รหัสโครงการ SUT 7-719-53-12-11

รายงานการวิจัย

ศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในประเทศไทย

Study on Marginal Petroleum Field Development in Thailand

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

รหัสโครงการ SUT 7-719-53-12-11

รายงานการวิจัย

ศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในประเทศไทย

Study on Marginal Petroleum Field Development in Thailand

คณะผู้วิจัย

หัวหน้าโครงการ

รองศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผู้ร่วมวิจัย

อ.ดร.อัมพรรค์ วรรณโกมล

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2553

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

กุมภาพันธ์ 2555

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีประจำปีงบประมาณ 2553 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากนักศึกษาที่ทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์และวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมและคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี ที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) เจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่กรุณาให้คำปรึกษาและข้อมูลต่างๆและบริษัทผู้รับประทานปิโตรเลียมในด้านข้อมูล รวมถึงบริษัท Schlumberger Oversea S.A. ที่มอบโปรแกรม Eclipse Office ให้ใช้ในการสร้างแบบจำลอง Reservoir Simulation

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิง และสุดท้ายขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุก ๆ ด้าน

ผู้วิจัย

กุมภาพันธ์2555

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยและการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและบริษัทผู้รับประทานปิโตรเลียมในด้านข้อมูล จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือการศึกษาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในพื้นที่ต่าง ๆ ของประเทศไทย เช่น โครงสร้างบริเวณภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และในอ่าวไทย โดยแบ่งการศึกษาและวิเคราะห์ออกเป็น 5 ส่วน (1) รวบรวมข้อมูลการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ต่าง ๆในประเทศไทย (2) รวบรวมแนวทางการประเมินความเสี่ยงและทรัพยากรปิโตรเลียม (3) จำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ต่าง ๆ วิเคราะห์อัตราการผลิตและปริมาณสำรองโดยใช้โปรแกรม Eclipse Office (4) วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก (5) หาแนวทางการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

ในการวิจัยในนี้ 11 แหล่งปิโตรเลียมถูกจำลองในคอมพิวเตอร์ใช้โปรแกรม Eclipse Office ในการแบ่งเป็น 4 แหล่งน้ำมันในภาคกลางมีปริมาณน้ำมัน 300,000 , 400,000 , 1,000,000 และ 10,000,000 บาร์เรล ซึ่งผลิตได้ (ปริมาณสำรอง) 45,000 , 80,000 , 160,000 และ 1,500,000 บาร์เรล ตามลำดับ 2 แหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีปริมาณก๊าซ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งผลิตได้ 200 และ 300 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ 3 แหล่งน้ำมัน และ 2 แหล่งก๊าซในอ่าวไทยมีปริมาณน้ำมัน 10,000,000 , 10,000,000 และ 10,000,000 บาร์เรล ซึ่งผลิตได้ 1,400,000 2,000,000 และ 2,000,000 บาร์เรล ตามลำดับ และมีปริมาณก๊าซ 375 และ 740 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งผลิตได้ 300 และ 570 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ

ในการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมโดยใช้ราคาน้ำมัน 80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล และก๊าซ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู พบว่าแหล่งน้ำมันในภาคกลางที่มีปริมาณสำรอง 80,000 แหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมี 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต แหล่งน้ำมันในอ่าวไทยที่มีปริมาณสำรอง 2,000,000 บาร์เรล แหล่งก๊าซในอ่าวไทยมีปริมาณสำรอง 300 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จัดเป็น 2 แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก มีอัตราคืนทุนน้อยกว่าร้อยละ 10 ต่อปี การวิเคราะห์ Sensitivity พบว่าถ้าปริมาณสำรอง หรือ ราคาปิโตรเลียม เพิ่มขึ้นร้อยละ 20 หรือเงินลงทุนลดลงร้อยละ 20 จะมีอัตราคืนทุนมากกว่าร้อยละ 10 ต่อปี ถือว่าสามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมนั้นอย่างมีกำไรได้ นวัตกรรมและเทคโนโลยีใหม่ รวมทั้งมาตรการจูงใจลดหย่อนค่าภาคหลวงและภาษีจากรัฐบาลจะช่วยให้การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กประสบความสำเร็จและมีประสิทธิภาพได้ประโยชน์สูงสุดทุกฝ่ายและเพิ่มการผลิตพลังงานเพื่อพัฒนาประเทศต่อไป

Abstract

This project was funded and supported by SUT budget, laboratories, and personnel with the assistant from DMF and concessionaire's personnel for data. The objective of the research is to study Northeastern petroleum potential and risk assessment using computer program, including Chonnabot field, Namphong field and Permian formation. The objectives of this research are to 1) compile petroleum field developments in Thailand, 2) compile guide line for petroleum potential and risk assessment, 3) determine the reserve and production of small petroleum fields using reservoir simulation, 4) evaluate economic returns and sensitivity values of petroleum fields, 5) determine the knowhow to develop marginal petroleum field commercially. There are 11 petroleum field were modeled using Eclipse program, There are 4 oil fields in the central Thailand with oil in place of 300,000 , 400,000 , 1,000,000 and 10,000,000 barrels and recovery (reserve) of 45,000 , 80,000 , 160,000 and 1,500,000 barrels respectively. There are 2 gas fields in the Northeastern Thailand with gas in place of 250 and 450 MMMSCF (billion cu.ft.) and recovery (reserve) of 200 and 300 MMMSCF respectively. There are 3 oil fields and 2 gas fields in the Gulf of Thailand with oil in place of 10,000,000 , 10,000,000 and 10,000,000 and gas in place of 375 and 740 MMMSCF and oil recovery of 1,400,000 , 2,000,000 and 2,000,000 barrels and gas recovery of 300 and 570 MMMSCF respectively.

The study is based on 80 $/barrel of oil and 6 $/MMBTU of natural gas prices. The fields become marginal petroleum fields when the IRR is less than 10%. The reserve of marginal oil fields is 80,000 and 2,000,000 barrels and gas fields is 200 and 300 billion cubic feet for onshore and offshore respectively. The sensitivities were done, the marginal petroleum fields can be developed commercially (IRR=15-20%) when either reserve or petroleum price increases by 20%. When the reserve of a marginal field is established, if the investment and operation cost can cut down by 20% the field become profitable. The innovation of new technology and incentive royalty and taxes relaxation should promote the petroleum activities and increase the indigenous petroleum supply for Thailand development in the future.

สารบัญ

หน้า

กิตติกรรมประกาศ .... ก

บทคัดย่อ (ภาษาไทย) .... ข

บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ) .... ค

สารบัญ .... ง

สารบัญตาราง .... ช

สารบัญรูปภาพ .... ญ

บทที่

1. บทนำ
   - 1.1 ความสำคัญ และที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย 1-1
   - 1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย 1-2
   - 1.3 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย 1-3
   - 1.4 ทฤษฎี สมมุติฐาน หรือกรอบแนวความคิดของการศึกษาวิจัย 1-3
   - 1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย 1-4
   - 1.6 วิธีดำเนินการของการศึกษาวิจัย 1-5
   - 1.7 การถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย 1-6

2. ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
   - 2.1 พื้นที่ศึกษาบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 2-1
     - 2.1.1 ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช 2-1
     - 2.1.2 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy) 2-3
     - 2.1.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System) 2-8
   - 2.2 พื้นที่ศึกษาบริเวณภาคกลาง 2-13
     - 2.2.1 ธรณีวิทยาโครงสร้างบริเวณภาคกลาง 2-13
     - 2.2.2 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy) 2-18

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

หน้า

2.2.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System) 2-20
2.3 พื้นที่ศึกษาบริเวณอ่าวไทย 2-23
2.3.1 ธรณีวิยาทั่วไปบริเวณอ่าวไทย 2-23
2.3.2 ธรณีวิทยาโครงสร้างอ่าวไทย 2-23
2.3.3 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy) 2-24
2.3.4 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System) 2-27

3. แนวทางการประเมินความเสี่ยง
3.1 บทนำ 3-1
3.2 หลักการความน่าจะเป็น (The Probability Concept) 3-2
3.3 ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บแต่ละแหล่ง (Individual Prospect Probabilities) ... 3-5

4. วิธีการจัดทำการประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม
4.1 พื้นฐานที่สำคัญและคำจำกัดความ (Basic Principles and Definitions) 4-1
4.2 นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserve Definitions) 4-4
4.3 การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resource Assessment) 4-11

5. ทฤษฎีแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม
5.1 ทฤษฎี 5-1
5.2 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model) 5-21
5.3 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 5-22

6. การสร้างแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กโดยโปรแกรม ECLIPSE OFFICE
6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 6-1
6.2 ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 6-3
6.3 ผลลัพธ์แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 6-27

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

หน้า

7. การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก
7.1 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ 7-1
7.2 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 7-1
7.3 ตัวอย่างการวิเคราะห์ Sensivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นของแหล่งปิโตรเลียมสำรองขนาดเล็ก 7-3
7.4 สรุปการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 7-19

8. สรุปและข้อเสนอแนะ
8.1 บทนำ 8-1
8.2 สรุปผลลัพธ์แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 8-1
8.3 สรุปการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก 8-2
8.4 ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย 8-4

บรรณานุกรม
ภาคผนวก ก ผลข้อมูลจากการรันโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 .... ก -1
ภาคผนวก ข ข้อมูลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ข-1
ภาคผนวก ค ข้อมูลการพัฒนาแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ค-1
ภาคผนวก ง เอกสารการตีพิมพ์ ง-1
ภาคผนวก จ ประวัติผู้วิจัย จ-1

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างความเชื่องโยง การครอบคลุม 3-12
และคุณภาพของข้อมูล
ตารางที่ 3.2 แสดงระดับความน่าจะเป็นของรูปแบบจำลอง 3-13
ตารางที่ 3.3 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีศักยภาพ 3-18
ตารางที่ 3.4 แสดงระดับความน่าจะเป็นของระดับความลึกของชั้นกักเก็บปิโตรเลียม 3-19
กับรูปแบบของข้อมูล
ตารางที่ 3.5 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีลักษณะโครงสร้างปิด 3-25
ตารางที่ 3.6 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิ์ภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม 3-26
ตารางที่ 3.7 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิด........................... 3-32
ปิโตรเลียมโดยพิจารณาจากปริมาณ และระดับความสุกสมบูรณ์ (maturity)
ตารางที่ 3.8 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของ 3-34
ปิโตรเลียม และช่วงเวลาที่เหมาะสมต่อการเคลื่อนที่
ตารางที่ 3.9 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการคงสภาพ 3-35
ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว
ตารางที่ 5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 5-20
ตารางที่ 6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 6-1
ตารางที่ 6.2 การแจกแจงข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 6-3
ตารางที่ 6.3 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-4
SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 ปริมาณ 300,000 , 400,000
และ 1,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย
ตารางที่ 6.4 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-9
SUT MC 4 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย
ตารางที่ 6.5 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ 6-13
SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 ปริมาณ 250,000,000,000 และ
450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

หน้า

ตารางที่ 6.6 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-16
SUT MGT 1 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
ตารางที่ 6.7 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-20
SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล
และ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
ตารางที่ 6.8 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ 6-24
SUT MGT 4 , SUT MGT 5 ปริมาณ 375,000,000,000
และ 740,000,000,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
ตารางที่ 7.1 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมรูปแบบ SUT MC 1 7-3
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 45,000 บาร์เรล
ตารางที่ 7.2 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MC 2 7-5
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 80,000 บาร์เรล
ตารางที่ 7.3 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MC 3 7-6
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 160,000 บาร์เรล
ตารางที่ 7.4 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MC 4 7-8
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 1,500,000 บาร์เรล
ตารางที่ 7.5 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MNE 1 7-9
ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 200,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต
ตารางที่ 7.6 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MNE 2 7-11
ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 320,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต
ตารางที่ 7.7 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 1 7-12
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 1,400,000 บาร์เรล
ตารางที่ 7.8 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 2 7-14
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 2,000,000 บาร์เรล
ตารางที่ 7.9 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 3 7-15
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 2,000,000 บาร์เรล

