	0.716	0.033
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	200	0.269	0.183	0.847	0.042
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	50	0.128	0.377	0.825	0.040
วิธีการขุดด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	100	0.192	0.325	0.847	0.053

ดังนั้นจากผลการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้นจะเห็นว่า ในกรณีที่พิจารณาถึงอัตราการอัดน้ำ ที่ปริมาณของอัตราการนำมากกว่าจะสามารถช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากกว่ากรณีที่ใช้อัตราการอัดน้ำต่ำกว่า เนื่องจากปริมาณน้ำที่เพิ่มมากขึ้นในการอัดน้ำจะช่วยเพิ่มความดันในแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบให้สูงขึ้น จึงสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากขึ้นด้วย ส่วนกรณีที่พิจารณาถึงจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ ถ้ามีจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำมาก จะสามารถช่วยในการกระจายพื้นที่ในการอัดน้ำให้ครอบคลุมได้ทั้งแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบ ทำให้สามารถขุดไล่ น้ำมันได้ดีกว่ากรณีที่ มีจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำน้อยกว่า ดังนั้นกรณีที่ มีหลุมสำหรับทำการอัดน้ำจำนวนมากกว่าจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้ดีกว่ากรณีที่ มีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวนน้อยกว่า

บทที่ 7

การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

7.1 วัตถุประสงค์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้โดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจากโปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศเพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาใช้เพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝาง

7.2 เงื่อนไขและข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

เนื่องจากการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ของงานวิจัยชิ้นนี้ได้ทำการวิเคราะห์โดยใช้ข้อมูลค่าใช้จ่ายส่วนใหญ่ที่ได้มาจาก ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ซึ่งปัจจุบันทำหน้าที่เป็นผู้ดูแลและจัดการกิจการทั้งหมดในบริเวณแหล่งน้ำมันฝาง ทำให้ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในบางส่วนอาจจะมีค่าใช้จ่ายที่ต่ำกว่าปกติ เนื่องจากความพร้อมของทรัพยากรที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน ไม่ว่าจะเป็น เครื่องมือและอุปกรณ์ต่างๆที่เกี่ยวข้องกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม นอกจากนั้นยังมีความพร้อมในด้านบุคลากรที่ปฏิบัติงานอยู่ในปัจจุบัน ทำให้สามารถลดทอนค่าใช้จ่ายที่จำเป็นในบางส่วนออกไปได้ และสำหรับข้อกำหนดในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์จะมีรายละเอียดดังนี้

- ราคาน้ำมันดิบ	30 เหรียญดอลลาร์ต่อบาร์เรล
- ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมสำหรับอัดน้ำ อาทิเช่น ค่าอุปกรณ์การเจาะ น้ำมันเชื้อเพลิงที่ใช้ในการเจาะ	10,000,000 บาทต่อ 1 หลุม
- ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การอัดน้ำ อาทิเช่น ปั๊มสำหรับอัดน้ำและอุปกรณ์อื่นๆที่เกี่ยวข้อง	8,000,000 บาทต่อหน่วย
- ค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำมันดิบ	500 บาทต่อบาร์เรลน้ำมัน
- ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ	400,000 บาทต่อหน่วย/เดือน
- ค่าใช้จ่ายในกระบวนการอัดน้ำ	10 บาทต่อบาร์เรลน้ำ
- อัตราการแลกเปลี่ยนเงินตรา	40 บาทต่อเหรียญดอลลาร์
- อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	7.25%

7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

สำหรับการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในครั้งนี้ ผู้ทำการศึกษาได้ทำการคำนวณโดยนำโปรแกรมไมโครซอฟเอ็กเซล (Microsoft Excel) ช่วยในการคำนวณด้วย และผลการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้มีดังนี้

ตารางที่ 7.1 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการอัด น้ำ (บาท)	รวมรายรับ และรายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	0	8,000,000	0	0	0	-8,000,000	-8,000,000.00	-8,000,000.00
14	26,206.93	36,500	31,448,316	0	0	13,103,465	4,800,000	365,000	13,179,851	12,288,905.36	4,288,905.36
15	26,869.38	36,600	32,243,256	0	0	13,434,690	4,800,000	366,000	13,642,566	11,860,458.05	16,149,363.41
16	26,171.81	36,500	31,406,172	0	0	13,085,905	4,800,000	365,000	13,155,267	10,663,696.21	26,813,059.62
17	25,097.31	36,500	30,116,772	0	0	12,548,655	4,800,000	365,000	12,403,117	9,374,360.20	36,187,419.83
18	23,891.13	36,500	28,669,356	0	0	11,945,565	4,800,000	365,000	11,558,791	8,145,653.03	44,333,072.85
19	22,681.87	36,600	27,218,244	0	0	11,340,935	4,800,000	366,000	10,711,309	7,038,153.64	51,371,226.49
20	21,437.19	36,500	25,724,628	0	0	10,718,595	4,800,000	365,000	9,841,033	6,029,198.50	57,400,424.99
รวม	172,355.62	255,700	206,826,744	0	8,000,000	86,177,810	33,600,000	2,557,000	76,491,934	57,400,424.99	-
										PIR	7.175
										IRR	147%

ตารางที่ 7.2 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัด น้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ใน กระบวนการ อัดน้ำ (บาท)	รวมรายรับ และรายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	0	8,000,000	0	0	0	-8,000,000	-8,000,000.00	-8,000,000.00
14	29,062.81	73,000	34,875,372	0	0	14,531,405	4,800,000	730,000	14,813,967	13,812,556.64	5,812,556.64
15	31,306.19	73,200	37,567,428	0	0	15,653,095	4,800,000	732,000	16,382,333	14,242,333.39	20,054,890.04
16	30,378.00	73,000	36,453,600	0	0	15,189,000	4,800,000	730,000	15,734,600	12,754,510.75	32,809,400.79
17	29,096.50	73,000	34,915,800	0	0	14,548,250	4,800,000	730,000	14,837,550	11,214,321.23	44,023,722.02
18	27,744.56	73,000	33,293,472	0	0	13,872,280	4,800,000	730,000	13,891,192	9,789,330.92	53,813,052.94
19	26,470.25	73,200	31,764,300	0	0	13,235,125	4,800,000	732,000	12,997,175	8,540,143.37	62,353,196.31
20	25,066.44	73,000	30,079,728	0	0	12,533,220	4,800,000	730,000	12,016,508	7,362,023.07	69,715,219.37
รวม	199,124.75	511,400	238,949,700	0	8,000,000	99,562,375	33,600,000	5,114,000	92,673,325	69,715,219.37	-
										PIR	8.714
										IRR	171%

ตารางที่ 7.3 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัด น้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ใน กระบวนการ อัดน้ำ (บาท)	รวมรายรับ และรายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	10,000,000	8,000,000	0	0	0	-18,000,000	-18,000,000.00	-18,000,000.00
14	28,377.56	36,500	34,053,072	0	0	14,188,780	4,800,000	365,000	14,699,292	13,705,633.57	-4,294,366.43
15	30,497.87	36,600	36,597,444	0	0	15,248,935	4,800,000	366,000	16,182,509	14,068,612.10	9,774,245.67
16	29,419.63	36,500	35,303,556	0	0	14,709,815	4,800,000	365,000	15,428,741	12,506,580.59	22,280,826.26
17	27,831.69	36,500	33,398,028	0	0	13,915,845	4,800,000	365,000	14,317,183	10,821,024.31	33,101,850.57
18	26,253.62	36,500	31,504,344	0	0	13,126,810	4,800,000	365,000	13,212,534	9,311,070.47	42,412,921.04
19	24,720.00	36,600	29,664,000	0	0	12,360,000	4,800,000	366,000	12,138,000	7,975,599.33	50,388,520.37
20	23,140.06	36,500	27,768,072	0	0	11,570,030	4,800,000	365,000	11,033,042	6,759,493.67	57,148,014.03
รวม	190,240.43	255,700	228,288,516	10,000,000	8,000,000	95,120,215	33,600,000	2,557,000	79,011,301	57,148,014.03	-
										PIR	3.175
										IRR	70%

ตารางที่ 7.4 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัด น้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ใน กระบวนการ อัดน้ำ (บาท)	รวมรายรับ และรายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	10,000,000	8,000,000	0	0	0	-18,000,000	-18,000,000.00	-18,000,000.00
14	33,334.06	73,000	40,000,872	0	0	16,667,030	4,800,000	730,000	17,803,842	16,600,318.88	-1,399,681.12
15	36,844.69	73,200	44,213,628	0	0	18,422,345	4,800,000	732,000	20,259,283	17,612,843.23	16,213,162.11
16	34,578.25	73,000	41,493,900	0	0	17,289,125	4,800,000	730,000	18,674,775	15,137,824.83	31,350,986.94
17	31,980.31	73,000	38,376,372	0	0	15,990,155	4,800,000	730,000	16,856,217	12,740,043.48	44,091,030.41
18	29,620.00	73,000	35,544,000	0	0	14,810,000	4,800,000	730,000	15,204,000	10,714,486.37	54,805,516.78
19	27,587.44	73,200	33,104,928	0	0	13,793,720	4,800,000	732,000	13,779,208	9,053,999.18	63,859,515.96
20	25,656.25	73,000	30,787,500	0	0	12,828,125	4,800,000	730,000	12,429,375	7,614,969.80	71,474,485.76
รวม	219,601	511,400	263,521,200	10,000,000	8,000,000	109,800,500	33,600,000	5,114,000	97,006,700	71,474,485.76	-
										PIR	3.971
										IRR	87%

ตารางที่ 7.5 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัด น้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ใน กระบวนการ อัดน้ำ (บาท)	รวมรายรับ และรายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	20,000,000	16,000,000	0	0	0	-36,000,000	-36,000,000.00	-36,000,000.00
14	32,727.50	73,000	39,273,000	0	0	16,363,750	9,600,000	730,000	12,579,250	11,728,904.43	-24,271,095.57
15	34,604.93	73,200	41,525,916	0	0	17,302,465	9,600,000	732,000	13,891,451	12,076,831.58	-12,194,264.00
16	31,994.94	73,000	38,393,928	0	0	15,997,470	9,600,000	730,000	12,066,458	9,781,104.59	-2,413,159.40
17	29,876.94	73,000	35,852,328	0	0	14,938,470	9,600,000	730,000	10,583,858	7,999,351.88	5,586,192.47
18	28,091.75	73,000	33,710,100	0	0	14,045,875	9,600,000	730,000	9,334,225	6,577,968.07	12,164,160.54
19	26,462.44	73,200	31,754,928	0	0	13,231,220	9,600,000	732,000	8,191,708	5,382,582.04	17,546,742.58
20	24,822.31	73,000	29,786,772	0	0	12,411,155	9,600,000	730,000	7,045,617	4,316,561.42	21,863,304.01
รวม	208,580.81	511,400	250,296,972	20,000,000	16,000,000	104,290,405	67,200,000	5,114,000	37,692,567	21,863,304.01	-
										PIR	0.607
										IRR	17%

ตารางที่ 7.6 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดหาน้ำในรูปแบบที่ 4 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์เรล/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์เรล/ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัด น้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการอัด น้ำ (บาท)	รวมรายรับ และรายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	20,000,000	16,000,000	0	0	0	-36,000,000	-36,000,000.00	-36,000,000.00
14	40,931.37	146,000	49,117,644	0	0	20,465,685	9,600,000	1,460,000	17,591,959	16,402,758.97	-19,597,241.03
15	39,738.19	146,400	47,685,828	0	0	19,869,095	9,600,000	1,464,000	16,752,733	14,564,348.60	-5,032,892.43
16	34,037.44	146,000	40,844,928	0	0	17,018,720	9,600,000	1,460,000	12,766,208	10,348,323.90	5,315,431.47
17	30,474.75	146,000	36,569,700	0	0	15,237,375	9,600,000	1,460,000	10,272,325	7,763,893.12	13,079,324.59
18	27,881.00	146,000	33,457,200	0	0	13,940,500	9,600,000	1,460,000	8,456,700	5,959,563.07	19,038,887.65
19	26,109.18	146,400	31,331,016	0	0	13,054,590	9,600,000	1,464,000	7,212,426	4,739,118.47	23,778,006.12
20	24,453.44	146,000	29,344,128	0	0	12,226,720	9,600,000	1,460,000	6,057,408	3,711,126.18	27,489,132.30
รวม	223,625.37	1,022,800	268,350,444	20,000,000	16,000,000	111,812,685	67,200,000	10,228,000	43,109,759	27,489,132.30	-
										PIR	0.764
										IRR	23%

ตารางที่ 7.8 ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์สำหรับกรณีที่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 ที่อัตราการอัดน้ำ 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ปีที่	อัตราการ ผลิต น้ำมันดิบ (บาร์/ปี)	อัตราการ อัดน้ำ (บาร์/ ปี)	รายได้ (บาท)	ค่าใช้จ่าย ในการทำ หลุมอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่าย สำหรับ อุปกรณ์ การอัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการผลิต น้ำมัน (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน บำรุงรักษา อุปกรณ์การ อัดน้ำ (บาท)	ค่าใช้จ่ายใน กระบวนการอัด น้ำ (บาท)	รวมรายรับ และ รายจ่าย (บาท)	ค่าเงินที่ลดลง ตามดอกเบี้ย (บาท)	รวมรายรับ สะสม (บาท)
13	0	0	0	40,000,000	32,000,000	0	0	0	-72,000,000	-72,000,000.00	-72,000,000.00
14	41,803.81	146,000	50,164,572	0	0	20,901,905	19,200,000	1,460,000	8,602,667	8,021,134.73	-63,978,865.27
15	43,639.69	146,400	52,367,628	0	0	21,819,845	19,200,000	1,464,000	9,883,783	8,592,679.24	-55,386,186.03
16	37,973.62	146,000	45,568,344	0	0	18,986,810	19,200,000	1,460,000	5,921,534	4,800,012.02	-50,586,174.01
17	34,392.50	146,000	41,271,000	0	0	17,196,250	19,200,000	1,460,000	3,414,750	2,580,891.28	-48,005,282.73
18	31,723.50	146,000	38,068,200	0	0	15,861,750	19,200,000	1,460,000	1,546,450	1,089,806.46	-46,915,476.27
19	29,581.38	146,400	35,497,656	0	0	14,790,690	19,200,000	1,464,000	42,966	28,231.97	-46,887,244.30
20	27,614.50	146,000	33,137,400	0	0	13,807,250	19,200,000	1,460,000	-1,329,850	-814,744.71	-47,701,989.02
รวม	246,729.00	1,022,800	296,074,800	40,000,000	32,000,000	123,364,500	134,400,000	10,228,000	-43,917,700	-47,701,989.02	-
										PIR	-0.663
										IRR	-

สำหรับการคำนวณที่ปรากฏในตาราง 7.1 ถึงตาราง 7.8 จะมีรายละเอียดในการคำนวณดังนี้

คอลัมน์ที่ 1 คือ ปีที่ทำการผลิต

คอลัมน์ที่ 2 คือ อัตราการผลิตน้ำมันดิบ(บาร์เรลต่อปี)

คอลัมน์ที่ 3 คือ อัตราการผลิตน้ำ(บาร์เรลต่อปี)

คอลัมน์ที่ 4 คือ รายได้จากการขายน้ำมันดิบ(บาท)

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 2}) * 1200$$

คอลัมน์ที่ 5 คือ ค่าใช้จ่ายในการทำหลุมอัดน้ำ(บาท)

$$= (\text{จำนวนหลุมสำหรับอัดน้ำ}) * 10,000,000$$

คอลัมน์ที่ 6 คือ ค่าใช้จ่ายสำหรับอุปกรณ์การอัดน้ำ(บาท)

$$= (\text{จำนวนหลุมสำหรับอัดน้ำ}) * 8,000,000$$

คอลัมน์ที่ 7 คือ ค่าใช้จ่ายในกระบวนการผลิตน้ำมัน(บาท)

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 2}) * 500$$

คอลัมน์ที่ 8 คือ ค่าใช้จ่ายในบำรุงรักษาอุปกรณ์การอัดน้ำ(บาท)

$$= (\text{จำนวนหลุมสำหรับอัดน้ำ}) * 400,000 * 12$$

คอลัมน์ที่ 9 คือ ค่าใช้จ่ายในกระบวนการอัดน้ำ(บาท)

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 3}) * 10$$

คอลัมน์ที่ 10 คือ รวมรายรับ-รายจ่าย(บาท)

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 3}) - (\text{ผลรวมตั้งแต่คอลัมน์ที่ 4 ถึงคอลัมน์ที่ 9})$$

คอลัมน์ที่ 11 คือ ค่าเงินที่ลดลงตามดอกเบี้ย(บาท)

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 10}) * (1+i)^{-n}$$

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 10}) * (1+0.0725)^{-n}$$

โดยที่ i = อัตราดอกเบี้ยเงินกู้(7.25%)

n = จำนวนปี

คอลัมน์ที่ 12 คือ รวมรายรับสะสม(บาท)

$$= \text{ผลรวมในแต่ละแถวของคอลัมน์ที่ 11}$$

อัตราส่วนระหว่างกำไรต่อต้นทุนคงตัว (Profit Investment Ratio, PIR) = กำไร/ผลรวมต้นทุนคงตัว

$$= (\text{คอลัมน์ที่ 4}) / ((\text{คอลัมน์ที่ 5}) + (\text{คอลัมน์ที่ 6}))$$

อัตราการคืนทุน(Internal Rate of Return, IRR) จะทำการคำนวณโดยใช้วิธีการสมมุติค่าและคำนวณเพื่อหาคำตอบ (trial & error method)

$$0 = (-C) + A(1+I)^{-1} + A(1+I)^{-2} + \dots + A(1+I)^{-n}$$

โดยที่ C = ค่าผลรวมของรายรับรายจ่าย(ในทางลบ)

A = ค่าผลรวมของรายรับรายจ่าย

I = ค่าที่สมมุติขึ้นมา

7.4 สรุปและวิเคราะห์ผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์

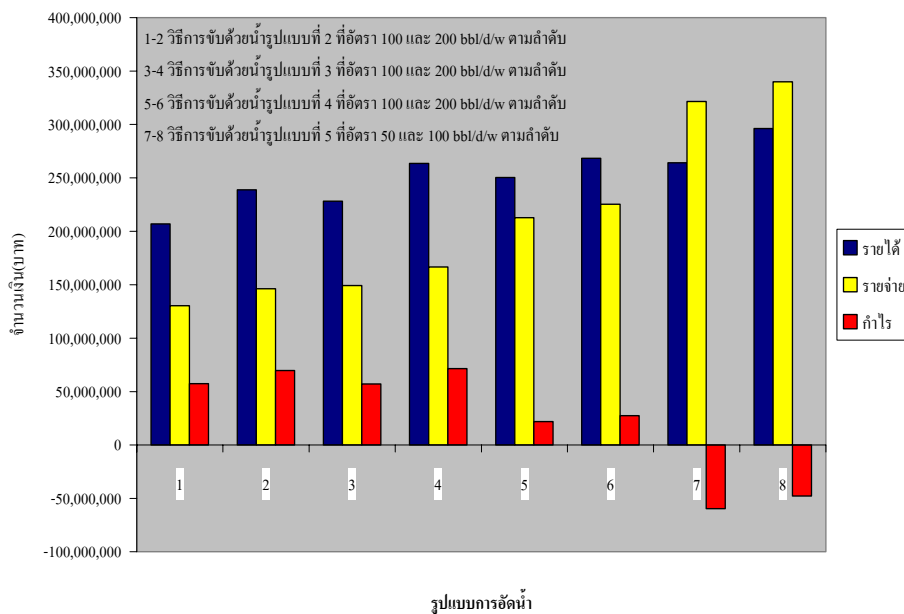
ในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบต่างๆ มาประยุกต์ใช้ในแบบจำลองที่จัดทำขึ้น จะสามารถสรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ได้ดังนี้(ตารางที่ 7.9)

ตารางที่ 7.9 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ ณ เวลา 20 ปี

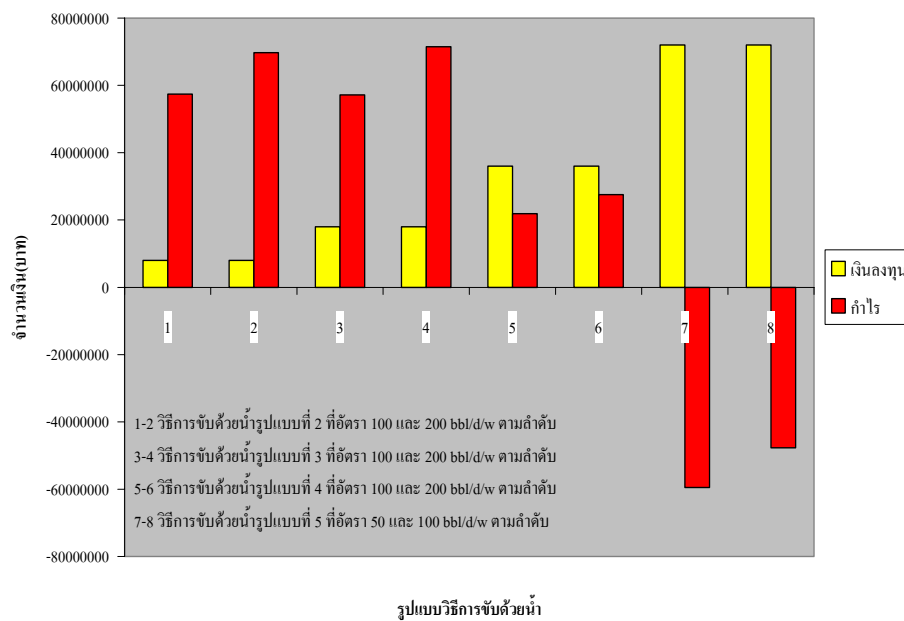
รูปแบบวิธีการขุดด้วยน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (bbl/day/well)	ค่าใช้จ่ายที่ ใช้ลงทุน (บาท)	ผลตอบแทน หลังหัก ค่าใช้จ่าย (บาท)	อัตราการคืนทุน (%)
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 2	100	8,000,000	57,400,424.99	147
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 2	200	8,000,000	69,715,219.37	171
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 3	100	18,000,000	57,148,014.03	70
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 3	200	18,000,000	71,474,485.76	87
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 4	100	36,000,000	21,863,304.01	17
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 4	200	36,000,000	27,489,132.30	23
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 5	50	72,000,000	-59,510,516.75	-
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 5	100	72,000,000	-47,701,989.02	-

จากตารางที่ 7.9 จะเห็นว่าในกรณีที่นำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 มาประยุกต์ใช้ จะมีผลตอบแทนในทางที่ดีกว่าการนำวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบอื่นๆ มาประยุกต์ใช้ โดยวิธีที่ให้ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายที่สูงที่สุดได้แก่ วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 ที่อัตราการอัดน้ำ 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

จากผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบจะเห็นว่า ในกรณีของรูปแบบที่มีจำนวนหลุมสำหรับอัดน้ำมากกว่า จะมีค่าใช้จ่ายในการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้สูงกว่ารูปแบบที่มีจำนวนของหลุมอัดน้ำน้อยกว่า ทำให้ไม่คุ้มค่าในการลงทุน



รูปที่ 7.1 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20



รูปที่ 7.2 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20 (ต่อ)

บทที่ 8

บทสรุป

8.1 สรุปผลการวิจัย

ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ ได้ทำการศึกษาถึงขั้นตอนหรือกระบวนการของวิธีการขุดด้วยน้ำ เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันฝาง ซึ่งจัดเป็นแหล่งน้ำมันที่มีความสำคัญในด้านความมั่นคงของประเทศ เนื่องจากเป็นแหล่งน้ำมันที่อยู่ภายใต้การดูแลของหน่วยงานราชการทหาร ทำหน้าที่จัดการและสำรองพลังงานไว้ใช้ในกรณีที่มีเหตุฉุกเฉินเกิดขึ้น แต่ในปัจจุบันอัตราการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันฝางกำลังตกอยู่ในภาวะถดถอย ทำให้มีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องศึกษาค้นคว้าเพื่อหาวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันจากแหล่งน้ำมันฝาง ซึ่งวิธีการขุดด้วยน้ำเป็นหนึ่งในหลากหลายทางเลือกที่มีอยู่ในปัจจุบัน

สำหรับวัตถุประสงค์หลักในการศึกษาวิจัยครั้งนี้เพื่อประเมินหาปริมาณน้ำมันดิบที่คาดว่าจะสามารถผลิตได้เพิ่มขึ้นและประสิทธิภาพของวิธีการขุดด้วยน้ำที่จะนำมาประยุกต์ใช้กับแหล่งน้ำมันฝางจากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ รวมถึงทำการคำนวณหาปริมาณของปิโตรเลียมหรือน้ำมันดิบที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งน้ำมันฝาง โดยจะมีสมมุติฐานของการศึกษาที่สำคัญคือลักษณะของแหล่งกักเก็บที่จัดทำเป็นแบบจำลองหรือการทดสอบนี้ เป็นแหล่งกักเก็บที่ชั้นหินมีความต่อเนื่องเป็นเนื้อเดียวกันทั้งหมดและค่าของความพรุนรวมถึงความซึมซาบได้ของหินที่อยู่ในระนาบเดียวกันจะไม่มีเกิดเปลี่ยนแปลงเกิดขึ้น นอกจากนี้ลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บมีลักษณะการไหลเป็นแบบคงตัว (steady state flow)

ในการศึกษาวิจัยครั้งนี้ ผู้ทำการวิจัยได้ทำการเก็บรวบรวมข้อมูลต่างๆของแหล่งน้ำมันฝาง ไม่ว่าจะเป็นข้อมูลทั่วไป ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการเจาะสำรวจและข้อมูลการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง ซึ่งข้อมูลส่วนใหญ่จะเป็นข้อมูลที่รวบรวมมาจากฐานข้อมูลของกรมการพลังงานทหารและนอกจากนั้นผู้ทำการวิจัยได้ทำการเก็บตัวอย่างน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่างๆที่ทำหน้าที่ผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง ได้แก่ แหล่งน้ำมันแม่สุ่น แหล่งน้ำมันสันทราย แหล่งน้ำมันหนองยาวและแหล่งน้ำมันบ้านธิ และได้ทำการเก็บตัวอย่างก๊าซจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่นและสันทราย รวมถึงมีการเก็บน้ำตัวอย่างที่ผลิตได้จากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น สันทราย และหน่วยแยกน้ำของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ

กรรมการพลังงานทหาร เพื่อนำตัวอย่างดังกล่าวมาทำการทดสอบด้วยเครื่องมือต่างๆ ในห้องปฏิบัติการ อาทิเช่น “Mass Balance” หรือ “Viscometer” เพื่อวัดหาคุณสมบัติต่างๆ ของของไหลของแหล่งน้ำมันฝาง จากนั้นได้นำค่าที่ได้จากการทดลองไปทำการคำนวณหาคุณสมบัติของของไหลที่จำเป็นต้องใช้ต่อไป โดยสรุปผลการทดสอบตัวอย่างของไหลและผลการคำนวณเพื่อหาคุณสมบัติต่างๆของของไหล ได้จัดแสดงไว้ในตารางที่ 8.1

ตารางที่ 8.1 สรุปผลการทดสอบตัวอย่างของไหลและผลการคำนวณคุณสมบัติของไหล

คุณสมบัติของของไหล	แหล่งน้ำมัน แม่สูน	แหล่งน้ำมัน สันทราย	แหล่งน้ำมัน หนองยาว	แหล่งน้ำมัน บ้านธิ
compressibility factor (z_i)	0.939	0.86	*NA	NA
ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (γ_g)	0.881	0.658	NA	NA
ความหนาแน่นของก๊าซ (ρ_g) (lb/ft ³)	1.213	2.977	NA	NA
ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของก๊าซ (B_{gi}) (Cuft/SCF)	0.017	0.0176	NA	NA
ความถ่วงจำเพาะของน้ำมัน (γ_o)	0.85	0.89	0.84	0.86
ความหนาแน่นของน้ำมัน (ρ_o) (lb/ft ³)	53	56	52.3	54
API gravity (°API)	34.97	34	36.95	27.49
ความหนืดจลน์ของน้ำมัน (cp) (@80°C)	12	20.1	12	11.2
ความสามารถในการละลายของก๊าซใน น้ำมันดิบ (R_{SOi}) (SCF/STB)	215.05	165.01	NA	NA
Oil compressibility (c_{oi}) (psi ⁻¹)	1.132×10^{-5}	1.137×10^{-5}	NA	NA
ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของ น้ำมัน (B_{oi}) (bbl/STB)	1.041	1.035	NA	NA
ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ (B_{wi}) (bbl/STB)	1.028	1.02677	NA	NA
ความหนืดของน้ำ (cp)	0.3907	0.375	NA	NA
Water compressibility (c_{wi}) (psi ⁻¹)	3.133×10^{-6}	3.134×10^{-6}	NA	NA

*NA = ไม่สามารถทำการทดสอบหรือคำนวณได้เนื่องจากไม่มีตัวอย่างของไหล

สำหรับการทดสอบนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝาง ผู้ทำการวิจัยได้ทำการสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสันทราย โดยสาเหตุหลักที่เลือกใช้ข้อมูลของชั้นทรายในแหล่งน้ำมันสันทรายในการนำมาสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์เพราะชั้นทรายของแหล่งน้ำมันสันทรายเป็นชั้นทรายที่มีความต่อเนื่องและมีค่าความพรุนรวมถึงความซึบซาบได้ของหินอยู่ในเกณฑ์ที่ดี นอกจากนี้ลักษณะของการกระจายตัวของหลุมผลิตหรือจำนวนของหลุมผลิตที่มีอยู่ในแหล่งน้ำมันสันทรายยังมีความเหมาะสมต่อการนำวิธีการจับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ ซึ่งในการสร้างแบบจำลองดังกล่าว ผู้ทำการวิจัยได้ใช้โปรแกรมสำหรับสร้างและทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แก่ โปรแกรมอ็คลิปส์ออฟฟิศ (Eclipse Office) ซึ่งโปรแกรมที่สามารถสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสันทรายโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทำการทดสอบตัวอย่างของของไหล ข้อมูลที่ได้จากการคำนวณและข้อมูลที่ได้จากการรวบรวมมา ซึ่งแบบจำลองที่สร้างขึ้นมาจะมีเนื้อที่ประมาณ 3,120,000 ตารางฟุต (~ 70 เอเคอร์) และมีขนาดประมาณ 3,000 เซลล์ รวมถึงมีจำนวนหลุมผลิตกระจายอยู่ในแบบจำลองจำนวนทั้งสิ้น 5 หลุม ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมเป็นระยะเวลา 20 ปี โดยระหว่างช่วงเวลาที่เริ่มต้นจนถึงปีที่ 13 ได้ทำการจำลองการผลิตโดยใช้รูปแบบปกติ และหลังจากปีที่ 13 จนถึงปีที่ 20 ได้ทำการจำลองการผลิตปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆดังนี้ มีรายละเอียดดังนี้

ตารางที่ 8.2 แสดงลักษณะรูปแบบการทดสอบหลังจากทำการผลิตไปแล้ว 13 ปี

รูปแบบการทดสอบ	จำนวนหลุมผลิต	จำนวนหลุมอัดน้ำ	อัตราการอัดน้ำที่ทำการทดสอบ (บาร์เรลต่อวันต่อหลุม)		
			50	100	200
รูปแบบที่ 1	5	0	-	-	-
รูปแบบที่ 2	4	1	-	*	*
รูปแบบที่ 3	5	1	-	*	*
รูปแบบที่ 4	5	2	-	*	*
รูปแบบที่ 5	5	4	*	*	-

รูปแบบที่ 1 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยไม่มีการทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บเป็นเวลา 20 ปี โดยทำการควบคุมความดันบริเวณก้นหลุมผลิตให้มีค่าประมาณ 160 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว

รูปแบบที่ 2 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 1 หลุม ซึ่งเป็นหลุมผลิตที่มีอยู่เดิมในแบบจำลอง ได้แก่ หลุม S3 โดยอัดน้ำจำนวน 100 และ 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำดังกล่าว เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่สามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง

รูปแบบที่ 3 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 1 หลุม อยู่ตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 100 และ 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำแต่ละหลุม เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง

รูปแบบที่ 4 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 2 หลุม ให้อยู่ในแนวเดียวกัน บริเวณตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 100 และ 200 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำแต่ละหลุม เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง

รูปแบบที่ 5 ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิตในแบบจำลองโดยทำการอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บจำนวน 4 หลุม ให้อยู่ในแนวเดียวกัน บริเวณตอนล่างของบริเวณที่มีหลุมผลิตอยู่โดยทำการอัดน้ำจำนวน 50 และ 100 บาร์เรลต่อวัน ลงไปในหลุมสำหรับอัดน้ำแต่ละหลุม เพื่อตรวจสอบการเปลี่ยนแปลงของปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่จะสามารถทำการผลิตได้เนื่องจากการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้เพื่อช่วยในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง

การกำหนดอัตราการอัดน้ำที่ใช้ในแบบจำลองจะกำหนดให้ใกล้เคียงกับอัตราการผลิตน้ำมันดิบในช่วงสุดท้ายของปีที่ 13 และยังสามารถทดสอบอัดน้ำโดยใช้อัตราการอัดน้ำที่เพิ่มขึ้นเป็นสองเท่าของอัตราการผลิตน้ำมันดิบในช่วงสุดท้ายของปีที่ 13 ด้วยเพื่อตรวจสอบปริมาณการผลิตน้ำมันดิบที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากการเพิ่มปริมาณการอัดน้ำ

ในส่วนของการคำนวณเพื่อหาปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งน้ำมันฝาง ได้ทำการคำนวณโดยใช้วิธีคำนวณปริมาตร (volumetric method) ซึ่งจัดเป็นวิธีพื้นฐานที่มีการนำมาใช้กันทั่วไปในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม และผลการคำนวณเพื่อหาปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งน้ำมันต่างที่พบในแหล่งน้ำมันฝาง จะแสดงดังนี้

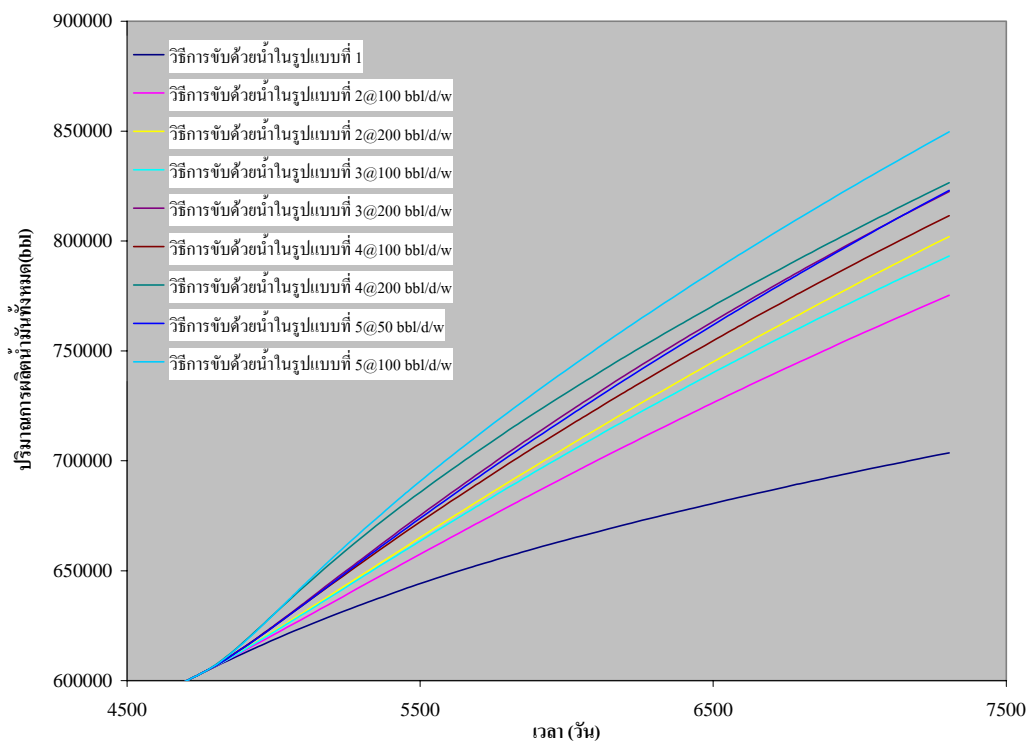
ตารางที่ 8.3 สรุปผลการคำนวณหาปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัวอยู่ในแหล่งน้ำมันฝัง

แหล่งน้ำมัน	ปริมาณน้ำมันดิบ (MMSTB)
แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	23.609
แหล่งน้ำมันสันทราย	5.871
แหล่งน้ำมันหนองยาว	4.933
แหล่งน้ำมันบ้านธิ	1.071

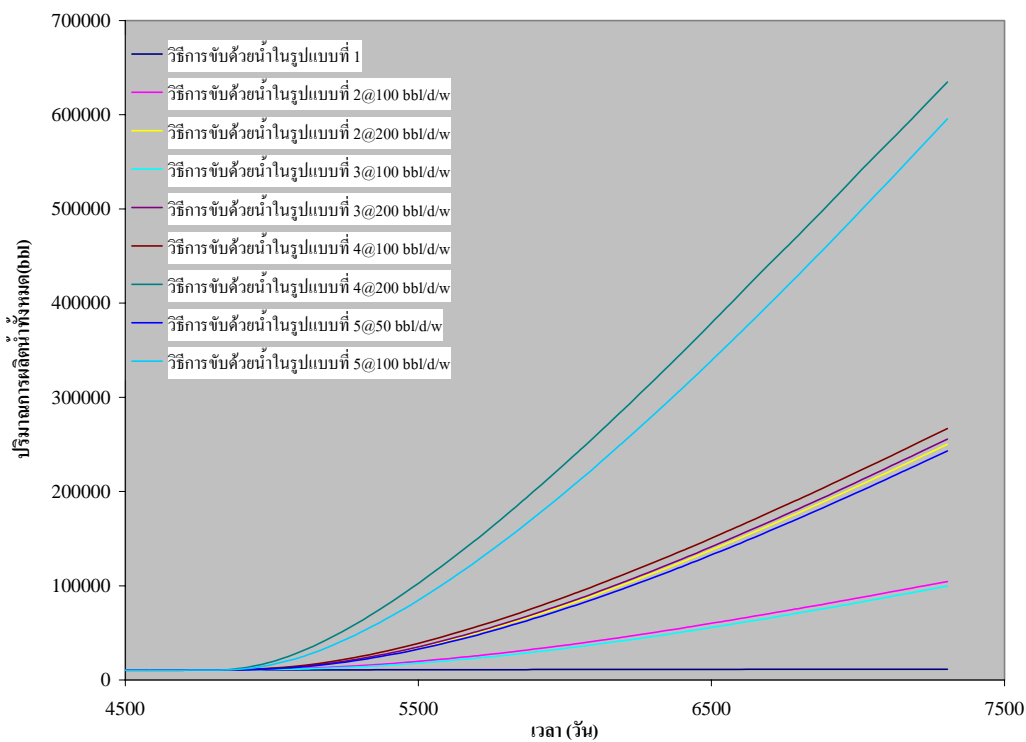
โดยสำหรับสรุปผลการทดสอบจำลองการผลิตปิโตรเลียมจากแบบจำลอง จะแสดงในตารางที่ 8.4 และรูปที่ 8.1-8.2 ซึ่งจะแสดงผลการผลิตน้ำมันดิบและน้ำรวมทั้งแต่เริ่มต้นการผลิตถึงปีที่ 20 ในทุกรูปแบบการผลิตตามลำดับ ส่วนค่าประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการขุดด้วยน้ำ ที่ได้จากการนำแบบจำลองคอมพิวเตอร์มาประยุกต์ใช้กับกระบวนการเพิ่มผลการผลิตน้ำมันโดยวิธีการขุดด้วยน้ำจะแสดงไว้ในตารางที่ 8.5

ตารางที่ 8.4 ตารางเปรียบเทียบผลการทดสอบแบบจำลองในทุกรูปแบบ

รูปแบบการผลิต	ปริมาณน้ำมันทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	อัตราส่วนน้ำมันที่ผลิตได้ต่อน้ำมันทั้งหมด	ปริมาณน้ำทั้งหมดที่ผลิตได้ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำที่ใช้ในกระบวนการอัดน้ำ (บาร์เรล)	ปริมาณน้ำในแหล่งกักเก็บ (บาร์เรล)
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 14 ปี	602,924.38	0.1392	10,407.397	0	1,491,028
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยไม่ทำการอัดน้ำ	703,591.25	0.1624	11,376.456	0	1,490,059
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยอัดน้ำลงในหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่จำนวน 1 หลุม (หลุม S3) และเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
100 STB/D	775,280	0.1789	104,482.77	255,700	1,652,652.3
200 STB/D	802,049.13	0.1851	250,118.09	511,400	1,762,716.8
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยทำการอัดน้ำจำนวน 1 หลุม โดยเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
100 STB/D	793,164.81	0.1831	99,658.664	255,700	1,657,476.4
200 STB/D	822,525.38	0.1898	255,803.84	511,400	1,757,031.3
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยทำการอัดน้ำจำนวน 2 หลุม โดยเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
100 STB/D	811,505.19	0.1873	266,941.78	511,400	1,745,893
200 STB/D	826,549.75	0.1908	634,608.06	1,022,800	1,889,627
ทำการผลิตตั้งแต่เริ่มต้นถึง 20 ปี โดยทำการอัดน้ำจำนวน 4 หลุม โดยเปลี่ยนแปลงอัตราการอัดน้ำ					
50 STB/D	823,072.94	0.1900	243,146.09	511,400	1,769,690
100 STB/D	849,653.38	0.1961	595,523.06	1,022,800	1,928,712



รูปที่ 8.1 กราฟแสดงปริมาณน้ำมันที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี

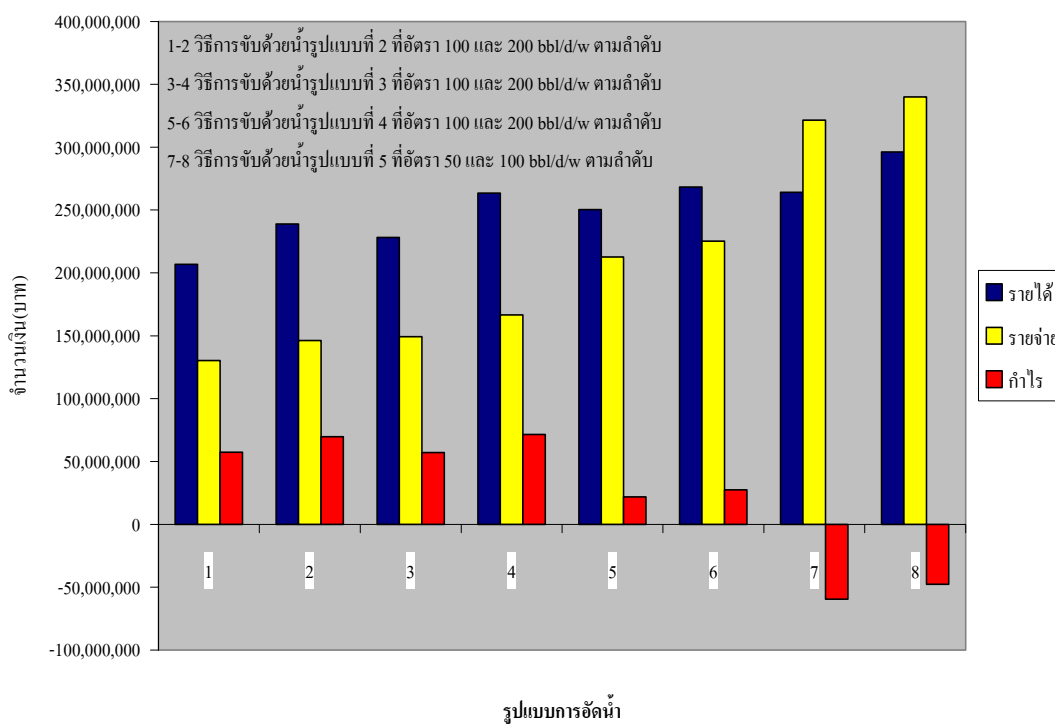


รูปที่ 8.2 กราฟแสดงปริมาณน้ำที่ผลิตได้ทั้งหมด ณ เวลา 20 ปี

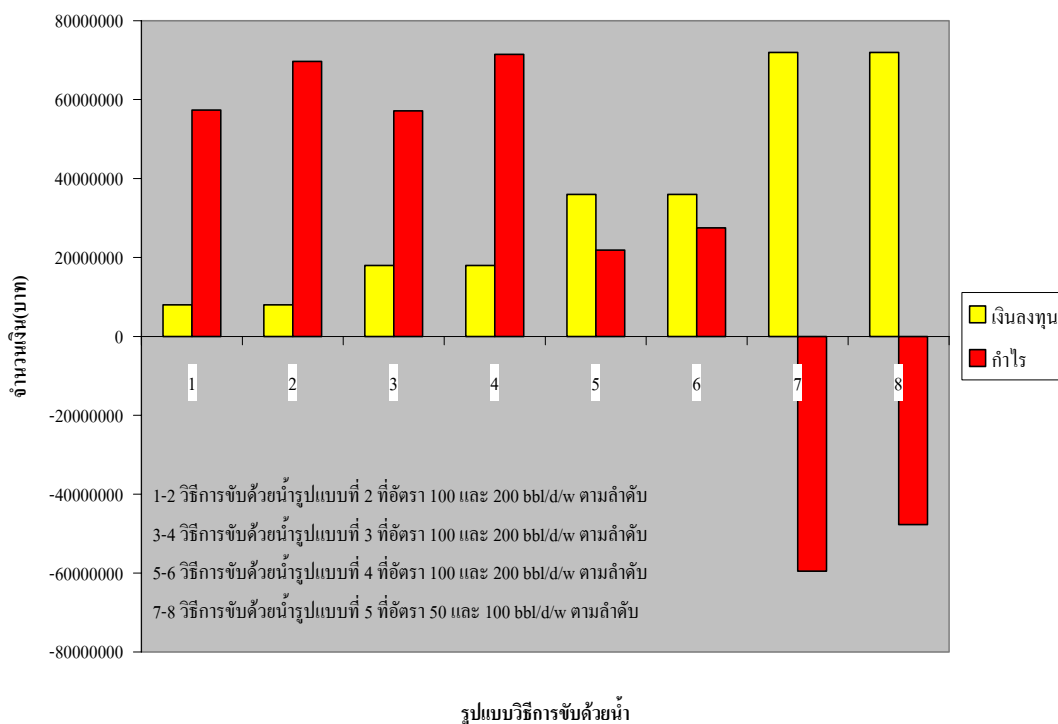
ตารางที่ 8.5 ประสิทธิภาพต่างๆของวิธีการจับด้วยน้ำ

รูปแบบวิธีการจับด้วยน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (bbl/d/well)	E_D	E_A	E_I	E_{RWF}
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	100	0.128	0.295	0.500	0.019
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 2	200	0.244	0.18	0.617	0.027
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	100	0.115	0.362	0.617	0.026
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 3	200	0.256	0.188	0.716	0.035
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	100	0.154	0.298	0.716	0.033
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 4	200	0.269	0.183	0.847	0.042
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	50	0.128	0.377	0.825	0.040
วิธีการจับด้วยน้ำ รูปแบบที่ 5	100	0.192	0.325	0.847	0.053

จากการนำผลการทดสอบแบบจำลองมาทำการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์สามารถแสดงผลสรุปได้ดังนี้



รูปที่ 8.3 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20



รูปที่ 8.4 กราฟแสดงผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในทุกรูปแบบการอัดน้ำที่ปีที่ 20 (ต่อ)

ตารางที่ 8.6 สรุปผลการคำนวณเชิงเศรษฐศาสตร์ในรูปแบบต่างๆ ณ เวลา 20 ปี

รูปแบบวิธีการขุดด้วยน้ำ	อัตราการอัดน้ำ (bbl/day/well)	ค่าใช้จ่ายที่ใช้ลงทุน (บาท)	ผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่าย (บาท)
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 2	100	8,000,000	57,400,424.99
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 2	200	8,000,000	69,715,219.37
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 3	100	18,000,000	57,148,014.03
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 3	200	18,000,000	71,474,485.76
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 4	100	36,000,000	21,863,304.01
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 4	200	36,000,000	27,489,132.30
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 5	50	72,000,000	-59,510,516.75
วิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 5	100	72,000,000	-47,701,989.02

จากผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยใช้โปรแกรมอิลลิปส์ออฟฟิซ จะเห็นว่าวิธีการขุดด้วยน้ำจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมได้ในระดับหนึ่ง ขึ้นอยู่กับอัตราการอัดน้ำและจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ มีรายละเอียดดังนี้

- กรณีที่พิจารณาอัตราการอัดน้ำ ที่อัตราการอัดน้ำสูงกว่า จะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากกว่ากรณีที่อัตราการอัดน้ำต่ำกว่า เนื่องจากปริมาณน้ำที่เพิ่มมากขึ้นในการอัดน้ำจะช่วยเพิ่มความดันในแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบให้สูงขึ้น จึงสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้มากขึ้นด้วย

- กรณีที่พิจารณาถึงจำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำ รูปแบบที่มีจำนวนของหลุมอัดน้ำมากกว่า จะสามารถช่วยในการกระจายพื้นที่ในการอัดน้ำให้ครอบคลุมได้ทั้งแหล่งกักเก็บน้ำมันดิบ ทำให้สามารถขุดไล่ น้ำมัน ได้ดีกว่ากรณีที่จำนวนของหลุมสำหรับอัดน้ำน้อยกว่า ดังนั้นกรณีที่มีหลุมสำหรับทำการอัดน้ำจำนวนมากกว่าจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้ดีกว่ากรณีที่มีหลุมสำหรับอัดน้ำจำนวนน้อยกว่า

โดยจากผลการทดสอบแบบจำลองที่จัดทำขึ้นนั้น รูปแบบของวิธีการขุดด้วยน้ำที่เหมาะสมหรือมีประสิทธิภาพสูงสุดได้แก่วิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 คือเป็นรูปแบบที่ทำการอัดน้ำลงในหลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้ว (หลุม S3) และใช้อัตราการอัดน้ำเท่ากับ 200 bbl/d/well ซึ่งมากกว่าอัตราการผลิตของของไหลในช่วงก่อนการนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ประมาณ 2 เท่า โดยรูปแบบวิธีการขุดด้วยน้ำดังกล่าวจะสามารถช่วยให้ผลตอบแทนที่ได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายสูงสุดที่ประมาณ 69,715,219.37 บาท เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบอื่นๆ

ดังนั้นจะสามารถสรุปได้ว่า ในการทดสอบนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์นั้น วิธีการขุดด้วยน้ำจะช่วยทำให้สามารถผลิตปิโตรเลียมได้เพิ่มขึ้นประมาณ 4-6 % จากการผลิตในรูปแบบปกติตั้งแต่ปีที่ 14 จนถึงปีที่ 20 ของการผลิต หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 170,000-250,000 บาเรล และมีผลตอบแทนหลังหักค่าใช้จ่ายอยู่ในเกณฑ์ที่ดี ประมาณ 21-71 ล้านบาท ขึ้นอยู่กับกับรูปแบบวิธีการขุดด้วยน้ำ (กรณีที่พิจารณาเฉพาะวิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 2-4) จึงมีความเหมาะสมในการที่จะนำวิธีการขุดด้วยน้ำมาช่วยในการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางในอนาคต

8.2 ข้อจำกัดของการวิจัย

สำหรับการศึกษาวิจัยในครั้งนี้จะมีข้อจำกัดที่สำคัญได้แก่ ข้อมูลบางประเภทที่มีความจำเป็นต่อการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางมีไม่เพียงพอ ทำให้จำเป็นต้องทำการสมมุติขึ้นมา โดยเทียบเคียงข้อมูลที่สมมุติขึ้นกับข้อมูลของแหล่งปิโตรเลียมอื่นๆที่

มีความคล้ายคลึงกับแหล่งน้ำมันฝาง และสำหรับตัวอย่างข้อมูลที่มีปัญหาดังกล่าวได้แก่ ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บ อาทิเช่น ความเข้มข้นได้สัมผัสของของไหลและความสามารถในการอิมตัวของของไหลแต่ละชนิดเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของความเข้มข้นได้สัมผัสของของไหลเกิดขึ้น นอกจากนี้ยังมีข้อมูลบางชนิดของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมด้วย เช่น ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure) เป็นต้น

8.3 การประยุกต์ใช้ผลการศึกษาวิจัย

สำหรับผลการศึกษาวิจัยในครั้งนี้จะสามารถนำไปใช้ประยุกต์ได้กับการปฏิบัติงานของศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร ซึ่งในปัจจุบันมีแนวโน้มที่จะต้องทำการศึกษาและค้นคว้าหาวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝางให้สูงกว่าที่เป็นอยู่ โดยจากผลการศึกษาโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ จะเห็นว่าวิธีการจับด้วยน้ำมีศักยภาพเพียงพอที่จะนำมาใช้ช่วยในการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝางต่อไปในอนาคต

8.4 ข้อเสนอแนะในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

1. ในการศึกษาและทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์โดยใช้โปรแกรมอิมพลิสต์ออฟฟิช ซึ่งเป็นโปรแกรมแบบ Fully Explicit ผู้ทำการศึกษาคควรจะทำความเข้าใจถึงลักษณะการทำงานของโปรแกรมดังกล่าว รวมถึงมีการทำการทดสอบตัวอย่างของโปรแกรมที่มีอยู่ก่อน เพื่อความรวดเร็วและลดปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นระหว่างการทำการทดสอบแบบจำลอง

2. เนื่องจากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์เป็นการศึกษาที่อุปกรณ์คอมพิวเตอร์จะเข้ามามีบทบาทอย่างมากในการทำงาน ดังนั้นในการศึกษาแบบจำลองดังกล่าวผู้ทำการศึกษาคควรจะมีความรู้และความเข้าใจในระบบการทำงานของคอมพิวเตอร์รวมถึงโปรแกรมต่างๆที่มีอยู่ในปัจจุบัน เพื่อช่วยให้สามารถทำการทดสอบแบบจำลองได้ง่ายและมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

3. สำหรับผลการทดลองผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งกักเก็บที่ได้จากการทดสอบแบบจำลองคอมพิวเตอร์ จะมีความถูกต้องหรือความคล้ายคลึงกับแหล่งกักเก็บจริงๆ มากหรือน้อย จะขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใส่เข้าไปในแบบจำลองและรวมถึงลักษณะของการสร้างแบบจำลองว่ามีความถูกต้องและสมบูรณ์หรือไม่ เพราะถ้าข้อมูลที่นำมาใช้ในแบบจำลองมีความผิดพลาดมาก จะทำให้ผลการทดสอบที่ได้เกิดความคลาดเคลื่อนตามไปด้วย

4. สำหรับกรณีที่จะทำการศึกษาแบบจำลองของแหล่งน้ำมันฝางต่อไปในอนาคตนั้น ควรจะมีการเก็บรวบรวมข้อมูลที่จำเป็นต่อการทำแบบจำลอง ได้แก่ ข้อมูลของความเข้มข้นได้ของของไหลสัมผัสและความสามารถในการอิมตัวของของไหลที่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าของความเข้มข้น

ได้ของของไหลสัมพัทธ์ด้วย เนื่องจากจะทำให้การทดสอบแบบจำลองได้ผลที่ถูกต้องมากขึ้น

8.5 ข้อเสนอแนะในการนำวิธีการขับด้วยน้ำไปใช้ในแหล่งน้ำมันฝาง

1. สำหรับการนำวิธีการขับด้วยน้ำไปประยุกต์ใช้ในแหล่งน้ำมันฝางนั้น กรมการพลังงานทหารมีความจำเป็นอย่างยิ่งที่จะต้องศึกษาคุณสมบัติของของไหลที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและรวมถึงคุณสมบัติของหินที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บด้วย เพื่อให้ได้ข้อมูลที่สมบูรณ์ไม่ว่าจะเป็นส่วนประกอบของของไหล ความหนืดของของไหล ความดันและอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและคุณสมบัติอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เนื่องจากคุณสมบัติดังกล่าวจะส่งผลกระทบต่อมนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้

2. สำหรับน้ำที่จะนำมาใช้ในกระบวนการขับด้วยน้ำ ควรจะเป็นน้ำที่ได้จากแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมหรืออาจจะใช้น้ำที่มีคุณสมบัติใกล้เคียงกันเพื่อป้องกันการทำปฏิกิริยาเคมีของสารที่ละลายอยู่ในน้ำที่อัดลงไปกับน้ำที่มีอยู่เดิมในแหล่งกักเก็บ ซึ่งอาจจะทำให้เกิดการตกผลึกใหม่ของสารประกอบบางชนิดทำให้ไปอุดตันในช่องว่างของหินหรือส่งผลกระทบต่อลักษณะการไหลของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ ดังนั้นอาจจะสามารถใช้น้ำที่ได้มาจากกระบวนการผลิตน้ำมันดิบในแหล่งน้ำมันฝางได้

3. เมื่อมีการนำวิธีการขับด้วยน้ำมาประยุกต์ใช้ควรจะมีการติดตามผลการดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง ไม่ว่าจะเป็นปริมาณของของไหลแต่ละชนิดที่ผลิตได้เพิ่มขึ้นหรือลดลงไปในแต่ละหลุมผลิตและการเปลี่ยนแปลงของความดันในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เพื่อนำมาประเมินผลการทดสอบต่อไปในอนาคต

4. ในอนาคตหลังจากทำการผลิตโดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำประยุกต์ใช้แล้ว ควรจะทำการศึกษาเพื่อหาวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตปิโตรเลียมโดยใช้วิธีการอื่นๆ อาทิเช่น วิธีการขับด้วยสารประกอบโพลีเมอร์หรือวิธีการขับด้วยก๊าซหรือน้ำร้อน เพื่อให้การผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝางมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น

รายการอ้างอิง

- กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2535). เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- กรมการพลังงานทหาร กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม. (2543). เอกสารบรรยายสรุปผลงานการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมของกองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร. กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- ถวัลย์ ชื่นชม. (2529). การสำรวจไฮสไมค กลุ่มแอ่งฝาง. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- ถวัลย์ ชื่นชม. (2534). การสำรวจ SEISMIC กลุ่มแอ่งฝาง 2534. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล, ณรงค์ เครือแปง และมัณฑนา อำไพภักดิ์. (2527). ธรณีวิทยาความเป็นไปได้ในการเกิดและการสะสมน้ำมันในชั้นหิน ยุคเทอร์เชียรี บริเวณโครงสร้างโป่งนก อ.ฝาง. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2528). ธรณีวิทยาน้ำมัน แอ่งฝาง ตอนที่ 1. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- นพรัตน์ เศรษฐกุล. (2529). ธรณีวิทยาน้ำมัน เล่มที่ 1. แผนกธรณีวิทยา กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- พินิจ กุลสิงห์. (2533). **Petroleum Geology of Thailand**. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- สุทัศน์ ศรีหิรัญ. (2543). แหล่งน้ำมันสันทราย. กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม กรมการพลังงานทหาร. (เอกสารที่ไม่ได้พิมพ์เผยแพร่)
- Aurel, C. (1992). **Appiled Enhanced Oil Recovery**. N.J.: Prentic-Hall Inc.

- Bal A. A., Burgisser H. M., Harris D. K., Herber M. A., Rigby, S. M., Winkler, F. J., and Thumprasertwong, S. (1992). The Tertiary Phitsanulok Lacustrine Basin, onshore Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 247-258). Bangkok.
- Bidston B. J. and Daniels J. S. (1992). Oil from the ancient lake of Thailand. In **Proceedings of the Geologic Resources of Thailand: Potential for future development** (pp. 584-599). Bangkok.
- 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 Assesment Management.** United States

of America: PennWell Publishing Company.

- Hawkes, M., Bromley, A., Kleungputsa, T.,: Pacific Tiger Energy. (2002). The Wichian Buri Oilfield, Petchabun. In **Proceedings of Thailand Petroleum Conference 2002**, 30 years Experience: Opportunities and Challenges. Bangkok.
- Henry, B. C. (1977). **Modern Reservoir Engineering: A simulation Approach**. N.J.: Prentic-Hall Inc.
- Makell, G., Ainsworth, B., Chuenbunchom, S., Harvey, M., Kaewla-Lad, S., Van der Pal, R.,: Thai Shell E&P Co., Ltd. (1997). The Sirikit Field-improved Structural Interpretation and Reservoir Architecture and Its Impact on Future Field Development. In **Proceedings of the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (pp. 541-542). Bangkok.
- Narong Boonyarat. (2001). **Geochemistry of Formation Water from The Mae Sod Formation Fang Oil Field Changwat Chiang Mai**. M.S. thesis, Chiang Mai University.
- Pieteron, 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.

ภาพแสดงพื้นที่ที่ทำการศึกษา
แหล่งน้ำมันฝาง อ.ฝาง จ.เชียงใหม่



รูปที่ ก.1 ลักษณะทั่วไป บริเวณลุ่มแอ่งฝาง



รูปที่ ก.1 ลักษณะทั่วไป บริเวณลุ่มแอ่งฝาง (ต่อ)



รูปที่ ก.2 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันแม่สุน



รูปที่ ก.2 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันแม่สูน (ต่อ)



รูปที่ ก.3 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันสันทราย



รูปที่ ก.3 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันสันทราย (ต่อ)



รูปที่ ก.4 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันบ้านธิ



รูปที่ ก.4 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันบ้านธิ (ต่อ)



รูปที่ ก.5 บริเวณพื้นที่ผลิตน้ำมัน แหล่งน้ำมันหนองขาว



รูปที่ ก.6 บริเวณพื้นที่หน่วยแยกน้ำ กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม



รูปที่ ก.7 โรงกลั่นน้ำมัน กองการกลั่นปิโตรเลียม



รูปที่ ก.8 การขนส่งน้ำมันดิบในบริเวณแหล่งน้ำมันฝาง



รูปที่ ก.9 บริเวณพื้นที่ที่มีการแทรกตัวของน้ำมันดิบสู่พื้นผิว



รูปที่ ก.10 บริเวณพื้นที่ที่มีการแทรกตัวของน้ำมันดิบสู่พื้นผิว พิพิธภัณฑ์บ่อต้นขาม



รูปที่ ก.11 ชั้นทรายที่พบบริเวณพื้นผิวในลุ่มแอ่งฝาง



รูปที่ ก.11 ชั้นทรายที่พบบริเวณพื้นผิวในลุ่มแอ่งฝาง (ต่อ)



รูปที่ ก.12 หินที่พบบริเวณขอบแอ่งในกลุ่มแอ่งฝาง

ภาคผนวก ข.

ไฟล์ข้อมูลสำหรับโปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศ (Eclipse office)

สำหรับลักษณะของไฟล์ข้อมูลที่ใช้สำหรับโปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิศ จะสามารถแบ่งตามข้อมูลที่จำเป็นต้องบรรจุเข้าไปในโปรแกรม ไม่ว่าจะเป็นข้อมูลทั่วไปของแบบจำลอง เช่น ข้อมูลกริด ความลึกของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและตำแหน่งหลุมเจาะ หรือข้อมูลการผลิต เช่น อัตราการผลิต หรืออัตราการอัดน้ำ เป็นต้น โดยมีรายละเอียดดังนี้

ข.1 ไฟล์ข้อมูลกริดสำหรับการสร้างแบบจำลอง

สำหรับไฟล์ข้อมูลกริดสำหรับการสร้างแบบจำลองประกอบด้วย 4 ไฟล์หลักได้แก่

1. ไฟล์ “FANG_GGO.INC”
2. ไฟล์ “FANG_GHDR.INC”
3. ไฟล์ “FANG_GOPP.INC”
4. ไฟล์ “FANG_GPRO.INC”

ข.1.1 ไฟล์ “FANG_GGO.INC”

จะเป็นไฟล์ที่มีข้อมูลของพิกัดกริด ความลึกของชั้นหินและขอบเขตของแบบจำลอง แต่เนื่องจาก เป็นไฟล์ที่มีขนาดใหญ่มากจึงไม่สามารถนำข้อมูลของไฟล์ดังกล่าวมาแสดงได้

ข.1.2 ไฟล์ “FANG_GHDR.INC”

จัดเป็นไฟล์ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อแสดงข้อมูลของแบบจำลอง ว่าแบบจำลองประกอบด้วย เซลล์ทั้งสิ้นจำนวนเท่าใด มีลักษณะของกริดบล็อกเป็นประเภทใด

ข.1.3 ไฟล์ “FANG_GOPP.INC”

สำหรับไฟล์ “FANG_GOPP.INC” เป็นไฟล์ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อแสดงข้อมูลของตัวแปรพิเศษที่สำคัญบางตัวแปรที่ต้องใช้ในแบบจำลอง

ข.2 ไฟล์ข้อมูลคุณสมบัติของของไหลสำหรับการสร้างแบบจำลอง

สำหรับไฟล์ข้อมูลคุณสมบัติของของไหลสำหรับการสร้างแบบจำลองประกอบด้วย 3 ไฟล์หลักได้แก่

1. ไฟล์ “FANG_INIT.INC”
2. ไฟล์ “FANG_PVT.INC”
3. ไฟล์ “FANG_SCAL.INC”

ข.2.1 ไฟล์ “FANG_INIT.INC”

จัดเป็นไฟล์ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อแสดงข้อมูลของความดัน ระดับความลึกของรอยต่อของของไหลในแบบจำลองว่าเป็นเช่นไร

ข.2.2 ไฟล์ “FANG_PVT.INC”

จัดเป็นไฟล์ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อนำเข้าข้อมูลของที่เกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของของไหล
แยกตามประเภท

ข.2.3 ไฟล์ “FANG_SACL.INC”

จัดเป็นไฟล์ที่ถูกสร้างขึ้นเพื่อแสดงข้อมูลของคุณสมบัติการไหลของของไหลและ
ความสัมพันธ์ระหว่างค่าของความซึมซาบได้สัมพันธ์ของของไหลแยกตามประเภท(relative
permeability)กับค่าของความสามารถในการอิมตัวของของไหลแต่ละประเภท

ข.3 ไฟล์ข้อมูลการผลิตปิโตรเลียมและการทดสอบต่างๆ สำหรับการสร้างแบบ- จำลอง

สำหรับไฟล์ข้อมูลการผลิตปิโตรเลียมและการทดสอบต่างๆ สำหรับการสร้าง
แบบจำลองประกอบด้วยไฟล์หลักเพียง 1 ไฟล์ได้แก่ไฟล์ “FANG_SCH.INC” โดยไฟล์ดังกล่าว
จะแสดงข้อมูลต่างๆของหลุมผลิต ไม่ว่าจะเป็นความลึก อัตราการผลิตปิโตรเลียมและการควบคุม
ความดันบริเวณก้นหลุมของหลุมผลิต รวมถึงสามารถควบคุมลักษณะการผลิตปิโตรเลียมของ
แบบจำลองได้อีกด้วย นอกจากนี้ในการบรรจุข้อมูลลงในไฟล์ “FANG_SCH.INC” ยังสามารถ
บรรจุลักษณะของหลุมให้เป็นหลุมสำหรับการอัดของไหลลงในหลุมได้ด้วย

ข.4 ไฟล์แสดงผลการทดสอบแบบจำลอง

สำหรับแสดงผลการทดสอบต่างๆของแบบจำลองประกอบด้วยไฟล์หลักเพียง 1 ไฟล์
ได้แก่ไฟล์ “FANG_SUM.INC” โดยไฟล์ดังกล่าวจะแสดงผลการทดสอบต่างๆ ที่ได้จากการทำ
การทดสอบแบบจำลอง ซึ่งผู้จัดทำแบบจำลองจะสามารถกำหนดได้ว่าจะให้แสดงข้อมูลโดยบาง ยก
ตัวเช่น แสดงข้อมูลการผลิตรวมทั้งแหล่ง หรือแสดงข้อมูลการอัดน้ำต่อหลุม เป็นต้น

ภาคผนวก ค.

ผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งกักเก็บ

สำหรับผลการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง สามารถแบ่งออกเป็น 6 ส่วน ได้แก่

- ค.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน (สิ้นสุดปีที่ 13)
- ค.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 โดยไม่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำ
- ค.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 (ทำการอัดน้ำโดยใช้หลุมผลิตที่มีอยู่แล้ว จำนวน 1 หลุม)
- ค.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 (หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 1 หลุม)
- ค.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4 (หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุม)
- ค.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 (หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม)

โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ค.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน (สิ้นสุดปีที่ 13)

ตาราง ค.1 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
0	4332710	0	0	0	962.842
1	4332560	0.00003	150	150	961.37
4	4332110	0.00003	150	600	957.085
13	4330760	0.00045	150	1950	944.247
40	4326710	0.00138	150	6000	905.948
121	4314560	0.00419	150	18150	792.648
221	4299558	0.00765	150	33150	659.482
293	4288758	0.01014	150	43950	570.145
365	4277958	0.01264	150	54750	488.508
465	4262958	0.0161	150	69750	388.069
565	4247958	0.01956	150	84750	306.992
647.5	4235583	0.02242	150	97125	253.297
730	4223355	0.02524	148.2226	109353.37	229.048
830	4211202	0.02804	121.52559	121505.92	218.648
930	4200329	0.03055	108.73029	132378.95	213.242

ตาราง ก.1 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ (ต่อ)

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
1096	4184090	0.0343	94.820076	148617.63	207.755
1196	4175202	0.03635	88.883698	157506	205.279
1296	4166764	0.0383	84.380516	165944.05	203.17
1461	4153586	0.04134	78.427391	179122.08	200.203
1462	4153331	0.0414	254.44067	179376.52	199.906
1826	4074246	0.05965	187.69765	258461.47	184.59
1926	4056767	0.06369	174.79486	275940.97	182.17
2026	4040297	0.06749	164.69376	292410.34	179.956
2191	4014905	0.07335	150.6367	317802.88	176.598
2391	3986957	0.0798	136.36287	345750.97	172.889
2474	3976073	0.08231	131.12535	356634.38	171.436
2557	3965601	0.08473	126.17045	367106.53	170.028
2558	3965496	0.08475	105.04227	367211.56	170.015
2561	3964990	0.08487	168.70715	367717.69	169.949
2570	3963551	0.0852	159.88368	369156.63	169.757
2597	3959408	0.08616	153.44824	373299.75	169.192
2678	3947839	0.08883	142.83328	384869.22	167.535
2778	3934556	0.09189	132.82776	398152	165.577
2850	3925437	0.094	126.64478	407270.44	164.213
2922	3916727	0.09601	120.98232	415981.16	162.895
3287	3878049	0.10494	97.902206	454658.66	156.901
3288	3877940	0.10496	108.72339	454767.38	156.888
3291	3877442	0.10508	166.16147	455265.84	156.816
3300	3876097	0.10539	149.45418	456610.94	156.634
3652	3828616	0.11635	123.7857	504092.91	150.135
3852	3805903	0.12159	110.36813	526805.5	146.768
3935	3797156	0.12361	105.38811	535552.75	145.424
4018	3788806	0.12553	100.60874	543903.25	144.117
4118	3779290	0.12773	95.156502	553418.88	142.599
4218	3770282	0.12981	90.081161	562427	141.142
4383	3756385	0.13302	82.320221	576323.38	138.869
4483	3748589	0.13482	77.96077	584119.5	137.586
4583	3741201	0.13652	73.883934	591507.88	136.368
4748	3729784	0.13916	67.674904	602924.38	134.49

ตาราง ค.2 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
0	0	0	0	0
1	0	3.8010468	3.8010468	3.8010468
4	0	3.8010468	15.204187	15.204187
13	0	3.8010468	49.413609	49.413609
40	0	3.8010468	152.04187	152.04187
121	0	3.8010468	459.92667	459.92667
221	0	3.8010468	840.03137	840.03137
293	0	3.8010468	1113.7067	1113.7067
365	0	3.8010468	1387.3821	1387.3821
465	0	3.8010468	1767.4868	1767.4868
565	0	3.8010468	2147.5916	2147.5916
647.5	0	3.8010395	2461.1772	2461.1772
730	0	3.6710522	2763.7778	2764.0391
830	6.500102	3.0175848	3059.2974	3065.7976
930	16.014292	2.6993403	3319.7173	3335.7314
1013	23.859013	2.482518	3517.9214	3541.7805
1096	33.627762	2.3412108	3702.4731	3736.1011
1196	45.802151	2.1852624	3908.8252	3954.6272
1296	58.250454	2.0636969	4102.7466	4160.9971
1378.5	70.152008	1.9973674	4255.6279	4325.7798
1461	81.921898	1.9168102	4401.9946	4483.9165
1462	81.921898	6.2933483	4408.2881	4490.21
1465	82.140121	6.8645277	4428.6636	4510.8037
1474	84.389153	6.9207835	4488.7012	4573.0903
1556.7	128.97804	6.3621426	4978.8608	5107.8394
1656.7	205.62686	5.7776189	5479.9741	5685.6011
1826	373.50742	5.2377758	6215.8491	6589.3564
1926	500.1568	5.0991554	6599.1152	7099.272
2026	654.62079	5.115427	6956.1938	7610.8149
2108.5	801.05963	5.152792	7234.8604	8035.9199
2191	964.93903	5.1983986	7499.8491	8464.7881
2291	1186.4241	5.2391419	7802.2783	8988.7021

ตาราง ก.2 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ (ต่อ)

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
2474	1643.3906	5.3100176	8314.2695	9957.6602
2557	1870.2316	5.3398457	8530.6357	10400.867
2558	1870.5732	2.6461687	8532.9404	10403.514
2561	1880.6854	6.8706841	8543.4395	10424.125
2570	1910.6686	6.6381412	8573.2002	10483.868
2597	2005.2457	6.6605206	8658.457	10663.703
2678	2331.4846	6.936552	8894.0791	11225.563
2778	2765.3567	7.0158353	9161.79	11927.146
2850	3088.5144	7.0232444	9344.3057	12432.82
2922	3416.3018	6.9592004	9517.5811	12933.883
3022	3871.4397	6.7994432	9742.3877	13613.827
3122	4324.2993	6.6347809	9953.0059	14277.306
3204.5	4694.7549	6.4884081	10117.844	14812.599
3287	5059.686	6.3202596	10274.334	15334.021
3288	5060.7012	3.2201376	10276.539	15337.24
3291	5075.5552	8.1606379	10286.167	15361.723
3300	5110.7827	6.7909036	10312.058	15422.841
3323.16	5205.9863	6.9923368	10378.821	15584.808
3392.65	5499.2593	6.947751	10568.354	16067.612
3492.65	5949.064	7.0237622	10820.925	16769.988
3572.33	6328.6113	7.1447678	11010.621	17339.232
3652	6724.5479	7.2197781	11189.905	17914.453
3752	7241.3164	7.2707682	11400.214	18641.529
3852	7772.9595	7.2872572	11597.296	19370.256
3935	8222.5791	7.2860165	11752.416	19974.994
4018	8675.6768	7.2313795	11899.522	20575.199
4118	9219.3838	7.1006432	12065.88	21285.264
4218	9756.1826	6.9311643	12222.197	21978.381
4383	10617.033	6.5672197	12461.211	23078.244
4483	11114.466	6.3021927	12593.997	23708.463
4583	11592.576	6.0312285	12719.01	24311.586
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447

ตาราง ค.3 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
0	1501435	0	0	0	0
1	1501435	0	0	0.061707698	0.0617077
4	1501435	0	0	0.085069008	0.31691474
13	1501434	0	0	0.11958961	1.3932213
40	1501428	0	0	0.2135434	7.1588931
121	1501387	0	0	0.50673431	48.204372
221	1501302	0	0	0.85349721	133.55409
293	1501223	0	0	1.085791	211.73105
365	1501130	0	0	1.3002329	305.34781
465	1500973	0	0	1.5717571	462.52353
565	1500792	0	0	1.8075337	643.27692
647.5	1500629	0	0	1.9733266	806.07635
730	1500447	0	0	2.2057316	988.04919
830	1500258	0	0	1.8925743	1177.3066
930	1500086	0	0	1.7132779	1348.6344
1013	1499954	0	0	1.592841	1480.8402
1096	1499830	0	0	1.4962118	1605.0258
1196	1499690	0	0	1.3963466	1744.6604
1296	1499560	0	0	1.3030186	1874.9623
1461	1499362	0	0	1.165959	2072.8862
1462	1499358	0	0	3.9237192	2076.8098
1465	1499348	0	0	3.5863338	2087.5688
1474	1499313	0	0	3.8428135	2122.1543
1556.7	1498969	0	0	4.1845207	2466.1992
1656.7	1498567	0	0	4.0236955	2868.5688
1741.35	1498242	0	0	3.8350191	3193.1948
1826	1497932	0	0	3.6573479	3502.7813
1926	1497588	0	0	3.4425678	3847.0381
2026	1497261	0	0	3.2722509	4174.2632
2191	1496750	0	0	3.0483932	4685.3496
2291	1496457	0	0	2.9273551	4978.0854
2391	1496177	0	0	2.8023851	5258.3237
2474	1495953	0	0	2.6916699	5481.7324

ตาราง ก.3 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ (ต่อ)

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
2557	1495739	0	0	2.5788264	5695.7749
2558	1495735	0	0	4.0040455	5699.7793
2561	1495725	0	0	3.3475795	5709.8218
2570	1495696	0	0	3.2558315	5739.1245
2597	1495611	0	0	3.164227	5824.5586
2678	1495368	0	0	2.9992766	6067.5
2778	1495087	0	0	2.8094211	6348.4419
2850	1494894	0	0	2.6750484	6541.0454
2922	1494710	0	0	2.555167	6725.0176
3022	1494471	0	0	2.3952508	6964.5425
3122	1494248	0	0	2.2301288	7187.5557
3204.5	1494075	0	0	2.094249	7360.3311
3287	1493913	0	0	1.9603558	7522.0605
3288	1493909	0	0	4.3991885	7526.4595
3291	1493897	0	0	3.8617721	7538.0449
3300	1493864	0	0	3.7063932	7571.4023
3323.16	1493779	0	0	3.6788793	7656.6182
3392.65	1493529	0	0	3.5835416	7905.6411
3492.65	1493197	0	0	3.323282	8237.9697
3572.33	1492952	0	0	3.0766847	8483.0977
3652	1492727	0	0	2.8271263	8708.3428
3752	1492473	0	0	2.5345416	8961.7969
3852	1492246	0	0	2.2697592	9188.7734
3935	1492075	0	0	2.0677192	9360.3936
4018	1491919	0	0	1.8820148	9516.6006
4118	1491751	0	0	1.6800069	9684.6016
4218	1491600	0	0	1.500471	9834.6484
4300.5	1491488	0	0	1.3678697	9947.498
4383	1491385	0	0	1.2473412	10050.403
4483	1491273	0	0	1.1167946	10162.083
4583	1491173	0	0	1.0017036	10262.254
4665.5	1491097	0	0	0.91737056	10337.937
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397

ตาราง ก.4 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
0	0	0	0	0	0
1	0	0	150	0	0
4	0	0	150	0	0
13	0	0	150	0	0
40	0	0	150	0	0
121	0	0	150	0	0
221	0	0	150	0	0
293	0	0	150	0	0
365	0	0	150	0	0
465	0	0	150	0	0
565	0	0	150	0	0
647.5	0	0	150	0	0
730	0	0	148.223	0	0
830	0	0	121.526	0	0
930	0	0	108.73	0	0
1013	0	0	100.827	0	0
1096	0	0	94.8201	0	0
1196	0	0	88.8837	0	0
1296	0	0	84.3805	0	0
1461	0	0	78.4274	0	0
1462	0	0	54.4407	100	100
1465	0	0	80.2223	100	100
1474	0	0	77.1103	100	100
1501	0	0	73.8195	100	94.0378
1582	0	0	67.67	100	79.2274
1682	0	0	61.2052	91.3971	66.9269
1754	0	0	57.3299	83.4079	60.4099
1826	0	0	54.1133	78.0153	55.569
1926	0	0	50.9099	72.7673	51.1177
2026	0	0	48.0322	68.9634	47.6982
2191	0	0	43.726	63.8615	43.0492
2291	0	0	41.3943	61.1274	40.5964
2391	0	0	39.2831	58.7316	38.3482
2474	0	0	37.641	56.8608	36.6235

ตาราง ก.4 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D) (ต่อ)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
2557	0	0	36.0946	55.0912	34.9846
2558	33.3491	0	8.66555	31.7416	31.286
2561	38.3132	0	37.9788	57.2797	35.1354
2570	34.3543	0	36.1044	55.2483	34.1767
2597	32.432	0	34.3104	54.2103	32.4955
2678	29.5758	0	31.536	52.1417	29.5798
2778	27.1549	0	29.0221	49.6268	27.0239
2850	25.6869	0	27.546	47.9461	25.4658
2922	24.3748	0	26.1785	46.3475	24.0815
3022	22.7414	0	24.4839	44.2925	22.3765
3122	21.2928	0	22.9793	42.3785	20.8437
3204.5	20.1832	0	21.8395	40.8803	19.6629
3287	19.1404	0	20.7654	39.4343	18.5622
3288	24.0231	25.7994	0	30.4924	28.4085
3291	31.2918	52.1395	0	52.0289	30.7013
3300	29.5137	42.738	0	48.191	29.0115
3327	29.1121	46.4008	0	48.0594	27.8965
3408	27.7212	46.4813	0	45.6865	25.5168
3508	25.7831	45.1372	0	42.6379	22.9994
3580	24.3235	43.6178	0	40.6291	21.3477
3652	22.937	42.0528	0	38.8993	19.8967
3752	21.274	40.1464	0	37.0509	18.2866
3852	19.7109	38.3958	0	35.4251	16.8363
3935	18.4818	37.0109	0	34.1782	15.7171
4018	17.2957	35.6702	0	32.9888	14.6541
4118	15.9346	34.1352	0	31.6402	13.4465
4218	14.6507	32.7039	0	30.4008	12.3258
4300.5	13.6451	31.5975	0	29.4339	11.4441
4383	12.6842	30.5398	0	28.4973	10.5989
4483	11.5859	29.3337	0	27.4149	9.62629
4583	10.556	28.2165	0	26.4067	8.70466
4665.5	9.75184	27.3521	0	25.6247	7.97864
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668

ตาราง ค.5 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
0	0	0	0	0	0
1	0	0	0.06171	0	0
4	0	0	0.08507	0	0
13	0	0	0.11959	0	0
40	0	0	0.21354	0	0
121	0	0	0.50673	0	0
221	0	0	0.8535	0	0
293	0	0	1.08579	0	0
365	0	0	1.30023	0	0
465	0	0	1.57176	0	0
565	0	0	1.80753	0	0
647.5	0	0	1.97333	0	0
730	0	0	2.20573	0	0
830	0	0	1.89257	0	0
930	0	0	1.71328	0	0
1013	0	0	1.59284	0	0
1096	0	0	1.49621	0	0
1196	0	0	1.39635	0	0
1296	0	0	1.30302	0	0
1461	0	0	1.16596	0	0
1462	0	0	1.05524	0.99371	1.87477
1465	0	0	1.16401	0.82969	1.59264
1474	0	0	1.13303	0.88794	1.82185
1501	0	0	1.06828	0.95046	2.07374
1582	0	0	0.94477	1.01431	2.22544
1682	0	0	0.8226	0.96161	2.23949
1754	0	0	0.75165	0.88248	2.20089
1826	0	0	0.6917	0.82529	2.14036
1926	0	0	0.61901	0.77415	2.04941
2026	0	0	0.55006	0.75255	1.96964
2191	0	0	0.44912	0.74648	1.85279
2291	0	0	0.39631	0.75159	1.77945
2391	0	0	0.34948	0.75535	1.69755
2474	0	0	0.31442	0.75547	1.62178
2557	0	0	0.28259	0.75234	1.5439

ตาราง ก.5 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D) (ต่อ)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
2558	1.02012	0	0.13796	0.66966	2.1763
2561	0.77046	0	0.28535	0.75795	1.53382
2570	0.72543	0	0.27543	0.75203	1.50294
2597	0.69903	0	0.25439	0.74862	1.46219
2678	0.65036	0	0.21065	0.73858	1.39969
2778	0.58808	0	0.17281	0.72338	1.32515
2850	0.54371	0	0.15177	0.71145	1.26811
2922	0.50354	0	0.13465	0.69919	1.21779
3022	0.4519	0	0.11541	0.6814	1.14654
3122	0.40231	0	0.09958	0.66228	1.06595
3204.5	0.36331	0	0.0884	0.64558	0.99695
3287	0.32669	0	0.07867	0.62809	0.9269
3288	0.69338	0.69136	0	0.73587	2.27858
3291	0.54899	0.86181	0	0.80955	1.64142
3300	0.53506	0.77623	0	0.79097	1.60413
3327	0.51177	0.79092	0	0.78303	1.59316
3408	0.44855	0.74994	0	0.75636	1.6287
3508	0.35617	0.68274	0	0.72135	1.56301
3580	0.28969	0.62933	0	0.69582	1.46184
3652	0.23333	0.57894	0	0.67257	1.34229
3752	0.18243	0.52164	0	0.64529	1.18518
3852	0.14464	0.47068	0	0.61924	1.0352
3935	0.11987	0.43254	0	0.59824	0.91707
4018	0.09995	0.39777	0	0.57785	0.80645
4118	0.08107	0.36004	0	0.55404	0.68485
4218	0.06619	0.32624	0	0.53107	0.57698
4300.5	0.05615	0.30084	0	0.51268	0.4982
4383	0.04785	0.27747	0	0.49463	0.4274
4483	0.03969	0.25173	0	0.4735	0.35187
4583	0.03307	0.22854	0	0.45327	0.28683
4665.5	0.02849	0.21104	0	0.43729	0.24055
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041

ค.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 โดยไม่ใช้วิธีการขับด้วยน้ำ

ตาราง ค.6 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.13916	67.6749	602924	134.49
4848	3723363	0.14064	64.215	609346	133.44
4948	3717264	0.14205	60.985	615444	132.45
5030.5	3712441	0.14316	58.466	620268	131.672
5113	3707818	0.14423	56.0418	624891	130.932
5213	3702497	0.14545	53.2079	630212	130.084
5313	3697443	0.14662	50.5357	635266	129.283
5396	3693423	0.14755	48.4392	639286	128.65
5479	3689569	0.14844	46.4347	643140	128.047
5579	3685152	0.14946	44.1663	647557	127.364
5679	3680945	0.15043	42.07	651764	126.721
5761.5	3677608	0.1512	40.4437	655100	126.216
5844	3674401	0.15194	38.8808	658308	125.737
5944	3670689	0.1528	37.1174	662020	125.193
6044	3667114	0.15362	35.7498	665595	124.681
6126.5	3664246	0.15428	34.7695	668463	124.279
6209	3661457	0.15493	33.7955	671251	123.895
6309	3658168	0.15569	32.8946	674541	123.452
6409	3654950	0.15643	32.1758	677758	123.027
6491.5	3652344	0.15703	31.594	680365	122.687
6574	3649786	0.15762	31.007	682923	122.358
6674	3646756	0.15832	30.2952	685953	121.974
6774	3643796	0.159	29.6065	688913	121.603
6857	3641384	0.15956	29.0558	691325	121.303
6940	3639017	0.16011	28.5133	693691	121.012
7040	3636230	0.16075	27.8786	696479	120.674
7140	3633502	0.16138	27.2776	699207	120.346
7222.5	3631290	0.16189	26.8039	701418	120.084
7305	3629118	0.16239	26.3382	703591	119.829

ตาราง ค.7 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.8	5.57315	12910.7	25250.4
4848	12762.1	5.2912	13017.5	25779.6
4948	13162.9	5.01726	13118.4	26281.3
5030.5	13479.2	4.7965	13197.8	26677
5113	13781.1	4.57836	13273.6	27054.7
5213	14128.7	4.34259	13360.3	27489
5313	14458.3	4.11588	13442.3	27900.6
5396	14719.8	3.9323	13507.2	28226.9
5479	14969	3.74918	13569.1	28538.1
5579	15251.6	3.53275	13639.8	28891.4
5679	15517.3	3.32642	13706.7	29224
5761.5	15725.8	3.16874	13759.6	29485.5
5844	15923.7	3.01218	13810.3	29734
5944	16147.4	2.82059	13868.6	30016
6044	16355.5	2.64044	13924.5	30280.1
6126.5	16517.7	2.50711	13969.2	30486.9
6209	16671.1	2.38506	14012.6	30683.7
6309	16846	2.25868	14063.5	30909.5
6409	17011.6	2.15254	14113.2	31124.8
6491.5	17142.7	2.07553	14153.4	31296
6574	17268.8	2.0056	14192.7	31461.5
6674	17415.2	1.92949	14239.2	31654.4
6774	17555.9	1.86052	14284.6	31840.5
6857	17669	1.80685	14321.5	31990.5
6940	17778.4	1.75362	14357.6	32136
7040	17904.9	1.68965	14400.1	32305
7140	18026.2	1.62734	14441.5	32467.7
7222.5	18122.7	1.57747	14475.1	32597.9
7305	18215.9	1.5278	14508	32723.9

ตาราง ค.8 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)	Field Water Injection Rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB)
4748	1491028	0.84195	10407.4	0	0
4848	1490952	0.76193	10483.6	0	0
4948	1490882	0.69257	10552.8	0	0
5030.5	1490829	0.64209	10605.8	0	0
5113	1490780	0.59697	10655.1	0	0
5213	1490725	0.54914	10710	0	0
5313	1490674	0.50828	10760.8	0	0
5396	1490635	0.47848	10800.5	0	0
5479	1490597	0.45196	10838	0	0
5579	1490555	0.4239	10880.4	0	0
5679	1490515	0.39941	10920.4	0	0
5761.5	1490483	0.3814	10951.8	0	0
5844	1490453	0.36433	10981.9	0	0
5944	1490419	0.34537	11016.4	0	0
6044	1490386	0.33084	11049.5	0	0
6126.5	1490359	0.32088	11076	0	0
6209	1490333	0.3112	11101.7	0	0
6309	1490303	0.30032	11131.7	0	0
6409	1490274	0.29004	11160.7	0	0
6491.5	1490251	0.28164	11183.9	0	0
6574	1490229	0.27322	11206.5	0	0
6674	1490202	0.26302	11232.8	0	0
6774	1490177	0.25292	11258.1	0	0
6857	1490157	0.24466	11278.4	0	0
6940	1490137	0.23651	11298	0	0
7040	1490114	0.22688	11320.7	0	0
7140	1490093	0.21748	11342.4	0	0
7222.5	1490075	0.20989	11359.8	0	0
7305	1490059	0.20244	11376.5	0	0

ตาราง ก.9 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4848	8.1199	25.5719	0	24.0276	6.49557
4948	7.30418	24.6912	0	23.2417	5.74796
5030.5	6.66438	24.0133	0	22.6304	5.15797
5113	6.05451	23.3589	0	22.0354	4.59301
5213	5.35478	22.6004	0	21.313	3.93972
5313	4.69457	21.8935	0	20.6282	3.31938
5396	4.17141	21.3452	0	20.0963	2.82621
5479	3.67031	20.818	0	19.5906	2.35586
5579	3.101	20.2174	0	19.0237	1.8241
5679	2.56896	19.6624	0	18.5109	1.32769
5761.5	2.15361	19.2334	0	18.116	0.94074
5844	1.75789	18.8212	0	17.7382	0.5634
5944	1.30926	18.3593	0	17.3124	0.13648
6044	0.87533	17.9553	0	16.9192	0
6126.5	0.5163	17.6411	0	16.6121	0
6209	0.16119	17.325	0	16.3093	0
6309	0	16.9449	0	15.9497	0
6409	0	16.575	0	15.6008	0
6491.5	0	16.2761	0	15.3179	0
6574	0	15.9744	0	15.0326	0
6674	0	15.606	0	14.6892	0
6774	0	15.2479	0	14.3586	0
6857	0	14.9604	0	14.0954	0
6940	0	14.6749	0	13.8383	0
7040	0	14.3413	0	13.5373	0
7140	0	14.0278	0	13.2498	0
7222.5	0	13.7824	0	13.0216	0
7305	0	13.5406	0	12.7976	0

ตาราง ค.10 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4848	0.02072	0.17714	0	0.40452	0.15955
4948	0.01745	0.16117	0	0.38809	0.12585
5030.5	0.01514	0.14916	0	0.37523	0.10257
5113	0.01313	0.13809	0	0.36298	0.08277
5213	0.01105	0.12584	0	0.34897	0.06329
5313	0.00927	0.11478	0	0.33592	0.04831
5396	0.00797	0.10642	0	0.32581	0.03828
5479	0.00683	0.09874	0	0.31634	0.03005
5579	0.00563	0.09039	0	0.30582	0.02206
5679	0.0046	0.08291	0	0.29622	0.01568
5761.5	0.00384	0.07731	0	0.2889	0.01135
5844	0.00317	0.07219	0	0.28208	0.00689
5944	0.00246	0.06659	0	0.27452	0.00181
6044	0.00173	0.06156	0	0.26754	0
6126.5	0.0011	0.05776	0	0.26202	0
6209	0.00038	0.05423	0	0.25659	0
6309	0	0.0503	0	0.25002	0
6409	0	0.04669	0	0.24335	0
6491.5	0	0.04393	0	0.23771	0
6574	0	0.04133	0	0.2319	0
6674	0	0.03838	0	0.22463	0
6774	0	0.03567	0	0.21725	0
6857	0	0.03357	0	0.21109	0
6940	0	0.03161	0	0.2049	0
7040	0	0.02943	0	0.19744	0
7140	0	0.02745	0	0.19003	0
7222.5	0	0.02593	0	0.18396	0
7305	0	0.02451	0	0.17793	0

ค.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2
(ทำการอัดน้ำโดยใช้หลุมผลิตที่มีอยู่แล้ว จำนวน 1 หลุม)

กรณีที่ 1_ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.11 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.13916	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729717	0.13917	67.800858	602992.19	134.486
4751.88	3729522	0.13922	67.698349	603187.19	134.476
4759.87	3728980	0.13934	67.794952	603728.5	134.446
4797.41	3726393	0.13994	69.308212	606316.5	134.294
4834.51	3723784	0.14054	70.347321	608926.38	134.142
4981.92	3713200	0.14298	72.226479	619510.94	133.663
5047.46	3708407	0.14409	73.125359	624303.56	133.504
5113	3703580	0.1452	73.660744	629131.31	133.369
5211.09	3696359	0.14687	73.604683	636351.44	133.193
5311.09	3689018	0.14857	73.409576	643692.38	133.018
5395.05	3682849	0.14999	73.485146	649861.69	132.866
5479	3676710	0.15141	73.123833	656000.69	132.713
5579	3669464	0.15308	72.462006	663246.88	132.529
5679	3662274	0.15474	71.902786	670437.19	132.336
5844	3650538	0.15745	70.787064	682172.5	131.998
5944	3643554	0.15906	69.8396	689156.44	131.787
6044	3636657	0.16065	68.978447	696054.31	131.57
6209	3625441	0.16324	67.602814	707269.81	131.198
6309	3618777	0.16478	66.635429	713933.38	130.965
6409	3612207	0.16629	65.707588	720504.13	130.727
6574	3601550	0.16875	64.184082	731160.94	130.324
6674	3595234	0.17021	63.159111	737476.88	130.076
6774	3589013	0.17165	62.208656	743697.69	129.827
6857	3583909	0.17283	61.49234	748801.56	129.618
6940	3578868	0.17399	60.737598	753842.81	129.408
7040	3572886	0.17537	59.8167	759824.44	129.156
7140	3566991	0.17673	58.956696	765720.13	128.903
7305	3557431	0.17894	57.584171	775280	128.486

ตาราง ค.12 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.253	5.5954885	12911.79	25256.043
4751.88	12357.058	5.5788255	12915.054	25272.111
4759.87	12392.349	5.554533	12924.115	25316.463
4774.74	12457.518	5.5273523	12941.144	25398.66
4797.41	12555.479	5.482686	12967.485	25522.965
4834.51	12709.542	5.3327928	13011.268	25720.811
4895.09	12935.656	4.9261928	13083.603	26019.26
4981.92	13197.182	4.2219696	13188.662	26385.844
5047.46	13363.116	3.7552423	13268.846	26631.963
5113	13503.908	3.379071	13349.519	26853.426
5211.09	13679.309	3.0156219	13469.931	27149.238
5311.09	13837.524	2.8024907	13591.964	27429.488
5395.05	13961.303	2.6919813	13694.187	27655.488
5479	14075.659	2.5699222	13795.583	27871.242
5579	14198.648	2.4222884	13914.822	28113.471
5679	14314.244	2.3341944	14032.646	28346.891
5761.5	14404.764	2.2638972	14128.898	28533.662
5844	14489.74	2.181916	14223.93	28713.67
5944	14585.825	2.0931089	14337.156	28922.98
6044	14677.794	2.033689	14448.557	29126.35
6209	14825.298	1.9710717	14628.85	29454.148
6309	14912.268	1.9358799	14735.469	29647.736
6409	14998.763	1.9128884	14840.263	29839.025
6574	15142.598	1.8922065	15009.538	30152.135
6674	15230.513	1.8779732	15109.42	30339.932
6774	15319.419	1.8697798	15207.491	30526.91
6857	15394.103	1.8666854	15287.743	30681.846
6940	15469.38	1.8596145	15366.813	30836.193
7040	15560.659	1.8482691	15460.361	31021.02
7140	15652.763	1.8403447	15552.292	31205.055
7305	15806.266	1.8253107	15700.807	31507.072