หน้า

ตารางที่ 7.10 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 4 7-17
ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต
ตารางที่ 7.11 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 5 7-18
ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต
ตารางที่ 7.12 สรุปผลลัพธ์การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลอง 7-22
การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก
ตารางที่ 8.1 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน 8-7
SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 ปริมาณ
300,000 , 400,000 และ 1,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย
ตารางที่ 8.2 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 8-7
ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย
ตารางที่ 8.3 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ.................... 8-8
SUT MNE 1และ SUT MNE 2 ปริมาณ 250,000,000,000
และ 450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย
ตารางที่ 8.4 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 8-9
ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
ตารางที่ 8.5 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน 8-10
SUT MGT 2 และ SUTMGT 3 ปริมาณ 10,000,000 และ 10,000,000 บาร์เรล
ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
ตารางที่ 8.6 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ 8-11
SUT MGT 4 , SUT MGT 5 ปริมาณ 375,000,000,000 และ
740,000,000,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
ตารางที่ 8.7 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม 8-12
ตารางที่ 8.8 สรุปผลลัพธ์การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลอง 8-14
การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 1.1 แผนที่แสดงพื้นที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม 1-7
ครั้งที่ 19 ในปี พ.ศ. 2548
รูปที่ 1.2 แผนที่แสดงพื้นที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม 1-8
ครั้งที่ 20 ในปี พ.ศ. 2550
รูปที่ 2.1 แสดงแนวคดโค้งและแอ่งสะสมตะกอนบริเวณที่ราบสูงโคราช 2-2
(วนิดา, 2548)
รูปที่ 2.2 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 2-4
(กรมทรัพยากรธรณี, 2530)
รูปที่ 2.3 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 2-5
(กรมทรัพยากรธรณี, 2530) (ต่อ)
รูปที่ 2.4 การลำดับชั้นหินสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ 2-6
และโครงสร้างปิโตรเลียม(สุนทรและนเรศ, 2548)
รูปที่ 2.5 ภูมิภาคปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 2-7
(นเรศ, 2548)
รูปที่ 2.6 แผนที่แสดง Petroleum prospects ของที่ราบสูงโคราช 2-12
และตำแหน่งเส้นสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (วนิดา, 2550)
รูปที่ 2.7 แผนที่แสดงบริเวณที่ทำการศึกษา และตำแหน่งหลุมปิโตรเลียม 2-14
รูปที่ 2.8 แสดงแอ่งเทอร์เชียรี่ของประเทศไทย 2-15
และลักษณะโครงสร้างใหญ่ของเอเชียอาคเนย์ (After Bal et. Al., 1992)
รูปที่ 2.9 แสดงลักษณะโครงสร้างใหญ่ของแอ่งพิษณุโลก (After Bal et. Al., 1992).......... 2-16
รูปที่ 2.10 แสดงลักษณะโครงสร้างของแอ่งพิษณุโลก (After Bal et. Al., 1992) 2-17
รูปที่ 2.11 สภาพแวดล้อมการสะสมตัวของตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ในแอ่งพิษณุโลก 2-18
(After Bal et. Al., 1992)
รูปที่ 2.12 ลำดับชั้นหินของแอ่งพิษณุโลก 2-20
(After Nuchanart Garawek, PTTEP 2005)

หน้า

รูปที่ 2.13 แสดงการสลับของชั้นหินกักเก็บและหินปิดกั้น 2-22
(After Bal et. Al., 1992)
รูปที่ 2.14 ภาพตัดขวางแสดงลักษณะธรณีวิทยาของแอ่งสิริกิติ์ 2-22
(After Bal et. Al., 1992)
รูปที่ 3.1 ความน่าจะเป็นทางสถิติ (probability) กับอัตราเสี่ยง (risk) 3-2
รูปที่ 3.2 การประเมินค่าความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา 3-6
รูปที่ 3.3 แผนผังแสดงวิธีการวิเคราะห์ความเสี่ยง............ 3-7
รูปที่ 3.4 ไดอะแกรมความถี่สะสมแสดงช่วงความไม่แน่นอน 3-8
รูปที่ 3.5 ความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยา 3-10
และตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณหาปิโตรเลียมแบบปริมาตร โดยแสดงตามกล่องสี
รูปที่ 3.6 แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการประเมินความเสี่ยง 3-11
และการคำนวณหาปริมาตร
รูปที่ 3.7 รูปแบบความสัมพันธ์ระหว่าง favourable model และ unfavourable model 3-15
รูปที่ 3.8 รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism) 3-28
รูปที่ 3.9 ตัวอย่างแผนที่แสดงระดับ maturity ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม 3-34
(drainage area) และทิศทางการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม
รูปที่ 3.10 กิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree) 3-38
รูปที่ 4.1 โครงสร้างระบบการจำแนกทรัพยากรตาม SPE/WPC/AAPG/SPEE 4-2
โดยแสดงทรัพยากรหลักที่สามารถจะผลิตได้ในประเภทต่างๆ
ประกอบไปด้วยปริมาณการผลิต (Production) ปริมาณสำรอง (Reserves)
ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพิจารณาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) และ
ทรัพยากรคาดคะเน (Prospective Resources) รวมทั้งปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้
รูปที่ 4.2 ชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005) 4-14
รูปที่ 4.3 หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม กับชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005) 4-15
รูปที่ 4.4 Exponential Decline Curve 4-18
รูปที่ 4.5 Three Types of Production Decline Curves on Coordinate, Semi log, ... 4-18
and Log-Log Graph Paper (SPE, 2003)

หน้า

รูปที่ 4.6 แสดงสมการการคงตัวของสสาร (Material Balance) (Archer, 1996) 4-19

รูปที่ 4.7 การเขียนกราฟสมการ Material Balance ให้เป็นเส้นตรง 4-20
เพื่อหาปริมาณปิโตรเลียม (N) (Archer, 1996)

รูปที่ 4.8 รูปแบบของ Monte Carlo Simulation Model (Kjemperud,2005) 4-22

รูปที่ 4.9 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ Reservoir Simulation (Trisarn, 2005) 4-24

รูปที่ 5.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 5-2

รูปที่ 5.2 การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system) 5-4

รูปที่ 5.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน 5-5

รูปที่ 5.4 ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล 5-13

รูปที่ 6.1 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rs, FVF) กับความดันของ 6-5
แบบจำลองแหล่งกักเก็บ SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.2 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซกับความดันของ 6-5
แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3
จากการคำนวณของโปรแกรม
Eclipse office 100

รูปที่ 6.3 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ 6-6
Capillary pressure (Krg, Pc) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซ
ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2
และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.4 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (Kro) 6-6
กับความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

หน้า

รูปที่ 6.5 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง 6-7
ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน
SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของ
โปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.6 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) 6-7
ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2
และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับ 6-8
ความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure
(Sw VS. Kro&Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน
SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณ
ของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับ 6-8
ความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้
(Sw VS. Kro&Krw) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน
SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณ
ของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.9 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rs, FVF) 6-10
กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.10 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) 6-10
กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.11 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ 6-11
Capillary pressure (Krg, Pc) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของ
ก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

หน้า

รูปที่ 6.12 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (Kro) 6-11
กับความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน
SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.13 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง 6-12
ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน
SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับ 6-12
ความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure
(Sw VS. Kro&Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.15 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) 6-14
กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ
SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.16 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ 6-14
Capillary pressure (Krg, Pc) กับ ความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของ
แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.17 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง 6-15
ในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับ 6-15
ความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure
(Sw VS. Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ
SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

รูปที่ 6.19 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rso, FVF) 6-17
กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

หน้า

รูปที่ 6.20 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-17
รูปที่ 6.21 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (Krg, Pc) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-18
รูปที่ 6.22 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (Kro) กับ ความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-18
รูปที่ 6.23 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-19
รูปที่ 6.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับ ความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Kro&Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-19
รูปที่ 6.25 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rs, FVF) กับความดันของ แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-21
รูปที่ 6.26 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-21
รูปที่ 6.27 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (Krg, Pc) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-22

หน้า

รูปที่ 6.28 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (Krow และ Krowg) 6-22
กับความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลอง
แหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณ
ของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.29 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง 6-23
ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำ 6-23
กับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure
(Sw VS. Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมันและ
SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.31 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) 6-25
กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 ,
SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.32 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ 6-25
Capillary pressure (Krg, Pc) กับ ความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของ
แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 , SUT MGT 5
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.33 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง 6-26
ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4, SUT MGT 5
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.34 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับ 6-26
ความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure
(Sw VS. Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 5
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

หน้า

รูปที่ 6.35 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 จากการคำนวณ 6-27
ของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.36 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-27
SUT MC 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.37 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 6-28
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.38 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 6-28
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.39 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 จากการคำนวณ 6-29
ของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.40 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-29
SUT MC 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.41 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 6-30
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.42 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 6-30
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.43 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3 จากการคำนวณ 6-31
ของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.44 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน 6-31
SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.45 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-32
รูปที่ 6.46 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3 6-32
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100
รูปที่ 6.47 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 6-33
จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

หน้า

รูปที่ 6.48 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-33
รูปที่ 6.49 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-34
รูปที่ 6.50 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-34
รูปที่ 6.51 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-35
รูปที่ 6.52 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-35
รูปที่ 6.53 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-36
รูปที่ 6.54 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-37
รูปที่ 6.55 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-37
รูปที่ 6.56 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-38
รูปที่ 6.57 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-38
รูปที่ 6.58 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-39

หน้า

รูปที่ 6.59 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-39

รูปที่ 6.60 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 และ SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-40

รูปที่ 6.61 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MGT 4 และ SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 6-40

รูปที่ 7.1 อุปกรณ์การผลิตแบบเคลื่อนย้ายได้ (Mobile) 7-2

รูปที่ 7.2 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 1 แหล่งปริมาณสำรอง 45,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน 7-4

รูปที่ 7.3 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 2 แหล่งปริมาณสำรอง 164,029 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน 7-5

รูปที่ 7.4 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 3 แหล่งปริมาณสำรอง 160,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน 7-7

รูปที่ 7.5 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 4 แหล่งปริมาณสำรอง 1,500,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน 7-8

รูปที่ 7.6 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MNE 1 แหล่งปริมาณสำรอง 200,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน 7-10

รูปที่ 7.7 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MNE 2 แหล่งปริมาณสำรอง 320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน 7-11

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

หน้า

รูปที่ 7.8 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 1 7-13
แหล่งปริมาณ สำรอง 1,400,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์
แบบ Thailand III ปัจจุบัน
รูปที่ 7.9 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 2 7-14
แหล่งปริมาณสำรอง 2,000,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์
แบบ Thailand III ปัจจุบัน
รูปที่ 7.10 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 3 7-16
แหล่งปริมาณ สำรอง 2,000,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์
แบบ Thailand III ปัจจุบัน
รูปที่ 7.11 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 4 7-17
แหล่งปริมาณสำรอง 300,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต โดยการวิเคราะห์
แบบ Thailand III ปัจจุบัน
รูปที่ 7.12 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 5 7-19
แหล่งปริมาณ สำรอง 570,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต โดยการวิเคราะห์
แบบ Thailand III ปัจจุบัน
รูปที่ 7.13 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของ 7-24
แหล่งน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2, SUT MC 3 และ SUT MC 4
พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย
รูปที่ 7.14 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของ 7-24
แหล่งก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
ของประเทศไทย
รูปที่ 7.15 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ 7-25
ของแหล่งน้ำมัน SUT MGT 1, MGT 2, MGT 3, MGT 4 และ MGT 5
พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย
รูปที่ 7.16 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ........................ 7-25
อัตราคืนทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่ง
ปิโตรเลียมในประเทศไทย

หน้า

รูปที่ 7.17 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย 7-26
รูปที่ 8.1 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 8-16
รูปที่ 8.2 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 8-16
รูปที่ 8.3 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 8-17
รูปที่ 8.4 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 8-17
รูปที่ 8.5 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 8-18
รูปที่ 8.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 และ SUT MGT 5 จากการคำนวณ ของโปรแกรม Eclipse office 100 8-18
รูปที่ 8.7 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ ของแหล่งปิโตรเลียม SUT MC 1, SUT MC 2, SUT MC 3 และ SUT MC 4 พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย 8-19
รูปที่ 8.8 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ ของแหล่งก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย 8-19
รูปที่ 8.9 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ ของแหล่งปิโตรเลียม SUT MGT 1, MGT 2, MGT 3, MGT 4 และ MGT 5 พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย 8-20
รูปที่ 8.10 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ อัตราคืนทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย 8-20

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

หน้า

รูปที่ 8.11 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบ สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย 8-21

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความสำคัญ และที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญหนึ่งในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ลดการพึ่งพาน้ำมันจากต่างประเทศลงได้บ้าง

ปัจจุบันราคาน้ำมันแพงขึ้นมาก เนื่องจากมีการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นจากการพัฒนาประเทศและวิกฤตการณ์บางอย่าง การค้นพบแหล่งน้ำมันในประเทศยังไม่มากพอ ทำให้ต้องนำเข้าน้ำมันเป็นจำนวนมากกว่าวันละ 800,000 บาร์เรล ประเทศขาดดุลการค้าเป็นอย่างมาก จึงจำเป็นจะต้องหาปิโตรเลียมเพิ่มอย่างเร่งด่วน เพื่อแก้ไขวิกฤตครั้งนี้

ในอดีตที่ผ่านมามีการเจาะหลุมสำรวจพบปิโตรเลียม แต่ไม่สามารถพัฒนาขึ้นมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้ เนื่องจากเป็นแหล่งขนาดเล็กไม่คุ้มทุนสำหรับการพัฒนาที่ระดับราคาปิโตรเลียมในอดีต

ในปัจจุบันความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีและราคาปิโตรเลียมที่สูงขึ้นอย่างมากทำให้การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่ในอดีตไม่คุ้มทุนมีความเป็นไปได้ อีกทั้งสำหรับแหล่งก๊าซขนาดเล็กที่ในอดีตจะไม่สามารถพัฒนาให้เกิดประโยชน์ได้นั้น ในปีงบประมาณ 2550 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดจ้างที่ปรึกษาเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการนำก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในเขตสัมปทานปิโตรเลียมบนบกมาใช้ประโยชน์โดยตรงกับท้องถิ่นที่มีแหล่งทรัพยากร เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการพัฒนาของชุมชน ทั้งเป็นส่งเสริมให้อุตสาหกรรมขนาดเล็กสามารถลดต้นทุนและค่าใช้จ่ายลงสามารถแข่งขันได้ และยังได้ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทดแทนให้แพร่หลายออกไป นอกจากนี้ยังได้ศึกษาความเป็นได้ที่จะนำก๊าซปริมาณน้อยไปผลิตไฟฟ้าหรือทำเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งการศึกษาดังกล่าวเป็นการสนับสนุนและเร่งรัดให้เกิดการพัฒนาแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบนบกซึ่งแต่เดิมไม่สามารถพัฒนาได้เนื่องจากมีปริมาณสำรองไม่สูงมากนักจึงไม่คุ้มทุนที่จะพัฒนา

ในปีงบประมาณ 2551 นี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะนำผลการศึกษาของข้อมูลหลุมเจาะทั้งหมดในแปลงสัมปทาน S1 บริเวณที่ยังไม่ได้รับการพัฒนาเป็นพื้นที่ผลิต มาศึกษาทบทวนศักยภาพของปิโตรเลียม ประเมินปริมาณปิโตรเลียมทั้ง Resources และ Reserves ประเภทต่าง ๆ จัดทำแบบจำลองการพัฒนาแหล่ง และศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามนั้นทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ และได้จ้างคณะวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแหล่งสิริกิติ์และใกล้เคียง เพื่อเป็นการศึกษา

ตัวอย่างสำหรับการศึกษาในบริเวณอื่นต่อไปในอนาคต เป็นการรองรับการเปิดสัมปทานปิโตรเลียมครั้งที่ 20 และการแก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียมเพื่อเร่งรัดให้เกิดการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

ฉะนั้น ผู้วิจัยเห็นว่าการศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั่วทุกภูมิภาคของประเทศไทย เช่น บริเวณภาคกลาง ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และในอ่าวไทย ก็จะได้ประโยชน์อย่างมากต่อองค์ความรู้ ด้านการศึกษา หน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง ภาคเอกชนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม ตลอดจนชุมชนที่จะมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

สำหรับวัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1.2.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย

1.2.2 ศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั้งในและนอกประเทศ

1.2.3 ประเมินปริมาณปิโตรเลียมทั้ง Resources และ Reserves ประเภทต่าง ๆ โดยใช้นิยามสากล SPE/AAPG/WPG เป็นเกณฑ์

1.2.4 ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภาคกลาง และในอ่าวไทย

1.2.5 พัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นต้นแบบของแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กพร้อมทั้งศึกษาความเป็นไปได้ วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้น

1.2.6 เพิ่มสมรรถนะและความสามารถของอาจารย์และนักศึกษาบัณฑิตศึกษาสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีให้เข้าใจหลักการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม และวิเคราะห์ความเสี่ยงในการลงทุนตลอดจนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ให้มีประสิทธิภาพนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้

1.2.7 เผยแพร่และเสนอวิธีการและผลการศึกษาต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และหน่วยงานรัฐและภาคเอกชนที่เกี่ยวข้อง เช่น CCOP บริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น และในการประชุมวิชาการต่าง ๆ

1.2.8 ส่งเสริมให้มีการลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมมากขึ้น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

1.3 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

สำหรับขอบเขตของการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1.3.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือให้ครบถ้วนถึงปัจจุบัน และข้อมูลบางส่วนในภาคกลางและอ่าวไทย

1.3.2 เก็บรวบรวมข้อมูลการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั้งในและนอกประเทศเท่าที่เวลาจะอำนวย และตามความเหมาะสม

1.3.3 รวบรวมวิธีการประเมินปริมาณทรัพยากรสัมพันธ์กับปริมาณและชนิดของข้อมูลการสำรวจกับการประเมินทรัพยากร (Resources assessment) สำหรับพื้นที่ต่าง ๆ เช่น พื้นที่ที่มีข้อมูลน้อยหรือไม่มีเลย พื้นที่ที่ยังไม่มีการสำรวจ พื้นที่ที่ยังไม่มีการพัฒนา (play definition and analysis)

1.3.4 รวบรวมแนวทางการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) การสำรวจแหล่งปิโตรเลียมตามแนวทางของ CCOP

1.3.5 จัดทำแบบจำลองการพัฒนาแหล่ง (Reservoir simulation) ในภาคต่าง ๆ และในอ่าวไทย

1.3.6 ศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว

1.3.7 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กบนบก และในอ่าวไทยได้ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่กำลังแก้ไขใหม่ โดยระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม fiscal regime (Thai I, Thai III), discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น โดยแยกเป็นทั้งกรณีแหล่งน้ำมันและแหล่งก๊าซ พร้อมทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นอย่างน้อยส่วนบริเวณคือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณภาคกลางและในอ่าวไทย

1.4 ทฤษฎี สมมุติฐาน หรือกรอบแนวความคิดของการศึกษาวิจัย

การสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในแต่ละแห่งหรือแต่ละกรณีจะมีปัจจัยและองค์ประกอบที่ใช้ในการสำรวจที่แตกต่างกันออกไป ยกตัวอย่างเช่น การสำรวจในแหล่งที่มีข้อมูลน้อยก็จะต้องลงทุนมากสำรวจอย่างละเอียดและมีความเสี่ยงสูง ส่วนในแหล่งที่มีข้อมูลบ้างแล้วก็จะลงทุนน้อยกว่าและเสี่ยงน้อยกว่า ฉะนั้นการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมจึงมีความสำคัญต่อการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเป็นอย่างยิ่ง การประเมินศักยภาพและวิเคราะห์ความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพรวดเร็วจะต้องใช้คอมพิวเตอร์โปรแกรมเข้ามาช่วย ในการคำนวณ

วิเคราะห์ให้ได้ผลเร็วขึ้นและสามารถทดลองเปลี่ยนปัจจัยส่วนประกอบต่าง ๆ เพื่อเปรียบเทียบผลได้ดียิ่งขึ้น นำผลการศึกษามาบูรณะการ (Integration) และปรึกษาร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่างๆ เช่น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ CCOP บริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น นำไปใช้ให้เหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุดในการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมในภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศ และเมื่อพบปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กเป็นจำนวนมาก ซึ่งเดิมไม่สามารถพัฒนาอย่างมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ เพราะราคาน้ำมันและเทคโนโลยีในอดีต แต่ปัจจุบันราคาน้ำมันแพงมาก ตลอดจนเทคโนโลยีที่ทันสมัยขึ้น การคิดวิธีการ เทคโนโลยีที่จะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กมากมายเหล่านี้ได้ ก็จะเป็นประโยชน์อย่างมากต่ออุตสาหกรรมการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ ตลอดจนต่อชุมชนต่าง ๆ และที่สำคัญช่วยลดการนำเข้าน้ำมันและการขาดดุลการค้าของประเทศได้

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

สำหรับประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้นี้

1.5.1 ข้อมูลการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในและนอกประเทศ

1.5.2 วิธีการประเมินศักยภาพ ความเสี่ยงและปริมาณปิโตรเลียม

1.5.3 ผลการประเมินศักยภาพ ความเสี่ยง และปริมาณปิโตรเลียมของภาคตะวันออกเฉียงเหนือและบริเวณบางส่วนของประเทศไทย

1.5.4 องค์ความรู้ทางด้านการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมสำหรับคณาจารย์และนักศึกษาสาขาวิชาเทคโนโลยีปิโตรเลียม คาดว่าจะมีบัณฑิตศึกษาทำวิจัยต่อยอดเกี่ยวกับเรื่องนี้จบการศึกษาระดับปริญญาโท 2 คน

1.5.5 เผยแพร่เป็นความรู้ในด้านการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

1.5.6 เสนอวิธีการ และผลประเมินศักยภาพ และความเสี่ยง และพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น CCOP บริษัท ปตท.สผ.จำกัด (มหาชน) เป็นต้น

1.5.7 เอกสารวิชาการเผยแพร่ต่อการประชุมวิชาการหรือหน่วยงานไม่น้อยกว่า 2 ครั้ง

1.5.8 เพิ่มประสิทธิภาพและการลงทุนสำรวจพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย เสริมสร้างอุตสาหกรรมต่อเนื่องและเศรษฐกิจชุมชน ลดการนำเข้าน้ำมันจากต่างประเทศ

1.6 วิธีดำเนินการของการศึกษาวิจัย

สำหรับวิธีดำเนินการของการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1.6.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศไทยบางส่วนทั้งในภาคกลางและอ่าวไทย

1.6.2 สรุปคำนิยามและวิธีการประเมินศักยภาพปริมาณทรัพยากร และปริมาณสำรองปิโตรเลียม

1.6.3 จำแนกศักยภาพปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือแหล่งต่าง ๆ (play type, reservoir type และ basin type) ภาคกลางและในอ่าวไทยบางส่วน กำหนดปริมาณสำรองขั้นต่ำสำหรับการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในแต่ละภูมิภาค

1.6.4 สรุปวิธีการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) ของแหล่งปิโตรเลียม

1.6.5 สร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) เพื่อเป็นแบบพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก โดยแบ่งแบบจำลองออกเป็น 3 ส่วน

ก. แบบจำลองสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ข. แบบจำลองสำหรับภาคกลาง

ค. แบบจำลองสำหรับอ่าวไทย

โดยใช้ Software ชื่อ Eclipse ที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ

1.6.6 ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนืออย่างละเอียดบางส่วน และภาพกว้างโดยรวม และบางส่วนของภาคกลางและในอ่าวไทย ทั้งนี้เป็นบริเวณที่มีการค้นพบปิโตรเลียมแล้ว (Discovered Resources) และที่ยังไม่มีการพบปิโตรเลียม (Undiscovered Resources) โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นมาเอง เปรียบเทียบกับโปรแกรมพาณิชย์ เช่น FASPU หรือ GeoX

1.6.7 ศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว

1.6.8 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กบนบกได้ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่กำลังแก้ไขใหม่ โดยระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม fiscal regime (Thai I, Thai III), discount rate, threshold internal rate of return,ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น โดยแยกเป็นทั้งกรณีแหล่งน้ำมันและแหล่งก๊าซ พร้อมทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น

1.6.9 ประเมินผล สรุป และเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

1.6.10 เผยแพร่ผลวิจัยต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งการประชุมวิชาการต่าง ๆ ทั้งในระหว่างการทำวิจัยและหลังงานวิจัยเสร็จสิ้นแล้ว

1.7 การถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย

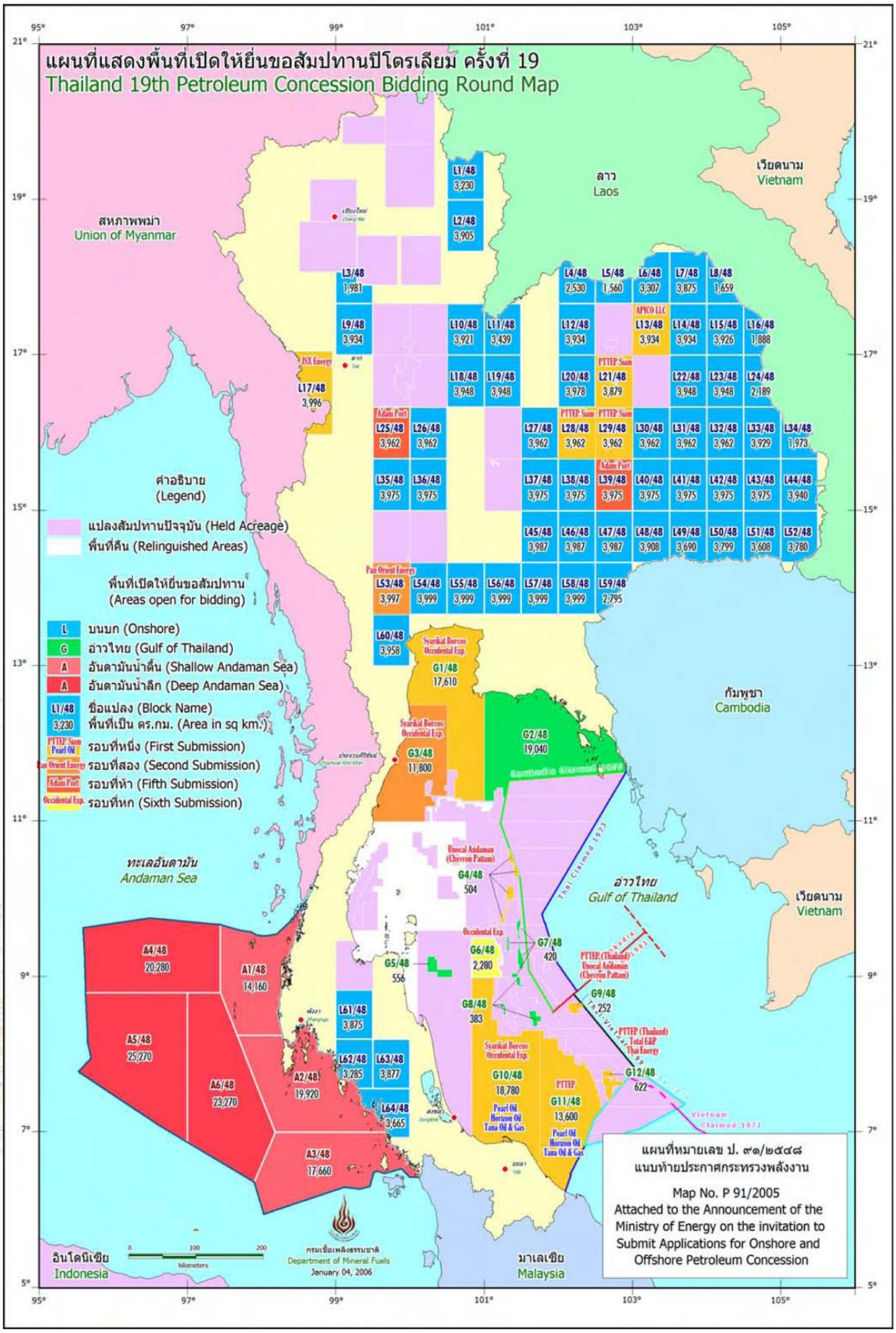
1.7.1 คณาจารย์และนักศึกษาในสาขาที่เกี่ยวกับการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