ตาราง ค.13 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB/D)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491127	100	100	0.84215921	10408.239
4751.88	1491412	100	388.02515	0.83977222	10410.658
4759.87	1492204	100	1186.5192	0.83651906	10417.338
4774.74	1493679	100	2673.6216	0.85193616	10430.007
4797.41	1495924	100	4940.8335	0.96996987	10451.998
4834.51	1499579	100	8650.7969	1.4688203	10506.491
4895.09	1505466	100	14709.214	2.8363638	10678.33
4981.92	1513680	100	23392.012	5.3989367	11147.108
5047.46	1519734	100	29946.006	7.6233602	11646.743
5113	1525633	100	36500	10.005859	12302.526
5211.09	1534098	100	46309.32	13.701492	13646.55
5311.09	1542337	100	56309.32	17.608919	15407.441
5395.05	1548983	100	64704.66	20.835821	17156.68
5479	1555369	100	73100	23.935625	19166.156
5579	1562624	100	83100	27.453976	21911.555
5679	1569537	100	93100	30.868803	24998.434
5761.5	1575020	100	101350	33.535397	27765.105
5844	1580297	100	109600	36.040657	30738.459
5944	1586417	100	119600	38.792164	34617.676
6044	1592292	100	129600	41.250664	38742.742
6126.5	1596986	100	137850	43.112694	42299.539
6209	1601531	100	146100	44.905724	46004.262
6309	1606845	100	156100	46.860992	50690.359
6409	1611984	100	166100	48.603668	55550.727
6574	1620142	100	182600	51.168816	63893.105
6674	1624895	100	192600	52.473537	69140.461
6774	1629533	100	202600	53.621433	74502.602
6857	1633308	100	210900	54.511623	79027.07
6940	1637017	100	219200	55.311604	83617.93
7040	1641399	100	229200	56.180687	89236
7140	1645700	100	239200	56.987705	94934.773
7305	1652652	100	255700	58.139091	104482.77

ตาราง ก.14 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	9.00151	26.5846	0	24.9269	7.28791
4751.88	9.01681	26.5308	0	24.8874	7.26332
4759.865	9.30262	26.4657	0	24.8067	7.2199
4774.736	9.96064	26.4877	0	24.6705	7.24368
4797.408	10.8239	26.5916	0	24.4755	7.41716
4834.508	11.6384	26.6759	0	24.2142	7.81885
4895.092	11.8964	26.7579	0	24.029	8.51184
4981.92	11.8063	26.9386	0	24.1518	9.32983
5047.46	11.799	27.1729	0	24.348	9.80543
5113	11.5921	27.408	0	24.5038	10.1568
5211.093	11.0278	27.3854	0	24.7289	10.4626
5311.093	10.4671	27.4166	0	24.9685	10.5573
5395.046	10.0235	27.7441	0	25.1651	10.5525
5479	9.57773	27.7799	0	25.328	10.4382
5579	9.09153	27.6544	0	25.4602	10.2559
5679	8.6491	27.6533	0	25.5456	10.0548
5761.5	8.32377	27.651	0	25.5995	9.88496
5844	8.03445	27.4548	0	25.6114	9.68649
5944	7.69844	27.1561	0	25.5749	9.4101
6044	7.38698	26.8758	0	25.5462	9.16951
6126.5	7.15065	26.662	0	25.536	8.99453
6209	6.92891	26.3557	0	25.5136	8.80461
6309	6.67533	25.9783	0	25.4177	8.56418
6409	6.45014	25.5934	0	25.3348	8.32932
6491.5	6.27869	25.2926	0	25.2785	8.13943
6574	6.11241	24.9569	0	25.1751	7.93963
6674	5.92053	24.5366	0	25.0107	7.69126
6774	5.73899	24.1471	0	24.8734	7.44916
6857	5.59506	23.8465	0	24.7932	7.2576
6940	5.45524	23.5267	0	24.6842	7.07153
7040	5.29082	23.1608	0	24.5118	6.85329
7140	5.13628	22.8126	0	24.3666	6.64123
7222.5	5.014	22.5385	0	24.266	6.4743
7305	4.89629	22.2543	0	24.1229	6.31071

ตาราง ค.15 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02455	0.19497	0	0.42204	0.20061
4751.88	0.02462	0.19434	0	0.42146	0.19935
4759.865	0.0266	0.19297	0	0.41997	0.19698
4774.736	0.04949	0.19078	0	0.41731	0.19435
4797.408	0.17619	0.18712	0	0.41355	0.19311
4834.508	0.68469	0.18054	0	0.40852	0.19507
4895.092	2.03526	0.17928	0	0.40411	0.21771
4981.92	4.39026	0.25344	0	0.40486	0.35038
5047.46	6.29399	0.38765	0	0.40908	0.53264
5113	8.16565	0.62595	0	0.41698	0.79728
5211.093	10.7035	1.22035	0	0.43875	1.33888
5311.093	13.0823	2.06046	0	0.47314	1.99302
5395.046	14.8315	2.93555	0	0.51297	2.55577
5479	16.3366	3.90966	0	0.56462	3.12477
5579	17.8383	5.18522	0	0.64185	3.78858
5679	19.1391	6.55626	0	0.73488	4.43859
5761.5	20.044	7.7283	0	0.82279	4.94028
5844	20.8554	8.85623	0	0.92083	5.4082
5944	21.6556	10.1541	0	1.05377	5.92872
6044	22.2826	11.3962	0	1.19966	6.37226
6126.5	22.6955	12.3996	0	1.32819	6.68935
6209	23.0418	13.4157	0	1.46917	6.97904
6309	23.3678	14.5454	0	1.65578	7.29205
6409	23.6074	15.5906	0	1.85512	7.55053
6491.5	23.7533	16.4143	0	2.0276	7.75567
6574	23.8525	17.1752	0	2.20624	7.93486
6674	23.9098	18.0225	0	2.43198	8.10931
6774	23.9109	18.7874	0	2.68082	8.24227
6857	23.8734	19.385	0	2.90597	8.34729
6940	23.8051	19.9403	0	3.13501	8.43118
7040	23.6851	20.5663	0	3.41532	8.51399
7140	23.5585	21.1602	0	3.69978	8.56923
7222.5	23.4372	21.6255	0	3.93715	8.59446
7305	23.3008	22.0555	0	4.17342	8.60937

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.16 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.139157	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729717	0.139172	67.802467	602992.19	134.494
4751.06	3729577	0.139205	67.738716	603131.94	134.503
4756.15	3729231	0.139284	67.956383	603477.94	134.53
4776.72	3727800	0.139615	70.206497	604910.44	134.59
4798.43	3726228	0.139978	72.501328	606484	134.636
4835	3723485	0.140611	74.991226	609226.88	134.712
4884.47	3719645	0.141497	77.628944	613066.81	134.835
4980.65	3711868	0.143292	81.730133	620843.75	135.129
5075.37	3703929	0.145124	84.52034	628784.06	135.473
5113	3700726	0.145864	85.126907	631987.19	135.609
5186.62	3694442	0.147314	85.359596	638271	135.867
5340.4	3681271	0.150354	85.617538	651442	136.339
5409.7	3675333	0.151724	85.67733	657379.5	136.532
5479	3669419	0.153089	85.337402	663293.38	136.709
5569.75	3661755	0.154858	84.452713	670957.56	136.914
5756.88	3646188	0.158451	82.85685	686525	137.244
5844	3639041	0.1601	82.024933	693671.38	137.352
5944	3630943	0.16197	80.982086	701769.63	137.446
6044	3622946	0.163815	79.976326	709767.25	137.51
6209	3609945	0.166816	78.355278	722767.88	137.555
6309	3602218	0.168599	77.269814	730494.88	137.544
6409	3594590	0.17036	76.282669	738123.13	137.506
6574	3582201	0.173219	74.658501	750512.44	137.399
6674	3574843	0.174918	73.573357	757869.81	137.309
6774	3567584	0.176593	72.59346	765129.13	137.204
6857	3561623	0.177969	71.824066	771090.56	137.107
6940	3555730	0.179329	70.990135	776982.69	137.002
7040	3548737	0.180943	69.933342	783976.06	136.863
7140	3541845	0.182534	68.924706	790868.5	136.712
7305	3530664	0.185114	67.354973	802049.13	136.444

ตาราง ค.17 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.253	5.595418	12911.79	25256.043
4751.06	12353.428	5.5818443	12914.129	25267.557
4756.15	12376.001	5.5708127	12919.923	25295.924
4763.69	12409.354	5.574697	12928.6	25337.953
4776.72	12466.886	5.5944047	12943.964	25410.85
4798.43	12562.018	5.6043591	12970.467	25532.484
4835	12715.691	5.4681945	13016.798	25732.488
4884.47	12899.183	5.0240936	13081.824	25981.008
4980.65	13175.891	3.9978356	13213.819	26389.709
5075.37	13366.11	3.3074126	13348.755	26714.865
5113	13429.636	3.1345856	13403.175	26832.811
5186.62	13532.068	2.8421009	13509.966	27042.033
5340.4	13702.857	2.4526386	13733.302	27436.158
5409.7	13760.238	2.2770267	13833.719	27593.957
5479	13806.958	2.1152287	13933.585	27740.543
5569.75	13853.178	1.9335204	14062.834	27916.012
5756.88	13917.496	1.6965401	14324.728	28242.225
5844	13940.724	1.6437651	14444.712	28385.436
5944	13963.92	1.5896692	14580.483	28544.402
6044	13984.248	1.5418226	14714.337	28698.584
6209	14014.398	1.4842774	14931.396	28945.795
6309	14031.394	1.4564035	15060.041	29091.436
6409	14048.51	1.4383689	15186.763	29235.271
6574	14078.387	1.4201015	15391.976	29470.363
6674	14097.715	1.4078026	15513.428	29611.143
6774	14118.114	1.3993678	15632.965	29751.08
6857	14135.751	1.3926942	15730.923	29866.674
6940	14154.138	1.385589	15827.539	29981.678
7040	14177.628	1.3787098	15941.92	30119.549
7140	14202.459	1.3726841	16054.357	30256.816
7305	14246.532	1.3676239	16236.17	30482.703

ตาราง ค.18 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB/D)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491227	200	200	0.84216923	10408.239
4751.06	1491638	200	612.5368	0.84048444	10409.973
4756.15	1492652	200	1630.9825	0.83947438	10414.248
4763.69	1494153	200	3138.8408	0.8506363	10420.661
4776.72	1496747	200	5744.9248	0.94968718	10433.036
4798.43	1501057	200	10085.637	1.4319831	10464.115
4835	1508261	200	17400.807	3.0184197	10574.517
4884.47	1517853	200	27293.854	6.0990906	10876.209
4926.52	1525872	200	35703.191	9.2847691	11266.604
5037.75	1546275	200	57949.187	19.127838	13108.882
5075.37	1552935	200	65474.594	23.006723	13974.557
5113	1559446	200	73000	26.962406	14989.072
5186.62	1571621	200	87723.164	34.61364	17537.184
5340.4	1595230	200	118479.88	50.36935	24684.885
5409.7	1605124	200	132339.94	57.231228	28651.025
5479	1614562	200	146200	63.814224	33073.367
5569.75	1626188	200	164350.27	71.885567	39597.078
5756.88	1648008	200	201775.14	87.017967	55202.461
5844	1657322	200	219200	93.096863	63313.465
5944	1667377	200	239200	99.44368	73257.828
6044	1676852	200	259200	105.2539	83783.219
6209	1691385	200	292200	114.04839	102250.01
6309	1699510	200	312200	118.7461	114124.62
6409	1707215	200	332200	122.94981	126419.6
6574	1719152	200	365200	129.16777	147483.16
6674	1725906	200	385200	132.45436	160728.59
6774	1732363	200	405200	135.42982	174271.56
6857	1737535	200	421800	137.69092	185699.92
6940	1742535	200	438400	139.7561	197299.67
7040	1748332	200	458400	142.02919	211502.59
7140	1753914	200	478400	144.18744	225921.33
7305	1762717	200	511400	147.42863	250118.09

ตาราง ก.19 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	9.00312	26.5846	0	24.9269	7.28792
4751.06	9.03189	26.5406	0	24.8961	7.27011
4756.15	9.37677	26.4952	0	24.8427	7.24169
4763.69	10.0979	26.5292	0	24.7732	7.26219
4776.72	11.3925	26.7186	0	24.6548	7.44056
4798.43	13.0037	27.0872	0	24.4772	7.93318
4835	14.1948	27.544	0	24.2871	8.96539
4884.47	14.8205	28.0979	0	24.3391	10.3714
4926.52	15.0755	28.5922	0	24.6049	11.4649
4980.65	14.91	29.1993	0	25.044	12.5768
5075.37	14.1882	30.4225	0	25.8901	14.0194
5113	13.7421	30.7364	0	26.2417	14.4067
5186.62	12.9821	30.6483	0	26.9509	14.7783
5261.04	12.2669	30.8389	0	27.6507	14.921
5340.4	11.5121	30.7973	0	28.3475	14.9607
5409.7	10.9281	30.916	0	28.9301	14.9031
5479	10.4001	30.7371	0	29.4531	14.7471
5569.75	9.7844	30.1026	0	30.0133	14.5524
5669.75	9.17774	29.4698	0	30.5328	14.3057
5756.88	8.74602	29.0685	0	30.9963	14.0461
5844	8.36678	28.468	0	31.4155	13.7746
5944	7.97738	27.7788	0	31.7748	13.4511
6044	7.63348	27.1315	0	32.0987	13.1126
6209	7.12241	26.1606	0	32.5108	12.5614
6309	6.84631	25.5625	0	32.6336	12.2275
6409	6.58766	25.0194	0	32.7284	11.9472
6574	6.20292	24.1654	0	32.7719	11.5183
6674	5.99013	23.6882	0	32.6409	11.2541
6774	5.78979	23.2784	0	32.5294	10.9958
6857	5.63621	22.9624	0	32.4387	10.7867
6940	5.48931	22.6508	0	32.2724	10.5776
7040	5.32095	22.2849	0	32.0012	10.3263
7140	5.16172	21.9366	0	31.738	10.0884
7305	4.92243	21.3804	0	31.3456	9.70657

ตาราง ค.20 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02456	0.19497	0	0.42204	0.20061
4751.06	0.02466	0.1945	0	0.42161	0.19971
4756.15	0.0269	0.19362	0	0.42065	0.1983
4763.69	0.04136	0.19271	0	0.41928	0.19729
4776.72	0.14207	0.19125	0	0.417	0.19937
4798.43	0.62302	0.188	0	0.41371	0.20726
4835	2.19071	0.18612	0	0.41016	0.23142
4884.47	5.13035	0.23246	0	0.40967	0.32661
4926.52	8.02812	0.35084	0	0.41209	0.49373
4980.65	11.8268	0.71877	0	0.4192	0.89248
5075.37	18.5052	2.03397	0	0.4429	2.0247
5113	21.0754	2.8031	0	0.45732	2.62661
5186.62	25.4236	4.69438	0	0.50154	3.9941
5261.04	29.3211	7.02087	0	0.56844	5.41987
5340.4	32.9645	9.77288	0	0.66935	6.96262
5409.7	35.763	12.352	0	0.78155	8.33472
5479	38.2833	14.8944	0	0.91812	9.71833
5569.75	41.3605	18.0049	0	1.1345	11.3857
5669.75	44.3	21.4598	0	1.42049	13.0598
5756.88	46.4804	24.4438	0	1.70883	14.3849
5844	48.3146	27.148	0	2.0411	15.5931
5944	50.1162	29.9993	0	2.47311	16.855
6044	51.6924	32.6146	0	2.95338	17.9935
6209	53.8762	36.5056	0	3.87108	19.7955
6309	54.9825	38.5588	0	4.48756	20.7172
6409	55.8808	40.4114	0	5.1236	21.534
6574	57.0141	43.2452	0	6.19815	22.7103
6674	57.5195	44.7598	0	6.86402	23.311
6774	57.9102	46.1479	0	7.53622	23.8355
6857	58.1699	47.2161	0	8.08161	24.2233
6940	58.3725	48.1976	0	8.6086	24.5775
7040	58.5502	49.2731	0	9.23631	24.9695
7140	58.6726	50.2585	0	9.9328	25.3236
7305	58.8167	51.7282	0	11.0644	25.8194

ค.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3
(มีหลุมสำหรับอัดน้ำ จำนวน 1 หลุม)

กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.21 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.139157	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729717	0.139172	67.799431	602992.19	134.487
4751.97	3729516	0.139219	67.662285	603192.81	134.478
4775.19	3727932	0.139584	68.431572	604776.44	134.406
4799.3	3726243	0.139974	70.07756	606465.94	134.335
4838.76	3723365	0.140638	72.932823	609344	134.225
5004.27	3710363	0.143639	79.874405	622345.56	133.851
5058.64	3705919	0.144665	81.762054	626790.44	133.753
5113	3701407	0.145706	82.986755	631301.94	133.667
5213	3693063	0.147632	83.439552	639645.88	133.525
5313	3684709	0.14956	83.540848	647999.94	133.389
5396	3677792	0.151157	83.343056	654917.44	133.274
5479	3670909	0.152745	82.920631	661799.81	133.155
5579	3662715	0.154636	81.941063	669993.94	133.006
5679	3654627	0.156503	80.879822	678081.94	132.848
5844	3641490	0.159535	79.120209	691219.44	132.568
5944	3633713	0.16133	77.76844	698996.31	132.387
6044	3626061	0.163096	76.523445	706648.63	132.198
6209	3613659	0.165959	74.685905	719051.13	131.871
6309	3606318	0.167653	73.409645	726392.13	131.664
6409	3599094	0.16932	72.232727	733615.38	131.449
6574	3587406	0.172018	70.33519	745304.75	131.08
6674	3580501	0.173612	69.041122	752208.88	130.849
6774	3573717	0.175177	67.845757	758993.44	130.613
6857	3568162	0.17646	66.941704	764549.63	130.412
6940	3562687	0.177723	65.965256	770024.75	130.21
7040	3556210	0.179218	64.773857	776502.13	129.964
7140	3549842	0.180688	63.67498	782869.63	129.715
7305	3539547	0.183064	61.945065	793164.81	129.299

ตาราง ค.22 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.253	5.5955391	12911.79	25256.043
4751.97	12357.437	5.578198	12915.148	25272.584
4759.98	12392.798	5.5432115	12924.237	25317.035
4775.19	12458.524	5.4688344	12941.675	25400.199
4799.3	12558.115	5.3071733	12970.038	25528.154
4838.76	12708.307	5.0341806	13018.504	25726.811
4904.27	12927.826	4.6453357	13103.3	26031.127
5004.27	13183.142	3.9079583	13238.78	26421.922
5058.64	13299.733	3.5316982	13314.185	26613.918
5113	13396.604	3.1895938	13390.712	26787.316
5213	13533.917	2.7865169	13532.052	27065.969
5313	13642.654	2.4986722	13673.181	27315.836
5396	13719.536	2.3300698	13789.695	27509.23
5479	13784.595	2.1765857	13905.293	27689.887
5579	13849.814	2.0234408	14042.417	27892.232
5679	13906.938	1.919024	14177.196	28084.135
5761.5	13950.354	1.856727	14286.96	28237.314
5844	13990.997	1.8019171	14394.975	28385.973
5944	14037.146	1.7430211	14523.129	28560.273
6044	14082.663	1.7106365	14648.675	28731.338
6209	14157.263	1.664952	14851.028	29008.291
6309	14201.328	1.6312004	14970.083	29171.412
6409	14246.601	1.6190983	15086.721	29333.32
6574	14324.856	1.6097139	15274.474	29599.33
6674	14375.371	1.6077201	15384.731	29760.102
6774	14429.176	1.6172001	15492.646	29921.822
6857	14476.62	1.6328697	15580.73	30057.35
6940	14525.899	1.6362497	15667.26	30193.158
7040	14587.681	1.6378489	15769.264	30356.943
7140	14652.36	1.6459901	15869.183	30521.543
7305	14765.527	1.6648105	16030.055	30795.582

ตาราง ค.23 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB/D)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491127	100	100	0.8421765	10408.239
4751.97	1491421	100	396.54932	0.84116203	10410.734
4759.98	1492216	100	1198.4274	0.84753853	10417.53
4775.19	1493723	100	2719.1355	0.87529463	10430.841
4799.3	1496112	100	5130.1084	0.93785286	10453.452
4838.76	1500014	100	9076.2686	1.1221604	10497.734
4904.27	1506446	100	15627.255	1.8182483	10616.848
5004.27	1516054	100	25627.254	3.9145956	11008.308
5058.64	1521199	100	31063.627	5.3637862	11299.902
5113	1526251	100	36500	7.075388	11684.547
5213	1535189	100	46500	10.616569	12746.204
5313	1543751	100	56500	14.378515	14184.056
5396	1550593	100	64800	17.572163	15642.545
5479	1557174	100	73100	20.70583	17361.129
5579	1564749	100	83100	24.245743	19785.703
5679	1571983	100	93100	27.66353	22552.057
5761.5	1577727	100	101350	30.379875	25058.396
5844	1583261	100	109600	32.922939	27774.537
5944	1589679	100	119600	35.810898	31355.627
6044	1595828	100	129600	38.519924	35207.621
6126.5	1600728	100	137850	40.597755	38556.934
6209	1605465	100	146100	42.590084	42070.617
6309	1610981	100	156100	44.834007	46554.02
6409	1616294	100	166100	46.868835	51240.902
6574	1624691	100	182600	49.805664	59343.723
6674	1629556	100	192600	51.356503	64479.375
6774	1634280	100	202600	52.757908	69755.164
6857	1638114	100	210900	53.808987	74221.313
6940	1641866	100	219200	54.797485	78769.5
7040	1646270	100	229200	55.952282	84364.727
7140	1650572	100	239200	56.983185	90063.047
7305	1657476	100	255700	58.52874	99658.664

ตาราง ก.24 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	8.99998	26.5846	0	24.9269	7.28801
4751.97	8.96976	26.5299	0	24.8878	7.27477
4759.98	8.90293	26.4439	0	24.905	7.45525
4775.19	8.86983	26.3297	0	25.2088	8.02324
4799.3	9.02729	26.2131	0	25.8231	9.01406
4838.76	9.58106	26.0989	0	26.9248	10.328
4904.27	10.5908	26.1245	0	28.1374	11.6869
5004.27	11.8221	26.4926	0	28.8983	12.6615
5058.64	12.384	26.7799	0	29.6014	12.9968
5113	12.8319	27.1176	0	29.9538	13.0836
5213	13.3168	27.4911	0	29.8086	12.8231
5313	13.5676	27.6874	0	29.7909	12.495
5396	13.6851	27.8296	0	29.6681	12.1602
5479	13.7474	27.9556	0	29.3766	11.8411
5579	13.6418	28.0604	0	28.8658	11.3731
5679	13.4472	28.1448	0	28.3436	10.9442
5761.5	13.305	28.2106	0	27.9811	10.626
5844	13.1225	28.2029	0	27.5068	10.288
5944	12.8743	28.1118	0	26.9036	9.87869
6044	12.6147	28.0566	0	26.3566	9.49567
6126.5	12.3918	28.1024	0	25.939	9.21399
6209	12.1333	28.1229	0	25.5019	8.92783
6309	11.8089	28.0609	0	24.9558	8.58412
6409	11.499	28.0533	0	24.4319	8.2486
6491.5	11.2731	28.0704	0	24.028	7.98295
6574	11.018	27.9843	0	23.6128	7.72015
6674	10.6956	27.8162	0	23.1152	7.41407
6774	10.4016	27.6802	0	22.6398	7.12421
6857	10.175	27.6126	0	22.2603	6.89383
6940	9.94083	27.4643	0	21.8826	6.67755
7040	9.66318	27.2452	0	21.4344	6.43104
7140	9.40581	27.0561	0	21.0071	6.20597
7222.5	9.20966	26.9149	0	20.6911	6.02974
7305	9.00305	26.7196	0	20.3664	5.85603

ตาราง ก.25 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02454	0.19497	0	0.42204	0.20063
4751.97	0.02441	0.19432	0	0.42163	0.2008
4759.98	0.02416	0.19288	0	0.42261	0.20789
4775.19	0.02392	0.19084	0	0.42684	0.23369
4799.3	0.02394	0.18878	0	0.43583	0.2893
4838.76	0.02459	0.18725	0	0.47391	0.4364
4904.27	0.03297	0.18721	0	0.70312	0.89495
5004.27	0.0833	0.1897	0	1.59584	2.04576
5058.64	0.13041	0.19169	0	2.27867	2.76302
5113	0.19823	0.19429	0	3.11081	3.57206
5213	0.38939	0.20438	0	4.89617	5.12663
5313	0.63695	0.22739	0	6.91676	6.59742
5396	0.86898	0.26176	0	8.64488	7.79654
5479	1.11927	0.31737	0	10.3586	8.91062
5579	1.44322	0.42219	0	12.2825	10.0978
5679	1.80594	0.56699	0	14.1697	11.1209
5761.5	2.09965	0.71506	0	15.6973	11.8679
5844	2.38897	0.88724	0	17.103	12.5437
5944	2.72114	1.12829	0	18.6561	13.3054
6044	3.01919	1.39754	0	20.0889	14.0143
6126.5	3.24219	1.63716	0	21.214	14.5044
6209	3.47574	1.89317	0	22.2864	14.9348
6309	3.77222	2.21241	0	23.4826	15.3668
6409	4.0353	2.54185	0	24.5841	15.7075
6491.5	4.2345	2.81853	0	25.4337	15.9237
6574	4.41885	3.09629	0	26.207	16.0835
6674	4.61863	3.42186	0	27.0909	16.2251
6774	4.79039	3.74962	0	27.899	16.3189
6857	4.91591	4.01995	0	28.5142	16.359
6940	5.03239	4.27454	0	29.1033	16.3873
7040	5.16168	4.56155	0	29.8152	16.4138
7140	5.27513	4.83584	0	30.467	16.4052
7222.5	5.3641	5.0528	0	30.9923	16.3725
7305	5.45633	5.25482	0	31.4889	16.3287

กรณีที่ 2_ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.26 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.139157	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729717	0.139172	67.799637	602992.19	134.495
4751.13	3729572	0.139206	67.70034	603136.5	134.507
4756.29	3729222	0.139286	67.842056	603486.69	134.538
4777.69	3727725	0.139632	70.733238	604984.25	134.646
4800.73	3726000	0.14003	74.852013	606708.5	134.756
4839.19	3722871	0.140752	81.357506	609837.5	134.937
4908.61	3716646	0.142189	89.680656	616063.13	135.256
4988.78	3708947	0.143966	96.035141	623762.63	135.627
5050.89	3702752	0.145396	99.742119	629957.38	135.909
5113	3696452	0.14685	101.45257	636258.44	136.174
5197.65	3687817	0.148843	102.0143	644893.63	136.495
5297.65	3677686	0.151181	101.30846	655024.44	136.812
5388.32	3668587	0.153281	100.34541	664123.44	137.04
5479	3659607	0.155354	99.029877	673103.13	137.213
5579	3649893	0.157596	97.138268	682816.94	137.35
5679	3640370	0.159794	95.233406	692340.31	137.442
5844	3625029	0.163335	92.159935	707681.38	137.515
5944	3616025	0.165413	90.034645	716684.81	137.519
6044	3607218	0.167445	88.07341	725492.19	137.497
6209	3593049	0.170716	85.132805	739661.69	137.417
6309	3584719	0.172638	83.29232	747990.94	137.343
6409	3576560	0.174521	81.596245	756150.56	137.251
6574	3563429	0.177552	78.902985	769281.69	137.068
6674	3555701	0.179336	77.27832	777009.5	136.939
6774	3548123	0.181085	75.781067	784587.63	136.798
6857	3541932	0.182513	74.584351	790778.13	136.674
6940	3535841	0.183919	73.385635	796869.13	136.544
7040	3528644	0.18558	71.97316	804066.44	136.38
7140	3521580	0.187211	70.636932	811130.13	136.208
7305	3510186	0.189841	68.537216	822525.38	135.91

ตาราง ค.27 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.253	5.5955043	12911.79	25256.043
4751.13	12353.734	5.5812502	12914.205	25267.939
4756.29	12376.562	5.5585155	12920.068	25296.631
4764.49	12412.444	5.5322752	12929.515	25341.959
4777.69	12468.927	5.4661365	12945.229	25414.156
4800.73	12561.895	5.301898	12974.394	25536.289
4839.19	12703.45	5.0681071	13027.757	25731.207
4908.61	12904.707	4.4439168	13134.998	26039.705
4988.78	13064.188	3.6537137	13268.448	26332.637
5050.89	13150.616	3.1246967	13376.089	26526.705
5113	13214.366	2.7916911	13485.725	26700.092
5197.65	13274.688	2.4886136	13636.056	26910.744
5297.65	13320.124	2.2147148	13812.092	27132.217
5388.32	13349.046	2.0565672	13969.652	27318.699
5479	13371.293	1.9534601	14124.539	27495.832
5579	13390.41	1.8588203	14291.303	27681.713
5679	13406.007	1.7826411	14453.971	27859.979
5844	13427.451	1.6795186	14714.266	28141.717
5944	13437.597	1.6182036	14865.94	28303.537
6044	13446.498	1.565379	15013.576	28460.074
6209	13459.773	1.4937732	15249.699	28709.473
6309	13467.23	1.4542136	15387.664	28854.895
6409	13475.033	1.4240245	15522.264	28997.297
6574	13489.81	1.3880801	15737.794	29227.604
6674	13500.437	1.3679922	15863.967	29364.402
6774	13512.466	1.3531525	15987.253	29499.719
6857	13523.736	1.3456614	16087.672	29611.408
6940	13536.409	1.3397787	16186.201	29722.609
7040	13553.18	1.3281568	16302.246	29855.426
7140	13571.729	1.3206984	16415.766	29987.496
7305	13606.093	1.3107909	16598.176	30204.27

ตาราง ค.28 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB/D)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491227	200	200	0.84221441	10408.239
4751.13	1491651	200	626.34119	0.84181207	10410.034
4756.29	1492679	200	1658.6451	0.8516264	10414.43
4764.49	1494311	200	3297.334	0.88720787	10421.699
4777.69	1496940	200	5938.9272	0.96809006	10434.485
4800.73	1501519	200	10546.074	1.2023658	10462.183
4839.19	1509131	200	18238.051	2.0904253	10542.58
4908.61	1522612	200	32122.104	5.7999358	10945.214
4988.78	1537641	200	48156.797	12.548533	11951.272
5050.89	1548887	200	60578.398	18.928385	13126.877
5113	1559693	200	73000	26.002031	14741.812
5197.65	1573591	200	89929.375	35.811249	17773.121
5297.65	1588887	200	109929.38	47.040371	22477.158
5388.32	1601866	200	128064.69	56.869457	27633.885
5479	1614021	200	146200	65.949669	33613.977
5579	1626498	200	166200	75.226807	41136.656
5679	1638134	200	186200	83.646919	49501.348
5761.5	1647199	200	202700	90.116501	56935.961
5844	1655778	200	219200	96.017563	64857.41
5944	1665540	200	239200	102.38134	75095.539
6044	1674715	200	259200	108.24332	85919.875
6209	1688760	200	292200	116.95733	104875.02
6309	1696607	200	312200	121.53593	117028.61
6409	1704036	200	332200	125.70138	129598.75
6574	1715523	200	365200	131.87573	151112.3
6674	1722006	200	385200	135.17007	164629.3
6774	1728190	200	405200	138.15417	178444.72
6857	1733134	200	421800	140.43469	190100.8
6940	1737901	200	438400	142.5668	201933.84
7040	1743409	200	458400	144.92303	216426.14
7140	1748700	200	478400	147.08734	231134.88
7305	1757031	200	511400	150.27524	255803.84

ตาราง ก.29 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	8.99998	26.5846	0	24.9269	7.28822
4751.13	8.97799	26.5398	0	24.897	7.28552
4756.29	8.93432	26.4816	0	24.9283	7.49792
4764.49	8.92938	26.4202	0	25.2726	8.12879
4777.69	9.05828	26.3931	0	25.8771	9.40476
4800.73	9.63312	26.4411	0	27.2758	11.502
4839.19	11.0767	26.6638	0	29.577	14.04
4908.61	13.6779	27.4957	0	32.0177	16.4894
4988.78	16.1385	28.8019	0	33.6707	17.424
5050.89	17.6327	29.8816	0	34.6146	17.6131
5113	18.8106	30.7478	0	34.6056	17.2885
5197.65	19.8018	31.6853	0	33.8344	16.6928
5297.65	20.2722	32.6327	0	32.6878	15.7157
5388.32	20.3576	33.3735	0	31.8761	14.7382
5479	20.1325	34.0497	0	31.0893	13.7583
5579	19.752	34.565	0	30.0419	12.7793
5679	19.3221	34.9773	0	28.9839	11.9501
5761.5	18.943	35.343	0	28.1712	11.3353
5844	18.541	35.4595	0	27.3892	10.7703
5944	18.0676	35.3349	0	26.4731	10.1592
6044	17.6116	35.1902	0	25.645	9.62661
6126.5	17.2441	35.1066	0	25.0248	9.24347
6209	16.857	34.943	0	24.4573	8.87546
6309	16.4039	34.6145	0	23.8061	8.46786
6409	16.001	34.2958	0	23.2059	8.09355
6491.5	15.6731	34.048	0	22.7365	7.80448
6574	15.3359	33.743	0	22.2824	7.54158
6674	14.9364	33.3405	0	21.7558	7.2456
6774	14.566	32.9782	0	21.2642	6.9727
6857	14.2749	32.6766	0	20.8775	6.75529
6940	13.9765	32.3439	0	20.5212	6.54408
7040	13.6206	31.9379	0	20.111	6.30362
7140	13.2866	31.5588	0	19.7171	6.07442
7305	12.753	30.9637	0	19.0968	5.7238

ตาราง ก.30 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02454	0.19497	0	0.42204	0.20067
4751.13	0.02444	0.19448	0	0.42176	0.20113
4756.29	0.02428	0.19353	0	0.42304	0.21077
4764.49	0.0242	0.19239	0	0.42806	0.24255
4777.69	0.02444	0.19152	0	0.43887	0.31326
4800.73	0.02595	0.192	0	0.47746	0.50696
4839.19	0.0415	0.19641	0	0.71018	1.14233
4908.61	0.15917	0.21106	0	2.07669	3.35301
4988.78	0.51191	0.2421	0	4.90892	6.8856
5050.89	0.96026	0.286	0	7.77699	9.90514
5113	1.55723	0.36926	0	10.9496	13.1259
5197.65	2.57856	0.60876	0	15.2899	17.334
5297.65	4.00673	1.12192	0	20.1155	21.7962
5388.32	5.30075	1.79341	0	24.4846	25.2907
5479	6.53726	2.65174	0	28.3847	28.3759
5579	7.97114	3.7656	0	32.2185	31.2715
5679	9.25093	4.99311	0	35.6327	33.7702
5761.5	10.2336	6.10884	0	38.2614	35.5127
5844	11.1496	7.19894	0	40.6611	37.0079
5944	12.1685	8.43007	0	43.2405	38.5422
6044	13.1026	9.62436	0	45.6845	39.8319
6126.5	13.8127	10.5664	0	47.6248	40.7981
6209	14.4748	11.4458	0	49.3729	41.6639
6309	15.2765	12.4285	0	51.2618	42.5692
6409	15.9999	13.349	0	52.9775	43.375
6491.5	16.5484	14.0711	0	54.288	43.9869
6574	17.0492	14.7912	0	55.512	44.5234
6674	17.6444	15.5741	0	56.8786	45.073
6774	18.1823	16.3023	0	58.1348	45.5348
6857	18.5937	16.882	0	59.0959	45.8631
6940	18.9809	17.4355	0	60.0001	46.1502
7040	19.4249	18.0481	0	61.0067	46.4435
7140	19.8317	18.6263	0	61.9428	46.6865
7305	20.4131	19.5022	0	63.3907	46.9692

ค.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4

(หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุม)

กรณีที่ 1_ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.31 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.13916	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729717	0.13917	67.805611	602992.19	134.495
4760.83	3728907	0.13936	68.663353	603802.13	134.555
4780.26	3727513	0.13968	71.73362	605195.88	134.651
4952.61	3712537	0.14314	91.794075	620172.69	135.428
5032.8	3704855	0.14491	95.786552	627854.5	135.769
5113	3697058	0.14671	97.227615	635651.88	136.102
5209.92	3687690	0.14887	96.661415	645019.88	136.46
5309.92	3678172	0.15107	95.175835	654537.44	136.746
5394.46	3670239	0.1529	93.838501	662470.75	136.936
5479	3662453	0.1547	92.096916	670256.81	137.084
5579	3653456	0.15677	89.972374	679254.06	137.217
5679	3644650	0.15881	88.057594	688059.81	137.31
5761.5	3637497	0.16046	86.695175	695212.19	137.36
5844	3630458	0.16208	85.328354	702251.75	137.388
5944	3622095	0.16401	83.628082	710614.56	137.397
6044	3613879	0.16591	82.164764	718831.06	137.38
6126.5	3607184	0.16745	81.149902	725525.94	137.347
6209	3600581	0.16898	80.033401	732128.69	137.298
6309	3592721	0.17079	78.598991	739988.56	137.222
6409	3584990	0.17258	77.306847	747719.25	137.13
6574	3572489	0.17546	75.218498	760220.44	136.947
6674	3565102	0.17717	73.872681	767607.69	136.822
6774	3557838	0.17884	72.639671	774871.69	136.688
6857	3551890	0.18022	71.659538	780819.44	136.57
6940	3546027	0.18157	70.644043	786682.88	136.446
7040	3539087	0.18317	69.408585	793623.75	136.29
7140	3532257	0.18475	68.294441	800453.19	136.127
7305	3521206	0.1873	66.536491	811505.19	135.845

ตาราง ค.32 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.252	5.5952306	12911.79	25256.043
4752	12357.579	5.5775352	12915.195	25272.775
4760.83	12396.354	5.5410867	12925.367	25321.721
4780.26	12478.617	5.4418225	12948.833	25427.449
4812.99	12607.031	5.2337699	12991.702	25598.732
4867.06	12796.544	4.9586577	13070.288	25866.832
4952.61	13021.328	4.2108741	13205.747	26227.074
5032.8	13167.296	3.4789252	13338.778	26506.074
5113	13266.299	2.9212353	13474.049	26740.348
5209.92	13348.735	2.5283692	13636.65	26985.387
5309.92	13405.903	2.2202013	13801.503	27207.406
5394.46	13439.143	2.0140402	13938.535	27377.678
5479	13461.816	1.8540192	14072.604	27534.42
5579	13478.437	1.709645	14226.948	27705.385
5679	13489.584	1.6157598	14377.377	27866.961
5761.5	13497.624	1.5728506	14499.097	27996.721
5844	13505.179	1.5382794	14618.45	28123.629
5944	13513.41	1.4938933	14759.608	28273.018
6044	13521.263	1.4589006	14897.646	28418.908
6126.5	13527.422	1.4326512	15009.68	28537.102
6209	13533.322	1.4058613	15119.764	28653.086
6309	13540.23	1.3739538	15250.25	28790.48
6409	13547.084	1.3465643	15378.054	28925.137
6574	13559.278	1.3119851	15583.675	29142.953
6674	13567.469	1.2904708	15704.531	29272
6774	13576.509	1.2744744	15822.939	29399.447
6857	13584.844	1.2650055	15919.6	29504.443
6940	13594.104	1.2563868	16014.62	29608.723
7040	13606.47	1.2447852	16126.732	29733.201
7140	13620.387	1.2386943	16236.685	29857.072
7305	13646.759	1.2322767	16413.92	30060.68

ตาราง ค.33 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB/D)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491227	200	200	0.84319144	10408.24
4752	1491824	200	800	0.85175377	10410.796
4760.83	1493583	200	2566.6396	0.90827411	10418.818
4780.26	1497447	200	6452.4575	1.1144767	10440.472
4812.99	1503935	200	12997.77	1.7554702	10497.923
4867.06	1514534	200	23811.121	3.9680035	10712.46
4952.61	1530722	200	40921.242	10.775606	11634.319
5032.8	1545184	200	56960.621	19.673325	13212.059
5113	1558795	200	73000	30.274673	15639.993
5209.92	1573988	200	92383.102	43.240589	19830.678
5309.92	1588416	200	112383.1	55.71653	25402.33
5394.46	1599802	200	129291.55	65.319847	30924.617
5479	1610448	200	146200	74.080246	37187.527
5579	1622143	200	166200	83.041733	45491.699
5679	1633055	200	186200	90.879852	54579.684
5761.5	1641578	200	202700	96.702019	62557.602
5844	1649658	200	219200	102.05813	70977.398
5944	1658848	200	239200	108.09434	81786.828
6044	1667495	200	259200	113.53631	93140.461
6126.5	1674288	200	275700	117.65068	102846.64
6209	1680766	200	292200	121.48483	112869.14
6309	1688197	200	312200	125.69236	125438.38
6409	1695242	200	332200	129.54997	138393.38
6491.5	1700808	200	348700	132.53217	149327.28
6574	1706148	200	365200	135.27182	160487.2
6674	1712321	200	385200	138.27193	174314.39
6774	1718221	200	405200	140.99954	188414.34
6857	1722943	200	421800	143.11104	200292.56
6940	1727503	200	438400	145.05432	212332.08
7040	1732784	200	458400	147.1911	227051.19
7140	1737869	200	478400	149.15503	241966.69
7305	1745893	200	511400	152.05998	266941.78

ตาราง ก.34 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	9.00005	26.5846	0	24.9269	7.29414
4752	8.98944	26.5295	0	24.8903	7.39568
4760.83	9.1772	26.4345	0	24.9379	8.11375
4780.26	9.99618	26.2925	0	25.5061	9.93876
4812.99	11.6536	26.2341	0	26.9165	12.4983
4867.06	14.0649	26.4723	0	29.1752	15.2565
4952.61	16.3347	27.4481	0	31.379	16.6324
5032.8	17.5583	28.7295	0	32.9298	16.5689
5113	17.9067	29.9175	0	33.5175	15.886
5209.92	17.6133	31.0739	0	33.0546	14.9196
5309.92	16.8684	32.156	0	32.4089	13.7425
5394.46	16.3233	32.9408	0	31.7192	12.8553
5479	15.7346	33.5215	0	30.8746	11.9662
5579	14.985	33.9939	0	29.9389	11.0546
5679	14.3043	34.3977	0	29.0533	10.3023
5761.5	13.7794	34.8215	0	28.3469	9.74737
5844	13.3126	35.1437	0	27.6237	9.24836
5944	12.8185	35.3297	0	26.7813	8.69856
6044	12.3843	35.563	0	25.9899	8.2276
6126.5	12.0679	35.7822	0	25.4112	7.88866
6209	11.7571	35.8624	0	24.8466	7.56722
6309	11.3946	35.8071	0	24.1935	7.20385
6409	11.0601	35.7637	0	23.6157	6.86733
6491.5	10.8001	35.7268	0	23.1756	6.60856
6574	10.5438	35.559	0	22.7398	6.37594
6674	10.2453	35.2855	0	22.2335	6.10838
6774	9.96983	35.0451	0	21.7573	5.8674
6857	9.74911	34.8477	0	21.3815	5.68125
6940	9.5324	34.5941	0	21.0135	5.50398
7040	9.28011	34.2434	0	20.5802	5.30491
7140	9.03964	33.9713	0	20.1677	5.11586
7222.5	8.84663	33.7613	0	19.8533	4.96582
7305	8.65985	33.508	0	19.5485	4.82006

ตาราง ก.35 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02454	0.19497	0	0.42204	0.20164
4752	0.02456	0.19431	0	0.42171	0.21118
4760.83	0.02515	0.19271	0	0.42333	0.26708
4780.26	0.03153	0.19015	0	0.43265	0.46015
4812.99	0.07283	0.18828	0	0.47824	1.01611
4867.06	0.33698	0.18971	0	0.79045	2.65085
4952.61	1.54386	0.19839	0	2.27679	6.75657
5032.8	3.44026	0.21087	0	4.65167	11.3705
5113	5.92772	0.23041	0	7.79445	16.3221
5209.92	9.12804	0.28083	0	12.0402	21.7915
5309.92	12.3835	0.39398	0	16.4162	26.5229
5394.46	14.8913	0.55565	0	19.9456	29.9272
5479	17.0594	0.79283	0	23.284	32.944
5579	19.2239	1.17086	0	26.8636	35.7834
5679	21.0472	1.64299	0	30.1178	38.0719
5761.5	22.3376	2.09599	0	32.5925	39.6759
5844	23.5233	2.60204	0	34.8551	41.0777
5944	24.8928	3.27013	0	37.3559	42.5756
6044	26.0745	3.98293	0	39.621	43.8579
6126.5	26.9201	4.62056	0	41.333	44.777
6209	27.6704	5.26936	0	42.9761	45.569
6309	28.4715	6.01689	0	44.8132	46.3908
6409	29.1772	6.73215	0	46.4946	47.146
6491.5	29.7001	7.30776	0	47.8125	47.7119
6574	30.1653	7.85935	0	49.0444	48.2028
6674	30.6632	8.48098	0	50.4182	48.7096
6774	31.1054	9.07879	0	51.6728	49.1425
6857	31.4323	9.56099	0	52.6543	49.4635
6940	31.7261	10.0112	0	53.5774	49.7396
7040	32.0298	10.5252	0	54.6127	50.0234
7140	32.3047	11.0293	0	55.5643	50.2567
7222.5	32.5165	11.4367	0	56.3016	50.4134
7305	32.6974	11.8259	0	56.9973	50.5394

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 200 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.36 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.13916	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729716	0.13917	67.814644	602992.19	134.511
4757.38	3729140	0.13931	69.165504	603568.69	134.693
4786.83	3726862	0.13983	80.065811	605846.56	135.337
4816.49	3724153	0.14046	91.375854	608556.13	135.966
4865.48	3718952	0.14166	106.14767	613756.94	137.201
4934.72	3710691	0.14356	119.31542	622017.75	139.194
4999.28	3702723	0.1454	123.41286	629985.56	140.534
5056.14	3695720	0.14702	123.1665	636988.81	141.43
5113	3688853	0.1486	120.76806	643855.75	142.148
5172.26	3681888	0.15021	117.5491	650821.13	142.761
5241.27	3674074	0.15201	113.22674	658634.94	143.357
5388.63	3658270	0.15566	105.40801	674439.06	144.356
5479	3649115	0.15778	101.30841	683593.94	144.832
5579	3639375	0.16002	97.402588	693334.25	145.275
5679	3629987	0.16219	93.877586	702722	145.637
5761.5	3622435	0.16393	91.542702	710274.25	145.888
5844	3615078	0.16563	89.17746	717631.38	146.104
5944	3606436	0.16763	86.413002	726272.69	146.316
6044	3598032	0.16957	84.041931	734676.88	146.485
6209	3584603	0.17266	80.512505	748106.13	146.692
6309	3576750	0.17448	78.530296	755959.19	146.771
6409	3569070	0.17625	76.79863	763639.06	146.819
6574	3556722	0.1791	74.200089	775987.13	146.846
6674	3549446	0.18078	72.760124	783263.13	146.832
6774	3542270	0.18244	71.763306	790439.44	147.041
6857	3536396	0.18379	70.760857	796312.63	147.11
6940	3530613	0.18513	69.68364	802096.31	147.139
7040	3523772	0.1867	68.402718	808936.63	147.138
7140	3517038	0.18826	67.347137	815671.31	147.369
7305	3506160	0.19077	65.432205	826549.75	147.498