1.7.2 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน

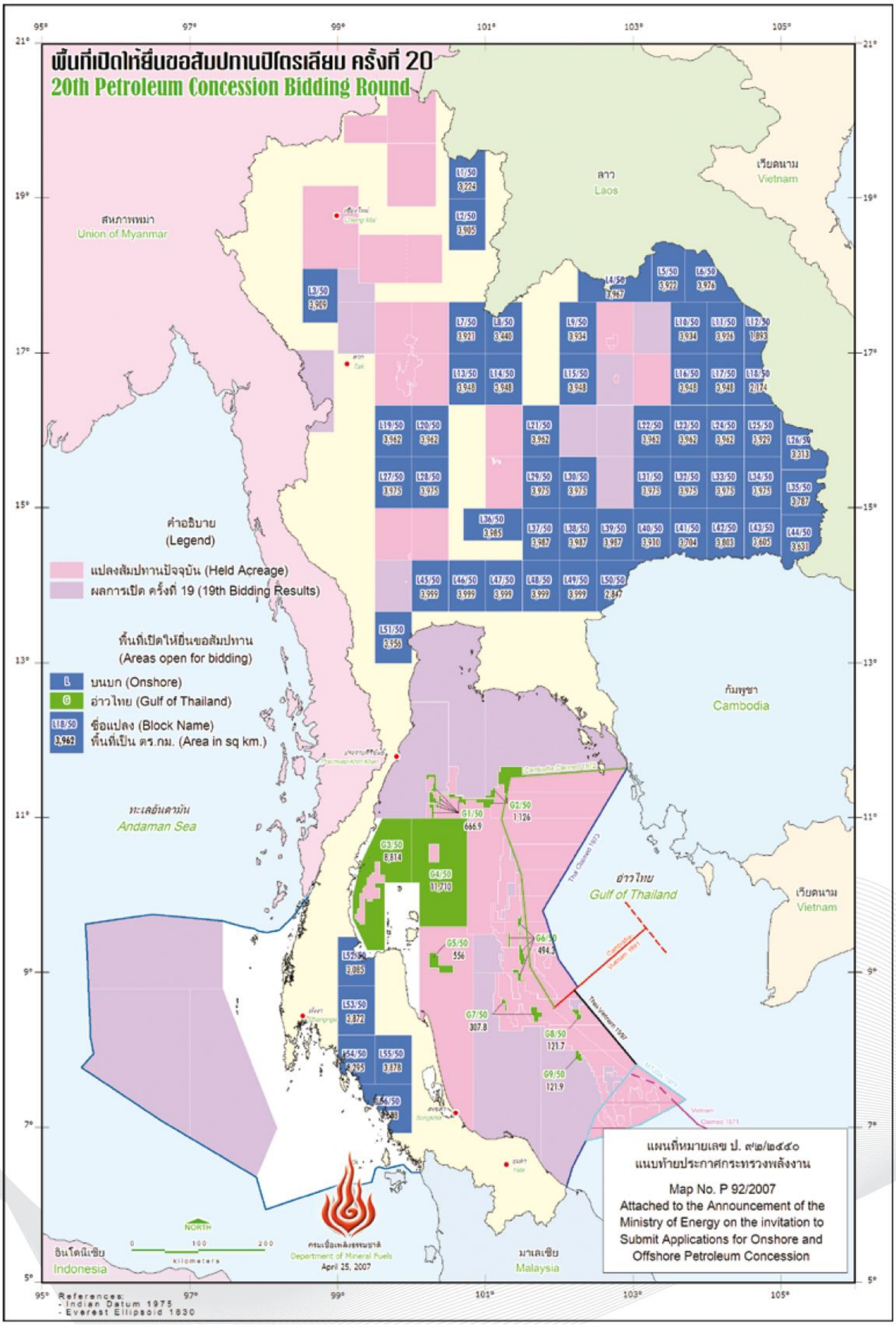
1.7.3 บริษัทน้ำมันต่าง ๆ ที่สนใจที่จะลงทุนในการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย เช่น บริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน)

1.7.4 สร้างเครือข่ายและร่วมมือกับหน่วยงานต่างประเทศแลกเปลี่ยนความรู้ ข้อมูล และความคิดเห็น เช่น การร่วมงานกับ CCOP บริษัทน้ำมันต่างประเทศ เป็นต้น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 1.1 แผนที่แสดงพื้นที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 19 ในปี พ.ศ. 2548



รูปที่ 1.2 แผนที่แสดงพื้นที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 20 ในปี พ.ศ. 2550

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 พื้นที่ศึกษาบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

2.1.1 ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือที่ราบสูงโคราช เป็นส่วนหนึ่งของแผ่นเปลือกโลกอินโดจีน ซึ่งล้อมรอบด้วยรอยเลื่อนตามแนวระดับ (strike-slip faults) อายุเทอร์เชียรีหลายตัว ถึงแม้ว่าจะมีแนวคิดหลากหลายเกี่ยวกับธรณีแปรสัณฐาน (tectonics) ที่บ่งบอกว่าธรณีวิทยาโครงสร้าง (พื้นผิว) ของที่ราบสูงโคราชไม่มีการเปลี่ยนแปลงใด ๆ แต่ที่ราบสูงโคราช ประกอบด้วยแนวชั้นหินคดโค้ง 2 แนว คือ (1) แนวชั้นหินคดโค้ง เลย-เพชรบูรณ (Loei Phetchabun Foldbelt) ซึ่งวางตัวทิศเหนือ-ใต้ ตั้งอยู่ ด้านขอบตะวันตกของที่ราบสูงโคราช และ (2) แนวชั้นหินคดโค้งเทือกเขาภูพาน (Phu Phan Anticline) ซึ่งวางตัวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของที่ราบสูงโคราช ซึ่งแนวคดโค้งทั้งสองนี้แบ่งแอ่งสะสมตะกอนเป็น 4 แอ่ง คือ แอ่งอุบล ขอนแก่น เวียงจันทน์ และสกล โดยแอ่งสะสมตะกอนที่มีอายุตั้งแต่ยุคแคมเบรียน (Cambrian) ตอนบนถึงปัจจุบันและครอบคลุมจังหวัดเกือบทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ยกเว้นจังหวัดเลยและแพร่ขยายไปถึงประเทศลาวจังหวัดเวียงจันทร์และสุวรรณเขต ซึ่งมีรายละเอียดของแต่ละแอ่งย่อย ดังนี้

1) **แอ่งย่อยอุบล (Ubon Subbasin)** เป็นแอ่งย่อยที่ใหญ่ที่สุดทอดตัวยาวจากตะวันตกไปตะวันออกครอบคลุมเขตจังหวัดนครราชสีมาตอนใต้ บุรีรัมย์ ศรีสะเกษ และจังหวัดอุบลราชธานี ความลาดของหินพื้นฐานลดลงจากตะวันตกไปตะวันออกส่วนลึกที่สุดของแอ่งอยู่ในเขตจังหวัดอุบลราชธานี

2) **แอ่งย่อยขอนแก่น (Khon Kaen Subbasin)** อยู่ตอนเหนือของแอ่งอุบล ยาวและขนานกับแอ่งอุบล มีสันเขาแคบเล็ก ๆ แยกแอ่งย่อยทั้งสองนี้ออกจากกัน แอ่งขอนแก่นครอบคลุมตอนเหนือของจังหวัดนครราชสีมา จังหวัดชัยภูมิและจังหวัดขอนแก่น โครงสร้างชนบทและแหล่งก๊าซน้ำพองต่างก็อยู่บนแอ่งย่อยนี้ ศูนย์กลางของการตกตะกอนอยู่ตอนกลางของแอ่ง

3) **แอ่งย่อยเวียงจันทร์ (Vientiane Subbasin)** เป็นแอ่งยาวมีแกนอยู่ในแนวประมาณตะวันตกเฉียงเหนือ ครอบคลุมจังหวัดขอนแก่นตอนบน จังหวัดอุดรธานี และจังหวัดหนองคาย ขยายข้ามแม่น้ำโขงไปสู่ประเทศลาว ครอบคลุมเวียงจันทร์และพื้นราบตอนเหนือของเวียงจันทร์ มีเทือกเขาภูพานแบ่งแอ่งเวียงจันทร์และแอ่งขอนแก่นออกจากกัน ศูนย์กลางการตกตะกอนของแอ่งอยู่ตรงกลางแอ่ง

4) แอ่งย่อยสกลนคร (Sakon Nakhon Subbasin) ยาวและขนานกับแอ่งเวียงจันทร์มีขนาดใกล้เคียงกับแอ่งเวียงจันทร์ ส่วนใหญ่ของแอ่งอยู่ในประเทศไทย ยกเว้นทางตะวันออกเฉียงใต้ที่ขยายเข้าไปในประเทศลาวที่เมืองตาเขต ปีกด้านตะวันออกเฉียงเหนือของแอ่งขนานตามแนวแม่น้ำโขงและหินโผล่ซึ่งเป็นหินทรายพระวิหารที่ปรากฏอยู่ในแอ่งลาดเอียงจากเทือกเขาภูพานไปสู่แม่น้ำโขง ก่อให้เกิดเป็นแอ่งที่มีขอบเขตเป็นรอยเลื่อนตามแนวแม่น้ำโขง

รูปที่ 2.1 แสดงแนวคดโค้งและแอ่งสะสมตะกอนบริเวณที่ราบสูงโคราช (วนิดา, 2548)

จากข้อมูลด้านธรณีวิทยาพื้นผิว (Geological map) พบว่าพื้นที่บริเวณที่ราบสูงโคราช ประกอบด้วยกลุ่มหินโคราช (Khorat Group) กระจายตัวครอบคลุมพื้นที่ทั้งหมด ซึ่งเป็นชั้นหินสีแดงมหายุคมีโซโซอิก (Mesozoic) สะสมตัวบนภาคพื้นทวีป (non-marine red beds) เป็นส่วนใหญ่ ประกอบด้วยหินทรายแป้ง หินทราย หินโคลนและหินกรวดมน ความหนาของหินทั้งสิ้นอาจถึง 4,000 เมตร มีอายุตั้งแต่ยุคไทรแอสซิก (Triassic) ตอนปลาย ถึงยุคครีเทเชียส-เทอร์เชียรี (Cretaceous-Tertiary) วางทับอยู่บนพื้นผิวที่เกิดจากการผุกร่อนของหินมหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic) ตอนบน โดยที่ชั้นหินเอียงลาดเล็กน้อยสู้ใจกลางแอ่งโคราชและแอ่งสกลนคร ส่วนด้านตะวันตก ประกอบด้วยกลุ่มหินสระบุรี (Saraburi Group) และกลุ่มหินห้วยหินลาด (Huai Hin Lat) ซึ่งไม่พบบริเวณอื่น ๆ เลย และบริเวณทิศใต้ของที่ราบสูงโคราช มีหินนบะซอลต์ยุคควอเทอร์นารีไหลคลุมกลุ่มหินโคราชเป็นหย่อม ๆ

ผลการสำรวจธรณีฟิสิกส์แบบคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าภายใต้แนวชั้นหินคดโค้งของเทือกเขาภูพาน ประกอบด้วยแอ่งสะสมตะกอนอายุเพอร์เมียน (กลุ่มหินสระบุรี) และไทรแอสซิก (กลุ่มหินกุฉินารายณ์) (วนิดา, 2548) โดยที่การเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนหลักในแอ่งสะสมตะกอนทั้ง 2 แอ่ง (อายุเพอร์เมียนและไทรแอสซิก) ทำให้เกิดแนวชั้นหินคดโค้งทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ส่วนแนวชั้นหินคดโค้งเลย-เพชรบูรณ์วางตัวทิศเหนือ-ใต้ ประกอบด้วยรอยเลื่อนเดิมที่ซับซ้อนมาก (complex structure) และเคลื่อนที่เปลี่ยนทิศทางไปจากเดิม (inversion) ทำให้เกิดแนวคดโค้ง เลย-เพชรบูรณ์

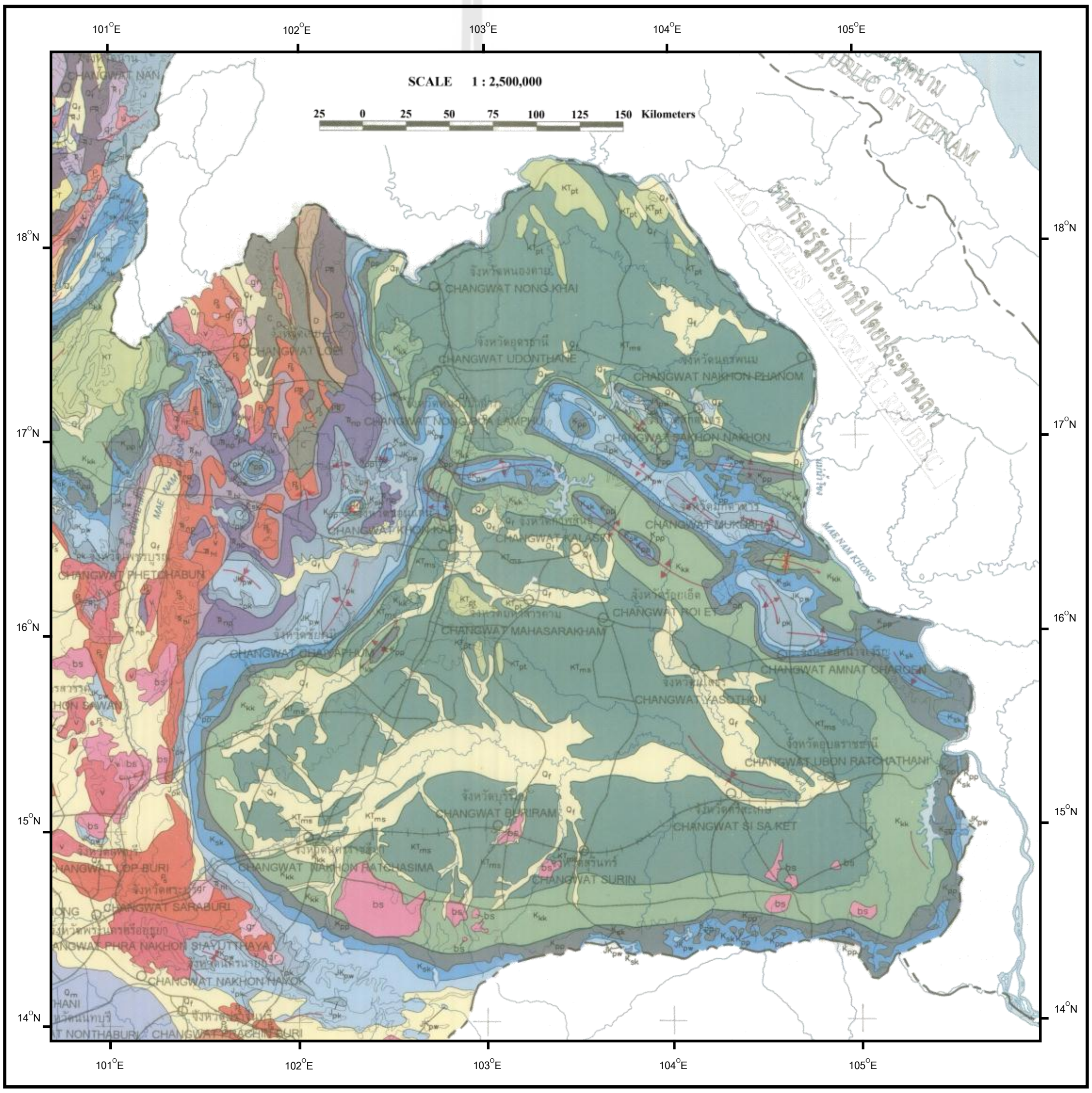
2.1.2 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy)

ธรณีวิทยาโดยทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราชพื้นที่ส่วนใหญ่ถูกปิดทับด้วยหินชั้นของกลุ่มหินโคราช (Khorat Group) ของชั้นหินมหายุคมีโซโซอิก ประกอบด้วย หินทรายแป้ง หินทราย หินโคลน และหินกรวดมน ความหนาของหินทั้งสิ้นอาจถึง 4,000 เมตร มีอายุตั้งแต่อายุไทรแอสซิกตอนปลายถึงยุคครีเทเชียส-เทอร์เชียรี ชั้นหินเอียงลาดเล็กน้อยสู่ใจกลางแอ่งโคราชและแอ่งสกลนคร วางทับอยู่บนพื้นผิวที่เกิดจากการผุกร่อนของหินมหายุคพาลีโอโซอิกซึ่งพบหินโผล่เฉพาะบริเวณขอบเขตที่ราบสูงโคราชทางทิศตะวันตก ส่วนบนสุดของกลุ่มหินโคราชปิดทับโดยหมวดหินมหาสารคามและภูทอกอายุตอนต้นครีเทเชียสถึงตอนกลางอีโอซีน

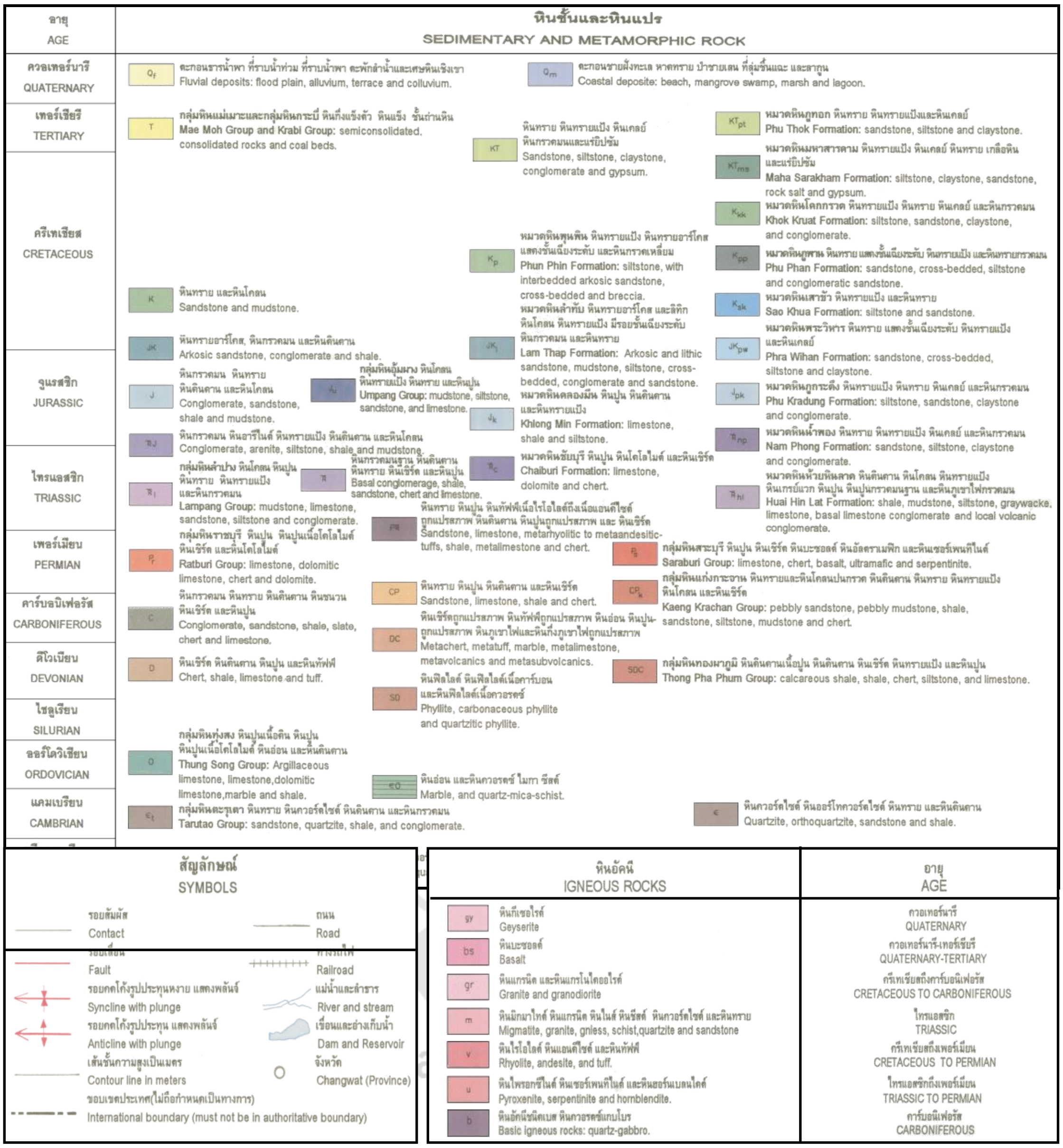
นอกจากนี้ยังพบหมวดหินท่าช้างอายุเทอร์เชียรีตอนปลายวางตัวอยู่ชั้นบนสุด ส่วนบริเวณตอนใต้ของที่ราบสูงโคราช มีหินบะซอลต์ยุคควอเทอร์นารีปิดคลุมในบางพื้นที่

การจำแนกลำดับชั้นหินของการต่อเนื่องของหินชั้นถูกกำหนดให้สัมพันธ์กับลักษณะโครงสร้างและประวัติกระบวนการแปรสัณฐาน (Tectonic History) การลำดับการต่อเนื่องของชั้น

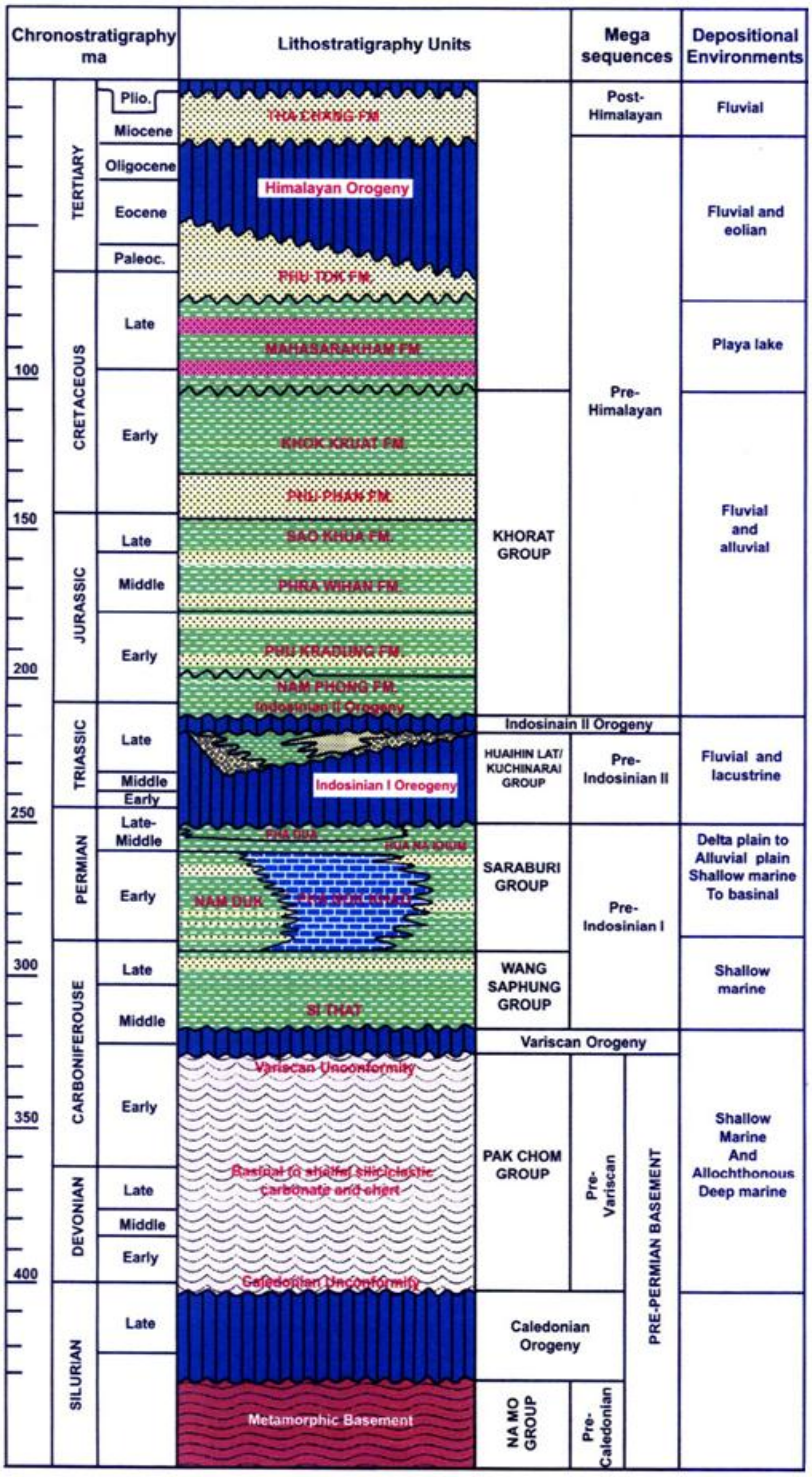
หินในบริเวณที่ราบสูงโคราชมีอายุตั้งแต่มหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic) ถึงมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic) การกำหนดอายุชั้นหินมหายุคพาลีโอโซอิกค่อนข้างถูกต้องเนื่องจากมีสัตว์ทะเลอาศัยอยู่มาก ซึ่งการลำดับการตะกอนตามแนวดิ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงลักษณะความหลากหลายของสภาพแวดล้อมของการตกตะกอนตั้งแต่การตกในทะเลจนถึงการตกตะกอนบนพื้นทวีป (ตั้งแต่ทะเลสาบไปถึงตะกอนแม่น้ำ) ชั้นตะกอนที่ทับถมกันในที่ราบสูงโคราช สามารถแบ่งกลุ่มลำดับการตะกอน โดยการแบ่งอยู่บนพื้นฐานลักษณะความไม่ต่อเนื่องของชั้นหินและอาจอ้างถึงการเปลี่ยนแปลงหน่วยชั้นหินของเปลือกโลก