ตาราง ค.37 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.252	5.5950918	12911.79	25256.043
4757.38	12381.24	5.5638084	12921.461	25302.701
4786.83	12504.467	5.4713502	12960.153	25464.619
4816.49	12617.527	5.3931503	13007.015	25624.541
4865.48	12775.015	5.089397	13098.888	25873.902
4934.72	12911.069	4.1255937	13248.469	26159.537
4999.28	12973.065	3.220257	13394.38	26367.445
5056.14	12999.727	2.7325644	13523.094	26522.82
5113	13005.193	2.3163905	13649.337	26654.531
5172.26	13007.107	2.1920111	13777.312	26784.418
5241.27	13008.254	2.0935023	13920.638	26928.893
5388.63	13010.747	1.9428152	14209.269	27220.016
5479	13013.635	1.8698932	14375.356	27388.992
5579	13017.724	1.7979496	14551.063	27568.787
5679	13022.691	1.733005	14719.396	27742.088
5761.5	13026.954	1.6851982	14854.162	27881.115
5844	13031.237	1.6364948	14984.89	28016.127
5944	13036.71	1.5828953	15137.707	28174.416
6044	13042.196	1.5344701	15285.668	28327.863
6126.5	13046.709	1.4979693	15404.737	28451.445
6209	13051.196	1.4621962	15520.881	28572.076
6309	13056.666	1.4226923	15657.681	28714.346
6409	13062.348	1.3896911	15790.968	28853.316
6574	13071.756	1.3376105	16004.338	29076.094
6674	13077.553	1.3094094	16129.481	29207.035
6774	13082.198	1.2807113	16252.907	29335.105
6857	13086.575	1.2677324	16353.752	29440.328
6940	13091.234	1.2501971	16452.859	29544.094
7040	13097.019	1.2269077	16569.766	29666.785
7140	13101.364	1.1946157	16684.881	29786.246
7305	13109.807	1.1685488	16870.482	29980.289

ตาราง ค.38 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491427	400	400	0.84426737	10408.241
4757.38	1494771	400	3751.6914	0.93995684	10415.922
4786.83	1506503	400	15533.261	1.9764725	10465.3
4816.49	1518224	400	27394.406	4.721519	10605.306
4865.48	1537056	400	46992.855	15.643892	11371.796
4934.72	1561669	400	74686.836	44.50948	14453.407
4999.28	1582640	400	100511.81	75.183853	19307.461
5056.14	1599678	400	123255.91	100.34033	25012.836
5113	1615472	400	146000	122.23288	31963.025
5172.26	1630769	400	169702.09	141.85083	40368.434
5241.27	1647273	400	197306.22	160.85136	51468.832
5388.63	1678780	400	256253.39	193.90114	78908.852
5479	1695919	400	292400	210.3414	97916.672
5579	1713293	400	332400	226.25569	120542.24
5679	1729255	400	372400	240.37895	144580.14
5761.5	1741549	400	405400	250.98093	165286.06
5844	1753059	400	438400	260.48709	186776.25
5944	1765984	400	478400	270.75146	213851.39
6044	1777992	400	518400	279.91898	241843.3
6126.5	1787326	400	551400	286.86093	265509.31
6209	1796134	400	584400	293.23965	289701.59
6309	1806117	400	624400	300.17035	319718.63
6409	1815462	400	664400	306.54544	350373.16
6491.5	1822775	400	697400	311.36005	376060.38
6574	1829727	400	730400	315.73013	402108.09
6674	1837677	400	770400	320.50339	434158.44
6774	1846797	400	810400	308.79932	465038.38
6857	1853825	400	843600	315.3219	491210.09
6940	1860438	400	876800	320.32996	517797.47
7040	1867912	400	916800	325.25882	550323.38
7140	1876643	400	956800	312.68625	581592
7305	1889627	400	1022800	323.66336	634608.06

ตาราง ก.39 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	9.00068	26.5846	0	24.9268	7.30257
4757.38	9.26901	26.4702	0	24.985	8.4413
4768.83	10.212	26.3881	0	25.5836	10.8596
4786.83	12.2443	26.402	0	26.9322	14.4874
4816.49	15.6979	26.6902	0	29.9069	19.0808
4865.48	20.4985	27.9208	0	34.5381	23.1904
4934.72	24.0602	31.2425	0	39.3369	24.6758
4999.28	24.1901	34.8531	0	41.0409	23.3288
5056.14	23.1522	37.7505	0	40.6946	21.5693
5113	21.7813	40.0641	0	39.1179	19.8048
5172.26	20.3507	41.4921	0	37.4938	18.2125
5241.27	18.9724	42.2683	0	35.4304	16.5557
5313.49	17.6859	42.9917	0	33.351	15.123
5388.63	16.5247	43.559	0	31.4321	13.8922
5479	15.3711	43.8295	0	29.4971	12.6107
5579	14.3579	43.9124	0	27.7161	11.4162
5679	13.4911	43.7606	0	26.1988	10.4271
5761.5	12.8376	43.8016	0	25.1625	9.74099
5844	12.2506	43.5263	0	24.2448	9.1557
5944	11.6205	43.039	0	23.2412	8.51237
6044	11.1069	42.6535	0	22.3444	7.93717
6126.5	10.7273	42.3475	0	21.6856	7.50599
6209	10.3709	41.9574	0	21.0771	7.10713
6309	9.97513	41.4396	0	20.4343	6.68131
6409	9.62065	40.9793	0	19.8926	6.30608
6491.5	9.36045	40.6074	0	19.4732	6.03239
6574	9.11919	40.2257	0	19.072	5.7832
6674	8.84165	39.804	0	18.6115	5.50298
6774	8.68987	39.5374	0	18.2348	5.30129
6857	8.49409	39.2832	0	17.8996	5.08389
6940	8.2943	38.9427	0	17.57	4.87664
7040	8.06106	38.5012	0	17.1944	4.64612
7140	7.92426	38.1687	0	16.8879	4.36633
7305	7.5421	37.4725	0	16.368	4.04954

ตาราง ก.40 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02455	0.19497	0	0.42204	0.20271
4757.38	0.02584	0.19332	0	0.42408	0.2967
4768.83	0.03543	0.19181	0	0.43427	0.54287
4786.83	0.08647	0.19106	0	0.47349	1.22545
4816.49	0.41275	0.19389	0	0.73229	3.38259
4865.48	2.43057	0.21007	0	2.50943	10.4938
4934.72	9.37482	0.27034	0	9.1272	25.7371
4999.28	17.6354	0.40771	0	17.8088	39.3319
5056.14	24.8949	0.6606	0	25.6452	49.1396
5113	31.2539	1.10894	0	32.8034	57.0666
5172.26	36.7475	1.80658	0	39.4047	63.892
5241.27	41.944	2.87832	0	45.8661	70.1629
5313.49	46.6047	4.27869	0	51.766	75.539
5388.63	50.6156	5.96614	0	57.0539	80.2654
5479	54.688	8.25311	0	62.6183	84.7821
5579	58.4123	10.9006	0	68.1421	88.8007
5679	61.5265	13.4847	0	73.2472	92.1206
5761.5	63.7351	15.5339	0	77.0416	94.6703
5844	65.6433	17.4196	0	80.4276	96.9967
5944	67.6101	19.608	0	84.0962	99.4371
6044	69.3673	21.6633	0	87.3889	101.5
6126.5	70.7169	23.2658	0	89.9032	102.975
6209	71.9211	24.7809	0	92.2951	104.243
6309	73.2372	26.4885	0	94.9029	105.542
6409	74.4456	28.0611	0	97.3246	106.714
6491.5	75.3277	29.2307	0	99.1867	107.615
6574	76.1188	30.2697	0	100.916	108.425
6674	76.9683	31.4296	0	102.833	109.272
6774	81.0602	33.3565	0	106.047	88.3352
6857	82.5601	34.7495	0	108.021	89.9916
6940	83.5991	35.9435	0	109.678	91.1096
7040	84.577	37.1865	0	111.393	92.102
7140	88.9742	39.2406	0	114.508	69.9633
7305	91.5934	41.9235	0	117.938	72.2081

ค.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5

(หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม)

กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 50 บาร์ต่อวันต่อหลุม

ตาราง ค.41 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.13916	67.674904	602924.38	134.49
4749	3729717	0.13917	67.801361	602992.19	134.495
4761	3728899	0.13936	68.331726	603810.38	134.556
4860.35	3721119	0.14116	82.862282	611590.38	135.03
4938.63	3714020	0.1428	90.683548	618689.19	135.358
5025.82	3705629	0.14473	96.248398	627080.38	135.713
5113	3696984	0.14673	99.158028	635725.25	136.055
5203.56	3687954	0.14881	99.717926	644755.94	136.375
5303.56	3678032	0.1511	99.211456	654677.06	136.685
5391.28	3669400	0.15309	98.409721	663309.44	136.923
5479	3660874	0.15506	97.202171	671835.94	137.124
5579	3651333	0.15726	95.403755	681376.31	137.308
5679	3641977	0.15942	93.563438	690732.63	137.458
5761.5	3634373	0.16118	92.174232	698337	137.558
5844	3626883	0.16291	90.786972	705826.94	137.637
5944	3617977	0.16496	89.057716	714732.69	137.702
6044	3609213	0.16698	87.637711	723496.5	137.736
6126.5	3602068	0.16863	86.606522	730641.5	137.743
6209	3595019	0.17026	85.447754	737690.94	137.731
6309	3586615	0.1722	84.031532	746094.13	137.694
6409	3578340	0.17411	82.749199	754369	137.636
6574	3564931	0.17721	80.75351	767778.19	137.5
6674	3556988	0.17904	79.432983	775721.5	137.397
6774	3549168	0.18084	78.201241	783541.63	137.281
6857	3542759	0.18232	77.215958	789950.56	137.177
6940	3536436	0.18378	76.18383	796273.81	137.065
7040	3528942	0.18551	74.936584	803767.44	136.922
7140	3521568	0.18721	73.742905	811141.75	136.771
7305	3509637	0.18997	71.819916	823072.94	136.506

ตาราง ค.42 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.792	5.5731463	12910.655	25250.447
4749	12344.252	5.595293	12911.79	25256.043
4761	12397.008	5.5265479	12925.498	25322.506
4780.76	12479.64	5.3746915	12949.063	25428.701
4811.46	12599.193	5.1757159	12988.417	25587.609
4860.35	12776.074	5.0314689	13057.535	25833.609
4938.63	13005.187	4.4880047	13179.751	26184.938
5025.82	13190.026	3.7858436	13324.97	26514.996
5113	13316.646	3.1718915	13474.885	26791.531
5203.56	13409.856	2.7589936	13631.535	27041.393
5303.56	13483.033	2.4505239	13803.411	27286.443
5391.28	13527.891	2.212405	13952.623	27480.514
5479	13558.815	2.0287948	14099.662	27658.477
5579	13581.294	1.8652513	14263.708	27845.002
5679	13594.628	1.7367651	14424.05	28018.678
5761.5	13602.435	1.6695366	14553.981	28156.416
5844	13608.814	1.623841	14681.568	28290.383
5944	13615.7	1.5802946	14832.712	28448.412
6044	13622.498	1.5495721	14980.871	28603.369
6126.5	13628.128	1.5274422	15101.256	28729.383
6209	13633.573	1.5009787	15219.641	28853.213
6309	13639.937	1.4694587	15360.224	29000.16
6409	13646.34	1.4428998	15498.109	29144.449
6491.5	13651.804	1.4243437	15610.154	29261.957
6574	13657.467	1.4053409	15720.432	29377.898
6674	13664.432	1.3796386	15851.431	29515.863
6774	13671.706	1.3575641	15979.913	29651.619
6857	13678.279	1.3438079	16084.875	29763.154
6940	13685.182	1.3271244	16188.124	29873.307
7040	13694.187	1.3095658	16310.076	30004.264
7140	13704.177	1.296005	16429.688	30133.863
7305	13723.474	1.2811933	16622.428	30345.9

ตาราง ค.43 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB/D)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84194863	10407.397
4749	1491228	200	200	0.84262335	10408.24
4761	1493617	200	2600	0.87766439	10418.678
4780.76	1497549	200	6551.7012	0.9952985	10438.344
4811.46	1503649	200	12692.209	1.3330694	10479.271
4860.35	1513306	200	22470.68	2.4817533	10600.61
4938.63	1528460	200	38126.973	6.4133711	11102.659
5025.82	1544734	200	55563.484	13.331642	12264.945
5113	1560241	200	73000	22.134628	14194.699
5203.56	1575451	200	91112.5	32.052284	17097.434
5303.56	1591171	200	111112.5	42.79837	21377.271
5391.28	1604150	200	128656.25	52.04142	25942.279
5479	1616375	200	146200	60.628948	31260.574
5579	1629411	200	166200	69.645576	38225.133
5679	1641633	200	186200	77.77961	46003.094
5761.5	1651207	200	202700	83.950836	52929.039
5844	1660311	200	219200	89.647331	60324.941
5944	1670707	200	239200	96.034096	69928.352
6044	1680522	200	259200	101.85454	80113.805
6126.5	1688244	200	275700	106.39752	88891.602
6209	1695620	200	292200	110.59117	98015.375
6309	1704091	200	312200	115.29085	109544.46
6409	1712128	200	332200	119.63676	121508.13
6491.5	1718480	200	348700	123.00099	131655.72
6574	1724575	200	365200	126.1241	142060.95
6674	1731612	200	385200	129.62367	155023.33
6774	1738329	200	405200	132.82976	168306.3
6857	1743698	200	421800	135.3186	179537.73
6940	1748878	200	438400	137.59099	190957.8
7040	1754868	200	458400	140.09923	204967.72
7140	1760626	200	478400	142.42206	219209.92
7222.5	1765228	200	494900	144.22	231108.08
7305	1769690	200	511400	145.91537	243146.09

ตาราง ก.44 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	8.99997	26.5846	0	24.9267	7.29016
4752	8.98105	26.5295	0	24.8998	7.32364
4761	9.10776	26.4308	0	25.1355	7.65775
4780.76	9.84976	26.2588	0	26.136	8.68521
4811.46	11.3855	26.1298	0	27.8918	10.3908
4860.35	13.6981	26.2069	0	30.1011	12.8561
4938.63	16.289	26.8736	0	32.0704	15.4506
5025.82	17.974	28.0272	0	33.5206	16.7265
5113	18.9344	29.3055	0	33.8863	17.0318
5203.56	19.1592	30.3772	0	33.472	16.7096
5303.56	18.9952	31.4177	0	32.7342	16.0643
5391.28	18.6098	32.3332	0	31.9707	15.496
5479	18.1017	33.0713	0	31.1956	14.8336
5579	17.452	33.7029	0	30.212	14.0369
5679	16.7614	34.2313	0	29.2707	13.3
5761.5	16.2644	34.641	0	28.52	12.7488
5844	15.8028	34.9167	0	27.7812	12.2863
5944	15.274	35.1017	0	26.8926	11.7894
6044	14.788	35.4152	0	26.1028	11.3317
6126.5	14.4101	35.7379	0	25.4891	10.9695
6209	14.0224	35.9079	0	24.8931	10.6243
6309	13.5685	35.9855	0	24.2494	10.2282
6409	13.1415	36.1003	0	23.6441	9.86325
6491.5	12.8049	36.2199	0	23.163	9.59404
6574	12.4761	36.2535	0	22.6949	9.32893
6674	12.0913	36.157	0	22.1606	9.02397
6774	11.7304	36.0891	0	21.6505	8.73127
6857	11.4372	36.0352	0	21.2471	8.49653
6940	11.149	35.9051	0	20.8613	8.26843
7040	10.8294	35.6782	0	20.4213	8.00763
7140	10.5176	35.4713	0	19.9946	7.7594
7222.5	10.2689	35.3052	0	19.6597	7.56706
7305	10.0262	35.0771	0	19.3388	7.37779

ตาราง ก.45 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02454	0.19497	0	0.42205	0.20107
4752	0.02451	0.19431	0	0.42237	0.20507
4761	0.02492	0.19263	0	0.42925	0.23086
4780.76	0.02704	0.18962	0	0.45804	0.3206
4811.46	0.03964	0.18672	0	0.55062	0.55609
4860.35	0.14086	0.18552	0	0.93047	1.2249
4938.63	0.74483	0.18918	0	2.36556	3.1138
5025.82	2.05416	0.19744	0	5.0512	6.02883
5113	3.90725	0.20893	0	8.58464	9.43381
5203.56	6.15073	0.22685	0	12.5975	13.0771
5303.56	8.76701	0.26288	0	17.0176	16.7509
5391.28	11.1993	0.31801	0	20.8739	19.6502
5479	13.4552	0.40984	0	24.5467	22.2172
5579	15.7611	0.5769	0	28.3813	24.9262
5679	17.8103	0.81343	0	31.9408	27.2151
5761.5	19.3646	1.05577	0	34.6636	28.8668
5844	20.7932	1.33983	0	37.1821	30.3322
5944	22.5003	1.73518	0	39.913	31.8856
6044	24.0398	2.18856	0	42.3973	33.2289
6126.5	25.1804	2.60353	0	44.4079	34.2057
6209	26.2156	3.04761	0	46.2534	35.0745
6309	27.3445	3.61361	0	48.2875	36.0452
6409	28.3532	4.2078	0	50.181	36.8948
6491.5	29.0981	4.74729	0	51.6422	37.5134
6574	29.7743	5.28467	0	53.0013	38.0638
6674	30.4942	5.90623	0	54.5188	38.7045
6774	31.1387	6.51209	0	55.9116	39.2674
6857	31.6582	7.01766	0	56.979	39.6637
6940	32.1258	7.49278	0	57.9701	40.0022
7040	32.6366	8.02042	0	59.0939	40.3483
7140	33.1006	8.53354	0	60.1408	40.6471
7222.5	33.456	8.94764	0	60.9495	40.8669
7305	33.8078	9.34058	0	61.7007	41.0663

กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม

ตาราง ก.46 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำมันและคุณสมบัติแหล่งกักเก็บ

Time (day)	Oil in Place (STB)	Oil Recovery	Field Oil Production Rate (STB/D)	Field Oil Production Total (STB)	Field Pressure (psia)
4748	3729784	0.13916	67.6749	602924	134.49
4749	3729717	0.13917	67.8053	602992	134.511
4769.44	3728281	0.1395	71.7664	604429	134.959
4786.4	3726965	0.13981	77.6022	605745	135.324
4865.09	3719271	0.14158	103.314	613439	136.927
4987.43	3704262	0.14505	127.422	628448	140.057
5080.19	3692223	0.14783	130.14	640487	141.701
5113	3687982	0.1488	129.26	644728	142.17
5173.55	3680304	0.15058	126.807	652407	142.911
5237.58	3672373	0.15241	123.861	660337	143.592
5300.38	3664807	0.15415	120.469	667903	144.184
5375.92	3656027	0.15618	116.231	676683	144.816
5427.46	3650131	0.15754	114.393	682579	145.209
5479	3644342	0.15888	112.324	688368	145.568
5558.78	3635651	0.16088	108.936	697059	146.048
5658.78	3625116	0.16331	105.352	707594	146.562
5751.39	3615616	0.16551	102.586	717095	146.975
5844	3606369	0.16764	99.8485	726342	147.335
5944	3596656	0.16988	97.1281	736054	147.659
6044	3587180	0.17207	94.7585	745530	147.922
6209	3571976	0.17558	91.2844	760734	148.248
6309	3563050	0.17764	89.2669	769661	148.384
6409	3554312	0.17966	87.3788	778399	148.481
6574	3540253	0.1829	84.4867	792458	148.574
6674	3531974	0.18481	82.7851	800736	148.589
6774	3523851	0.18669	81.2324	808859	148.579
6857	3517211	0.18822	80.0017	815499	148.552
6940	3510672	0.18973	78.7884	822039	148.51
7040	3502936	0.19151	77.3509	829774	148.437
7140	3495337	0.19327	76.0024	837374	148.344
7305	3483059	0.1961	73.8966	849653	148.156

ตาราง ค.47 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซ

TIME (day)	Field Free Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Rate (MSCF/D)	Solution Gas Production Total (MSCF)	Field Gas Production Total (MSCF)
4748	12339.8	5.57315	12910.7	25250.4
4749	12344.3	5.59507	12911.8	25256
4769.44	12432.7	5.47147	12935.9	25368.6
4786.4	12500.7	5.32602	12958.3	25459
4865.09	12780.9	5.22002	13092.4	25873.2
4987.43	13029.7	3.83692	13363.2	26392.9
5047.38	13081.7	3.24071	13505.5	26587.2
5080.19	13101.4	2.98866	13583.9	26685.3
5113	13113	2.72909	13661.8	26774.8
5173.55	13117.3	2.40364	13803	26920.4
5237.58	13119	2.30392	13948.9	27067.9
5300.38	13119.9	2.22796	14087.9	27207.8
5375.92	13120.4	2.14038	14249.1	27369.5
5427.46	13121.4	2.1139	14357	27478.4
5479	13122.9	2.08129	14462.8	27585.7
5558.78	13125.7	2.02029	14621.2	27746.9
5658.78	13130.3	1.95722	14812.3	27942.6
5751.39	13134.9	1.902	14983.8	28118.7
5844	13139.7	1.84721	15150.1	28289.8
5944	13145.4	1.79608	15324	28469.4
6044	13151.5	1.75005	15493	28644.4
6209	13162.1	1.68223	15762.7	28924.9
6309	13168.6	1.64068	15920.3	29088.9
6409	13175.3	1.60434	16074	29249.4
6574	13186.6	1.54575	16320.3	29506.9
6674	13193.4	1.51142	16464.6	29658
6774	13200.3	1.4802	16605.8	29806.1
6857	13206.1	1.45575	16720.8	29926.9
6940	13211.9	1.43231	16833.9	30045.8
7040	13219	1.40375	16967.2	30186.1
7140	13226	1.37654	17097.7	30323.8
7305	13237.9	1.33569	17307.9	30545.9

ตาราง ก.48 ผลการทดสอบที่เกี่ยวข้องกับการผลิตน้ำ

Time (day)	Water in place (STB)	Field Water Injection rate (STB/D)	Field Water Injection Total (STB)	Filed Water Production rate (STB/D)	Field Water Production total (STB)
4748	1491028	0	0	0.84195	10407.4
4749	1491427	400	400	0.84322	10408.2
4769.44	1499581	400	8574.02	1.03531	10428
4786.4	1506344	400	15359.9	1.39583	10451.7
4865.09	1537303	400	46836	8.8198	10968.2
4987.43	1581754	400	95770.4	48.529	15451.4
5047.38	1601437	400	119754	71.7248	19751.9
5080.19	1611797	400	132877	84.2264	22515.2
5113	1621778	400	146000	95.7861	25657.7
5173.55	1639118	400	170221	113.628	32538.1
5237.58	1656360	400	195833	130.714	40907.7
5300.38	1672320	400	220953	145.876	50068.9
5375.92	1690294	400	251170	162.056	62310.7
5427.46	1702022	400	271785	172.439	71197.9
5479	1713255	400	292400	182.048	80580.4
5558.78	1729550	400	324313	195.758	96198.6
5658.78	1748429	400	364313	211.214	117320
5751.39	1764696	400	401357	224.34	138096
5844	1779869	400	438400	236.166	159967
5944	1795106	400	478400	247.627	184729
6044	1809302	400	518400	258.041	210533
6126.5	1820353	400	551400	266.046	232482
6209	1830794	400	584400	273.447	255042
6309	1842634	400	624400	281.6	283202
6409	1853719	400	664400	289.152	312117
6574	1870623	400	730400	300.196	361213
6674	1880018	400	770400	306.047	391817
6774	1888883	400	810400	311.352	422952
6857	1895894	400	843600	315.532	449142
6940	1902584	400	876800	319.392	475651
7040	1910221	400	916800	323.636	508015
7140	1917469	400	956800	327.52	540767
7305	1928712	400	1022800	333.222	595523

ตาราง ก.49 อัตราการผลิตน้ำมันดิบในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	8.98807	26.5227	0	24.8774	7.28668
4749	9.00008	26.5846	0	24.9265	7.29415
4758.37	9.21371	26.4589	0	25.2404	7.9064
4786.4	11.7741	26.3131	0	28.3281	11.1869
4865.09	20.2793	27.2726	0	36.1286	19.6333
4925.43	25.1359	29.3038	0	40.0225	23.3643
4987.43	27.9835	32.4969	0	41.9463	24.9957
5047.38	28.0586	35.5617	0	41.6196	24.3407
5080.19	27.7925	37.2628	0	41.1765	23.9085
5113	27.0546	38.8659	0	40.1478	23.1923
5173.55	25.8094	41.0428	0	38.2323	21.7223
5237.58	24.6485	42.4794	0	36.3075	20.4261
5300.38	23.4067	43.3924	0	34.3663	19.3041
5375.92	22.0084	43.9966	0	32.1814	18.0451
5427.46	21.14	44.9786	0	30.9796	17.2951
5479	20.3071	45.6011	0	29.8324	16.5838
5558.78	19.1935	45.9683	0	28.2183	15.5557
5658.78	17.999	46.327	0	26.546	14.4804
5751.39	16.972	46.6997	0	25.2772	13.6369
5844	16.0617	46.8149	0	24.108	12.864
5944	15.2537	46.7299	0	22.9881	12.1565
6044	14.5695	46.6394	0	22.0426	11.5069
6126.5	14.0734	46.5832	0	21.345	11.0033
6209	13.6022	46.3966	0	20.7583	10.5272
6309	13.0821	46.0615	0	20.1059	10.0174
6409	12.5969	45.7139	0	19.4983	9.56965
6491.5	12.2196	45.4397	0	19.0245	9.24083
6574	11.8725	45.0973	0	18.5736	8.94331
6674	11.4729	44.6286	0	18.0675	8.61608
6774	11.0986	44.217	0	17.6071	8.30975
6857	10.7961	43.8858	0	17.2531	8.06668
6940	10.5068	43.5264	0	16.9196	7.83559
7040	10.1654	43.0601	0	16.55	7.57543
7140	9.84533	42.6068	0	16.2146	7.33568
7305	9.34989	41.8713	0	15.7005	6.97498

ตาราง ก.50 อัตราการผลิตน้ำในแต่ละหลุม (STB/D)

Time (day)	s10	s11	s3	s6	s7
4748	0.02462	0.19491	0	0.42201	0.20041
4749	0.02454	0.19497	0	0.42207	0.20164
4758.37	0.02537	0.19313	0	0.43215	0.25058
4786.4	0.04546	0.18991	0	0.55049	0.60997
4865.09	1.17633	0.19831	0	3.00854	4.43663
4925.43	4.34562	0.22236	0	8.40998	11.46
4987.43	9.84495	0.27069	0	16.8895	21.5238
5047.38	15.733	0.35768	0	25.4067	30.2274
5080.19	19.0921	0.42592	0	30.1016	34.6068
5113	22.3445	0.52183	0	34.4581	38.4617
5173.55	27.4089	0.82712	0	41.1078	44.2843
5237.58	32.1921	1.32816	0	47.4476	49.746
5300.38	36.4192	1.98895	0	53.1298	54.3377
5375.92	40.9185	2.98602	0	59.221	58.9306
5427.46	43.8042	3.8028	0	63.127	61.7053
5479	46.4402	4.69835	0	66.7231	64.1865
5558.78	50.0985	6.21927	0	71.888	67.5522
5658.78	54.0582	8.35518	0	77.696	71.1042
5751.39	57.3706	10.4424	0	82.5854	73.9419
5844	60.3475	12.4315	0	86.9288	76.4583
5944	63.1013	14.4077	0	91.0788	79.0395
6044	65.5475	16.2529	0	94.8949	81.3457
6126.5	67.4215	17.7916	0	97.8299	83.0029
6209	69.1197	19.3086	0	100.565	84.4536
6309	70.9577	21.0632	0	103.593	85.9855
6409	72.7257	22.7363	0	106.347	87.3434
6491.5	74.0565	24.0435	0	108.443	88.3597
6574	75.2837	25.2651	0	110.369	89.279
6674	76.6349	26.6385	0	112.501	90.2722
6774	77.8728	27.8905	0	114.445	91.1436
6857	78.8036	28.8611	0	116.047	91.8204
6940	79.6613	29.78	0	117.478	92.473
7040	80.6041	30.8152	0	119.026	93.1912
7140	81.4398	31.7796	0	120.479	93.8222
7305	82.606	33.214	0	122.699	94.7035

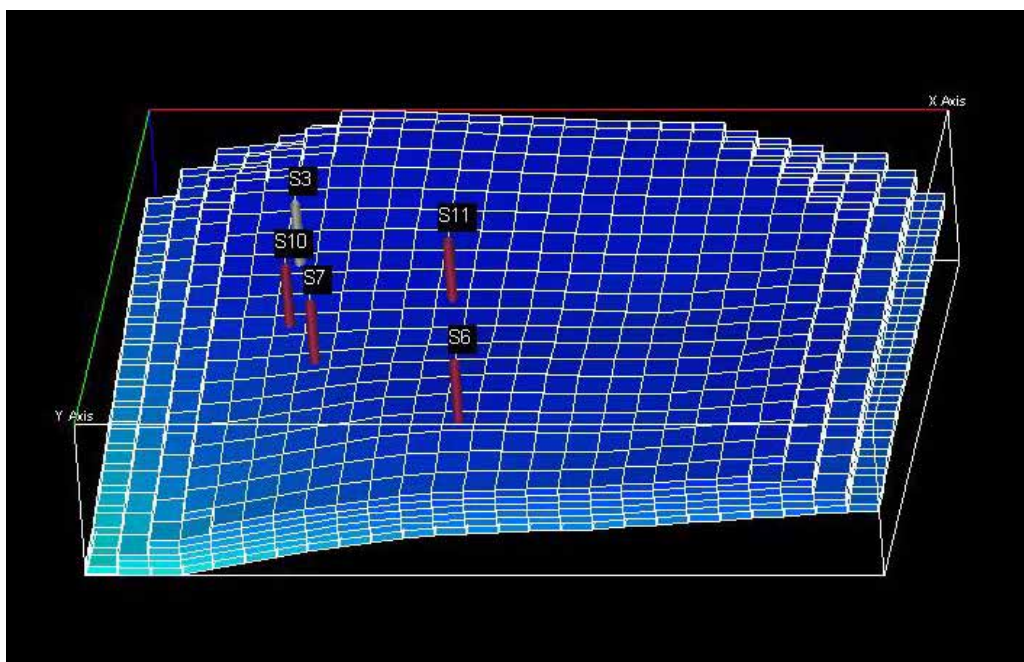
ภาคผนวก ง.

ภาพแสดงการกระจายของความสามารถในการอิมิตัวด้วยน้ำมัน จากการ
ทดสอบแบบจำลอง

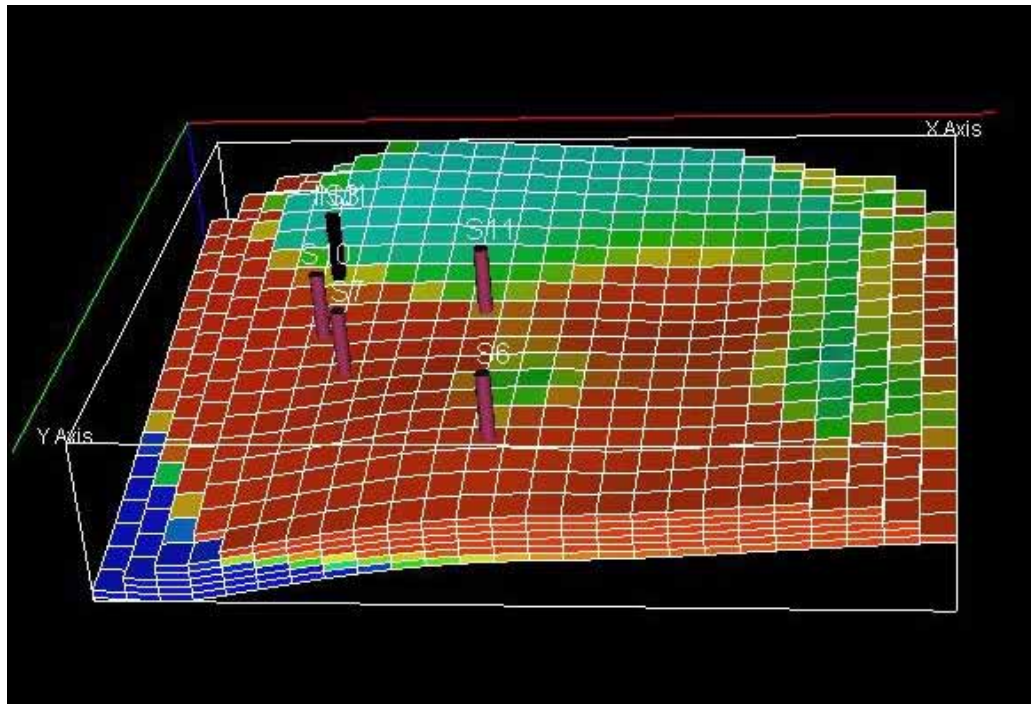
สำหรับภาพแสดงการกระจายของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยน้ำมันจากการทดสอบแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันผาง สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ส่วน ได้แก่

- ง.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิตตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน (สิ้นสุดปีที่ 13)
- ง.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 โดยไม่ใช้วิธีการจับด้วยน้ำ
- ง.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 (ทำการอัดน้ำโดยใช้หลุมผลิตเดิมที่มีอยู่แล้ว)
- ง.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 3 (หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 1 หลุม)
- ง.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 4 (หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 2 หลุม)
- ง.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการจับด้วยน้ำในรูปแบบที่ 5 (หลุมสำหรับอัดน้ำจำนวน 4 หลุม)

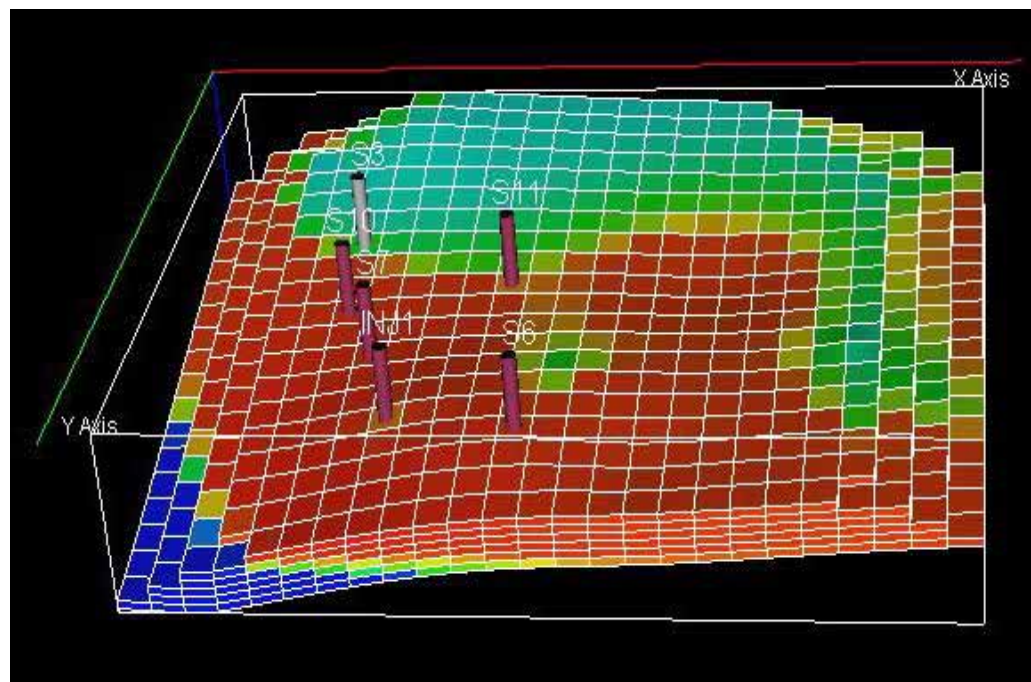
โดยแต่ละส่วนจะมีลักษณะของการแสดงรูปแบบการกระจายที่คล้ายคลึง ดังแสดงต่อไปนี้



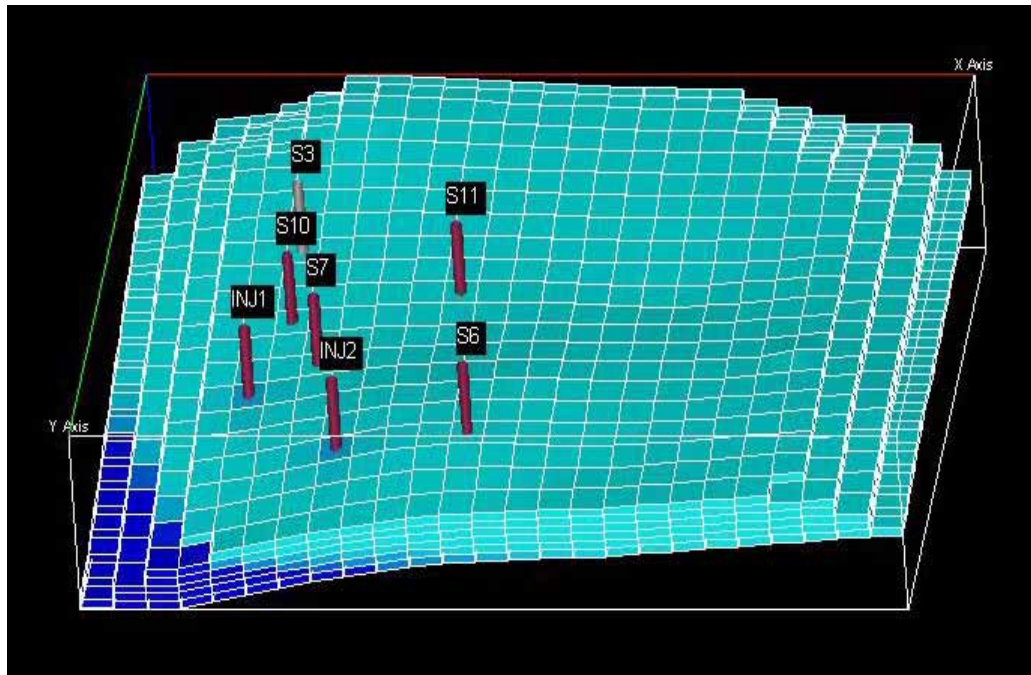
รูปที่ ง.1 แสดงการกระจายของหลุมผลิตในแบบจำลอง



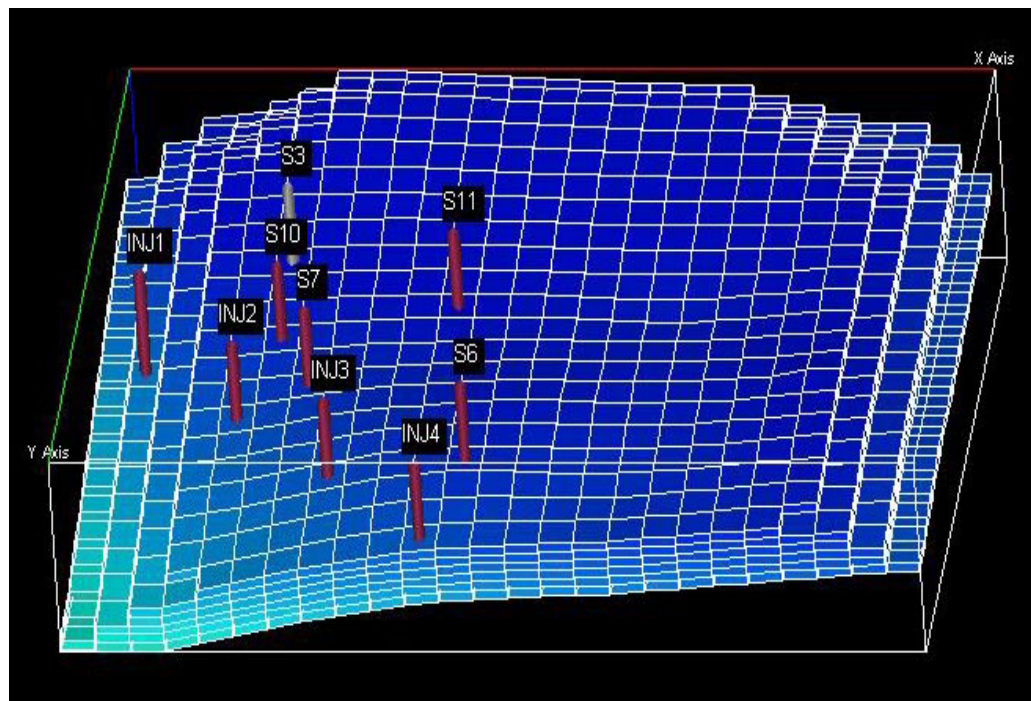
รูปที่ ง.2 แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 2



รูปที่ ง.3 แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 3



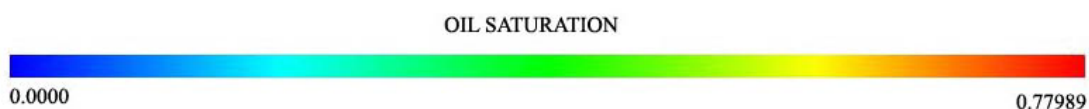
รูปที่ ง.4 แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 4



รูปที่ ง.5 แสดงการกระจายของหลุมผลิตและหลุมสำหรับอัดน้ำในรูปแบบที่ 5

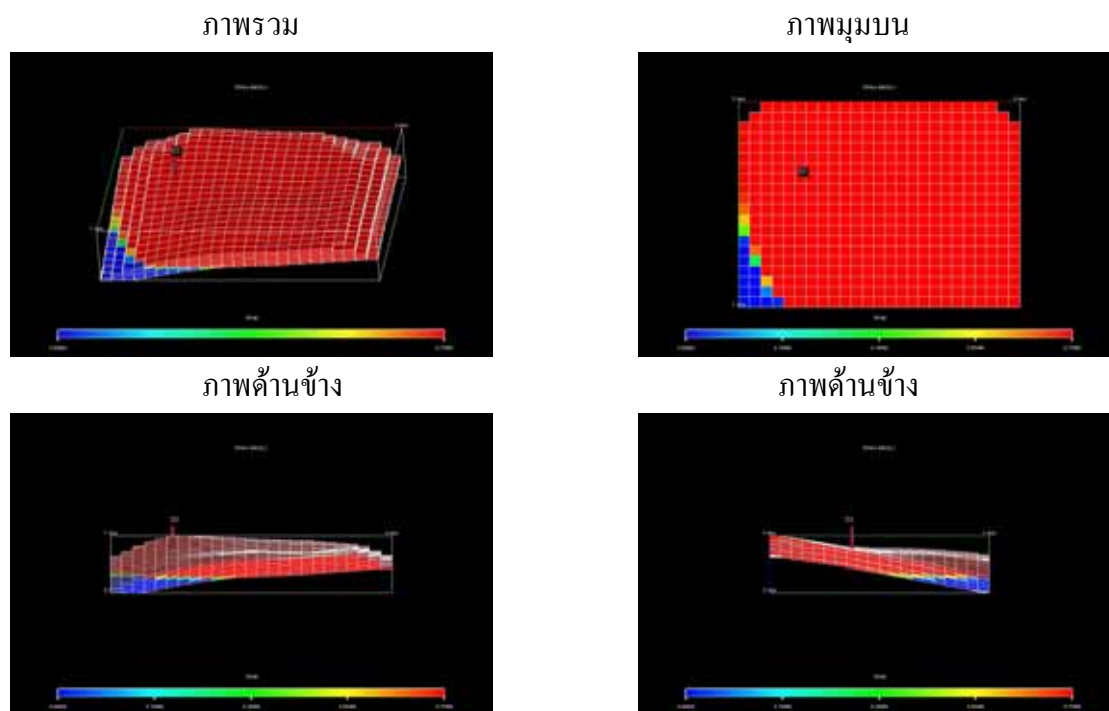
จากรูปที่ ง.1 ถึง ง.5 หลุมสำหรับผลิตปิโตรเลียม ได้แก่หลุม S3 S6 S7 S10 และ S11 ซึ่งกระจายอยู่บริเวณตอนกลางของแบบจำลอง ส่วนหลุมสำหรับทำการอัดน้ำ ได้แก่ หลุม INJ 1 INJ 2 INJ 3 และ INJ 4 ซึ่งจะกระจายอยู่บริเวณตอนล่างของแบบจำลองในวิธีการขุดด้วยน้ำรูปแบบที่ 3-5 ส่วนกรณีของวิธีการขุดด้วยน้ำในรูปแบบที่ 2 จะใช้หลุม S3 เป็นหลุมสำหรับทำการอัดน้ำ

และสำหรับการอ่านค่าการกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมัน ได้จัดแสดงเป็นแผนที่ต่างๆ เพื่อแสดงค่าตามสี โดยสีแดง จะมีค่าความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันมากที่สุด ประมาณ 0.77989 ส่วนสีน้ำเงินจะมีความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันน้อยที่สุดประมาณ 0.000 (รูปที่ ง.6)

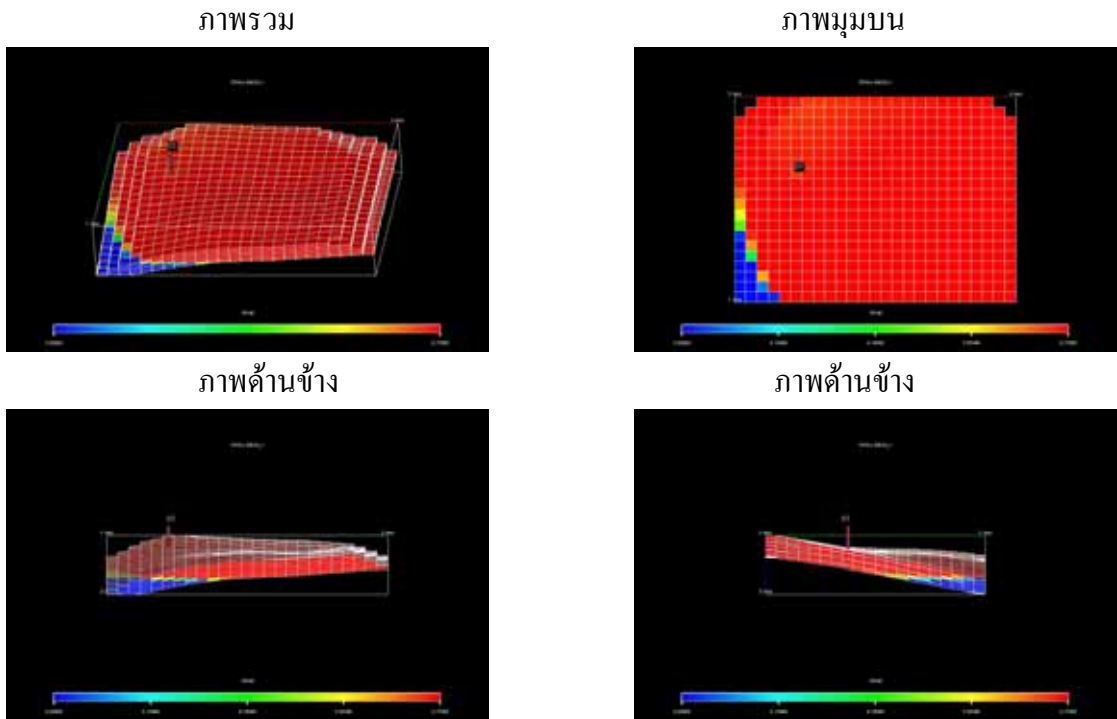


รูปที่ ง.6 มาตรฐานแสดงค่าของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันตามแผนที่

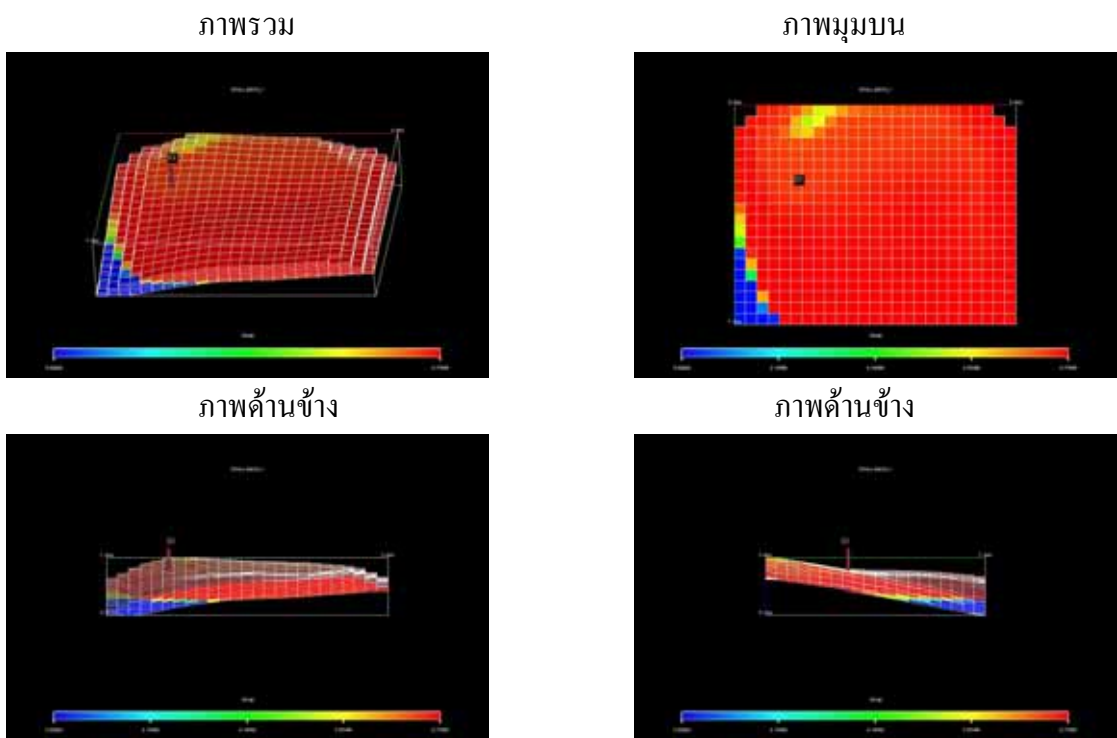
ง.1 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันจากการทดสอบจำลองการผลิต ตั้งแต่เริ่มผลิตปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน (สิ้นสุดปีที่ 13)