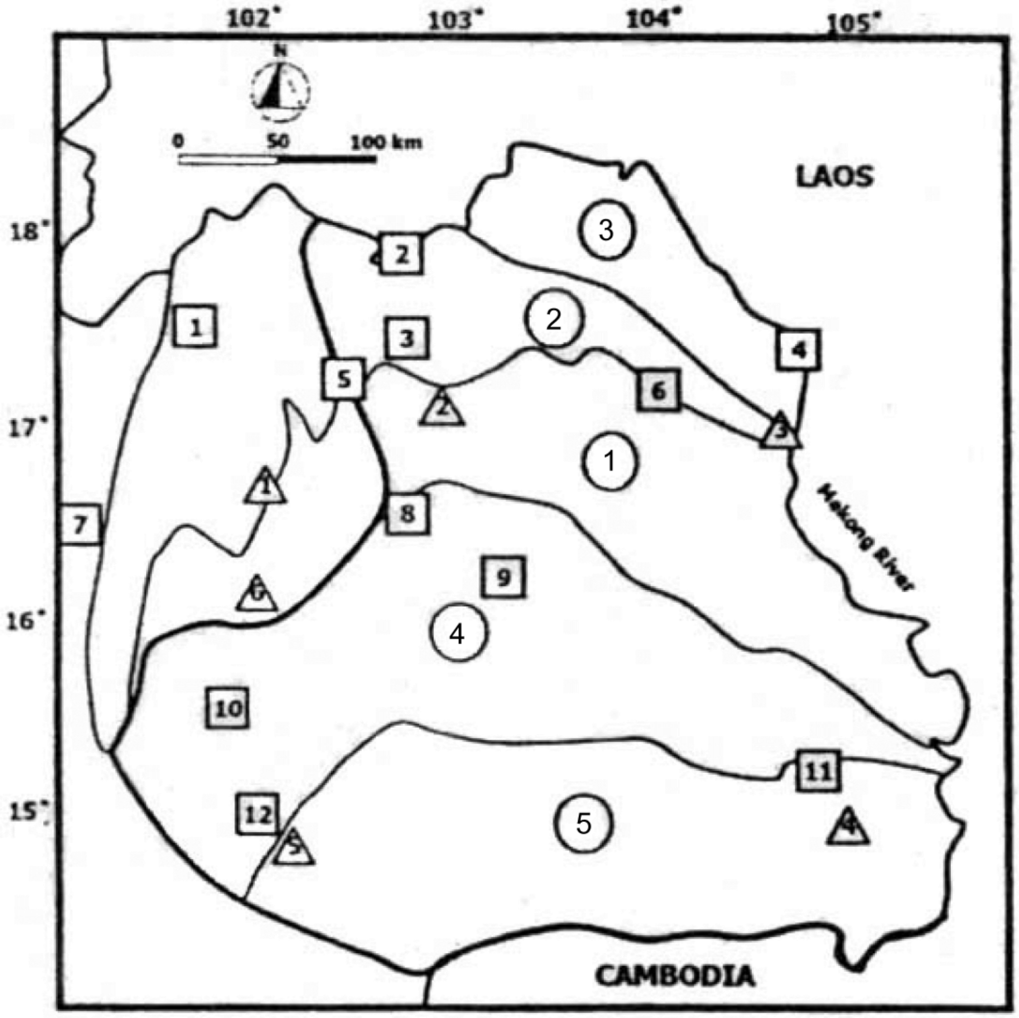
รูปที่ 2.2 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กรมทรัพยากรธรณี, 2530)



รูปที่ 2.3 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กรมทรัพยากรธรณี, 2530) (ต่อ)



รูปที่ 2.4 การลำดับชั้นหินสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และโครงสร้างปิโตรเลียม (สุนทรและนเรศ, 2548)



(1) Petroleum Province : 1.Phu Phan Anticlinorium 2.Nong Khai–Tat Phanom Area 3.Phon Phisai–Nakhon Phanom Area 4.Khon Kaen–Ubon Area 5.Chok Chai–

[1] Changwat/Province : 1.Loei 2.Nong Khai 3.Udon Thani 4.Nakhon Phanom 5.Nong Bua Lamphu 6.Sakon Nakhon 7.Petchabun 8.Khon Kaen 9.Maha Sarakham 10.Chaiyaphum 11.Ubon Ratchathani 12.Nakhon Ratchasima

△1 Amphoe/District : 1.Chum Phae 2.Khoa Saun Kwang 3.Tat Phanom 4.Det Udom 5.Chok Chai 6.Phu Kiew

รูปที่ 2.5 ภูมิภาคปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (นเรศ, 2548)

2.1.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

เพื่อเป็นแนวทางในการสำรวจปิโตรเลียม การศึกษาลักษณะ และคุณสมบัติของชั้นหินที่จะมีคุณสมบัติที่จะเป็นหินต้นกำเนิด (source rocks) หินกักเก็บ (reservoir rock) และหินปิดกั้น (seal) จึงมีความสำคัญมาก และนอกจากนี้ยังต้องศึกษาการพัฒนาการปิโตรเลียม (petroleum maturation) และโครงสร้างกักเก็บ (play types) เพื่อใช้ในการประเมินศักยภาพของพื้นที่โดยการศึกษาคุณสมบัติต่าง ๆ ในชั้นหินและความสัมพันธ์ของการลำดับชั้นหินและผลการศึกษา Petroleum System ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้

1) หินต้นกำเนิด (source rocks)

จากการศึกษาธรณีเคมีของตัวอย่างเศษหินและแท่งหินที่ได้จากการเจาะสำรวจพบว่าในบริเวณที่ราบสูงโคราชมีชั้นหินที่มีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิด ได้แก่

1.1) ชุดหินเพอร์โม-คาร์บอนิเฟอรัส (Permo-Carboniferous rocks) ผลจากการวิเคราะห์ตัวอย่างจากหินชุดหัวนาคำอายุเพอร์เมียนพบว่า มีค่า TOC 0.29-1.59 เปอร์เซ็นต์ ส่วนใหญ่เป็นหินดินดานสะสมตัวบริเวณทะเลตื้น หินปูน และหินดินดานสีเทาชั้นหนาอยู่ตอนบนของชุดหินนี้ยังมีค่า TOC ค่อนข้างสูงประมาณ 0.2-1.0 เปอร์เซ็นต์ มีศักยภาพที่จะเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้ดี

1.2) ชุดหินก่อนกลุ่มหินโคราชอายุไทรแอสซิก (Triassic Pre-Khorat sediments) กลุ่มหินห้วยหินลาดอายุไทรแอสซิกตอนปลายประกอบด้วย หินดินดานสีเทา ดินโคลน และหินปูนที่ตกตะกอนในสภาวะแวดล้อมแบบทะเลสาบ ผลการศึกษาธรณีเคมีของตัวอย่างหินพบว่ามีค่า total organic contant (TOC) ค่อนข้างสูงประมาณ 0.2-5.76 เปอร์เซ็นต์ ค่าหักเหของวิทริไนต์ 0.9-20.52 เปอร์เซ็นต์ และการศึกษาตัวอย่างก๊าซธรรมชาติจากหลุมเจาะดาวเรือง 1 พบว่าหินต้นกำเนิดมาจากชั้นหินดินดานและชั้นถ่านหินที่อยู่ในชุดหิน Permiam Carbonate

1.3) กลุ่มหินโคราช (Khorat group) เป็นชั้นหินที่มีอายุในยุคมีโซโซอิก เกิดจากการสะสมตัวตะกอนท้องน้ำและตะกอนน้ำพา และพบว่ามีชั้นถ่านหินเกิดจากการสะสมตัวของซากพืชและเศษไม้เป็นจำนวนมาก ซึ่งอาจจะมีศักยภาพที่จะเป็นต้นกำเนิดของก๊าซธรรมชาติได้

2) หินกักเก็บ (reservoir rocks)

หินกักเก็บที่สำคัญที่สุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ คือหินโดโลไมต์และหินปูน โดยเฉพาะหินโดโลไมต์ชนิดแสดงแนวชั้นชัดเจน และที่เกิดแบบพืดสาหร่าย เป็นหินที่มีความพรุน

สูงทำให้มีลักษณะเป็นหินกักเก็บที่ดี นอกจากนี้หินทราย น้ำตื้นของ Permian Upper Clastics (Hua Na Kham Formation) หินทราย fluvio-lacustrine ยุคไทรแอสซิกใต้กลุ่มหินโคราช (Hua Hin Lat Formation) หินฐานอายุเก่าที่มีรอยแตก (fractured basement) ตลอดจนหินทรายของหมวดหินน้ำพองและภูกระดึง และหินทรายยุคจูแรสซิกของหมวดหินพระวิหาร มีคุณสมบัติที่จะเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี

2.1) หินกักเก็บยุคเพอร์เมียน (Permian resevoirs) มีคุณลักษณะของหินกักเก็บชนิดคาร์บอเนตมีดังนี้

- หินคาร์บอเนต เกิดสะสมตัวบน platform จากข้อมูลแท่งเจาะหินพบว่าส่วนใหญ่ประกอบด้วยหิน fossiliferous packstone และ grainstone และมี wackestone และ mudstone เป็นส่วนน้อย
- หินคาร์บอเนตดังกล่าว โดยทั่วไปมี porosity และ permeability ต่ำ ค่า porosity อยู่ในช่วง 0 ถึง 18% และมีค่า porosity เฉลี่ยประมาณ 4%
- หินคาร์บอเนตยุคเพอร์เมียนนี้ ถูกทับถมอยู่ในระดับลึกเกิด karstificationหลายขั้นตอนและถูกกัดกร่อนอย่างรุนแรง
- ชนิดหินคาร์บอเนตที่มี mud มาก เช่น mudstone และ wackestone จะมีค่า porosity ที่สูงกว่า ชนิดหินคาร์บอเนตที่มี grain มาก เช่น packstone, grainstone ส่วนหินโดโลไมต์จะมีค่า porosity สูงกว่าหินปูน
- ค่า permeability ของหินคาร์บอเนต โดยทั่วไปขึ้นอยู่กับ microfractures อัตราการไหลสูงของก๊าซในโครงสร้างน้ำพองเกิดจากการมี open microfractures ในหินปูน

2.2) หินกักเก็บยุคไทรแอสซิก (Triassic reservoirs) หินตะกอนยุคไทรแอสซิกทั้งหินดินดานและหินปูนที่เกิดในทะเลสาบ ต่างก็เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดี ส่วนหินกักเก็บประกอบด้วย หินทรายที่เป็น sheet และ shoe-string ที่เกิดจากแม่น้ำ หินทรายนี้มีค่า porosity เพียง 3 ถึง 8% เท่านั้น หิน basal conglomerates ของหินไทรแอสซิกมีศักยภาพในการเป็นหินกักเก็บได้ถ้ามีรอยแตกที่เหมาะสม

2.3) หินกักเก็บหลังยุคไทรแอสซิก (Post-Triassic reservoirs) หินทรายในหมวดหินต่าง ๆ ของกลุ่มหินโคราช มีศักยภาพในการเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมรายละเอียดของหินทรายในหมวดหินต่าง ๆ มีดังนี้

- หินทรายของหมวดหินน้ำพองมีขนาดของ grain เฉลี่ยอยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงปานกลางและมีค่า model porosity เฉลี่ย 4.9% (อยู่ในช่วง 0 ถึง 16.5%)
- หินทรายของหมวดหินภูกระดึง มีขนาดของ grain เฉลี่ยอยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงปานกลางแต่ส่วนใหญ่เม็ดทรายจะมีขนาดละเอียดและมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 1.5-21.0% โดยมีค่าเฉลี่ย 6.4%
- หินทรายของหมวดหินพระวิหาร มี grain อยู่ในช่วงละเอียดจนถึงปานกลาง และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 0-15.5% โดยมีค่าเฉลี่ย 5.9%
- หินทรายของหมวดหินเสาขรัว มี grain ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงละเอียดที่มีแคลไซด์เป็นตัวเชื่อมประสาน และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 4.0 ถึง 19.0% โดยมีค่าเฉลี่ย 11.5%
- หินทรายของหมวดหินภูพาน มีค่าเฉลี่ย grain ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงปานกลาง และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 7.5-14.0% โดยมีค่าเฉลี่ย 10.8%
- หินทรายของหมวดหินโคกกรวด มีขนาด grain ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงละเอียด และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 7.5 ถึง 14.5% โดยมีค่าเฉลี่ย 11.0%
-

3) หินปิดกั้น (seal)

หินปิดกั้นปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้แก่ หินดินดาน หินเคลย์ชั้นหนา แทรกสลับอยู่ในชั้นหินทรายและหินทรายแป้ง พบอยู่ตอนล่างสุดของกลุ่มหินโคราช ชั้นหินปิดกั้นนี้มีลักษณะถูกอัดตัวแน่นและเชื่อมประสานด้วยโคลนเนื้อละเอียด บ่งบอกถึงคุณสมบัติหินปิดกั้นที่ดี นอกจากนี้ในหมวดหินที่อยู่ช่วงล่างของกลุ่มหินโคราช เช่น หมวดหินน้ำพอง และหมวดหินภูกระดึง ประกอบด้วย หิน volcaniclastic sandstone และ conglomerate ซึ่งจับตัวแน่นมากด้วย argillaceous cement ทำให้หินดังกล่าวมี permeability ที่ต่ำมาก ซึ่งทำให้คุณสมบัติเป็นหินปิดกั้นที่ดีอยู่บนหินกักเก็บคาร์บอเนต รวมทั้งหินปูนและหินเนื้อละเอียดอายุเพอร์เมียนบ่งลักษณะเป็นหินปิดกั้นที่ดีด้วย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

4) การกักเก็บ (trap)

โครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมในการกักเก็บปิโตรเลียมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือประกอบด้วย

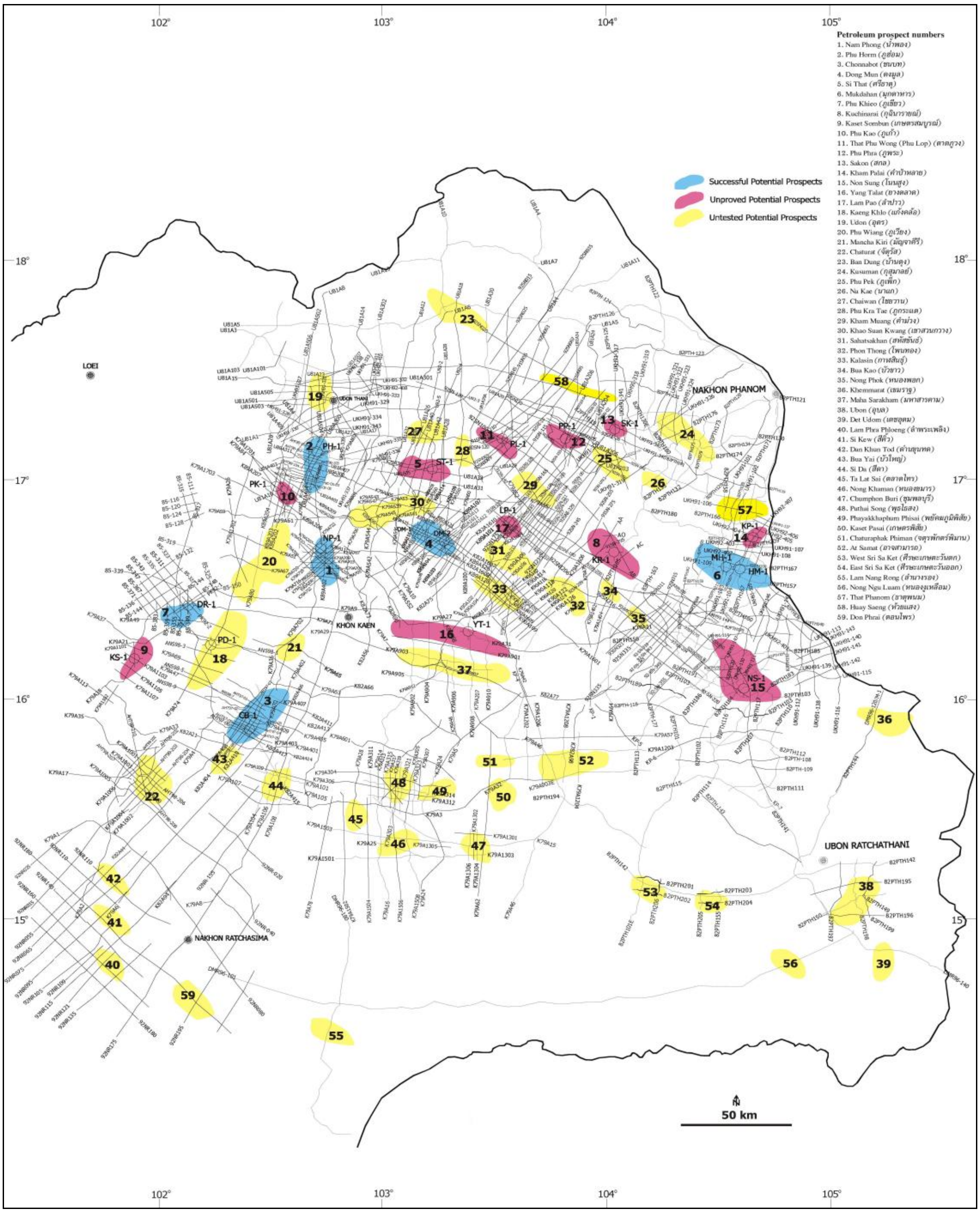
1) รอยผิดวิสัยผิดมุมระหว่างกลุ่มหินสระบุรียุคเพอร์เมียน และกลุ่มหินห้วยหินลาดยุคไทรแอสซิก

2) การกักเก็บในพืดหินปะการังอายุเพอร์เมียน

3) โครงสร้าง half-graben ของหินเพอร์เมียนคาร์บอเนตและหินไทรแอสซิกที่ถูกปิดทับโดยหินโคราช

4) โครงสร้าง anticlines ของหินไทรแอสซิกและหินโคราชที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี่

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



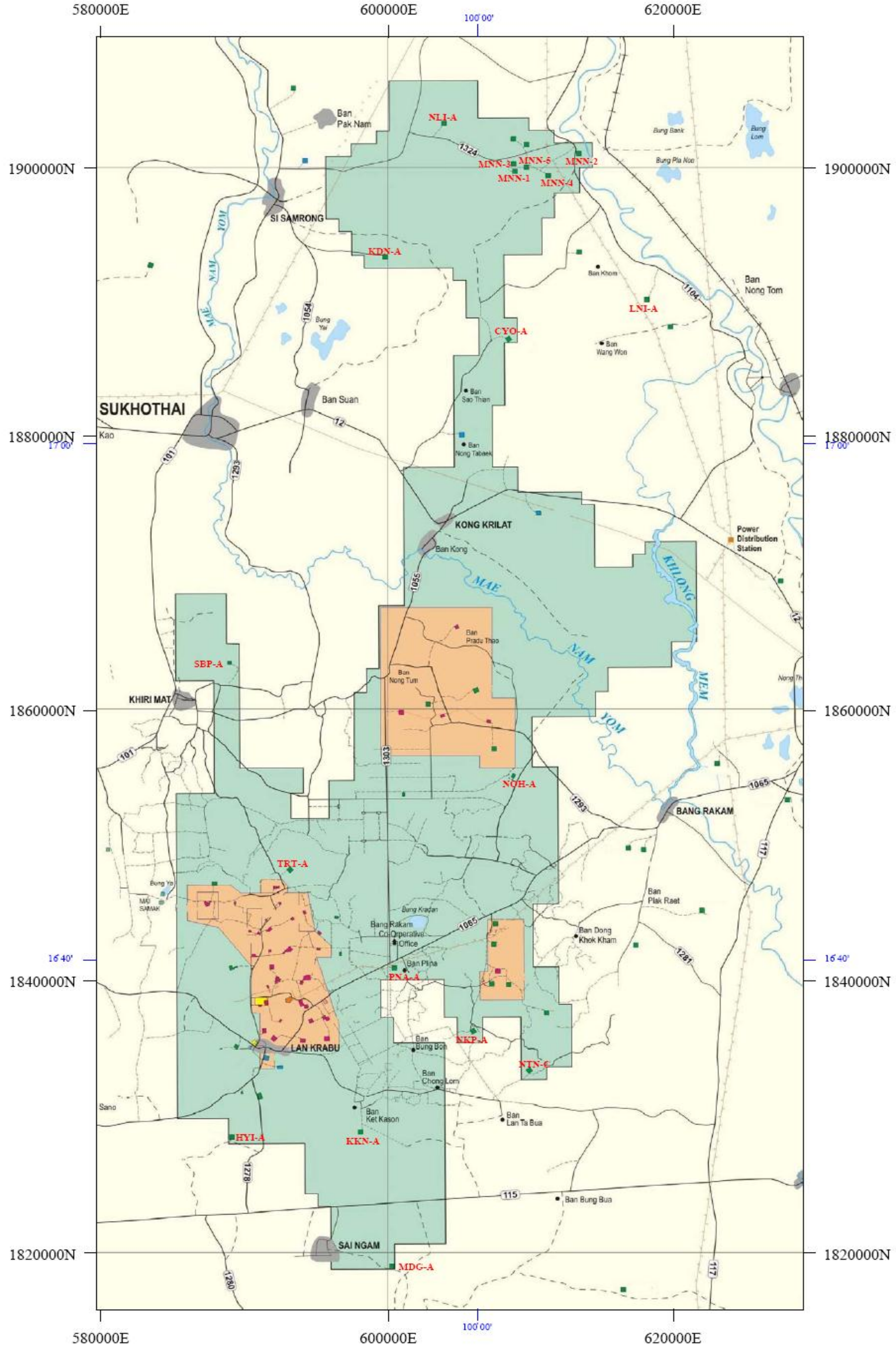
รูปที่ 2.6 แผนที่แสดง Petroleum prospects ของที่ราบสูงโคราช และตำแหน่งเส้นสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (วนิดา, 2550)

2.2 พื้นที่ศึกษาบริเวณภาคกลาง

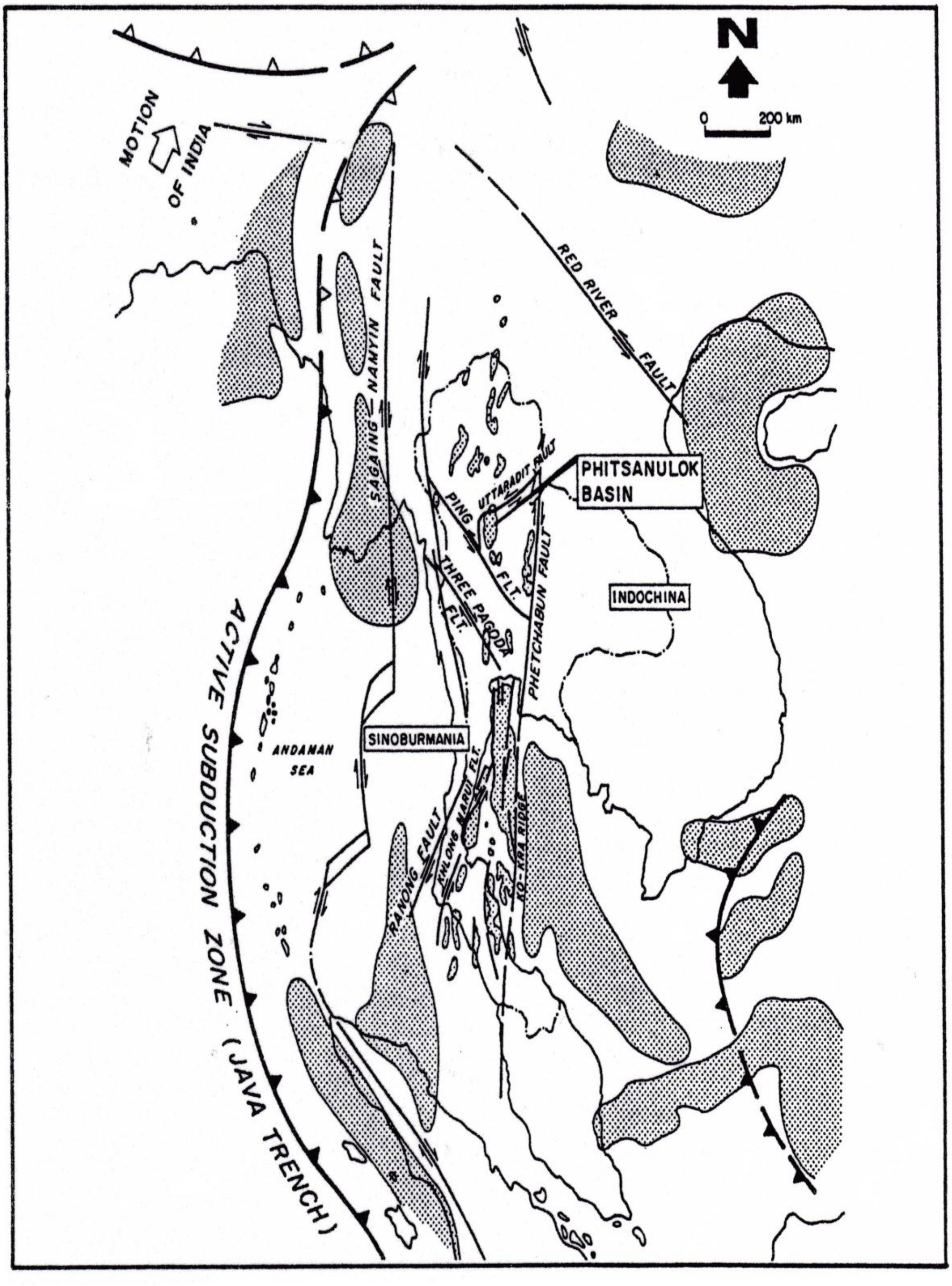
2.2.1 โครงสร้างธรณีวิทยาบริเวณภาคกลาง

จากการปะทะกันของแผ่นอินเดีย และแผ่นเอเชีย ในช่วงการเกิดเทือกเขาหิมาลัย (Himalayan) ในยุคเทอร์เชียรี่ ทำให้แอ่งที่เกิดจาก Extension และ Transtension ขึ้นทั่วไปในบริเวณพื้นที่เอเชียอาคเนย์ แอ่ง เทอร์เชียรี่บนบกของไทยวางตัวอยู่ในแนวเหนือใต้ ซึ่งตรงกับแนวตะเข็บ (Suture zone) ยุคพาลีโอโซอิกตอนปลาย อยู่ระหว่างแผ่นฉาน-ไทย ทางด้านตะวันตก และแผ่นอินโดไชน่า ทางด้านตะวันออก รอยตะเข็บนี้มี reactivation หลังจากกระบวนการเกิดเทือกเขาหิมาลัย ในยุคเทอร์เชียรี่ ทำให้เกิดแอ่งดังกล่าวขึ้นอยู่ภายในระบบรอยเลื่อนตามแนวราบ (Strike – slip fault system)

แอ่งพิษณุโลกจัดได้ว่าเป็นแอ่งบนบกที่ใหญ่ที่สุด เกิดในลักษณะกึ่งกราเบน (Half - graben) ที่ไม่สมมาตร จากการยืดตัวในแนวตะวันตก – ตะวันออก ตามแนวระบบ Western Boundary Fault ซึ่งสัมพันธ์กับการเคลื่อนตัวในแนวราบไปทางด้านซ้าย (Sinistral strike - slip) ของรอยเลื่อนอุตรดิตถ์ และแม่ปิงที่อยู่ด้านตะวันออกของแอ่งล้อมรอบด้วยรอยเลื่อนเพชรบูรณ์ซึ่งเคลื่อนตัวไปทางด้านขวา Western Boundary Fault มีการยืดตัวถึง10 กิโลเมตร มีระยะการเคลื่อนตัว (Throw) ถึง 8 กิโลเมตร การที่มีการทรุดตัวอย่างรวดเร็วนี้ ทำให้อัตราการสะสมตัวของตะกอนสูงถึง 1 เมตร ต่อระยะเวลา 1,000 ปี