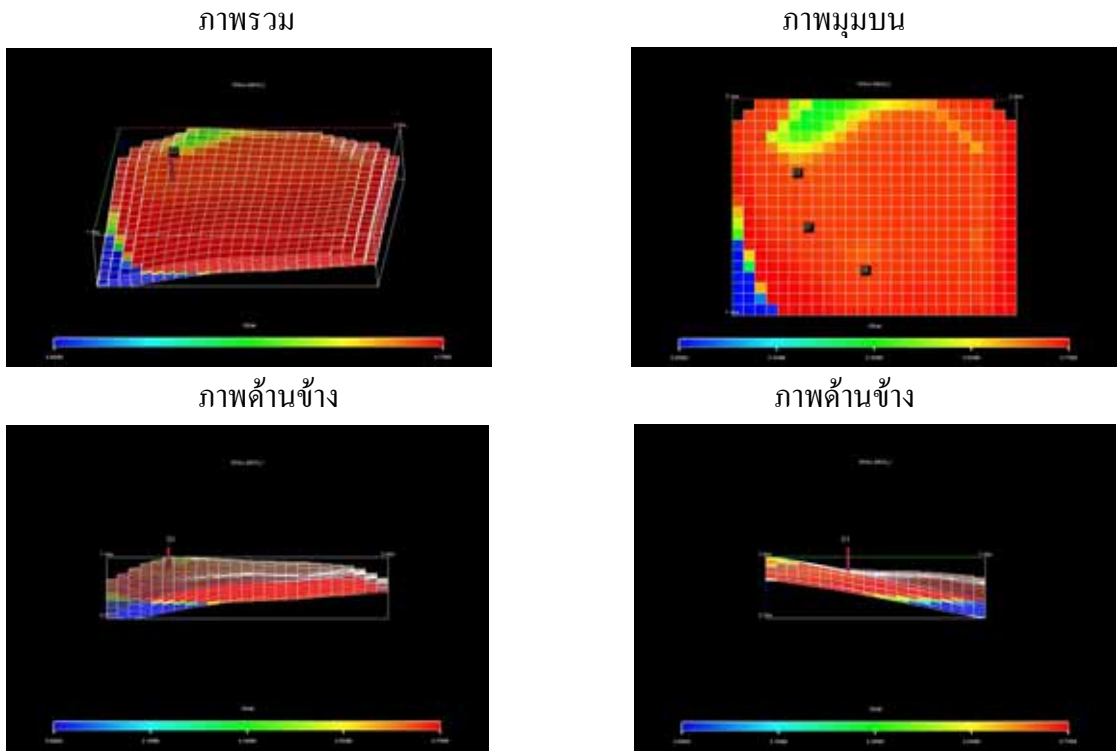
รูปที่ ง.7 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 1



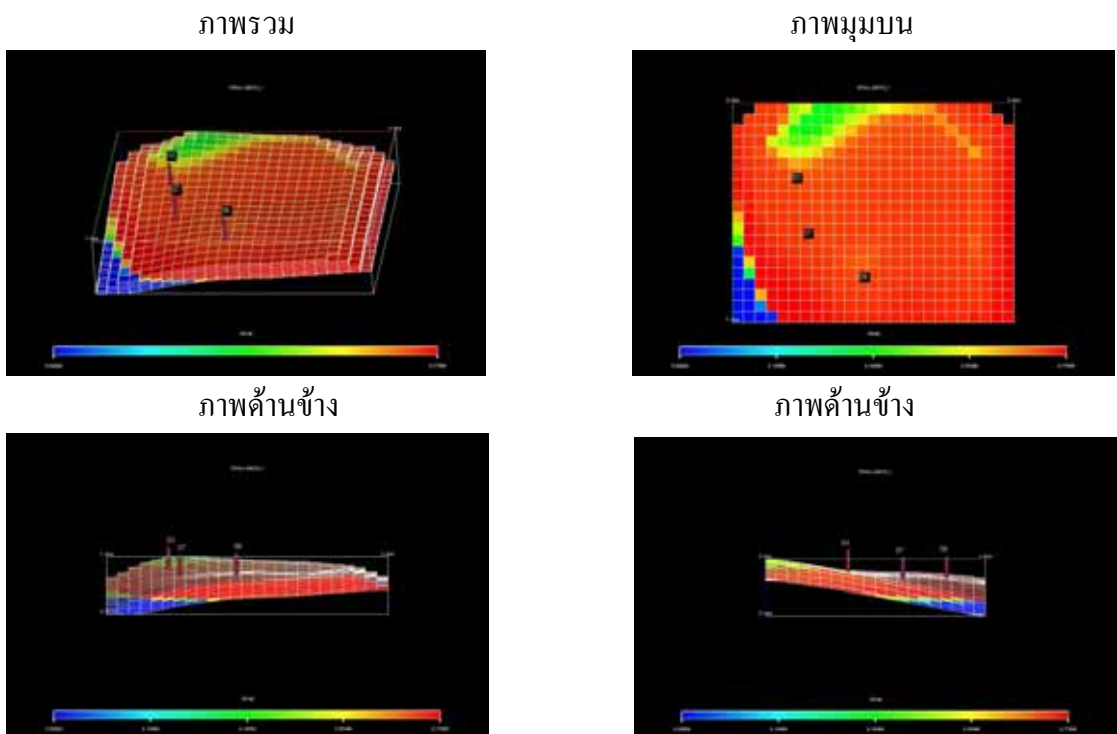
รูปที่ ๓.๘ การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 2



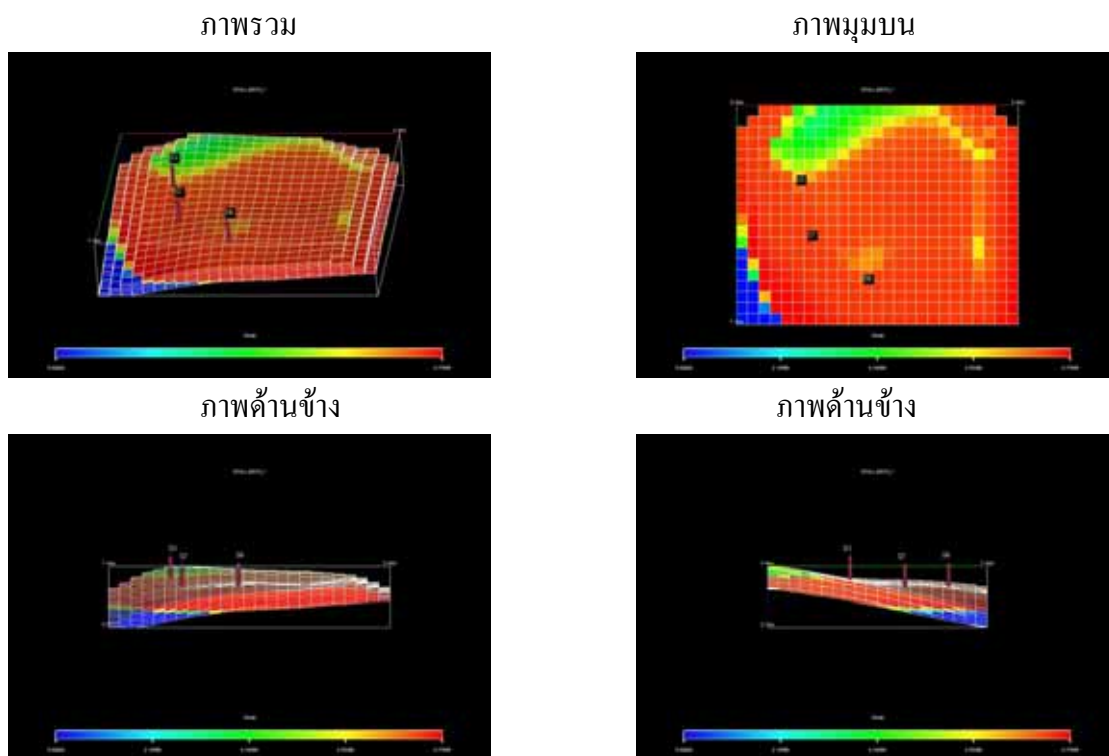
รูปที่ ๓.๙ การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 3



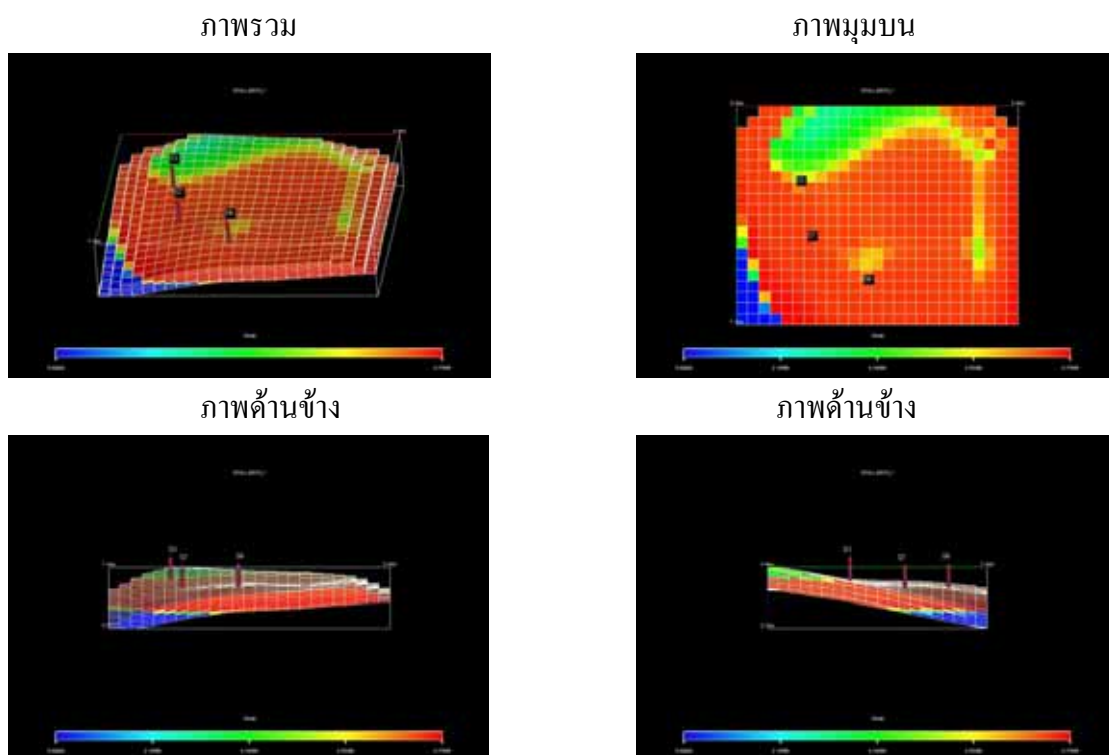
รูปที่ ง.10 การกระจายของความสามารถในการอึดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 4



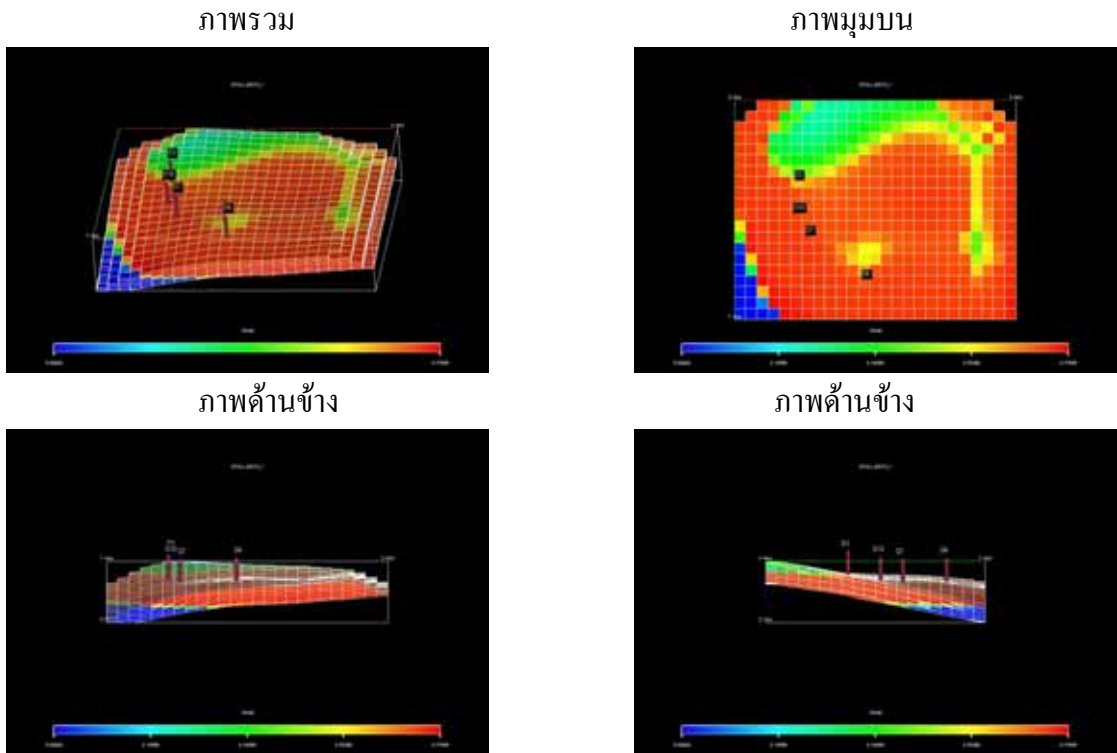
รูปที่ ง.11 การกระจายของความสามารถในการอึดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 5



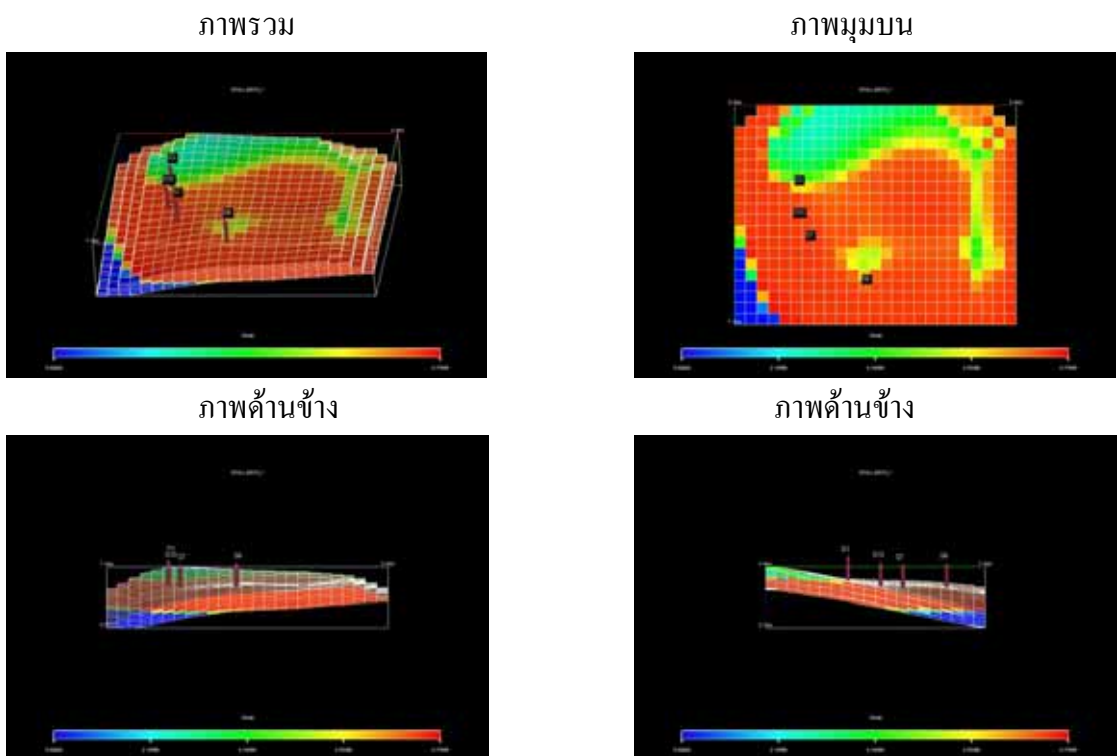
รูปที่ ง.12 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 6



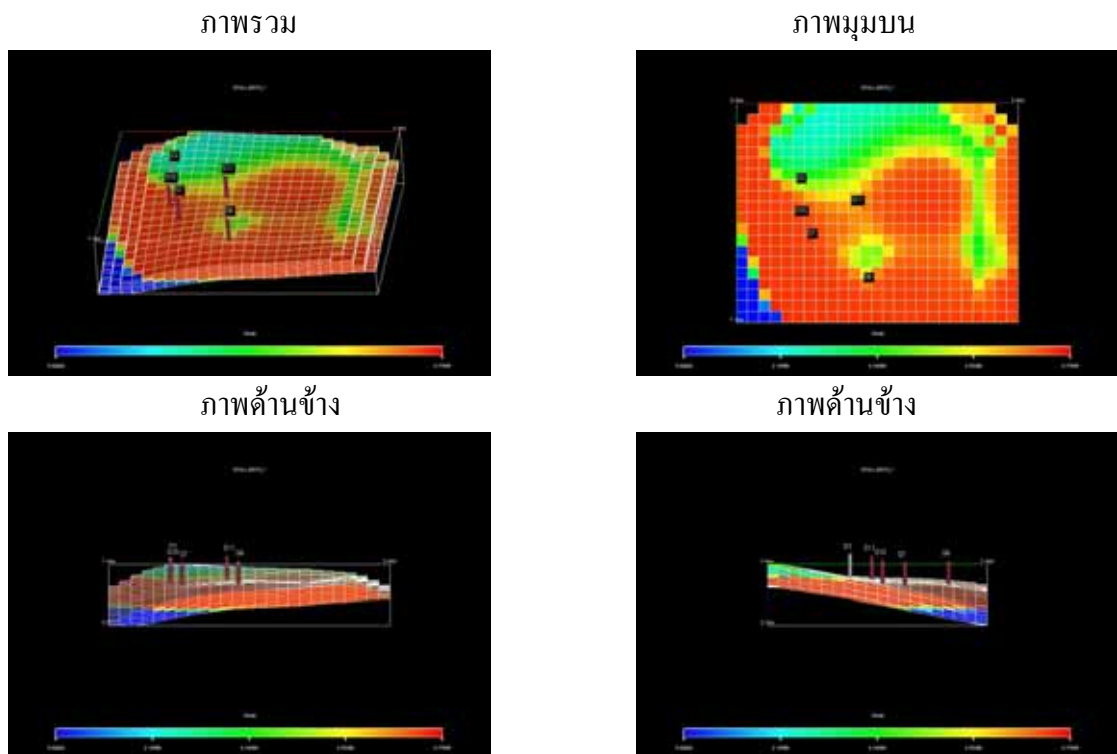
รูปที่ ง.13 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 7



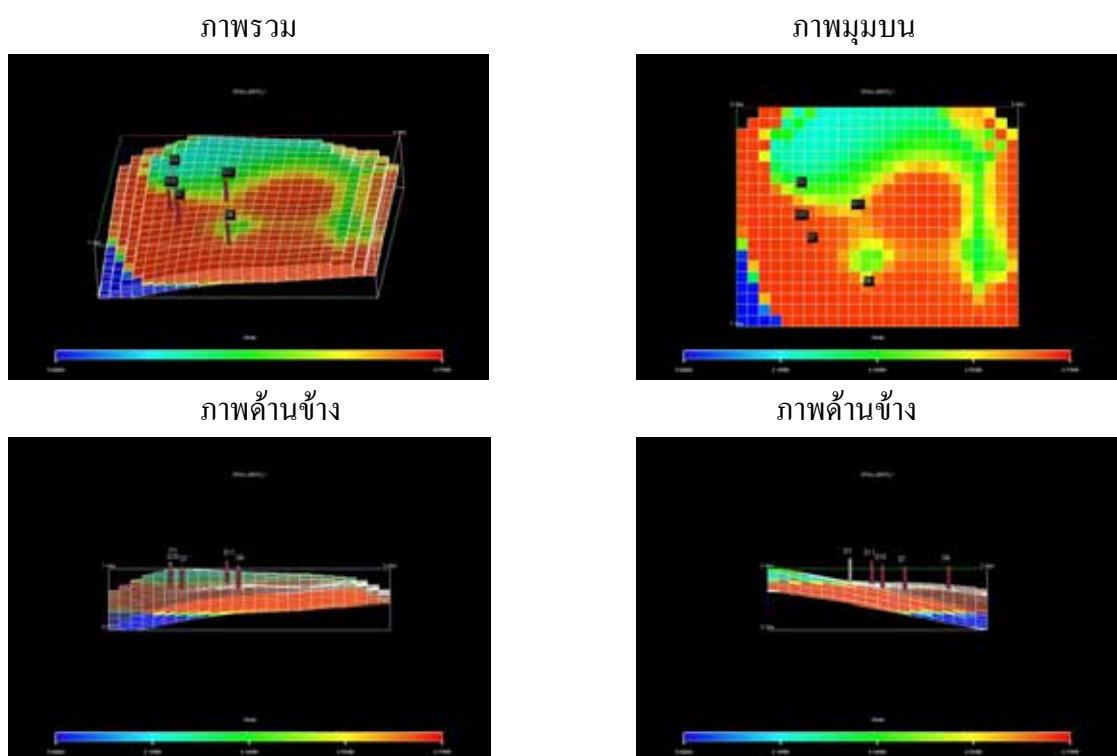
รูปที่ ง.14 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 8



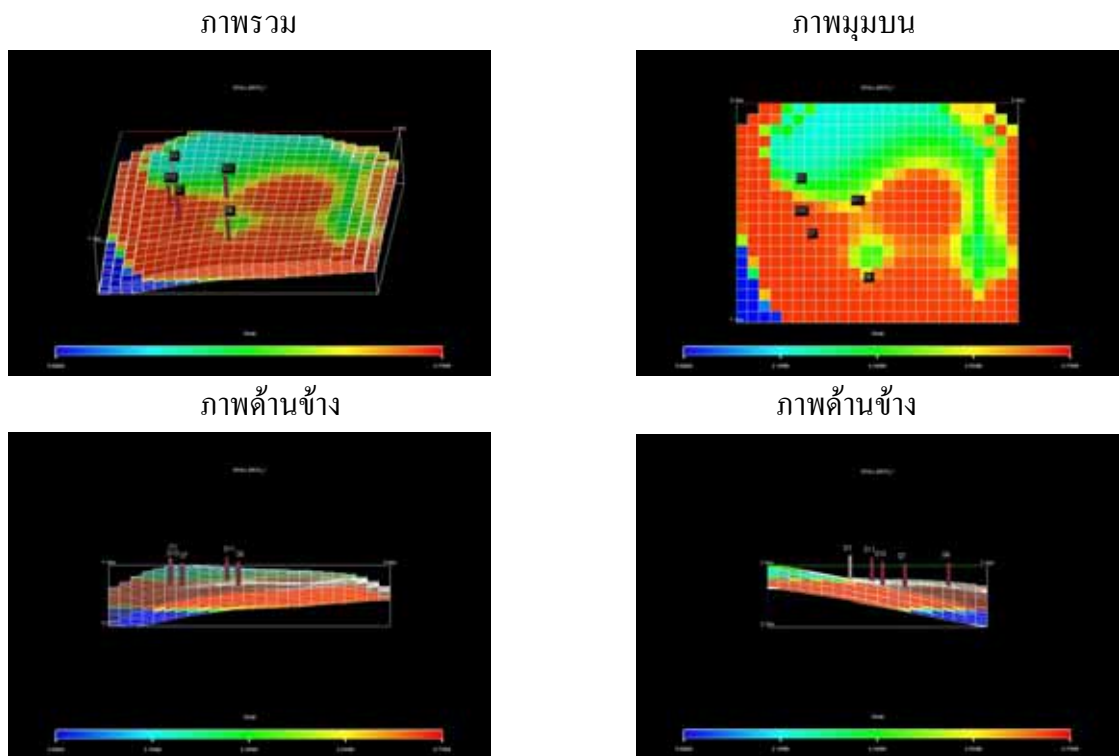
รูปที่ ง.15 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 9



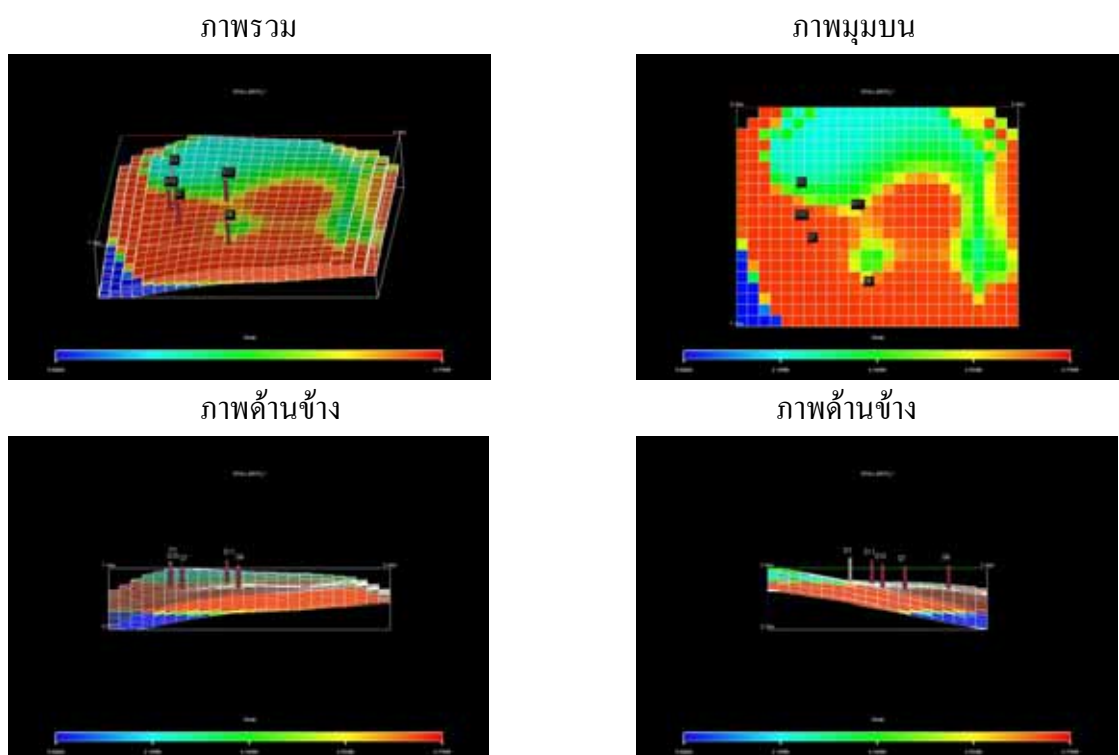
รูปที่ ง.16 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 10



รูปที่ ง.17 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 11

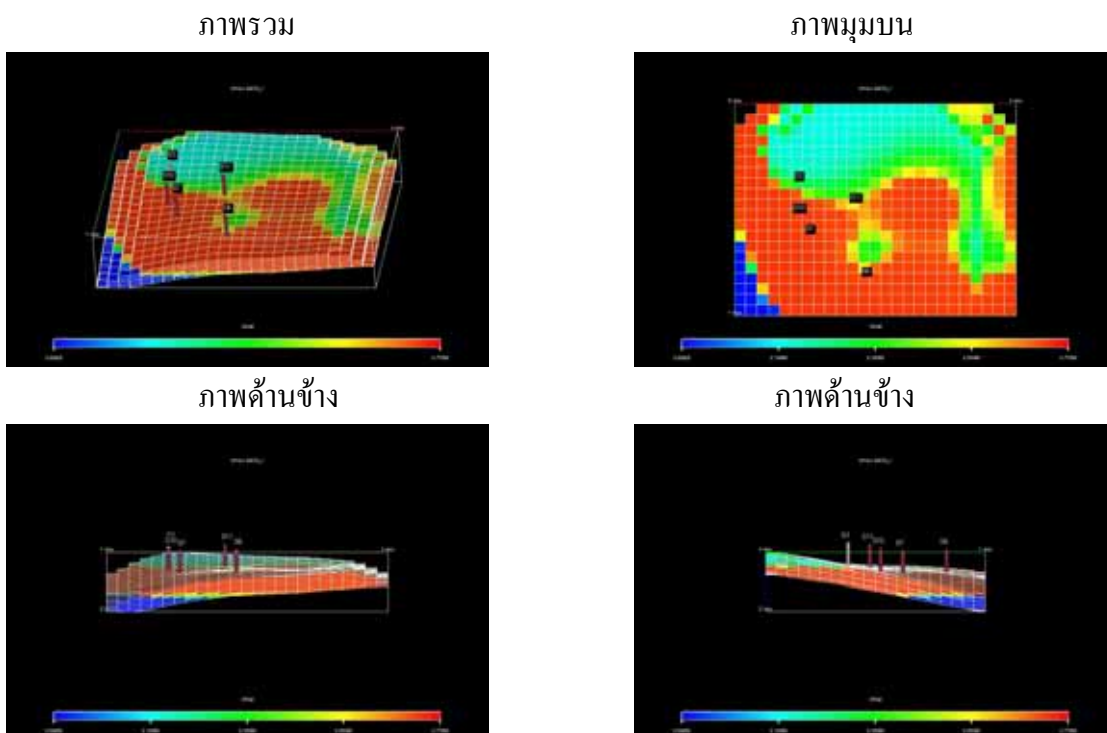


รูปที่ ง.18 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 12

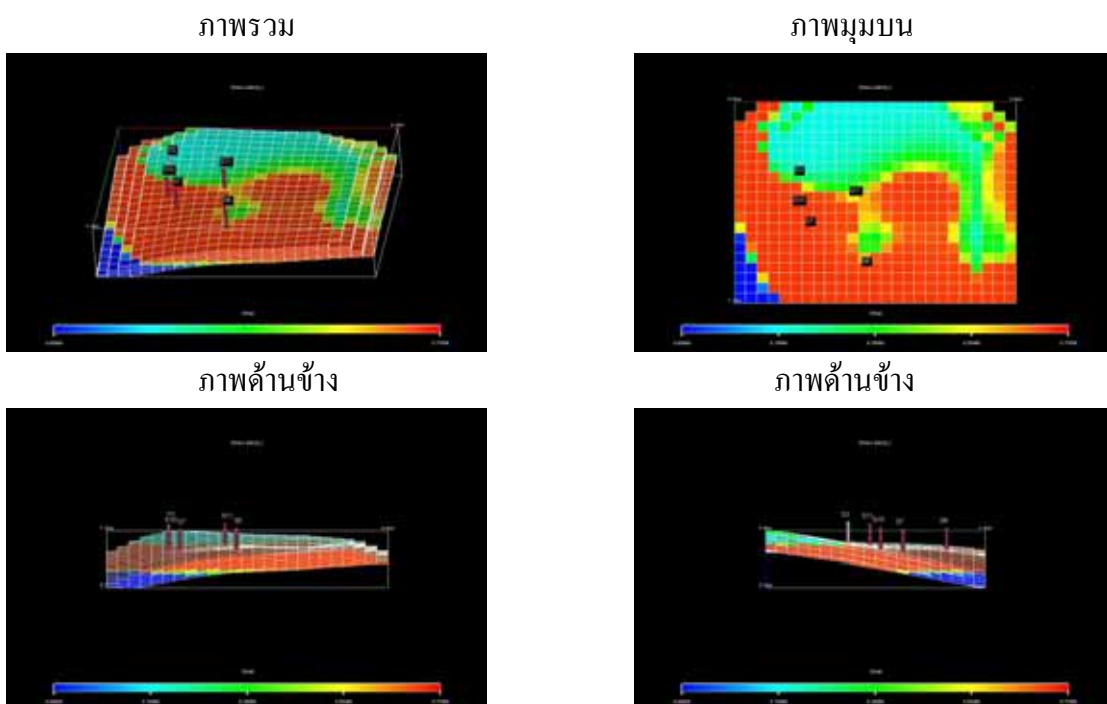


รูปที่ ง.19 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 13

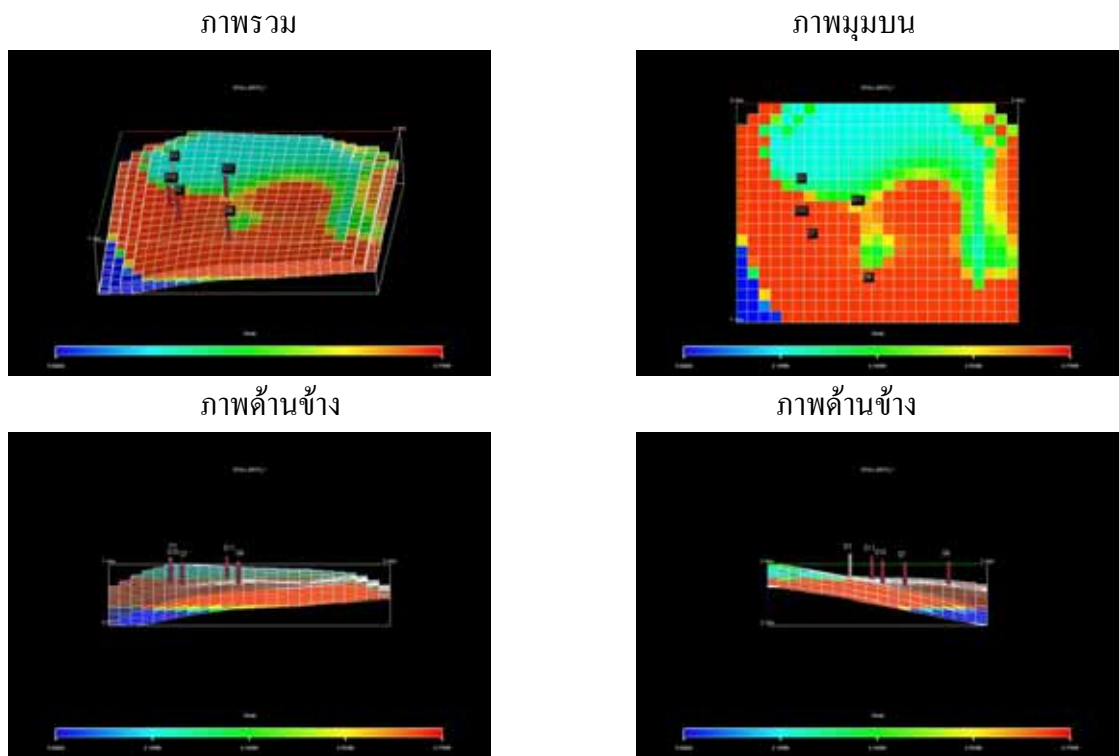
ง.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 14 ถึงปีที่ 20 โดยไม่ใช้วิธีการขุดด้วยน้ำ



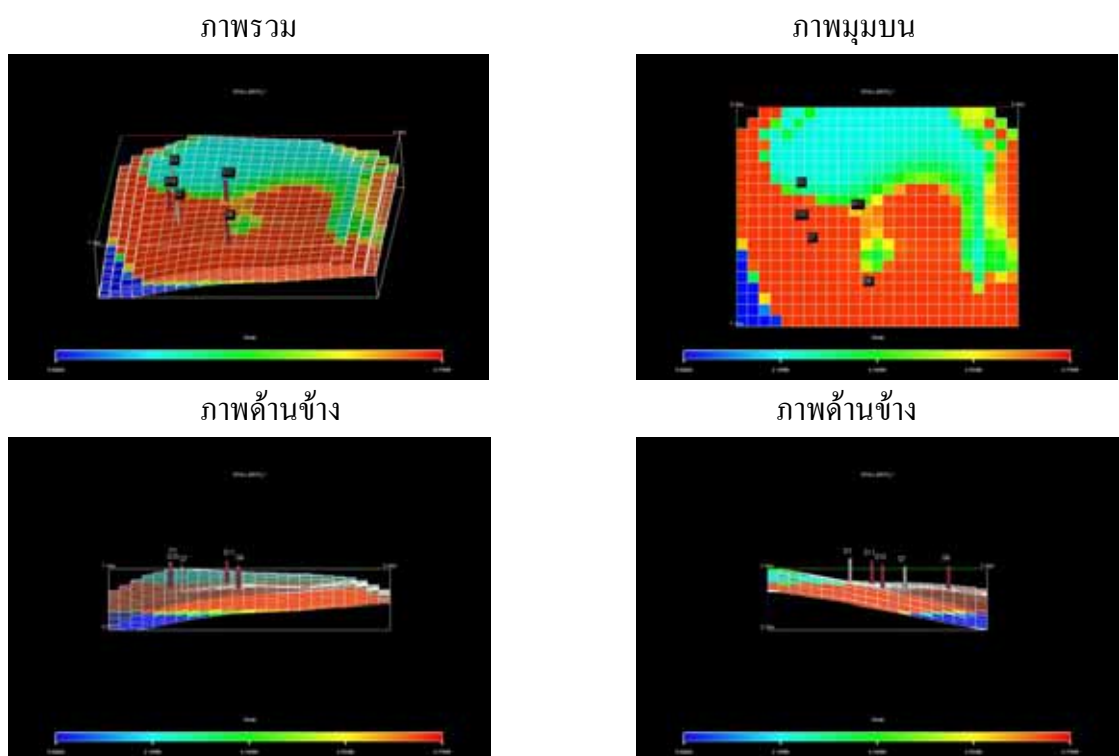
รูปที่ ง.20 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



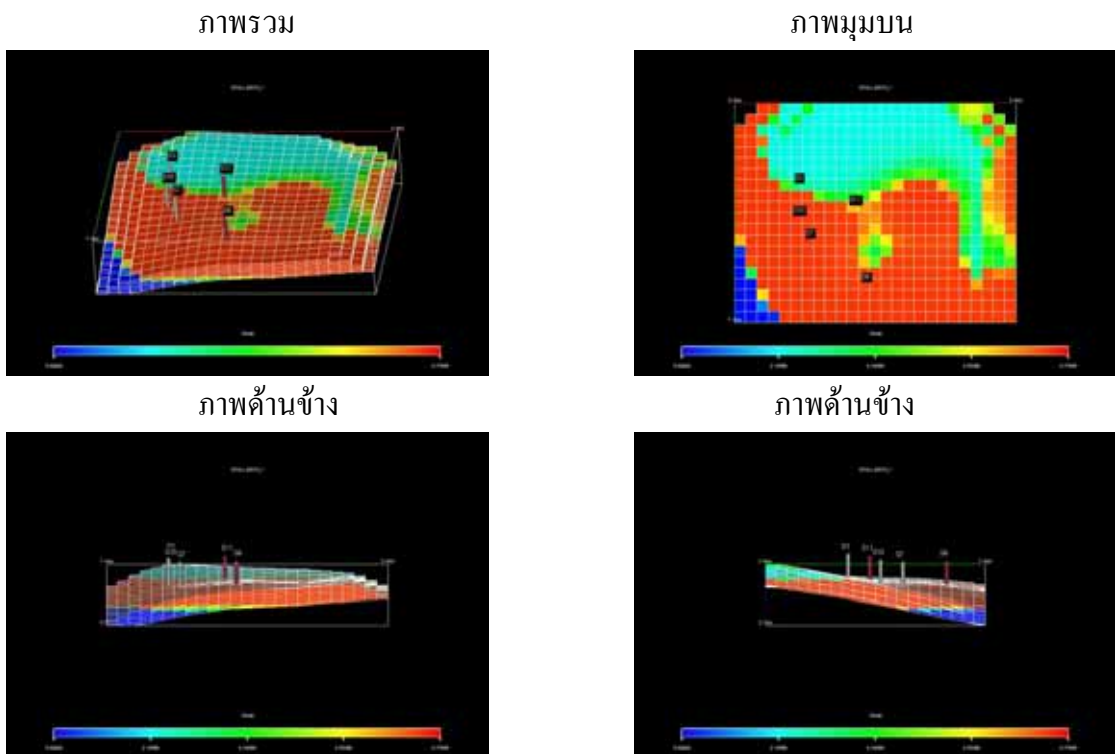
รูปที่ ง.21 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



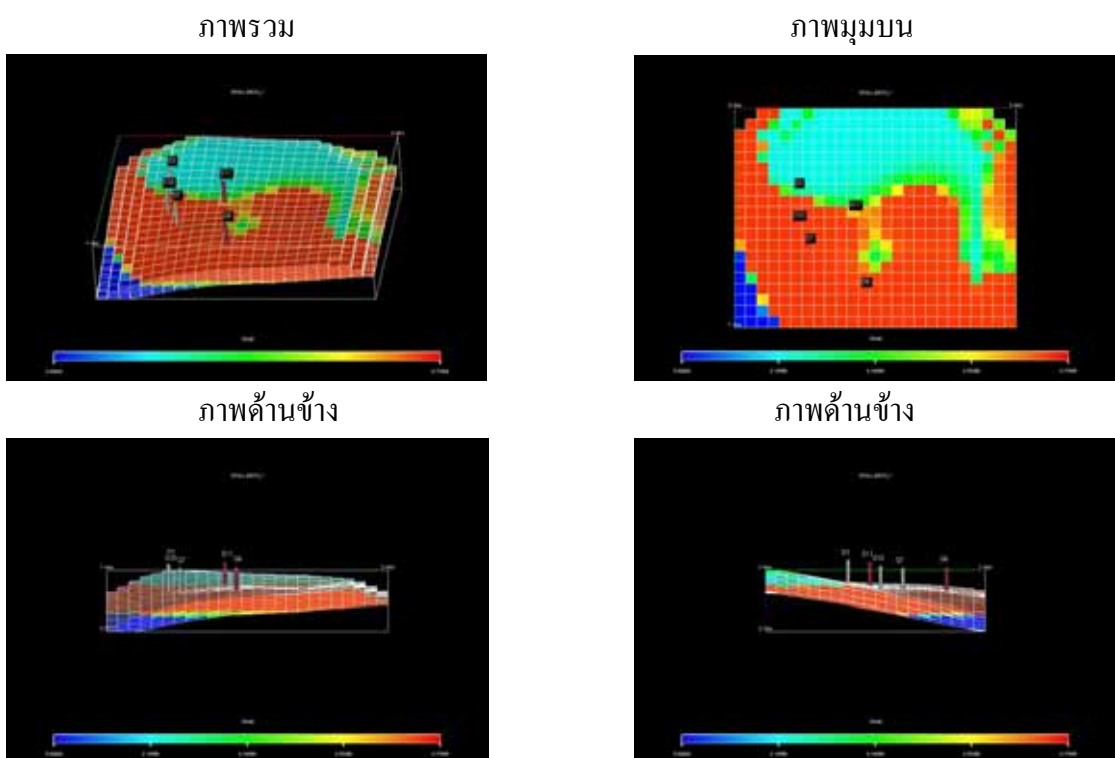
รูปที่ ง.22 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



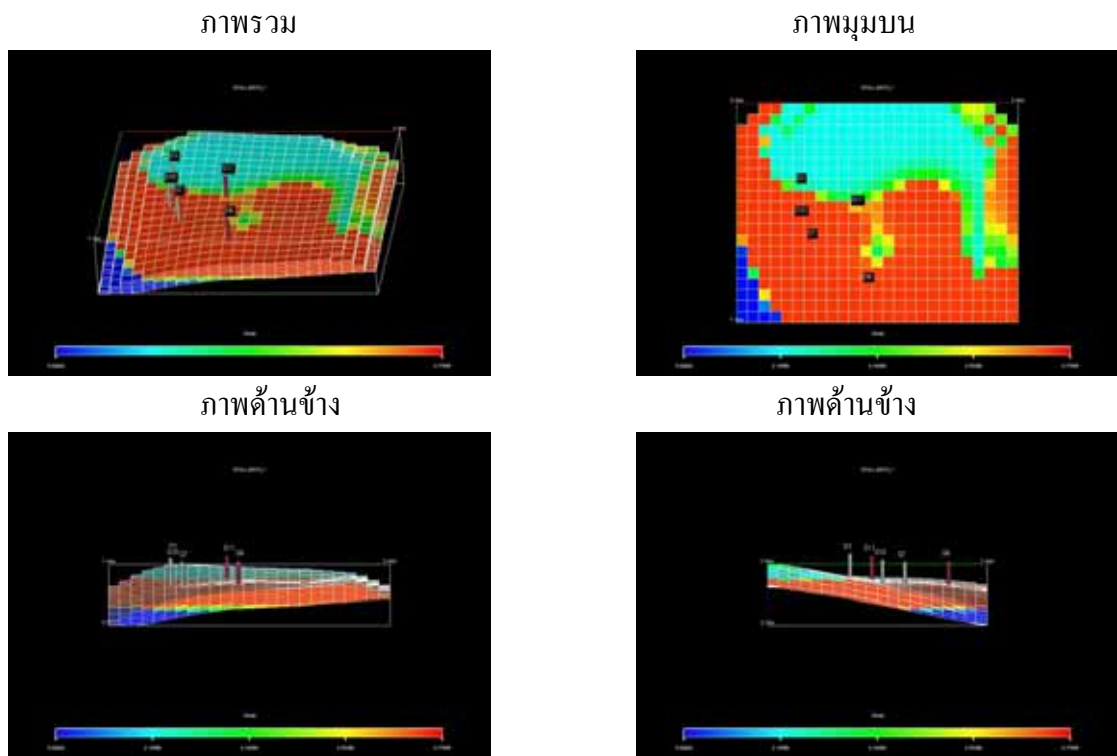
รูปที่ ง.23 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ง.24 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

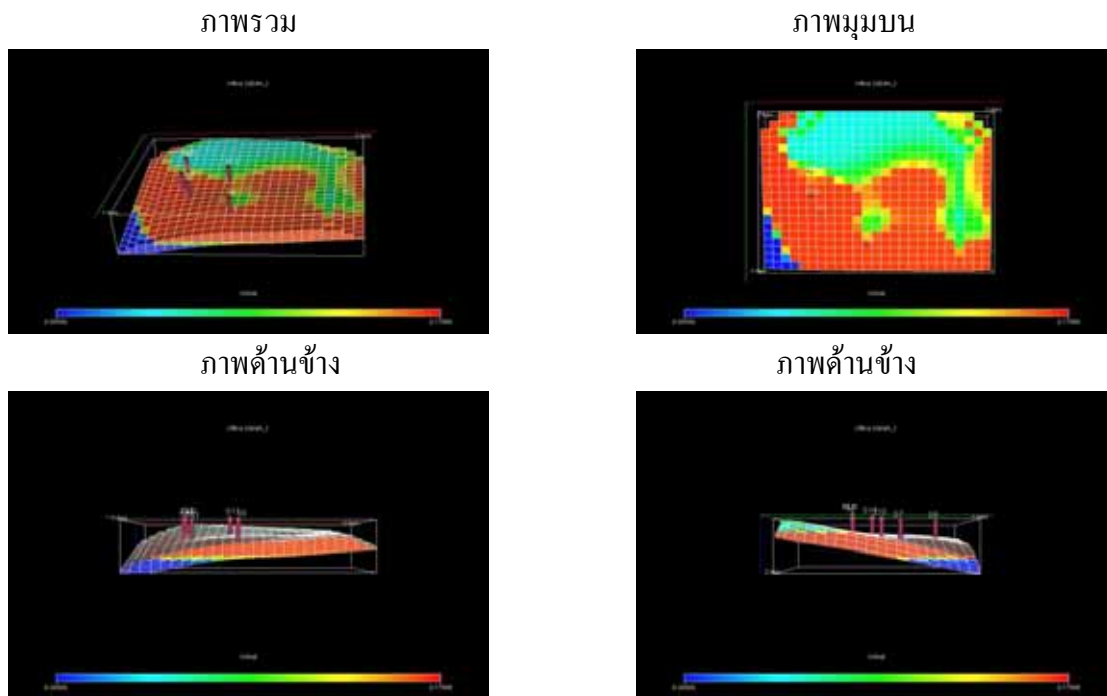


รูปที่ ง.25 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

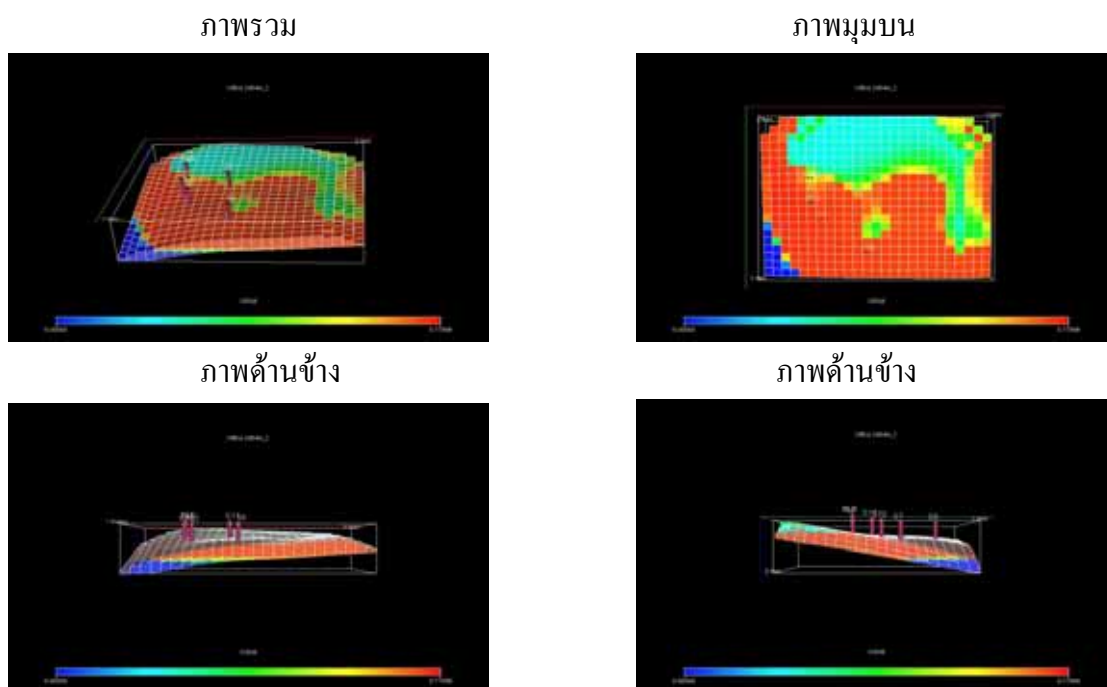


รูปที่ ง.26 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

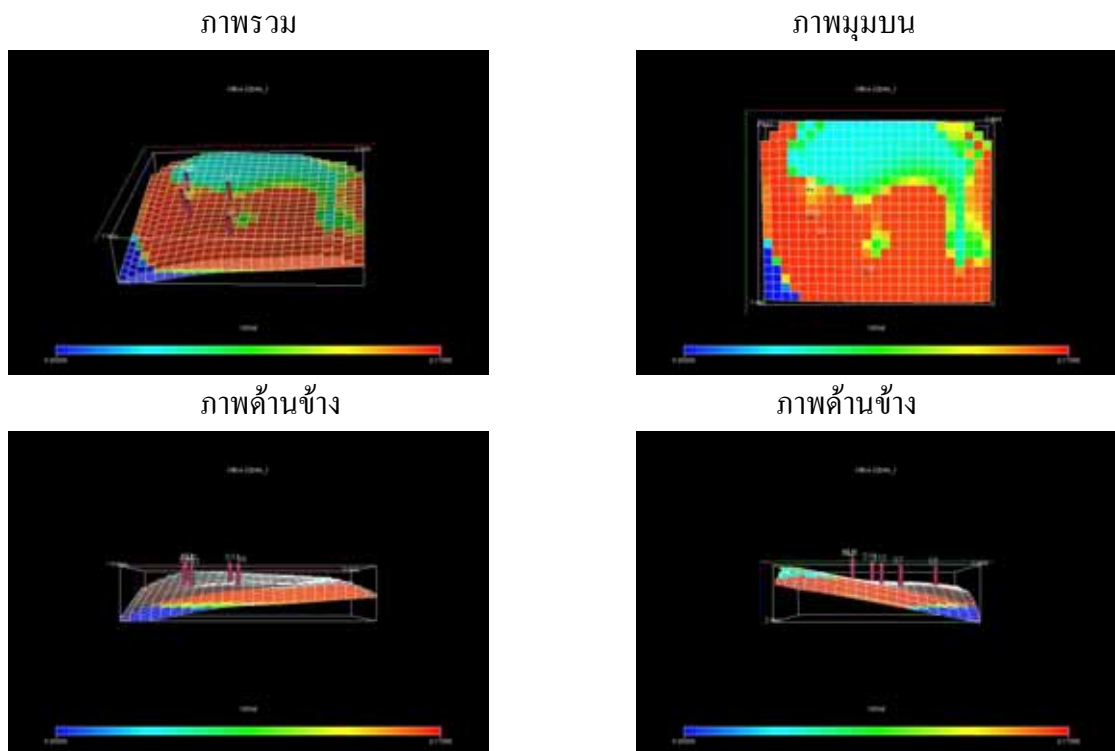
ง.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำรูปแบบที่ 2 กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม



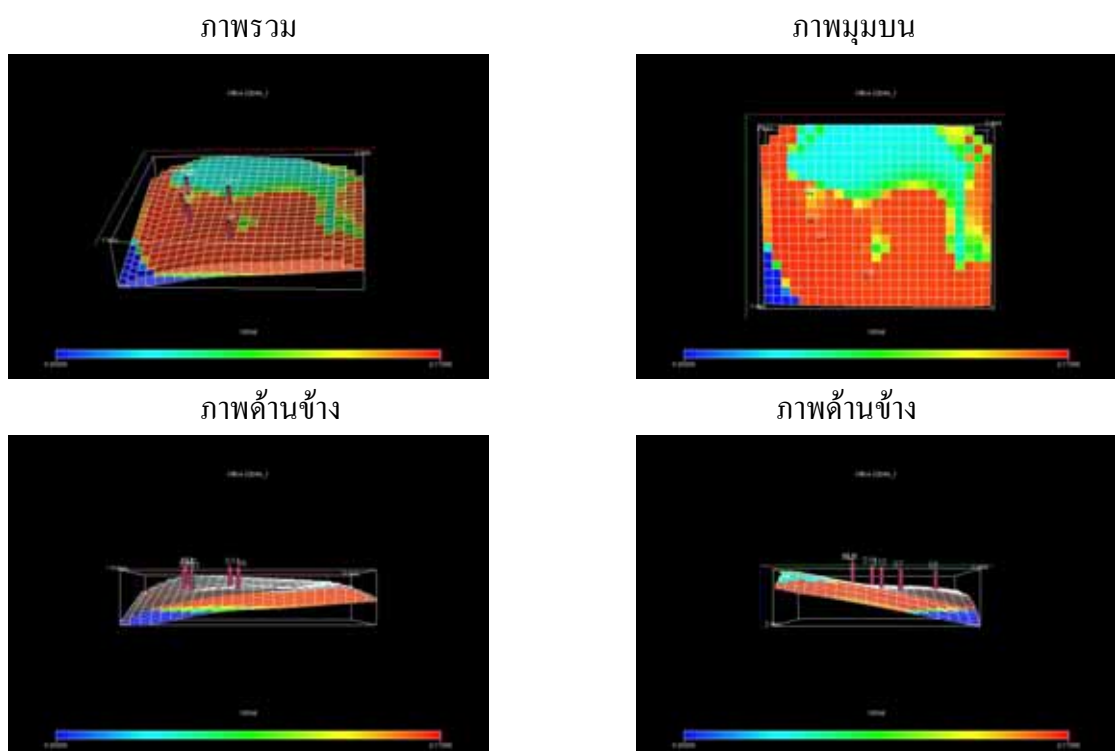
รูปที่ ง.27 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



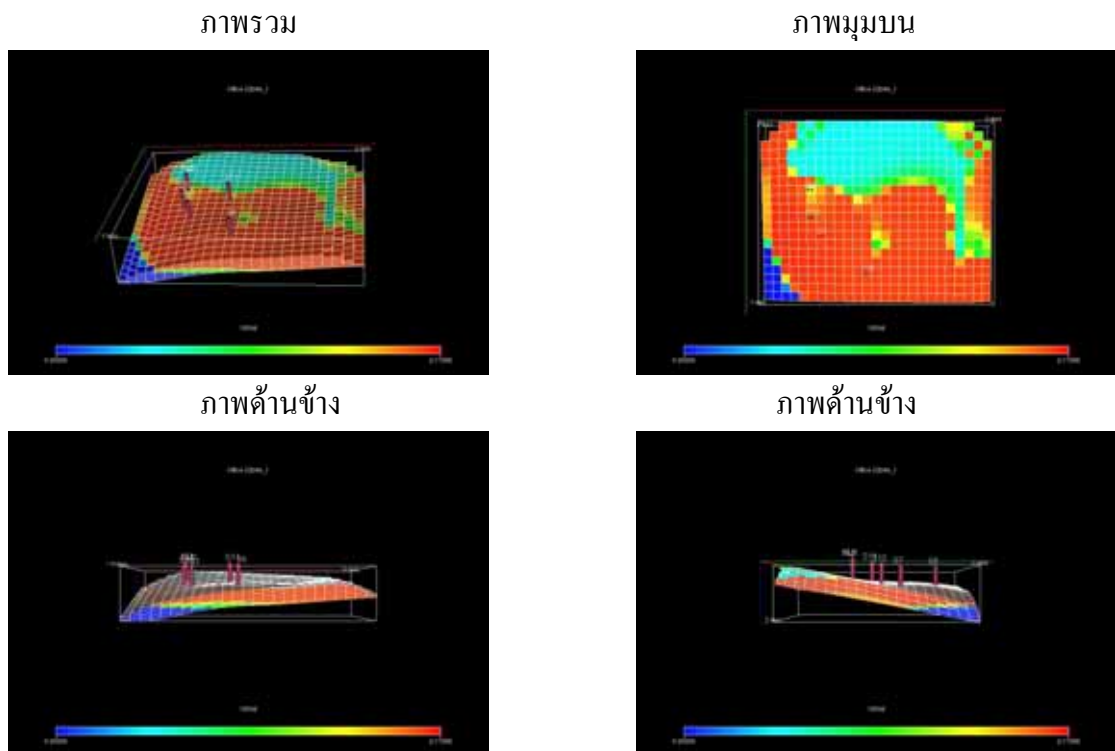
รูปที่ ง.28 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



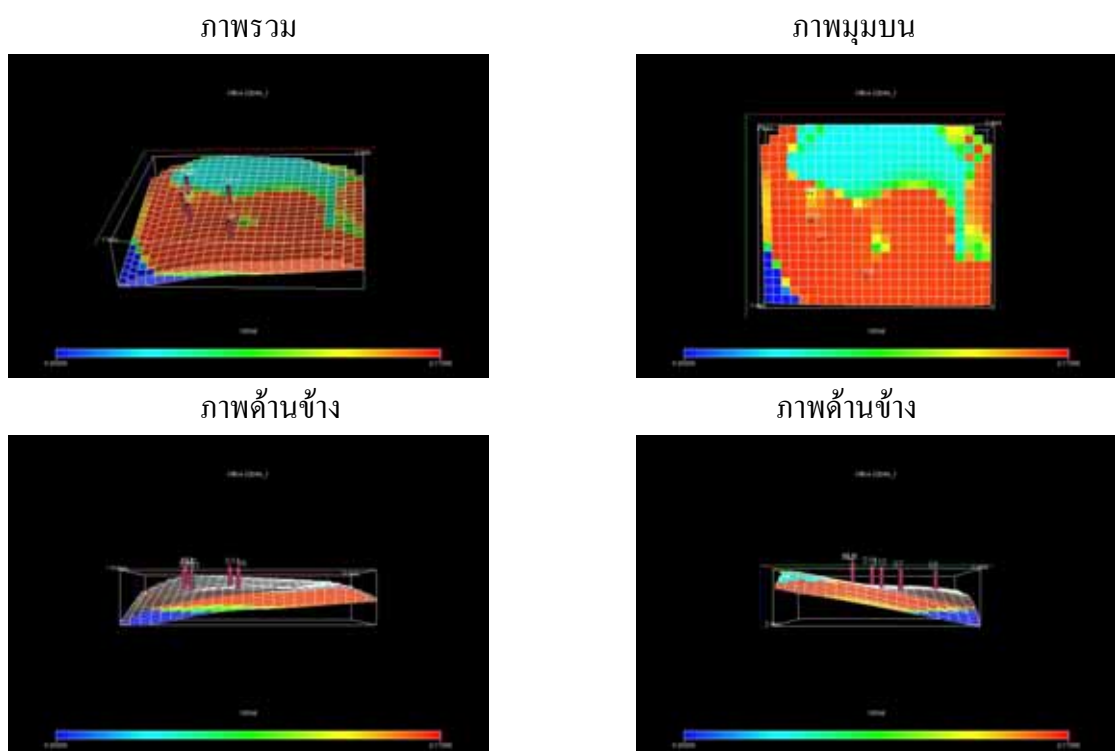
รูปที่ ง.29 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



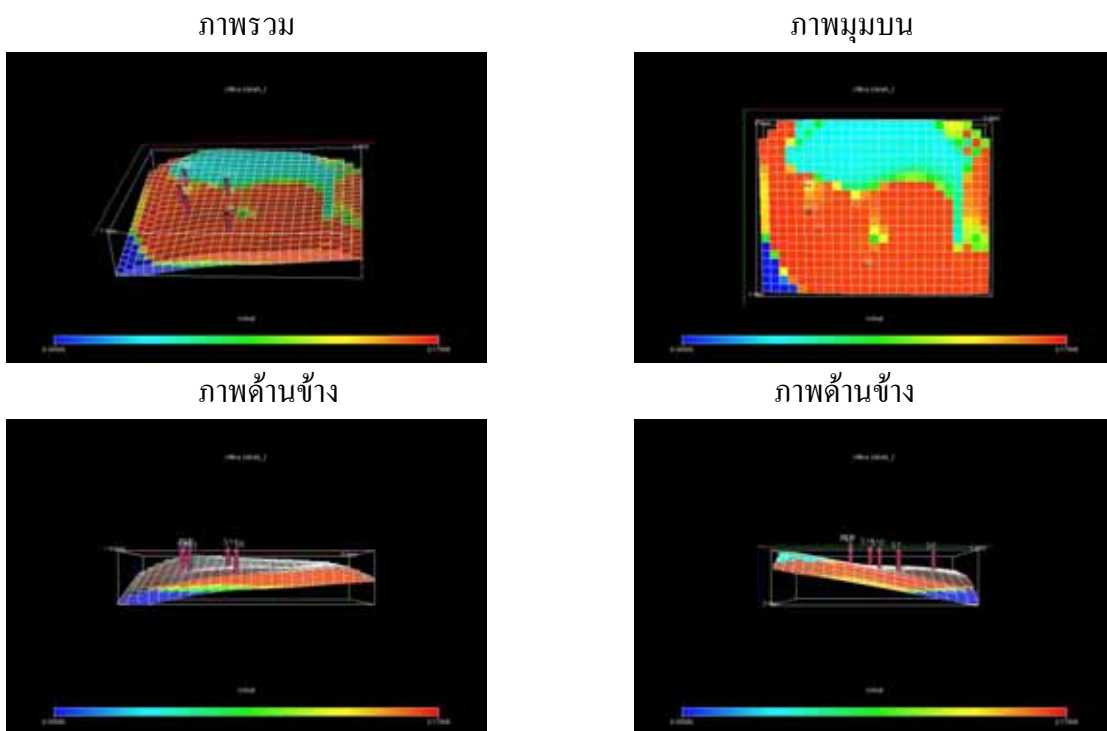
รูปที่ ง.30 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ง.31 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

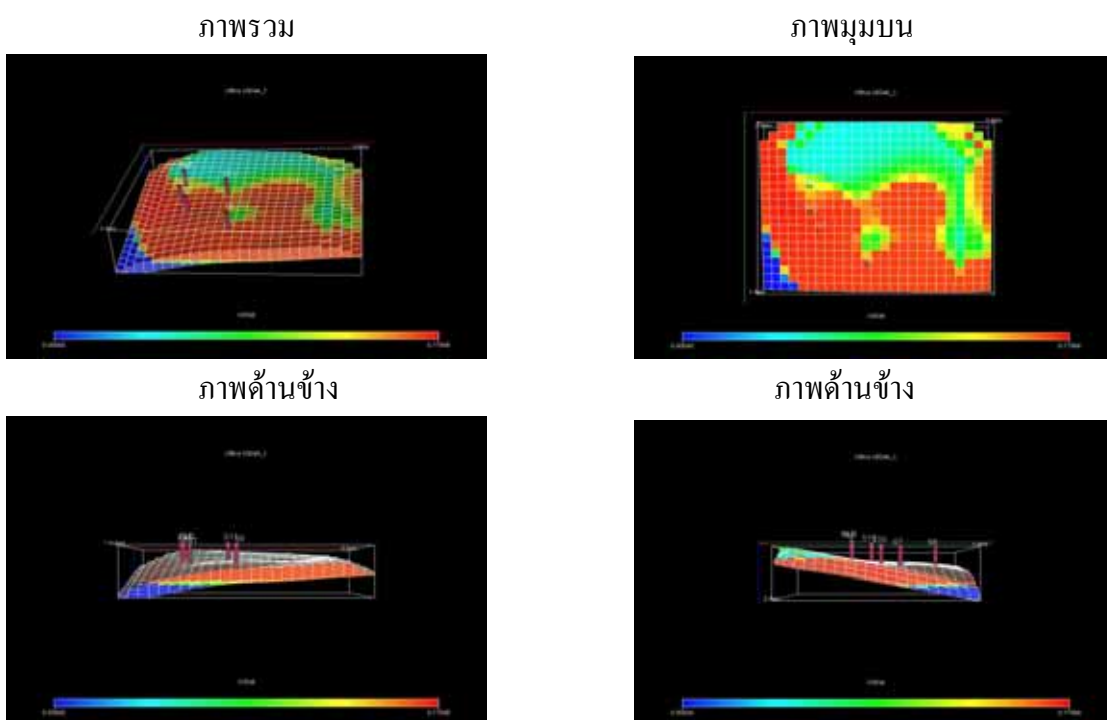


รูปที่ ง.32 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

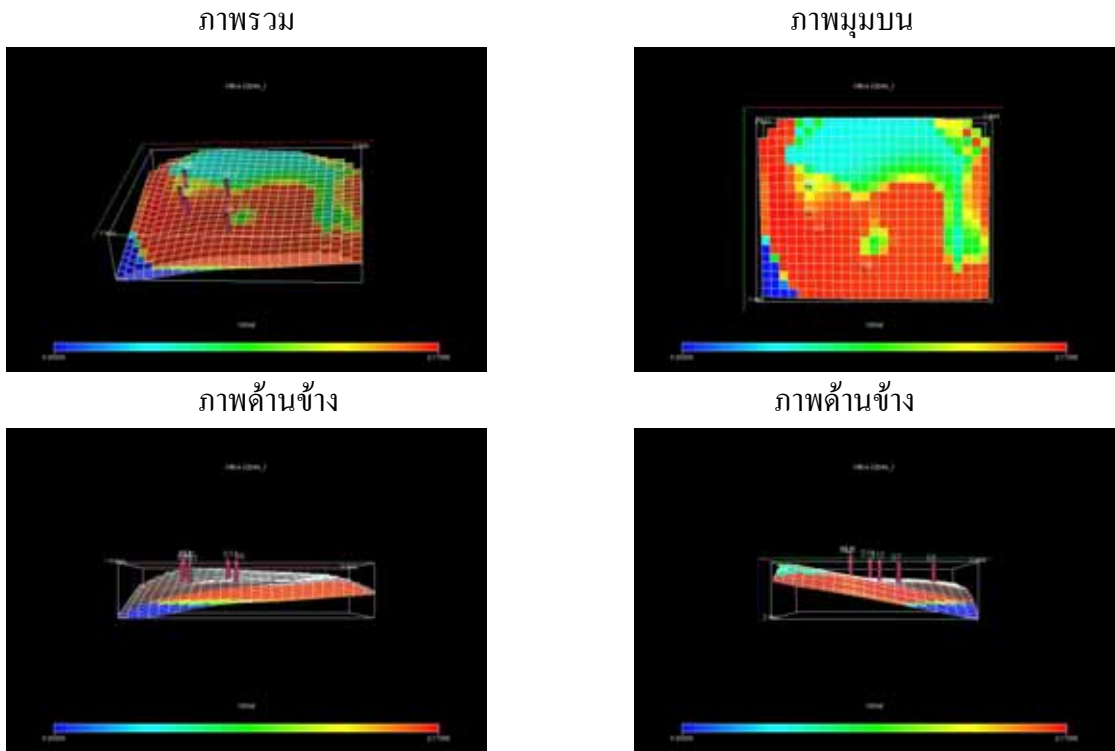


รูปที่ 3.33 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

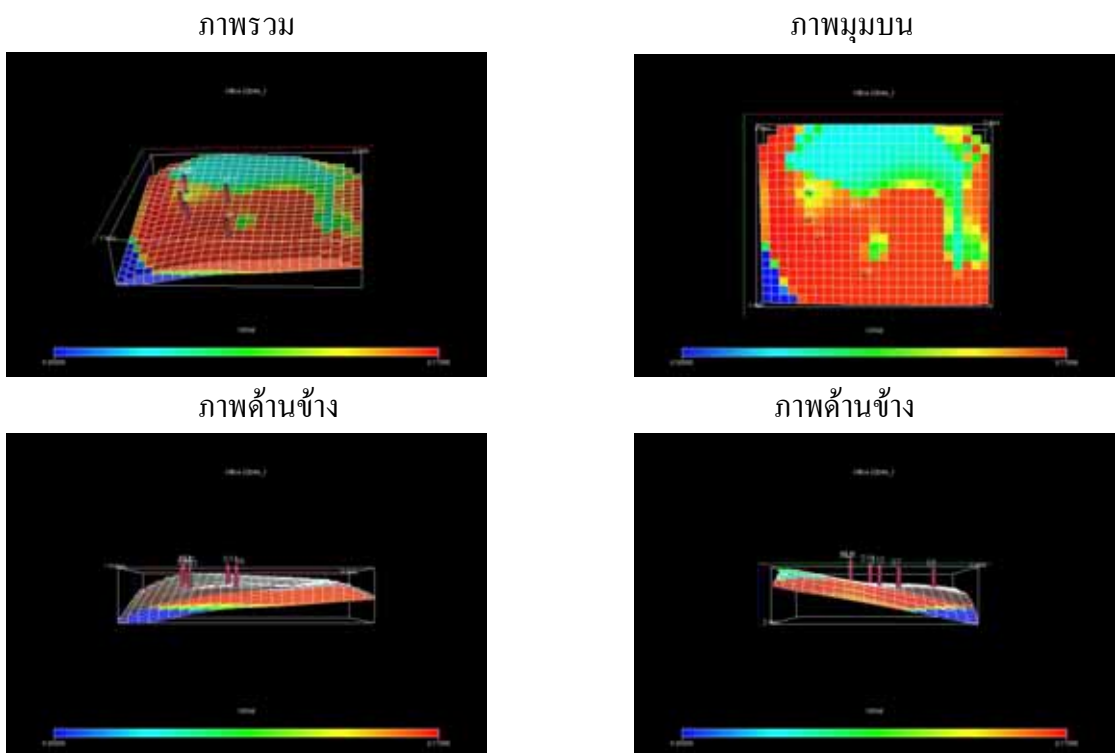
กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม



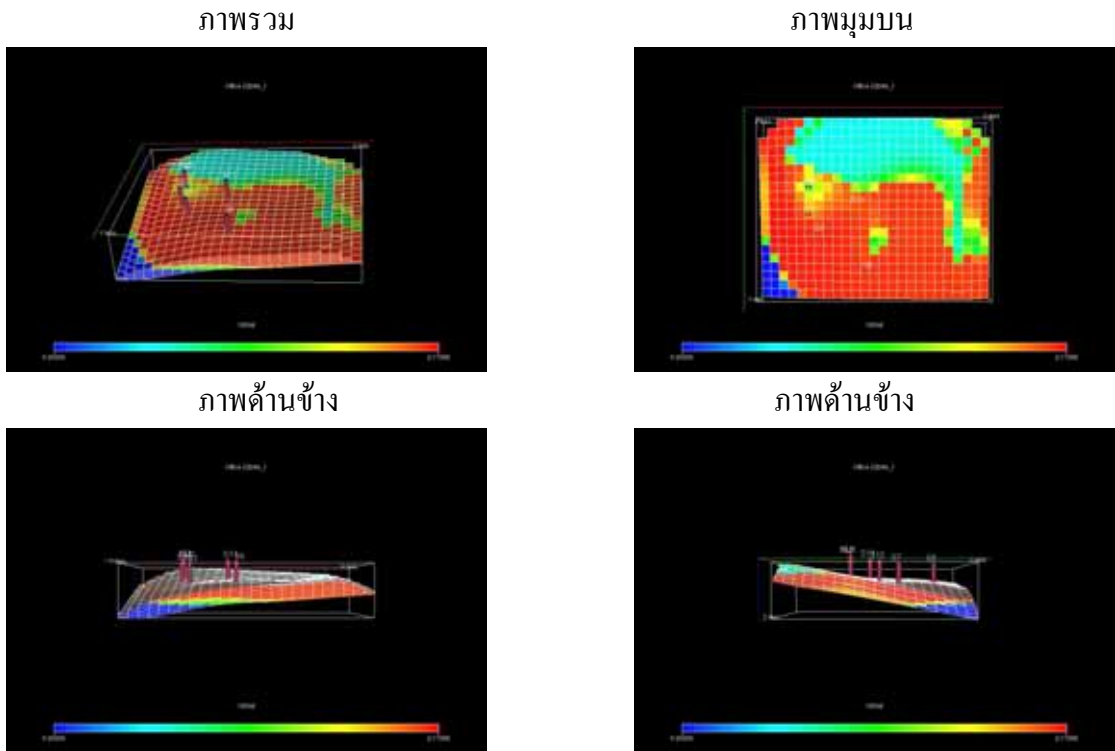
รูปที่ 3.34 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



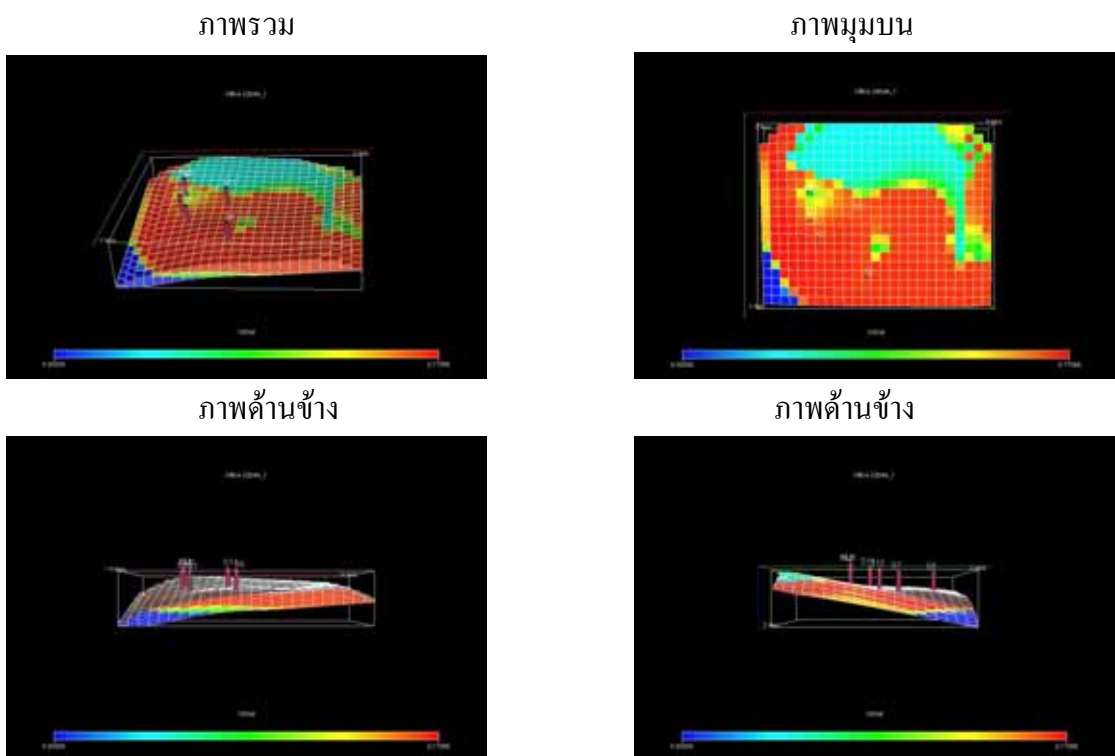
รูปที่ ง.35 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



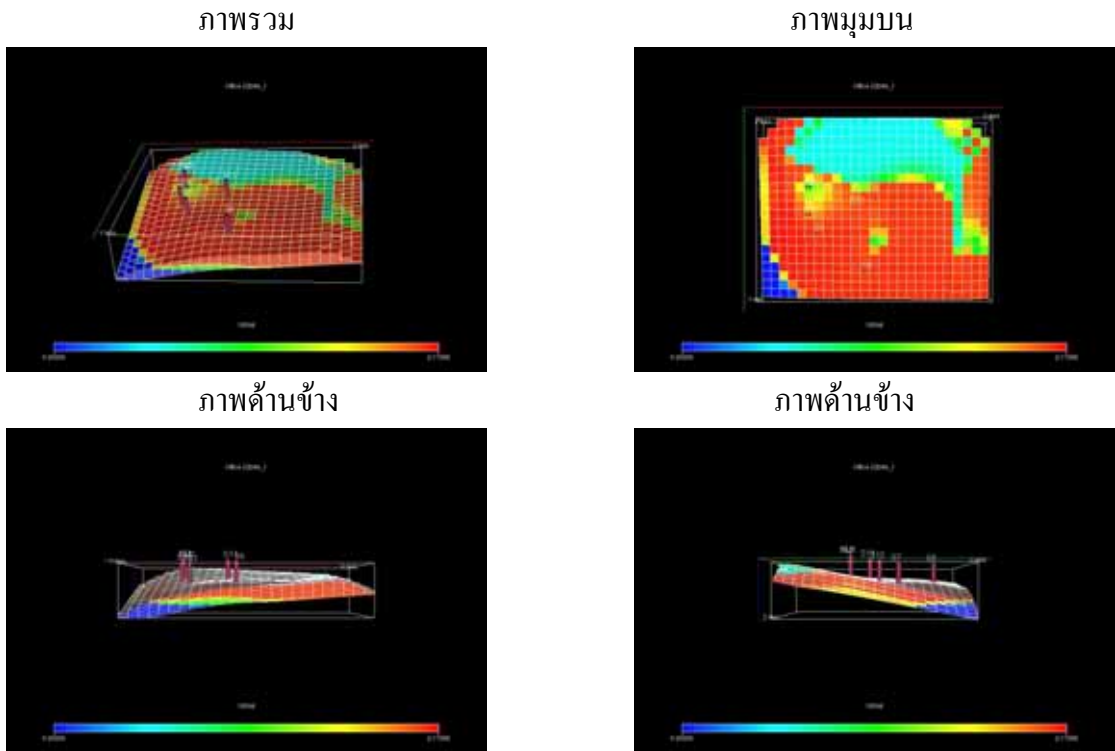
รูปที่ ง.36 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



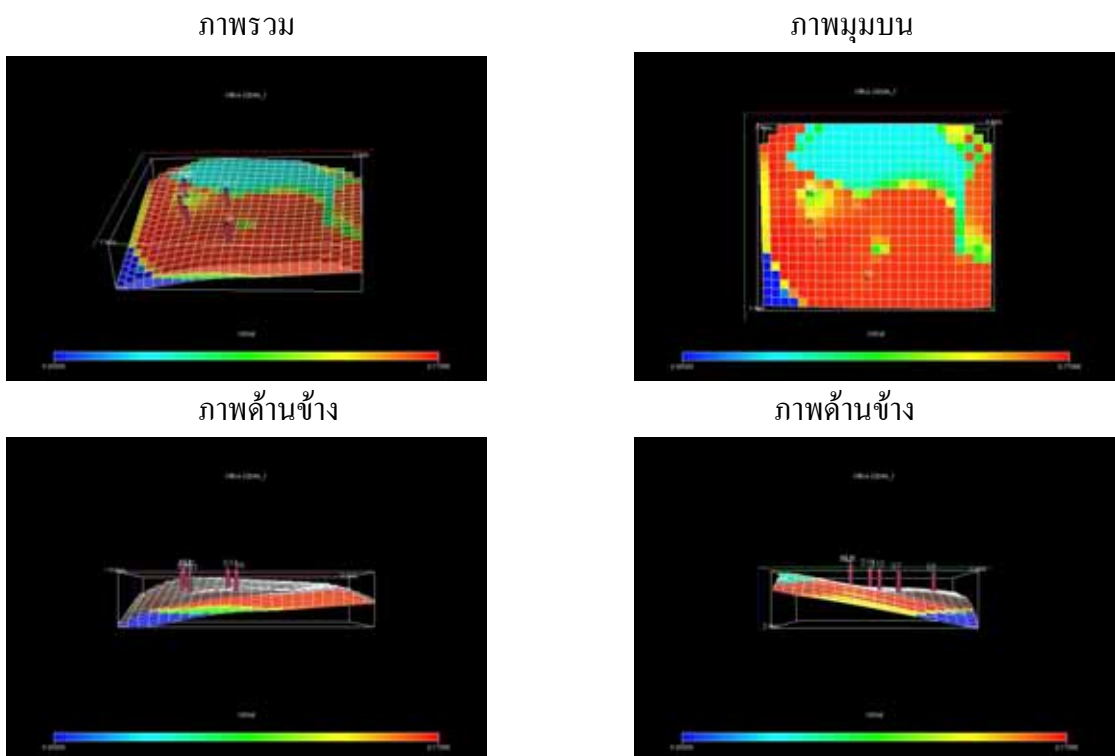
รูปที่ ง.37 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ง.38 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

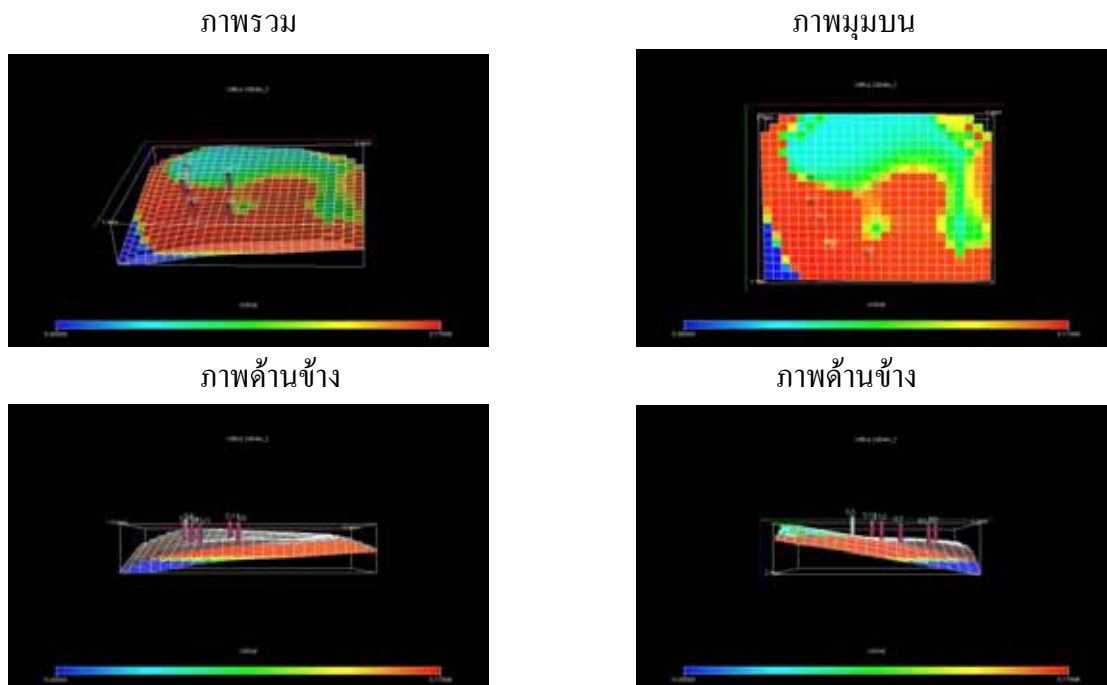


รูปที่ ๓.39 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

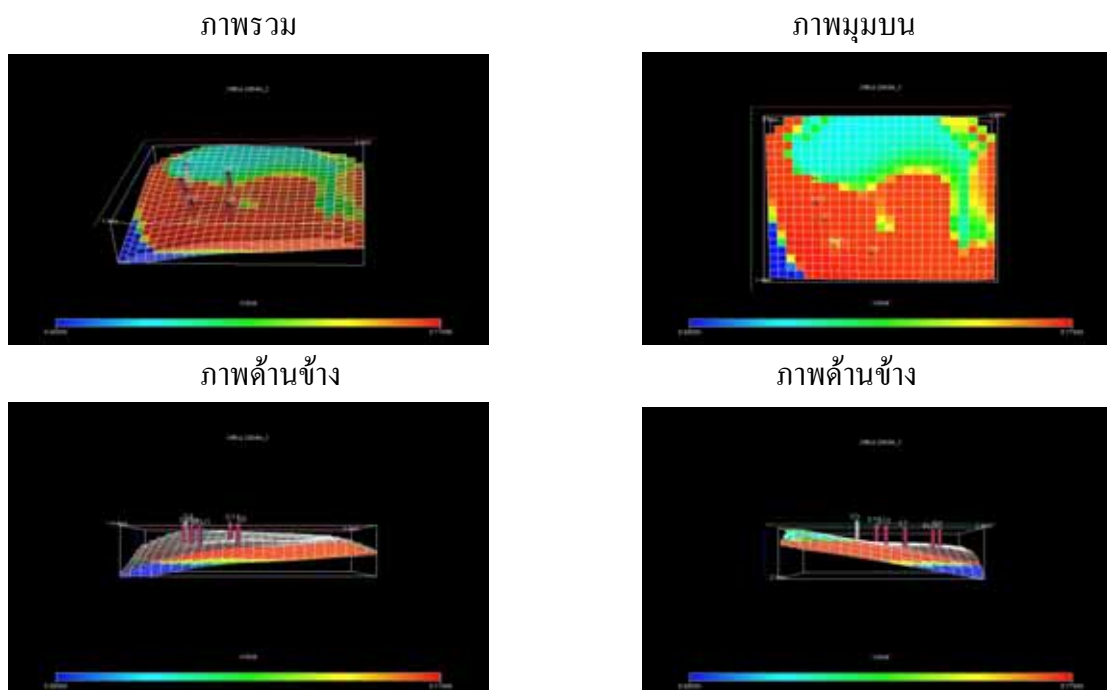


รูปที่ ๓.40 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

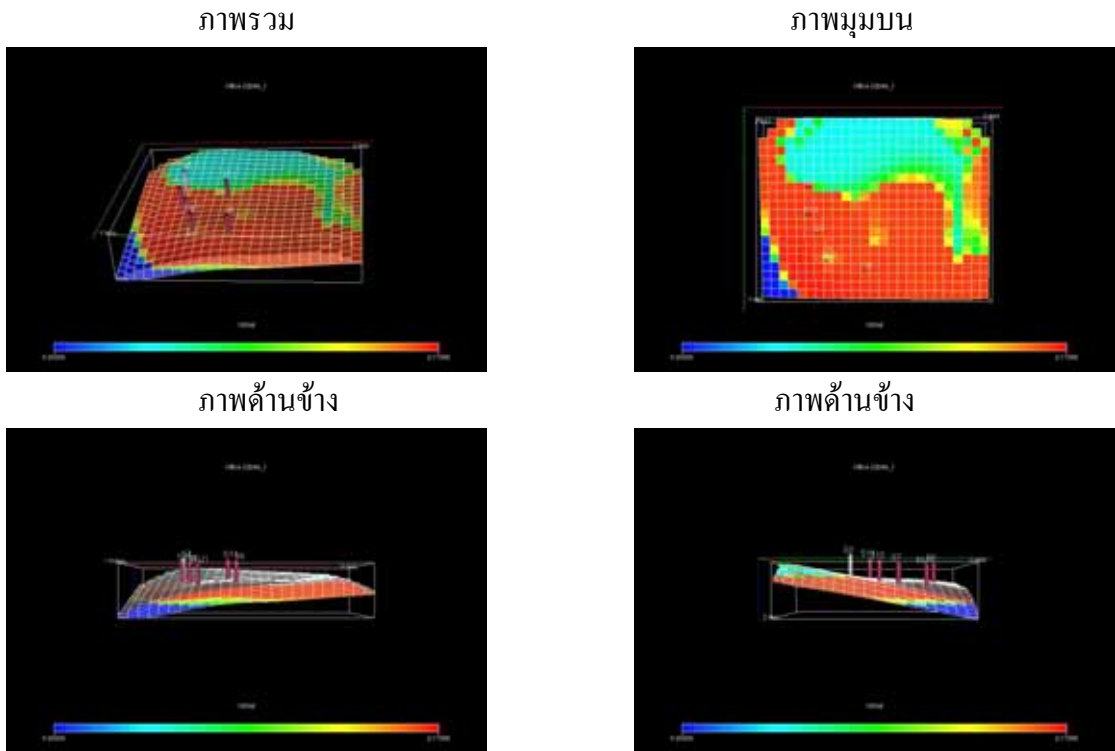
ง.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำรูปแบบที่ 3
กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม



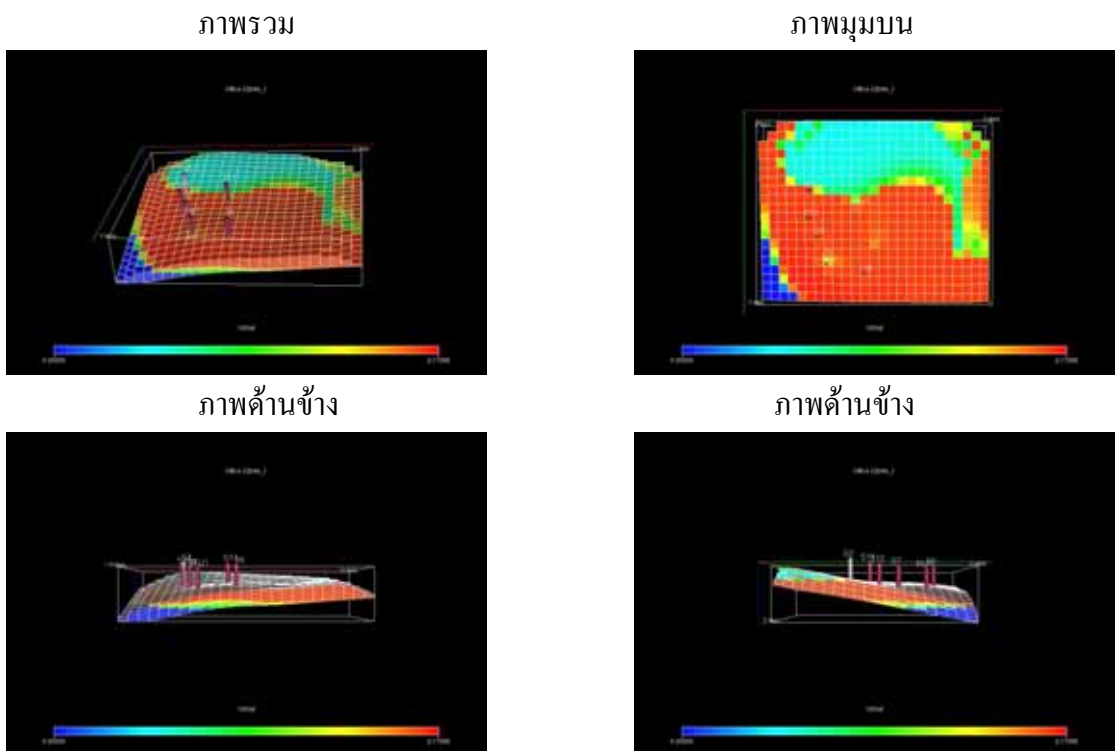
รูปที่ ง.41 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



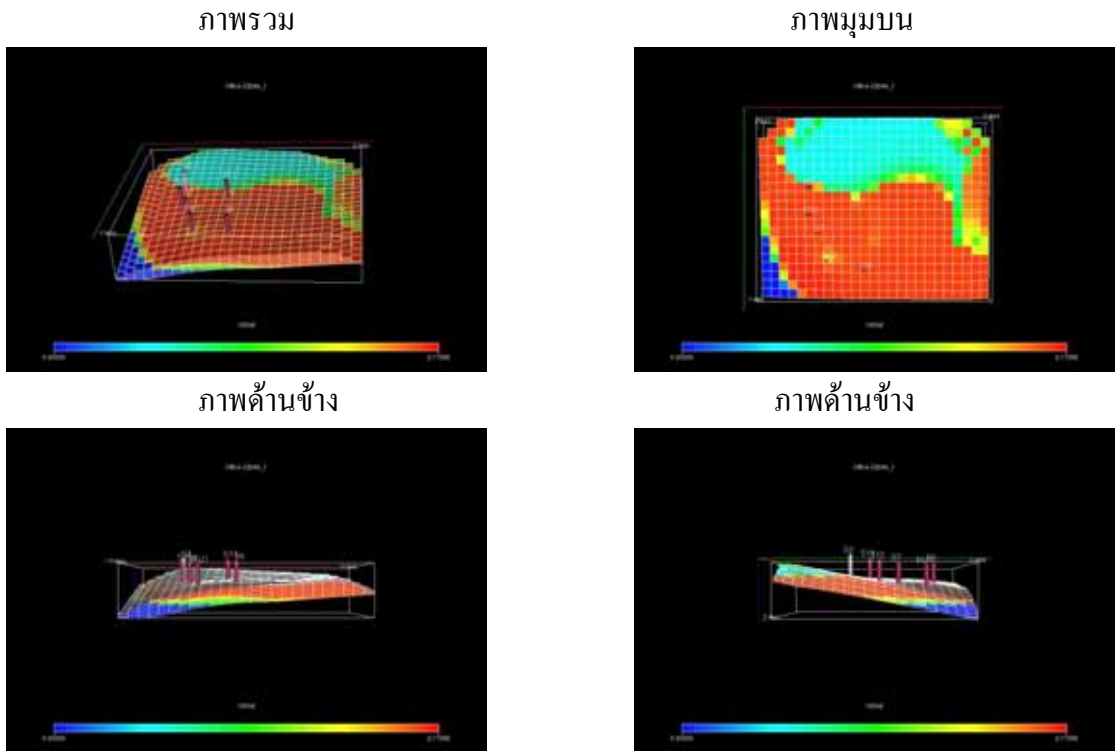
รูปที่ ง.42 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