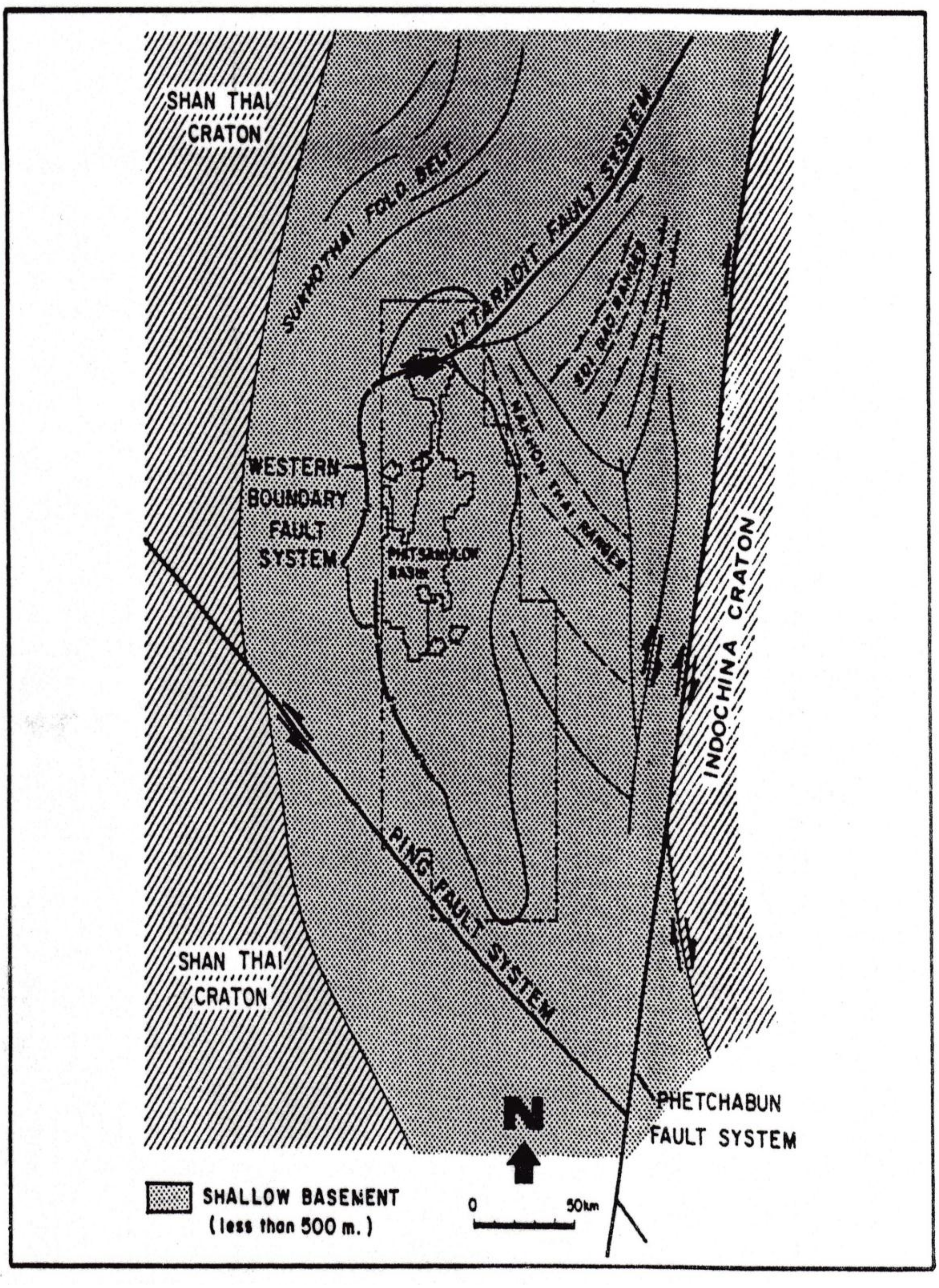


รูปที่ 2.7 แผนที่แสดงบริเวณที่ทำการศึกษา และตำแหน่งหลุมปิโตรเลียม

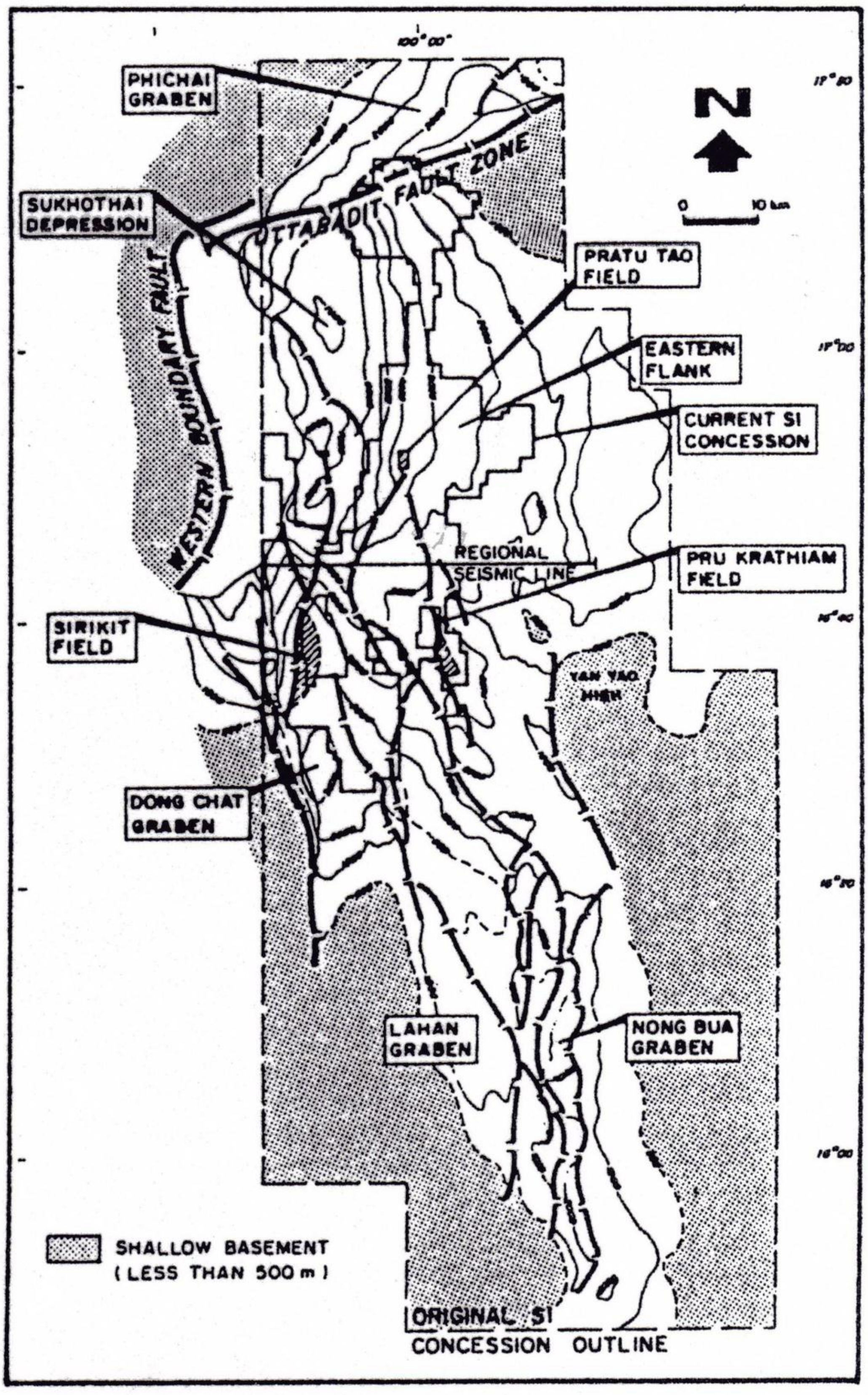


รูปที่ 2.8 แสดงแอ่งเทอร์เชียรี่ของประเทศไทย และลักษณะโครงสร้างใหญ่ของเอเชียอาคเนย์

(After Bal et. Al., 1992)



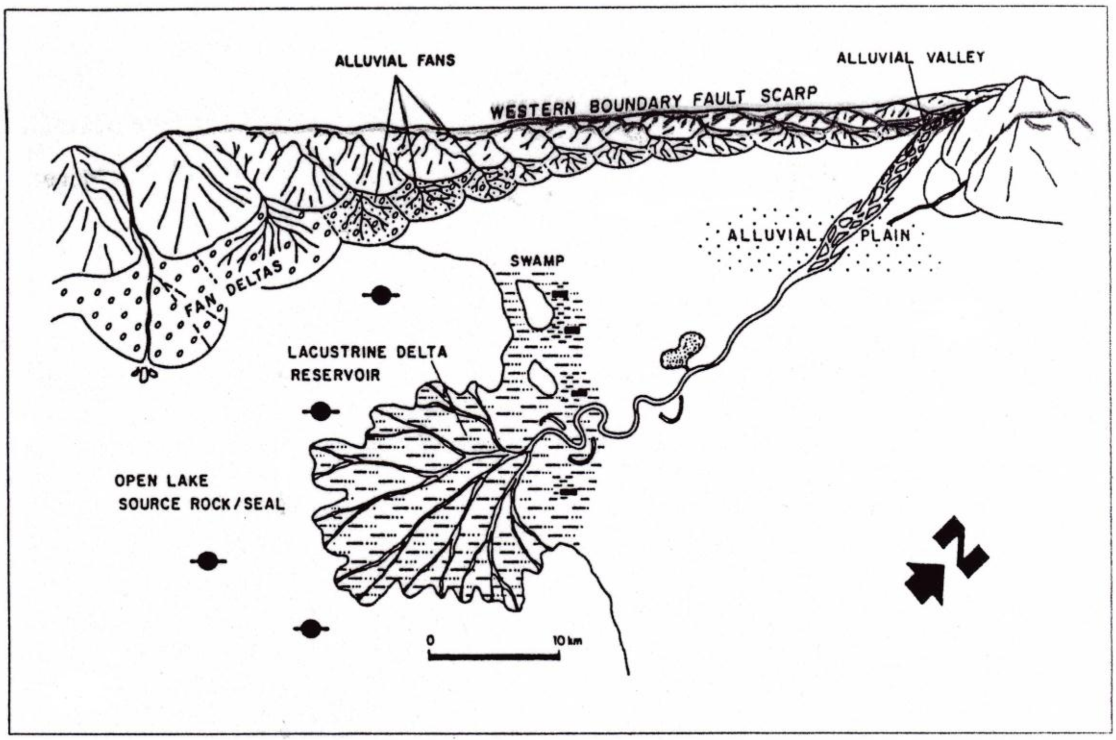
รูปที่ 2.9 แสดงลักษณะโครงสร้างใหญ่ของแอ่งพิษณุโลก (After Bal et. Al., 1992)



รูปที่ 2.10 แสดงลักษณะโครงสร้างของแอ่งพิษณุโลก (After Bal et. Al., 1992)

2.2.2 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy)

บริษัทไทยเชลล์ฯ ได้จำแนกตะกอนอายุเทอร์เชียรี่ ที่สะสมตัวในแอ่งพิษณุโลก พบว่าตะกอนเริ่มสะสมตัวตั้งแต่สมัยโอลิโกซีน (Oligocene) ถึงปัจจุบันสามารถแบ่งได้เป็น 8 หมวดหิน (Bal et. al.,1992) ซึ่งรวมกันเป็นกลุ่มหินพิษณุโลก (Phitsanulok Group) ชั้นหินส่วนใหญ่ซึ่งเป็นหินของ 5 หมวดล่างสุดอยู่ใต้พื้นผิวดิน จึงไม่สามารถศึกษาได้จากหินโผล่เหมือนชั้นหินเทอร์เชียรี่ในแอ่งอื่นๆ เช่น แอ่งแม่สอด ลี้ แม่เมาะ และกระบี่ เป็นต้น เนื่องจากแอ่งเหล่านี้มีการยกตัวขึ้น หมวดหินต่างๆ ของกลุ่มหินพิษณุโลกได้สะสมตัวภายใต้ระบบของแม่น้ำและทะเลสาบ (Fluvio – lacustrine deposit) ซึ่งประกอบไปด้วยสภาพแวดล้อมของการสะสมตะกอน 3 ชนิด Alluvial, Lacustrine – deltaic และ Open – lacustrine ดังได้แสดงไว้ในรูปที่ 2-5 บริเวณใกล้ Western Boundary Fault มีการสะสมตัวของ Alluvial fans และ Fan deltas ลงสู่แอ่ง บริเวณที่ราบลุ่มมีการสะสมตัวของ Fluvial deposits บริเวณปลายแม่น้ำมีการสะสมตัวของ Lacustrine deltas ที่รุกล้ำเข้าสู่ทะเลสาบเปิด ซึ่งเป็นบริเวณกลางแอ่งที่มีการยุบตัวอย่างรวดเร็ว กลุ่มหินพิษณุโลกมีความหนามากถึง 8,000 เมตร หมวดหินต่างๆ มีการเปลี่ยนแปลงลักษณะปรากฏทางด้านข้างและสภาพแวดล้อมของการสะสมตัวของตะกอนเรียงลำดับจากอายุมากไปหาน้อยดังนี้ (รูปที่ 2-6)



รูปที่ 2.11 สภาพแวดล้อมการสะสมตัวของตะกอนยุคเทอร์เชียรี่ในแอ่งพิษณุโลก