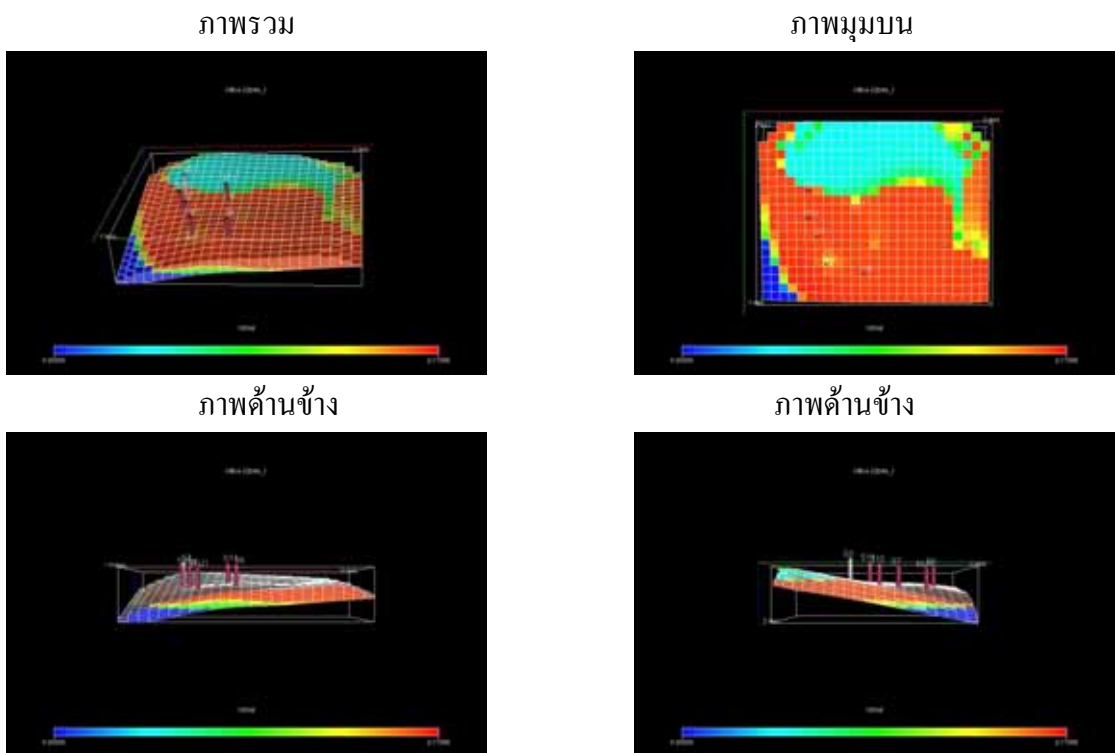
รูปที่ ง.43 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



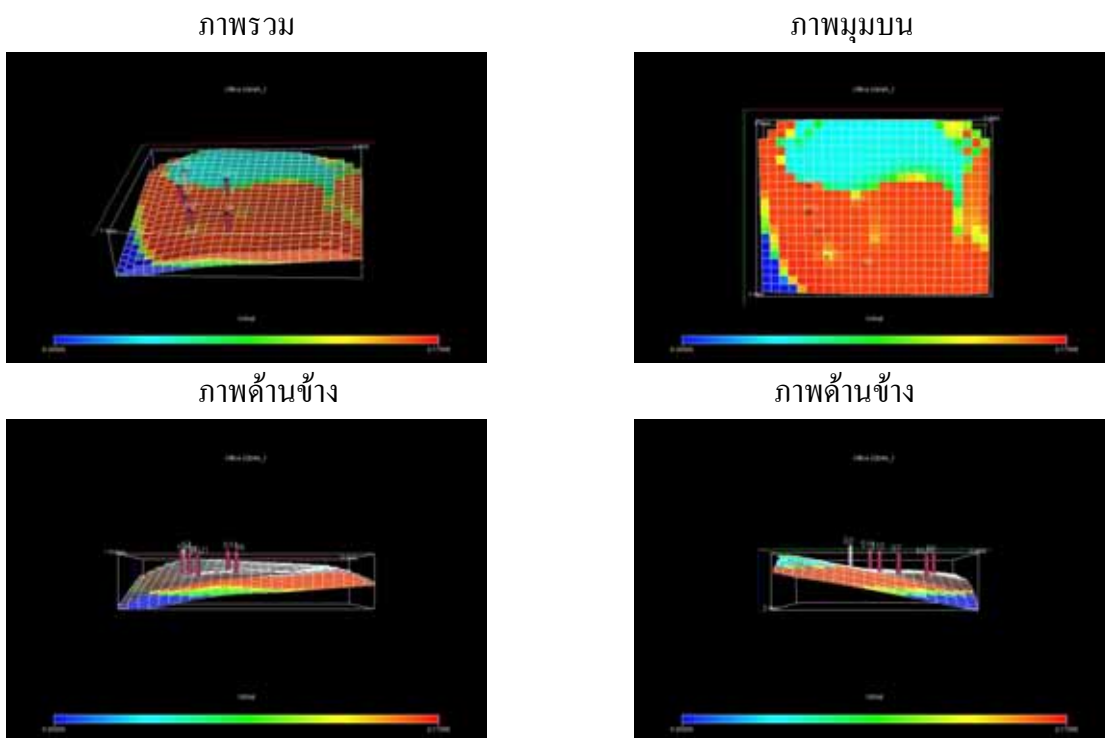
รูปที่ ง.44 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



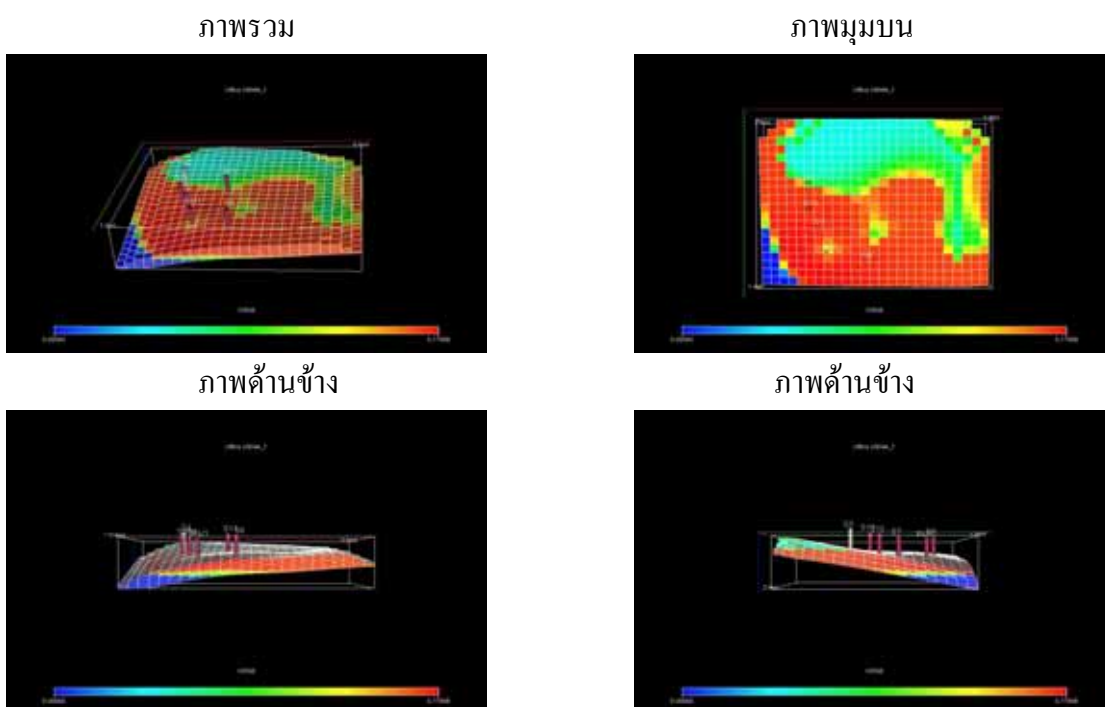
รูปที่ ง.45 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18



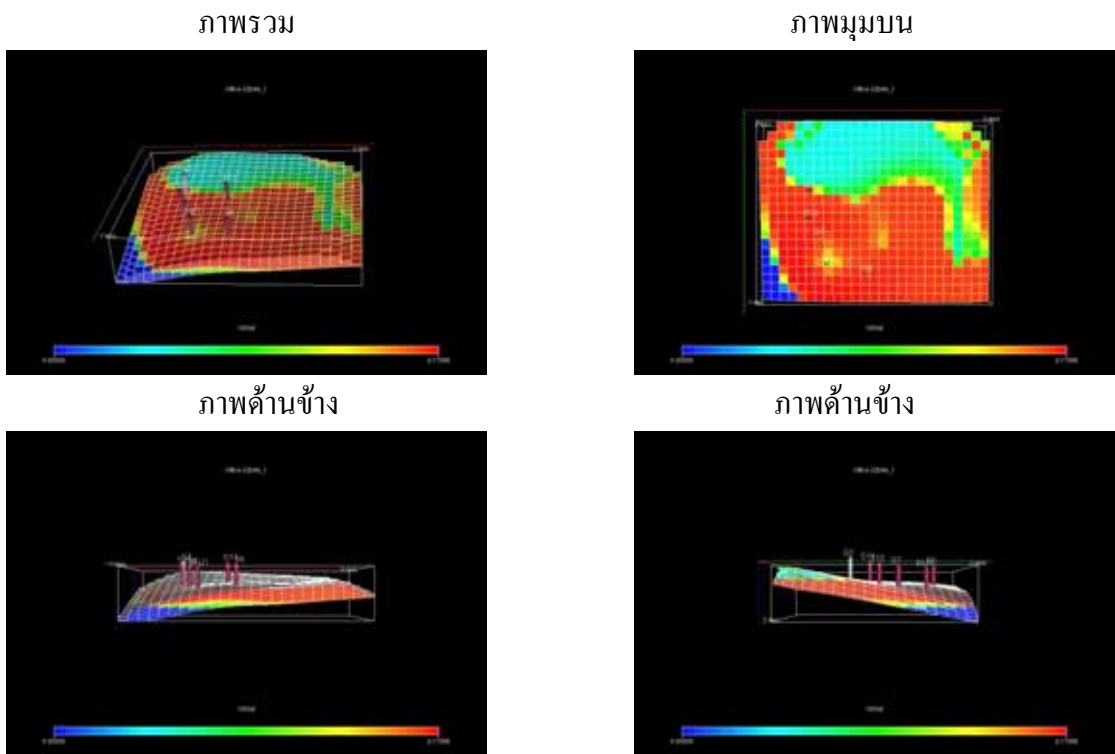
รูปที่ ง.46 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19



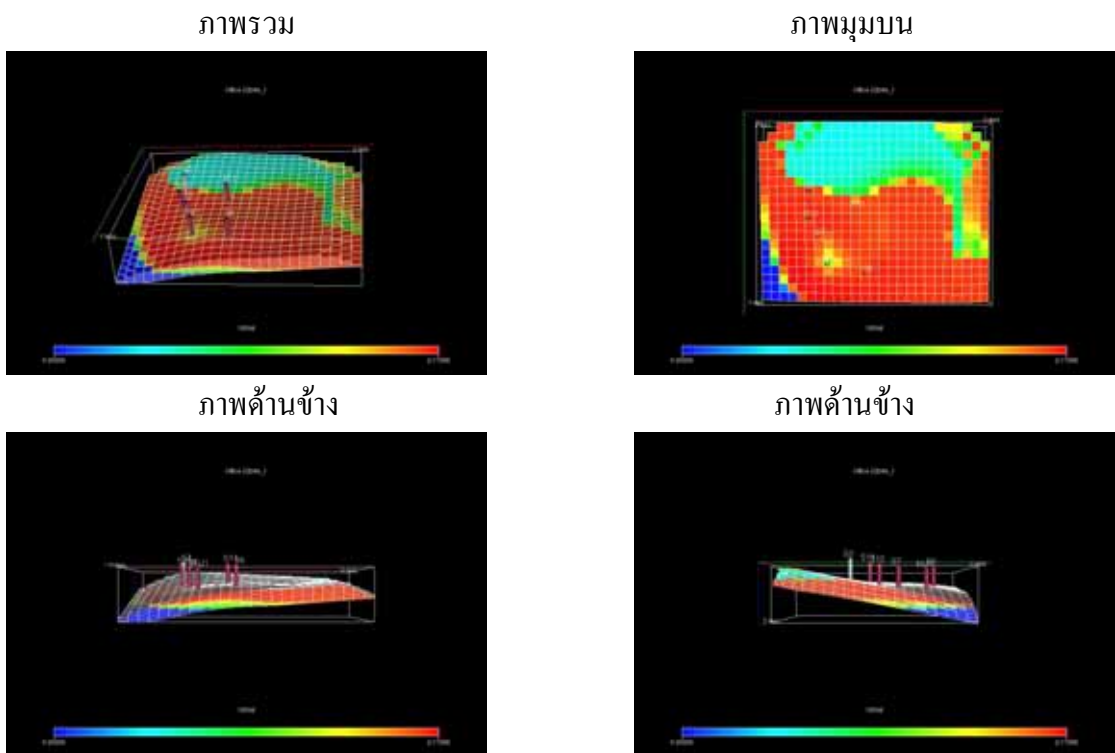
รูปที่ ๔.๔๗ การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20
กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม



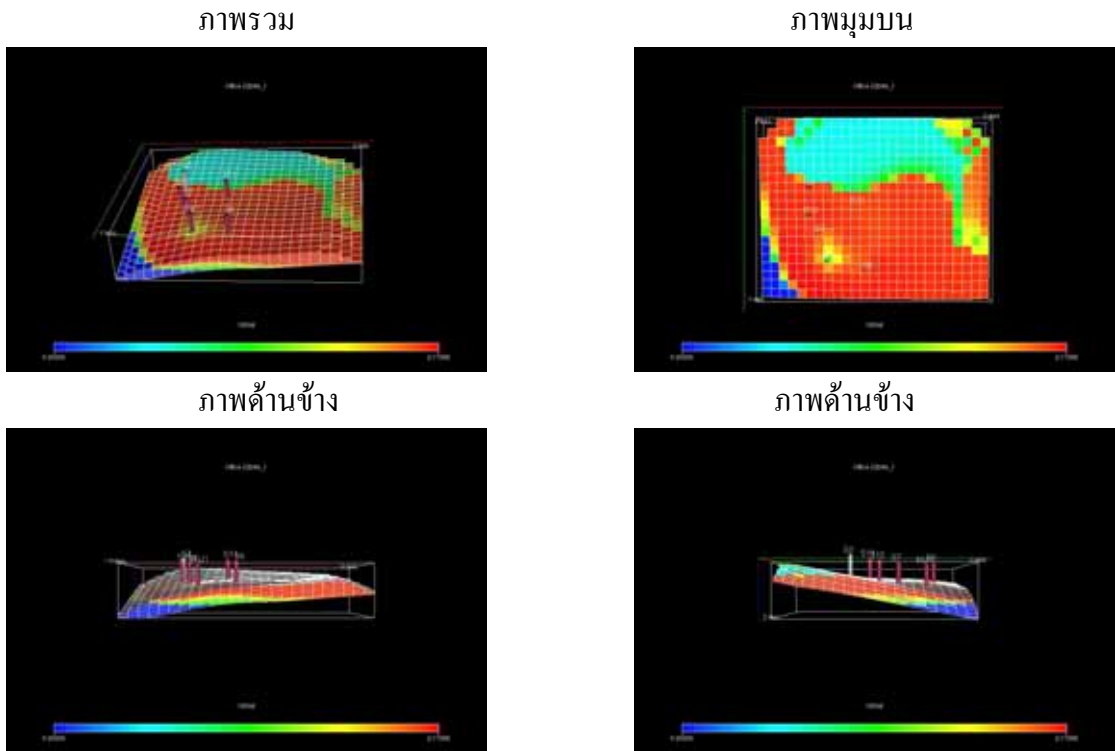
รูปที่ ๔.๔๘ การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



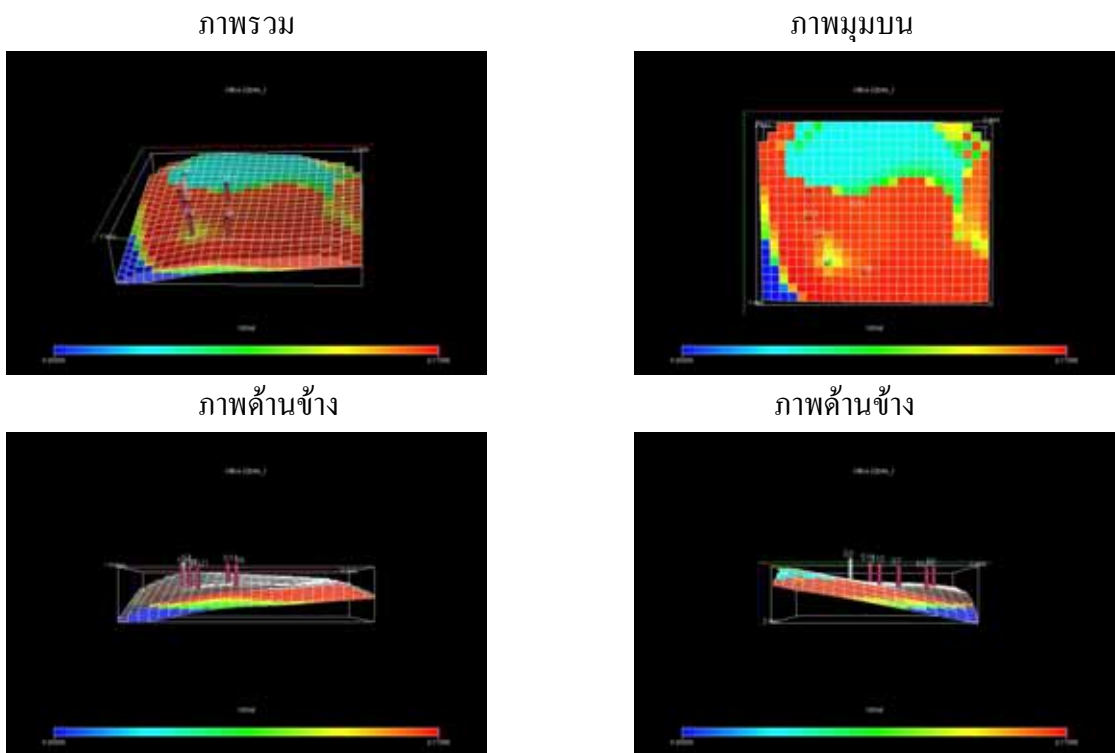
รูปที่ ง.49 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



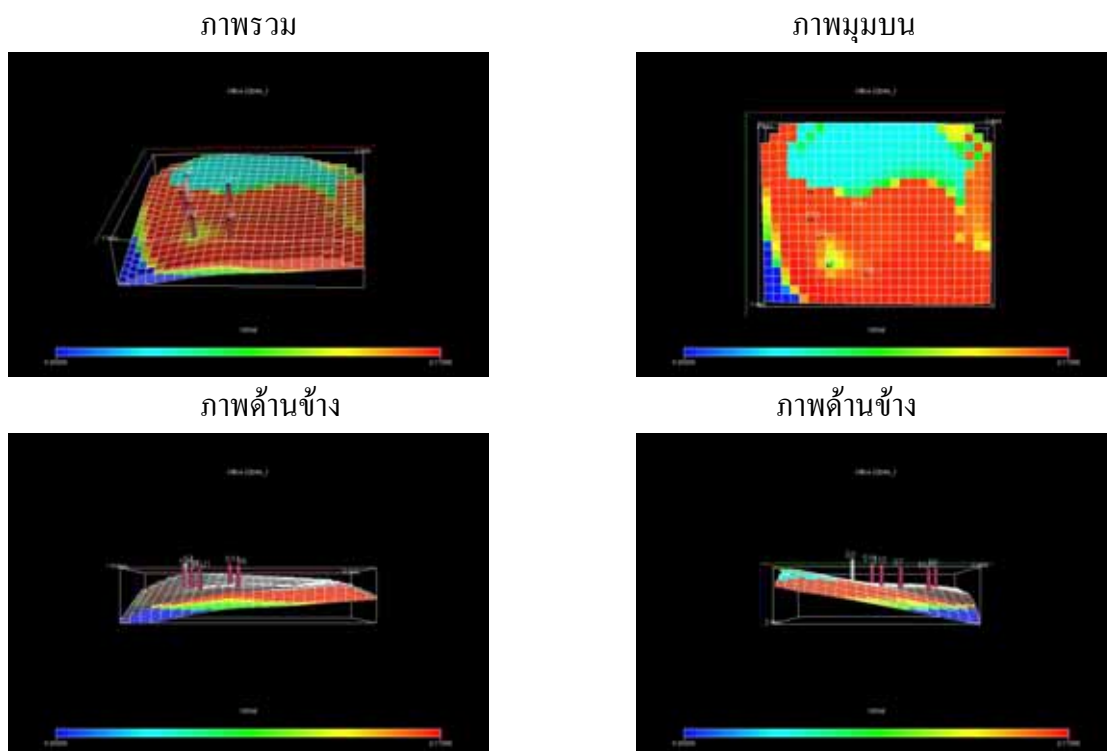
รูปที่ ง.50 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



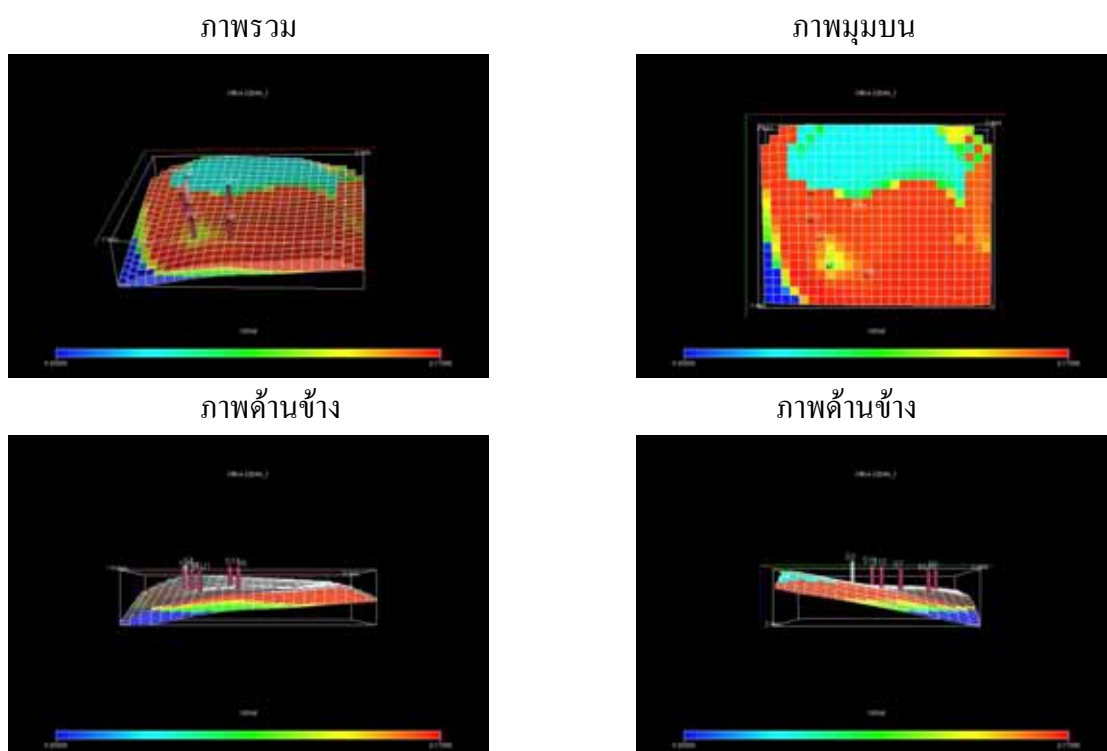
รูปที่ ๓.51 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ๓.52 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

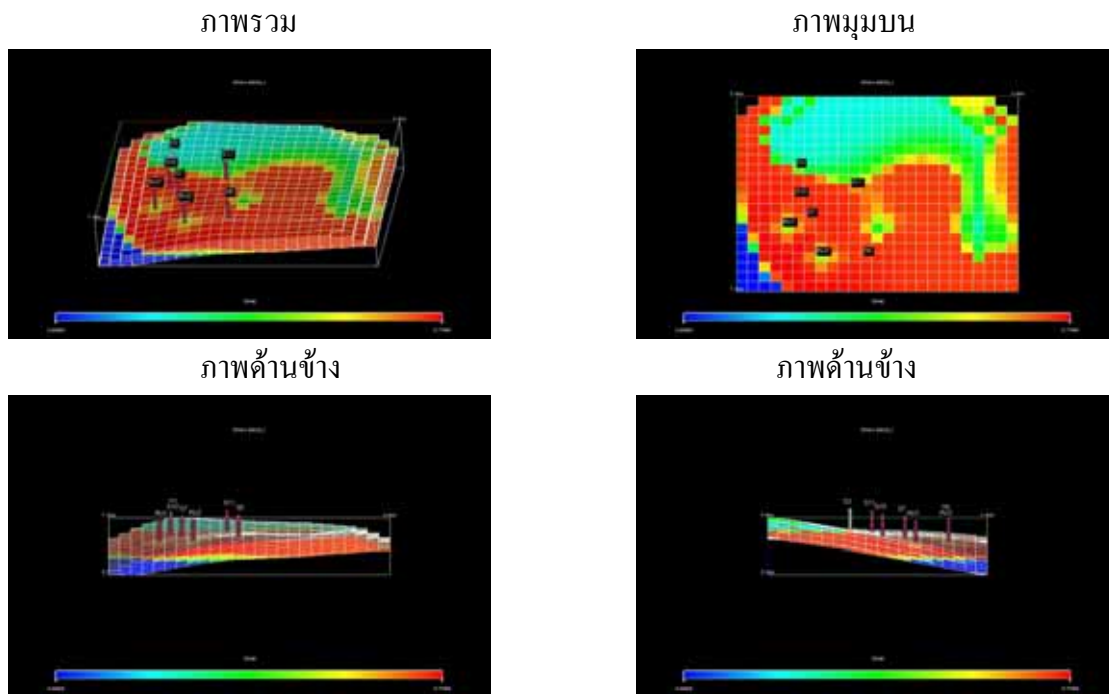


รูปที่ ง.53 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

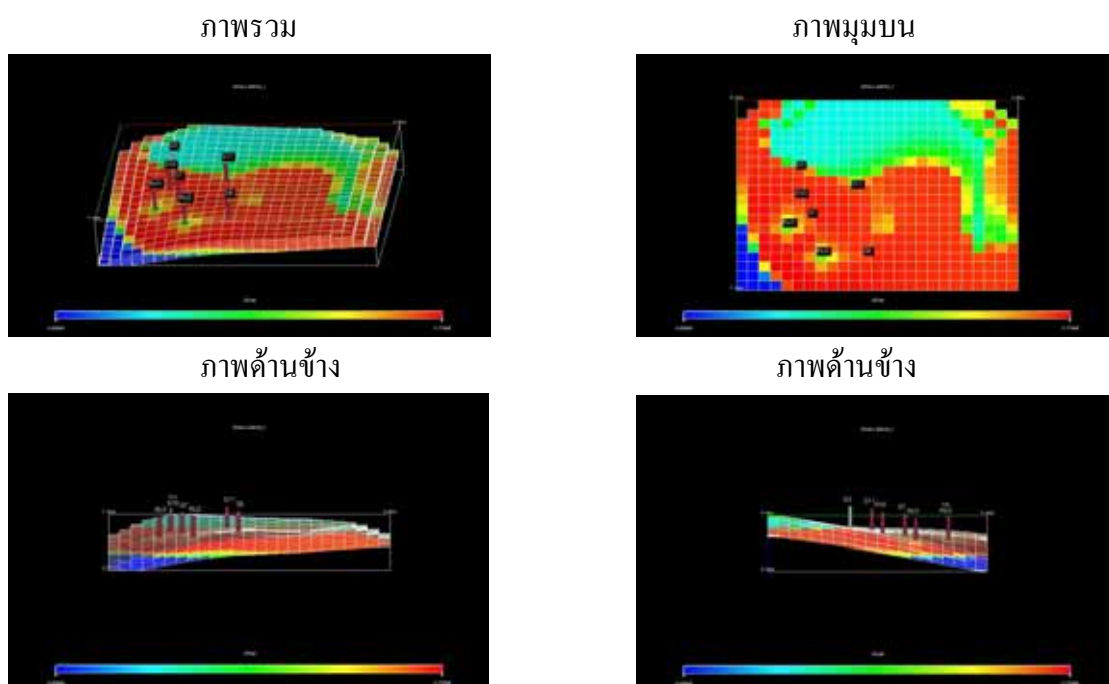


รูปที่ ง.54 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

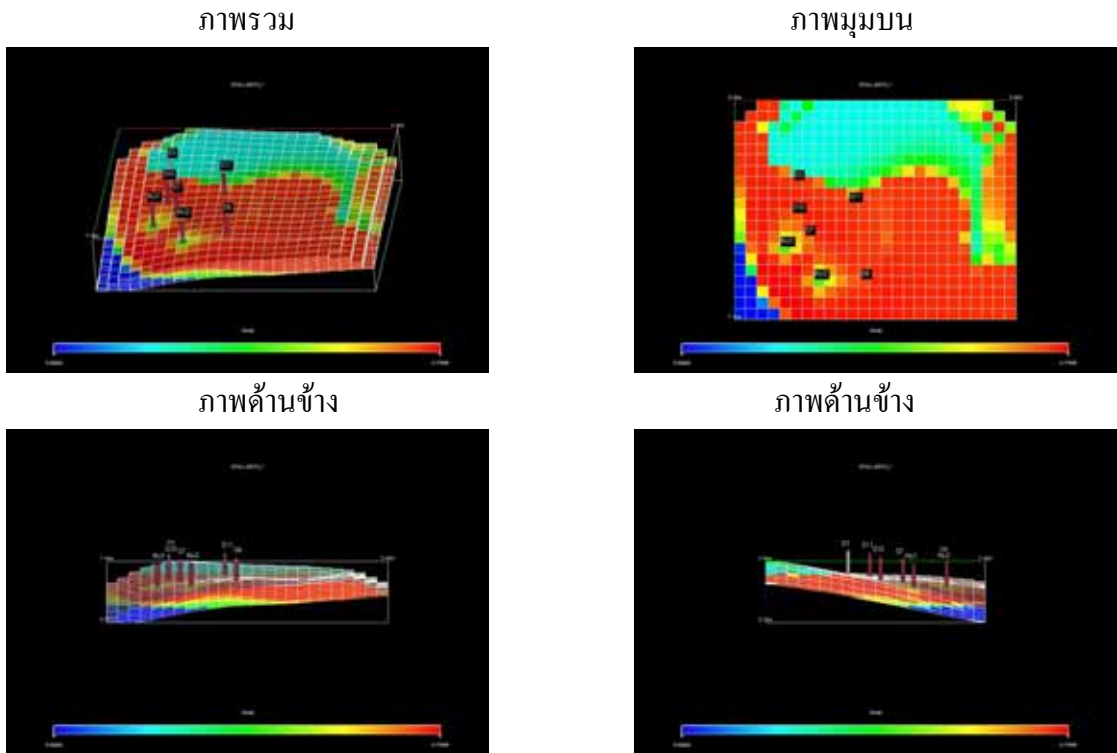
ง.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำรูปแบบที่ 4 กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์ต่อวันต่อหลุม



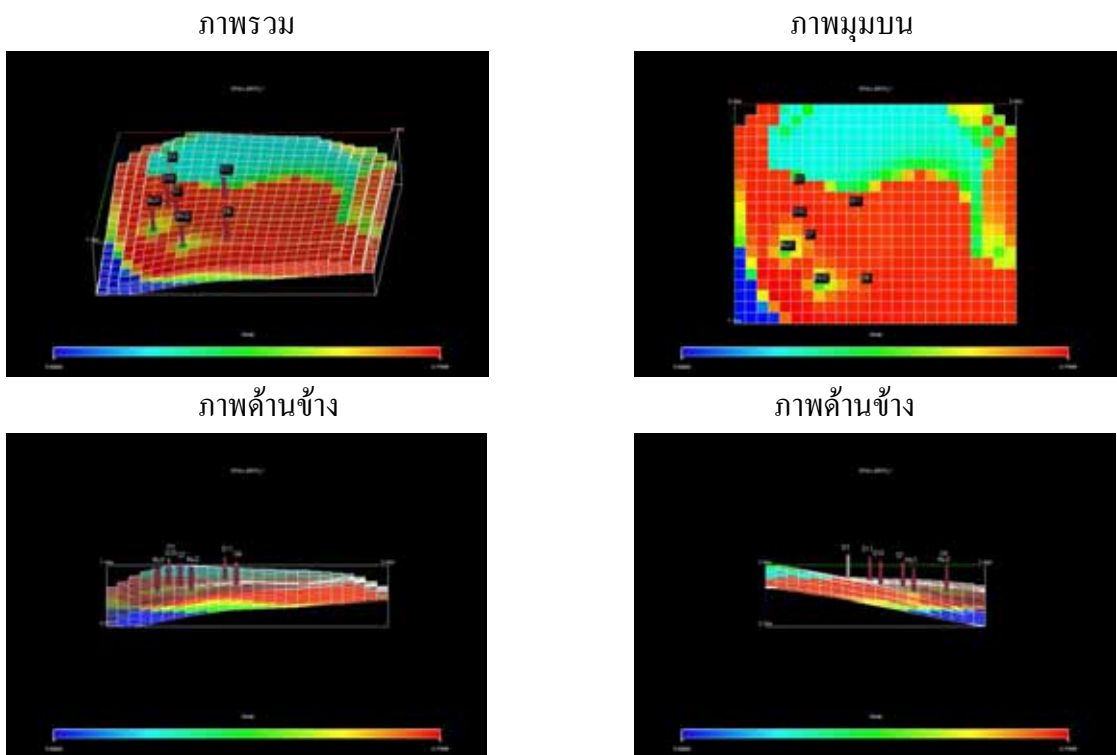
รูปที่ ง.55 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



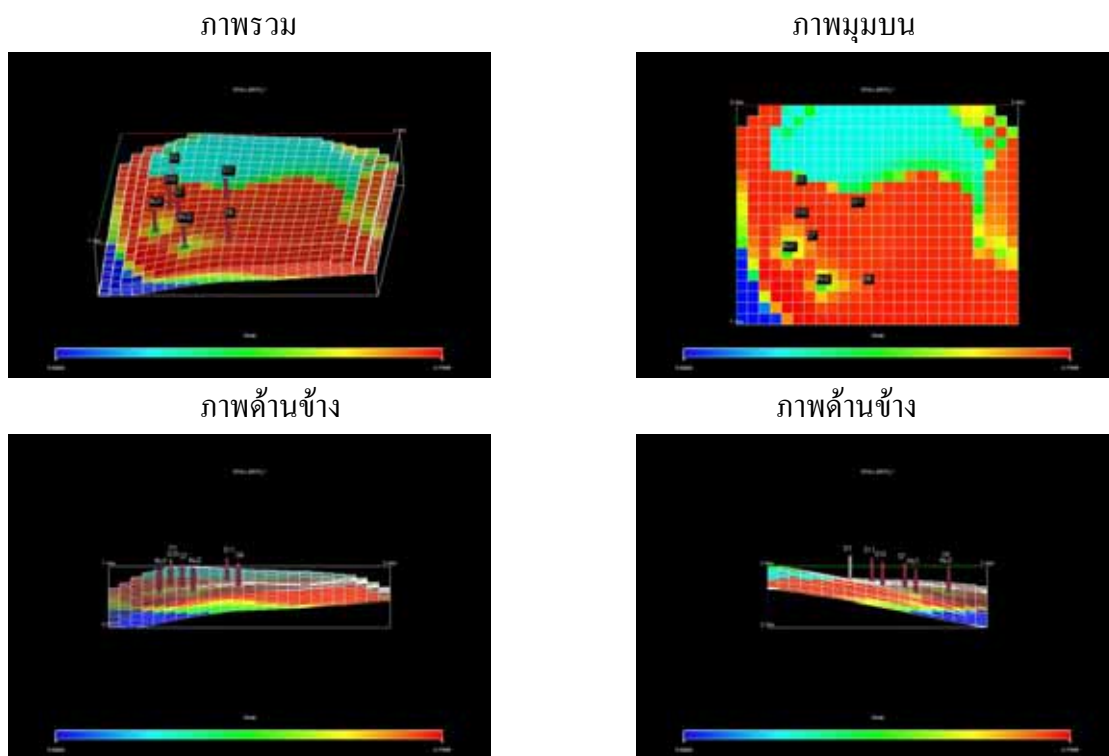
รูปที่ ง.56 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



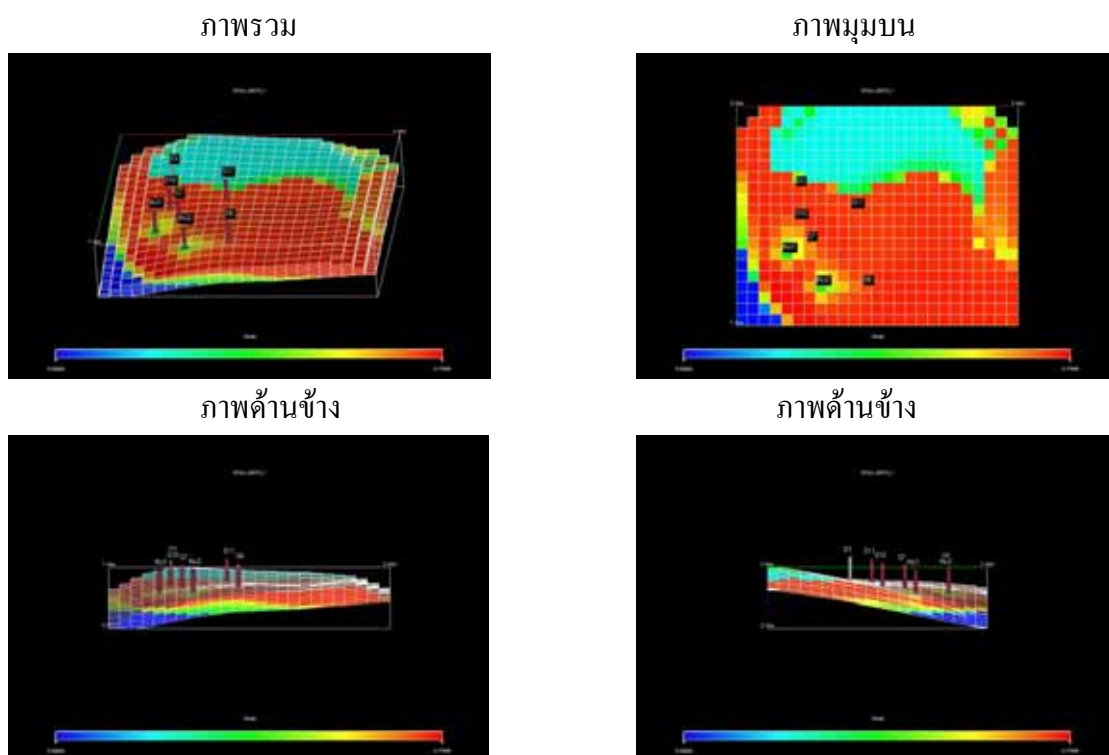
รูปที่ 5.57 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



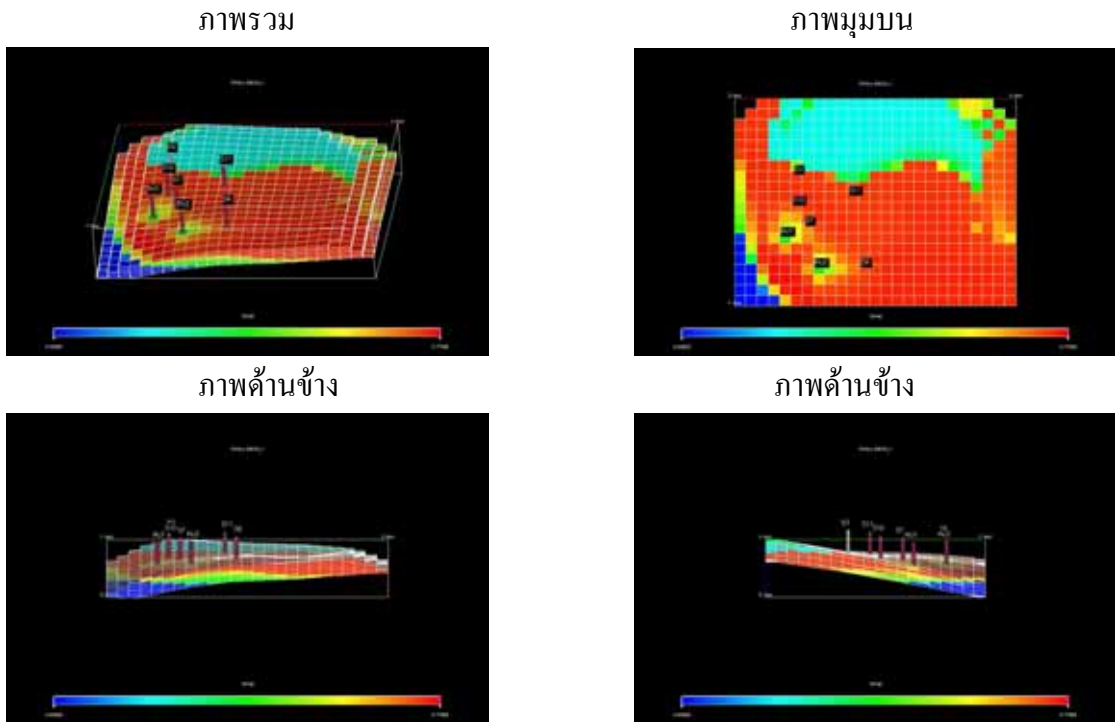
รูปที่ 5.58 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ๓.59 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

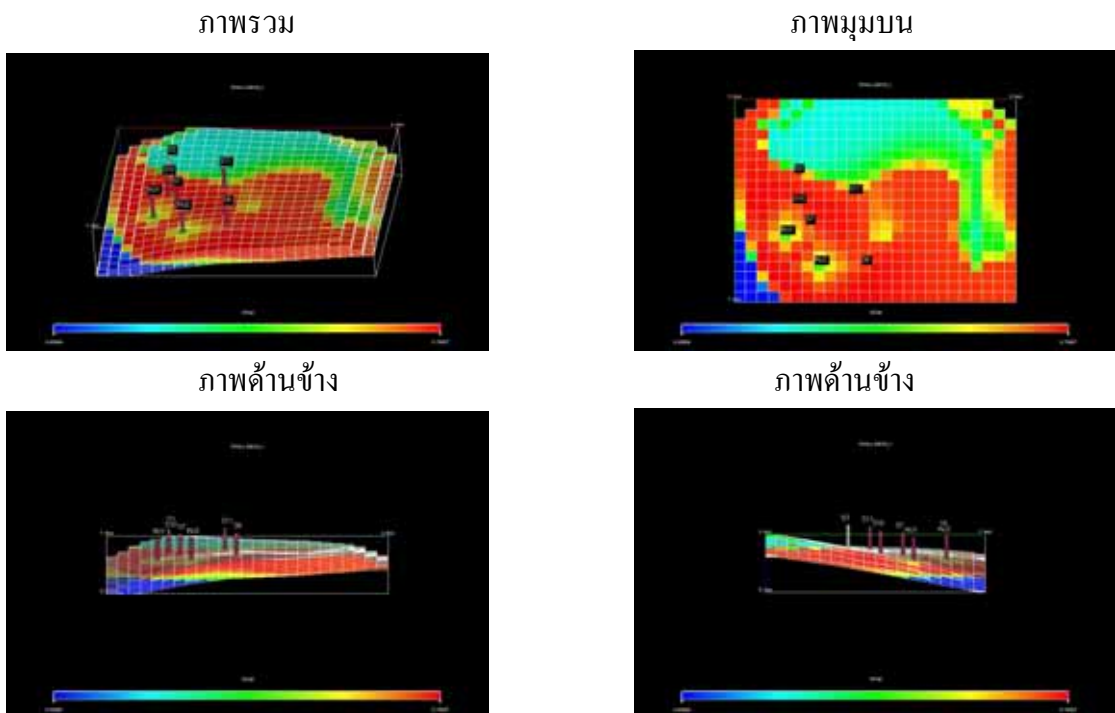


รูปที่ ๓.60 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

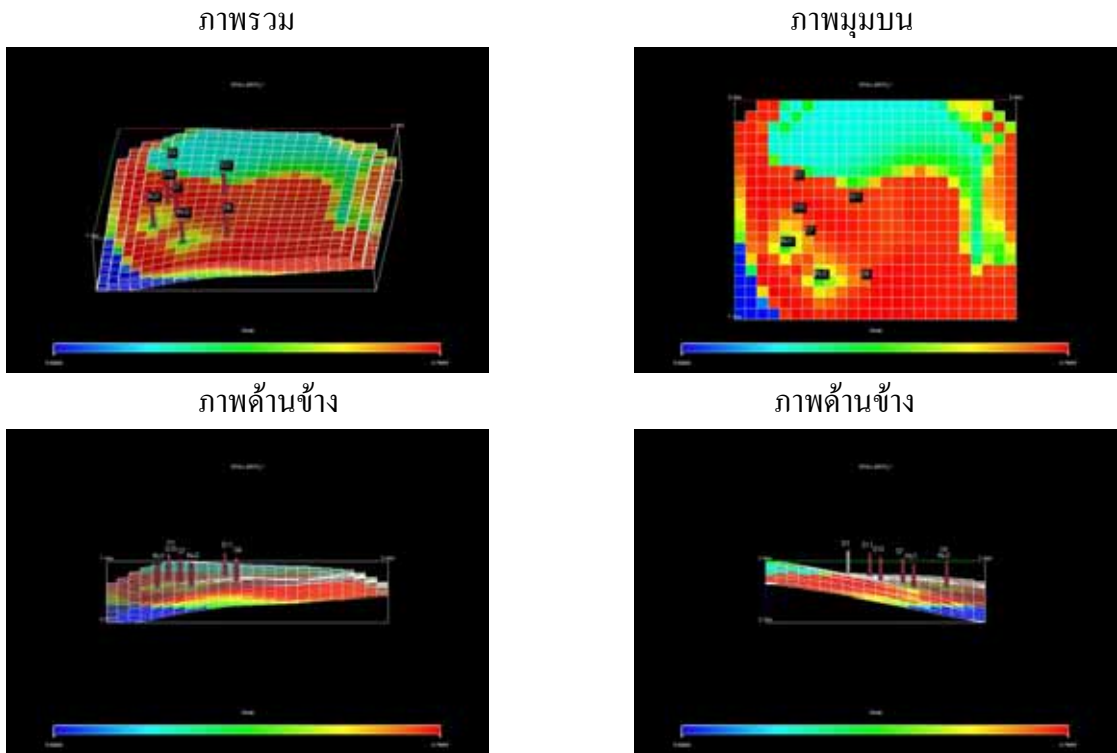


รูปที่ ๖.๖1 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

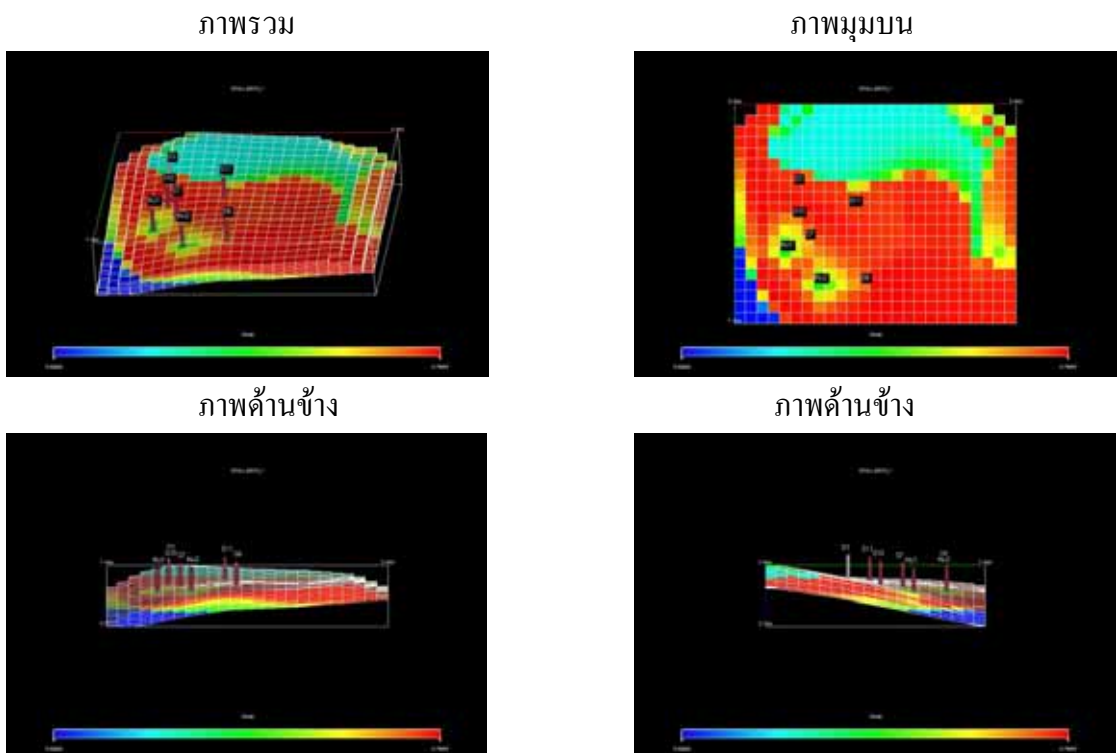
กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม



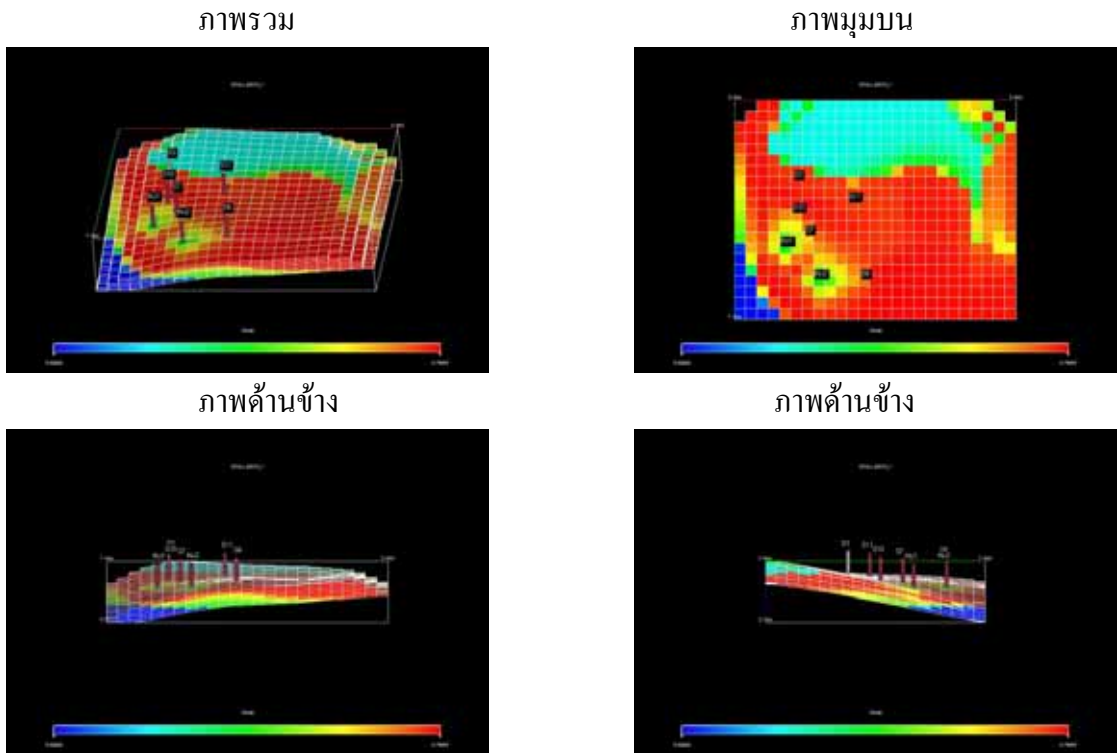
รูปที่ ๖.๖2 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



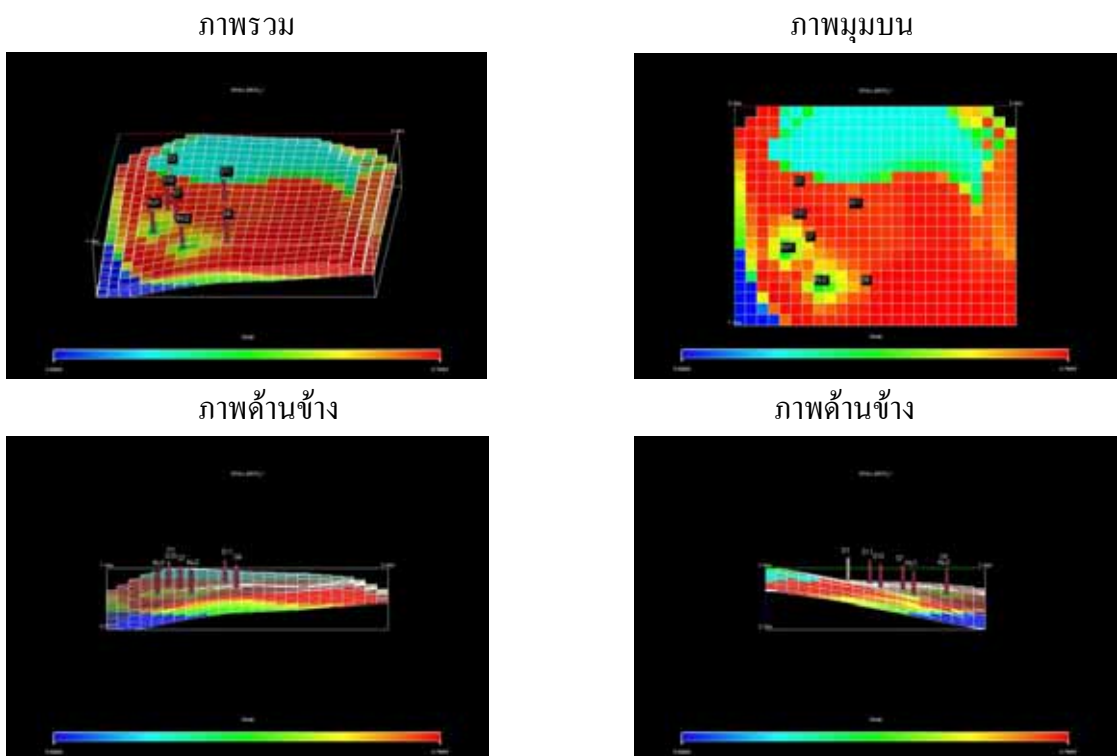
รูปที่ 5.63 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



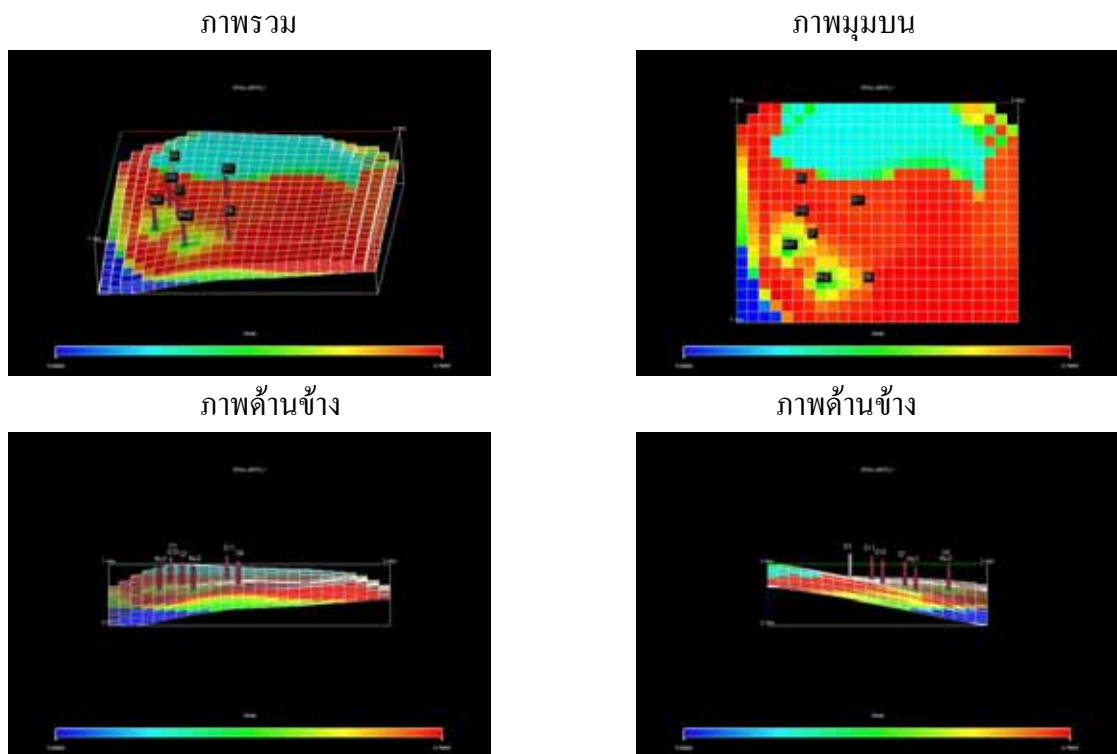
รูปที่ 5.64 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



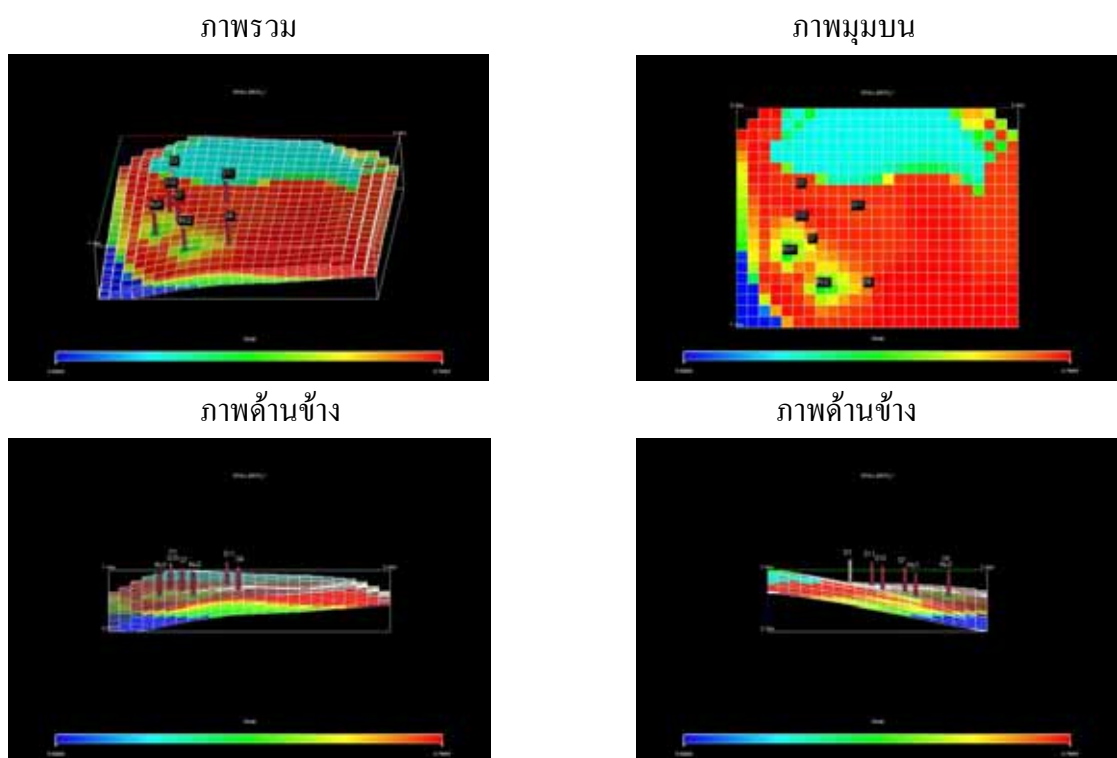
รูปที่ ง.65 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ง.66 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

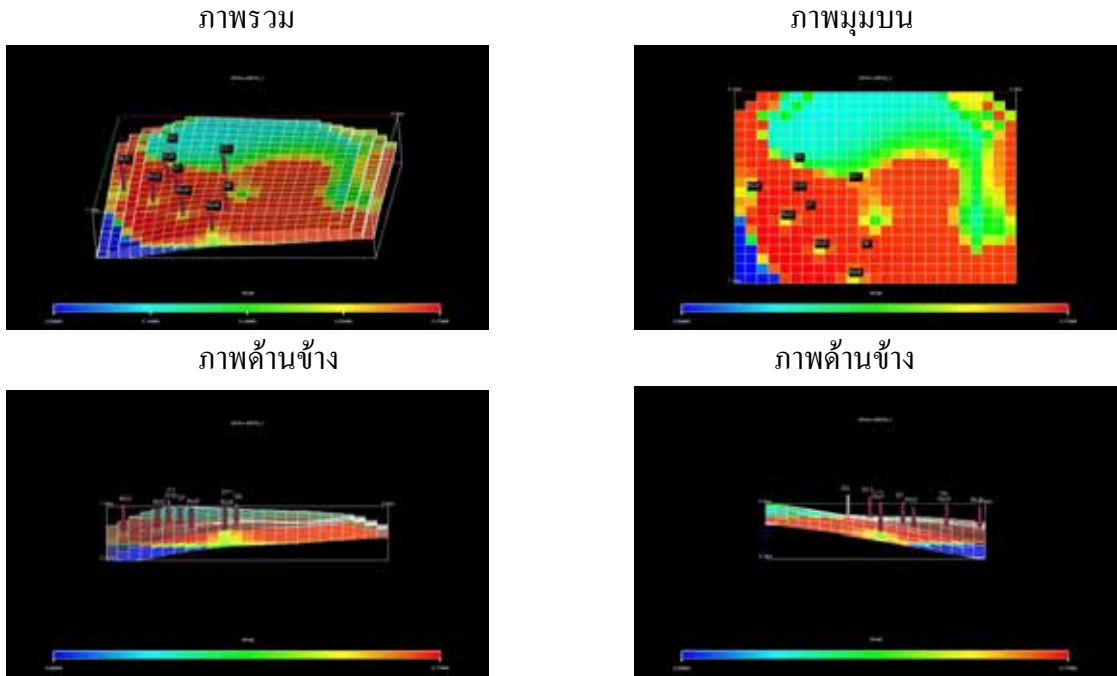


รูปที่ ง.67 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

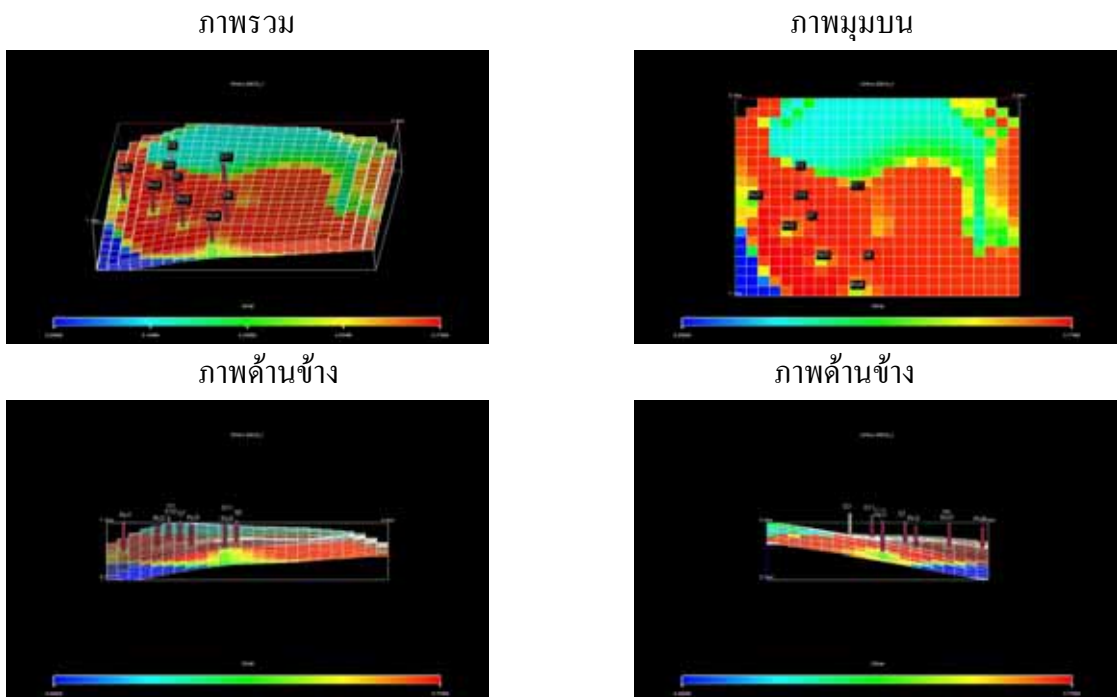


รูปที่ ง.68 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

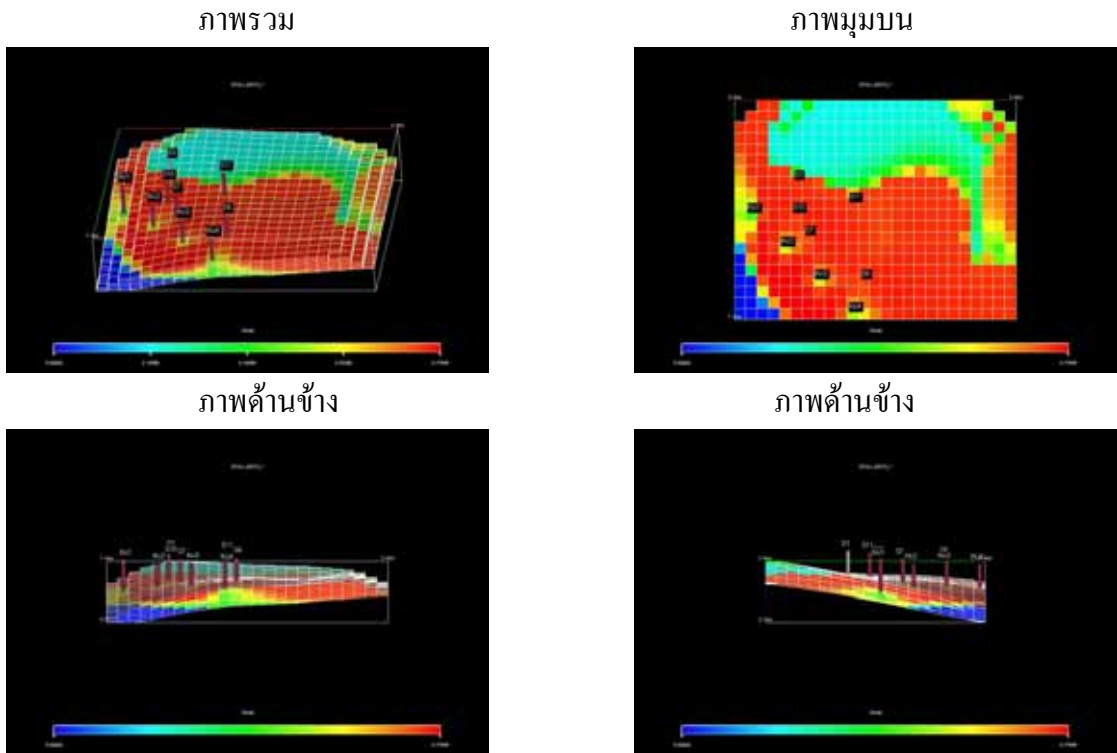
ง.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิตปีที่ 13 ถึงปีที่ 20 โดยใช้วิธีการขับด้วยน้ำรูปแบบที่ 5 กรณีที่ 1 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 50 บาร์ต่อวันต่อหลุม



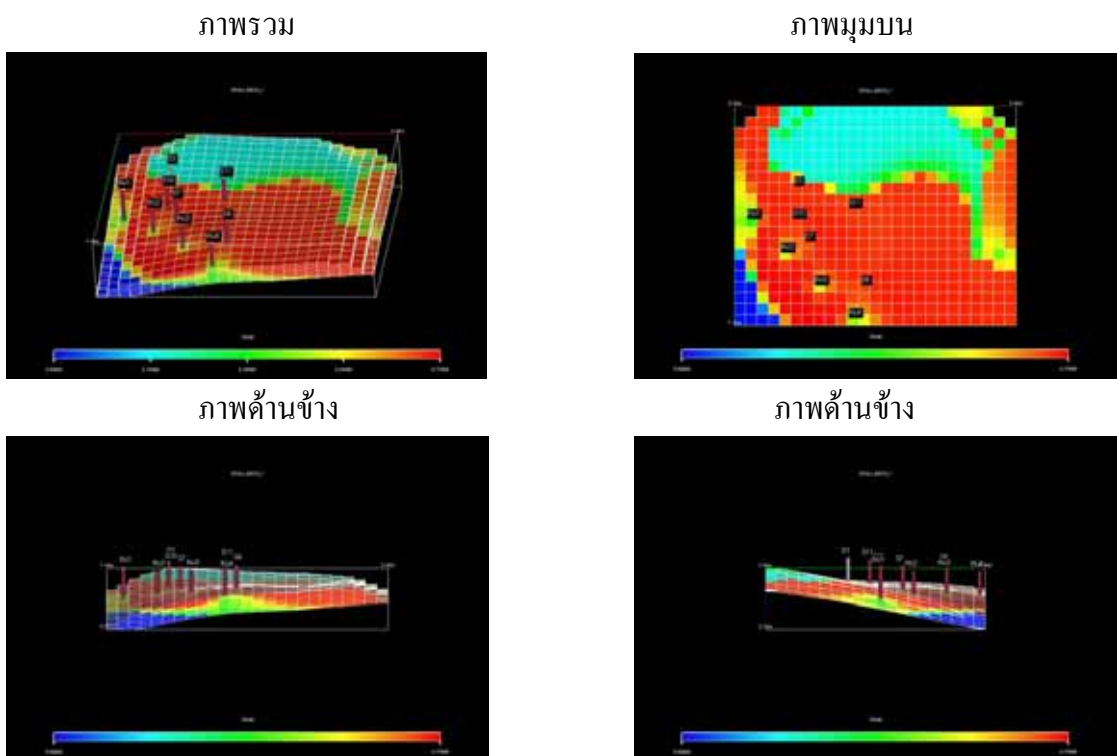
รูปที่ ง.69 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



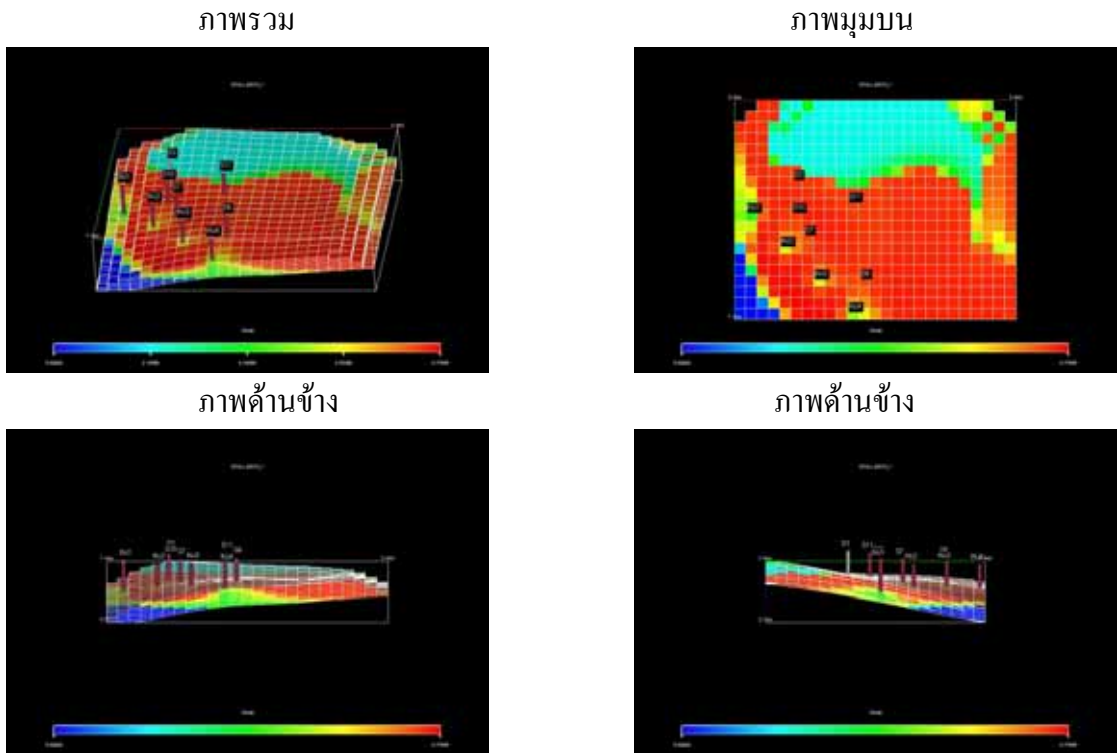
รูปที่ ง.70 การกระจายของความสามารถในการอัดตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



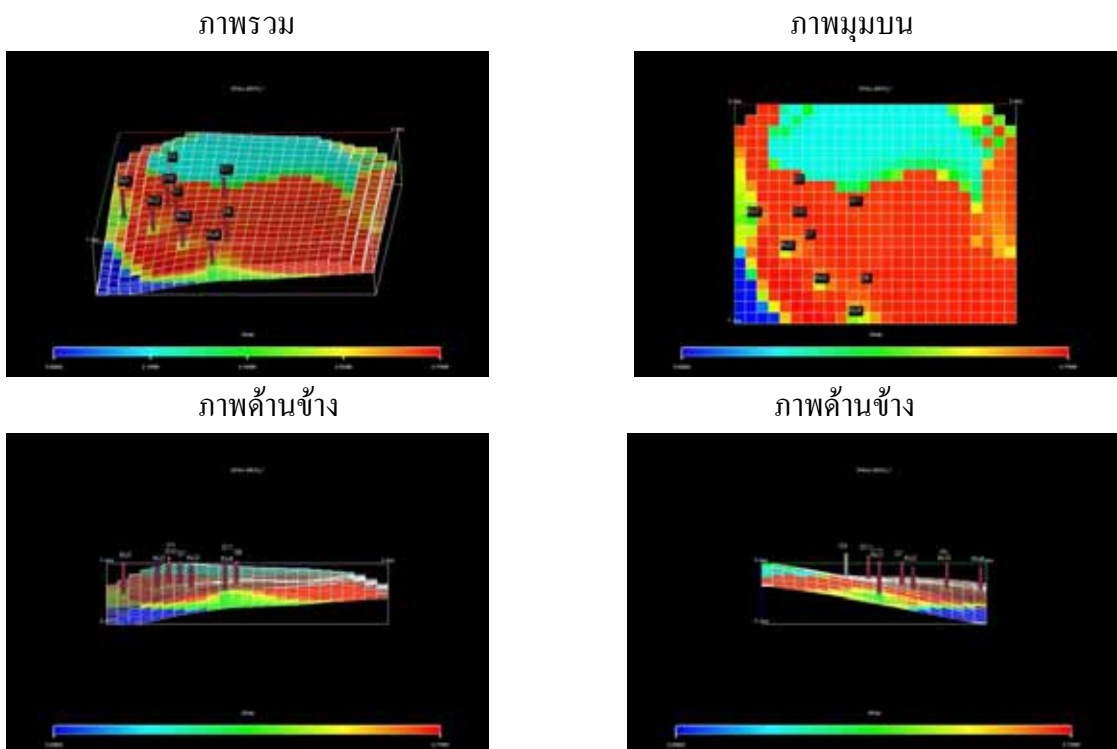
รูปที่ ๗.๗๑ การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



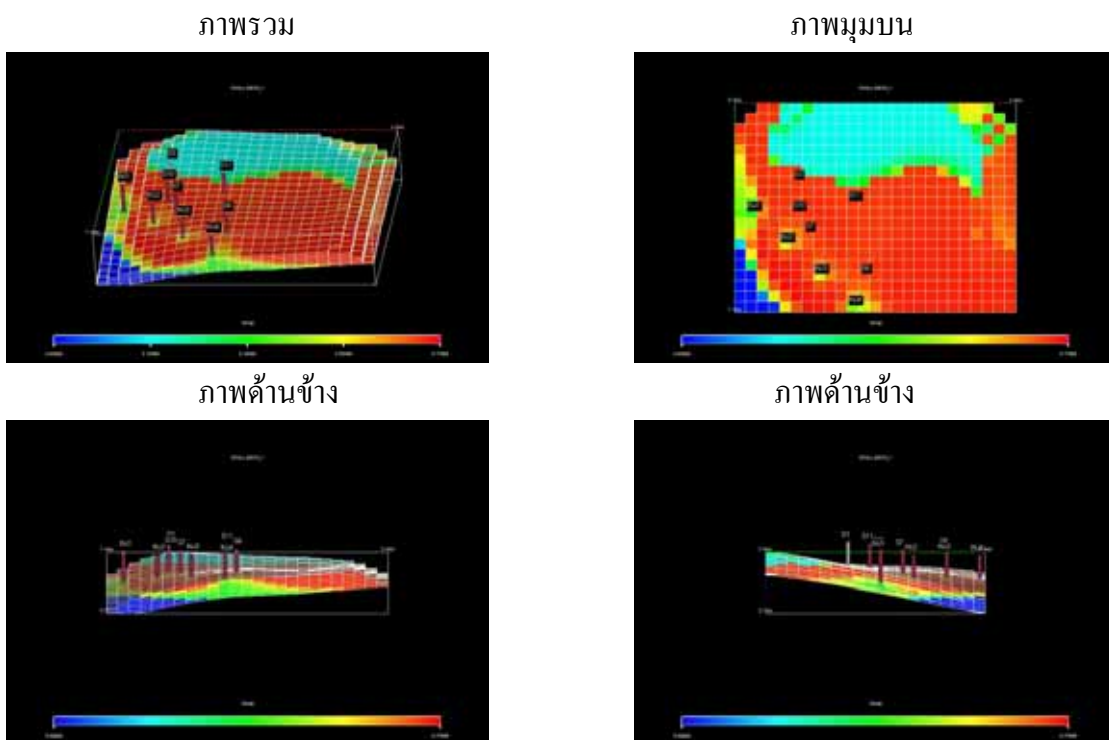
รูปที่ ๗.๗๒ การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ง.73 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18

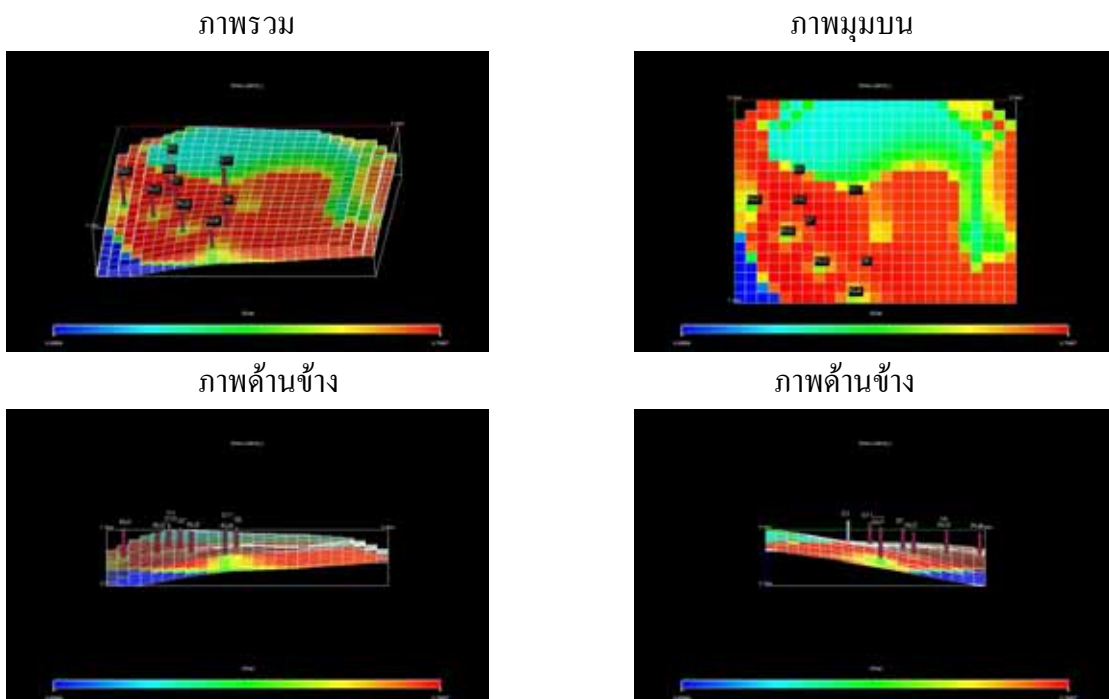


รูปที่ ง.74 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19

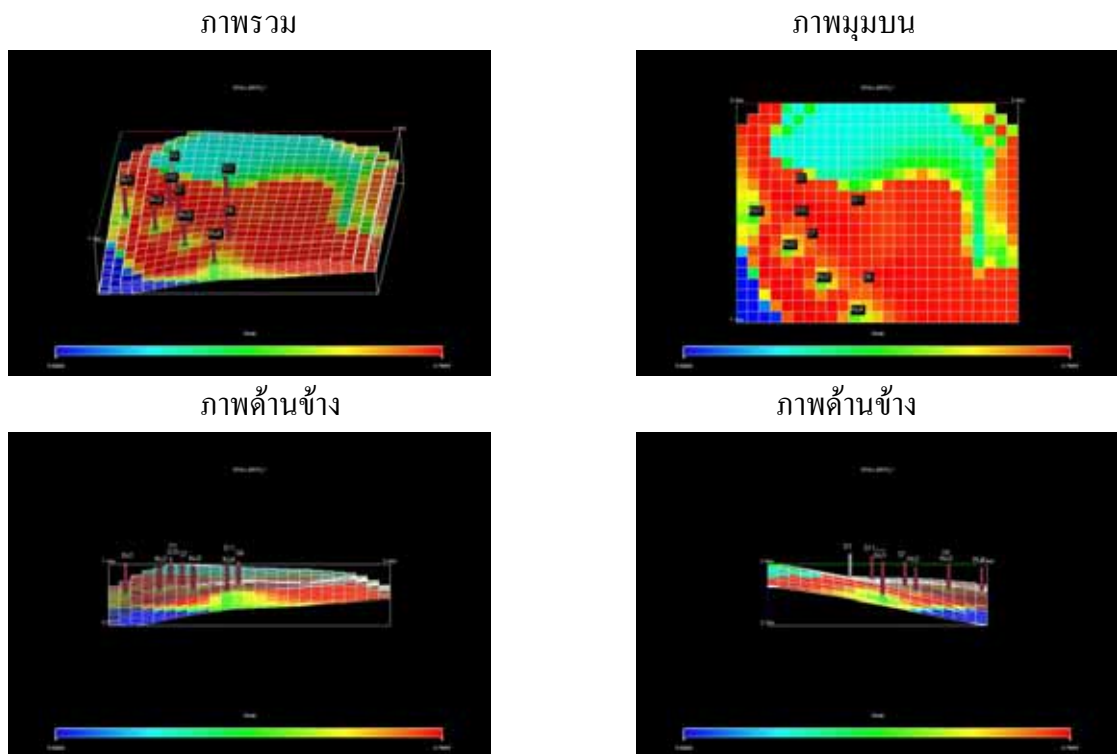


รูปที่ ๓.75 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

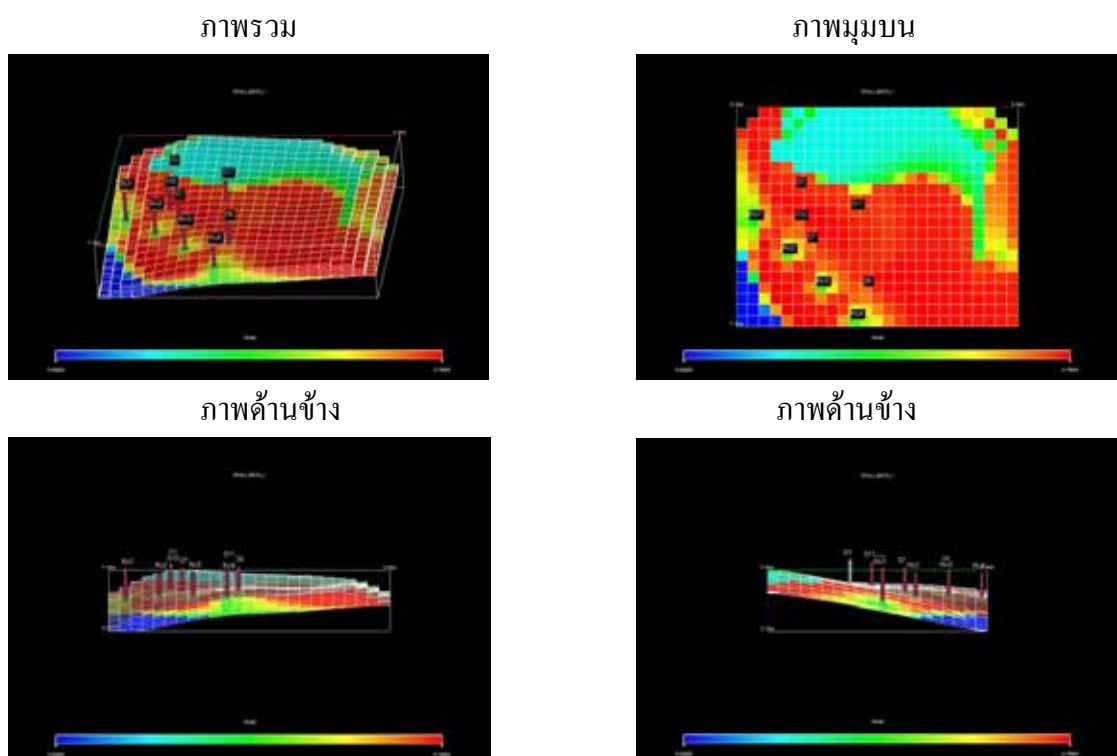
กรณีที่ 2 ทำการอัดน้ำด้วยอัตรา 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม



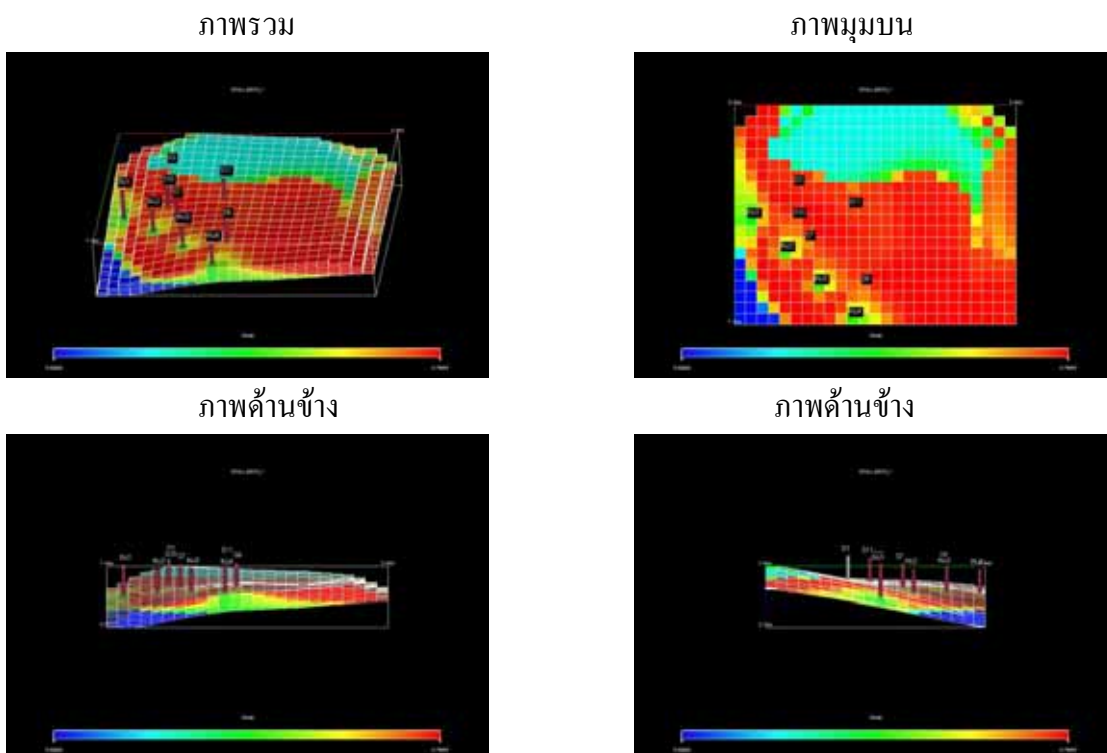
รูปที่ ๓.76 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 14



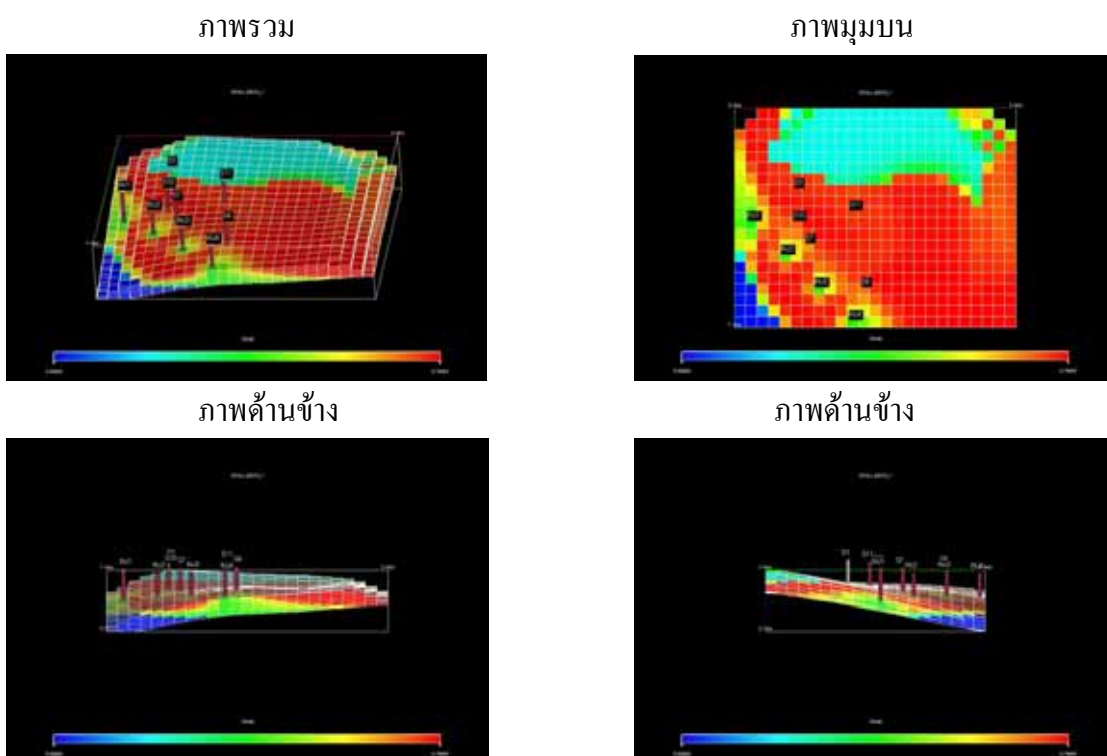
รูปที่ ง.77 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 15



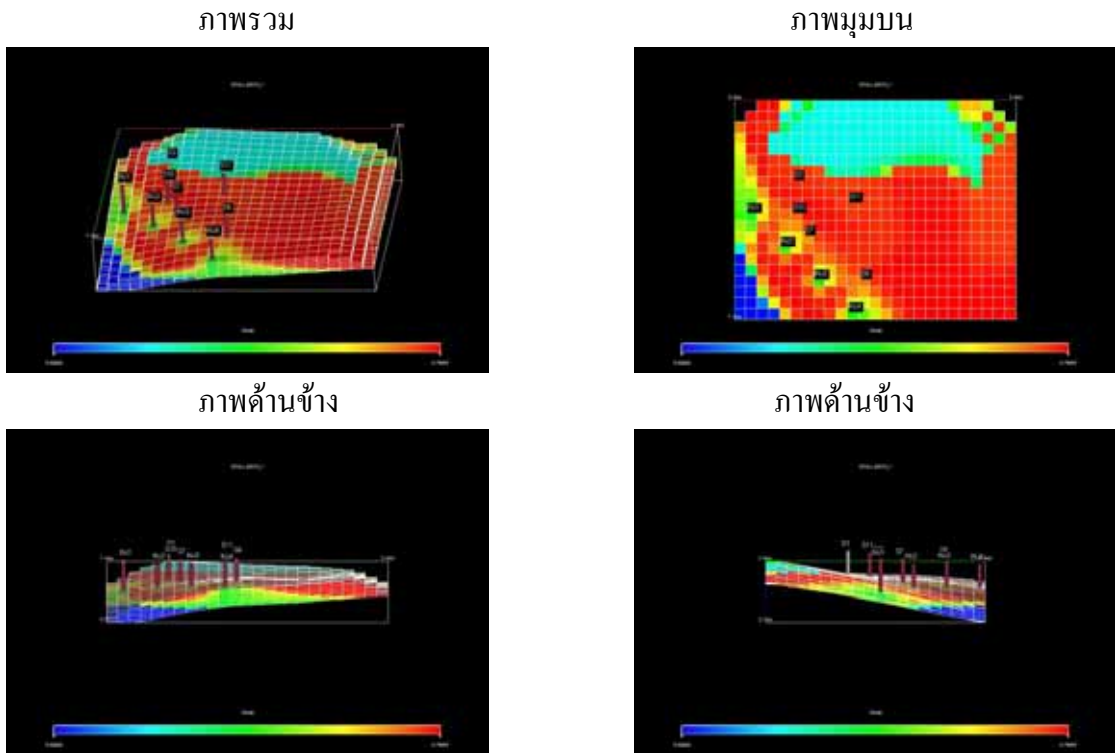
รูปที่ ง.78 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 16



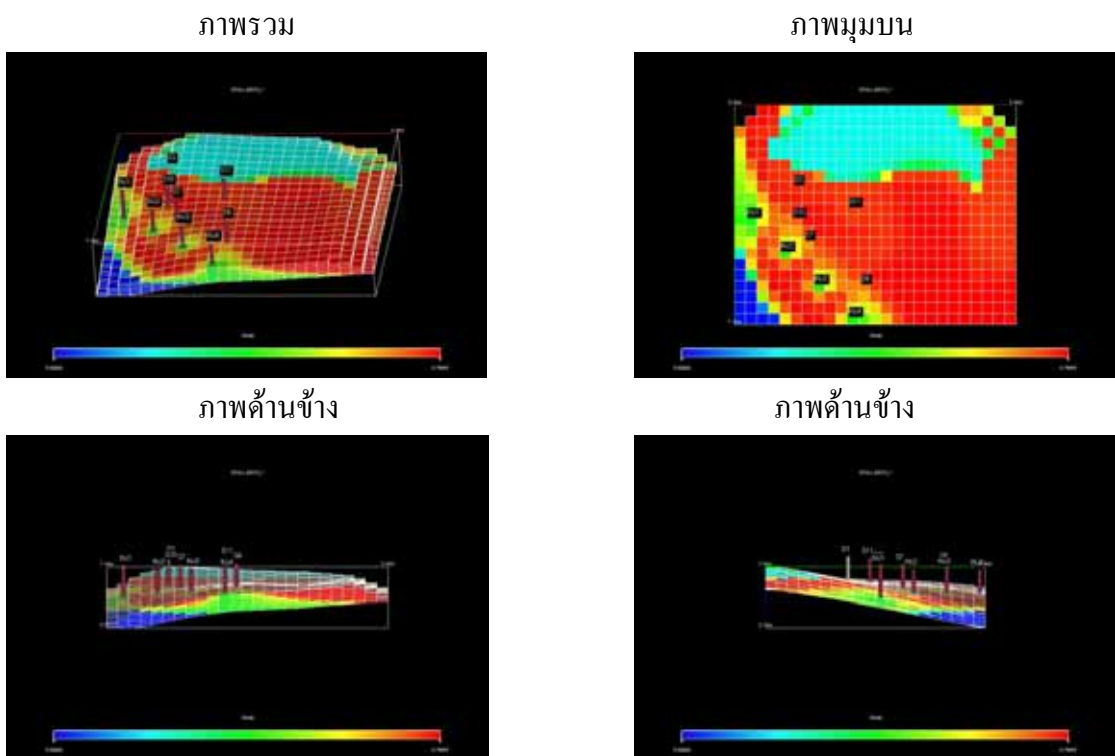
รูปที่ ง.79 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 17



รูปที่ ง.80 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 18



รูปที่ ง.81 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 19



รูปที่ ง.82 การกระจายของความสามารถในการอิมตัวด้วยน้ำมันในช่วงปีที่ 20

ประวัติผู้เขียน

นายเชษฐา ชุมกระโทก เกิดเมื่อวันที่ 4 มีนาคม พ.ศ. 2520 เริ่มเข้าศึกษาระดับปริญญาตรี ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา สำเร็จการศึกษาเมื่อปี พ.ศ. 2541 ภายหลังจากสำเร็จการศึกษาได้เข้าทำงานในตำแหน่งนักธรณีวิทยา 3 กองน้ำบาดาล กรมทรัพยากรธรณี กระทรวงอุตสาหกรรม กรุงเทพมหานคร หลังจากนั้นในปี พ.ศ. 2543 ได้เข้าทำงานในตำแหน่งพนักงานธรณีวิทยา ประจำแผนกธรณีวิทยา กองสำรวจและผลิตปิโตรเลียม ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม อำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ และในปี พ.ศ. 2545 ได้เข้าศึกษาต่อระดับปริญญาโทในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี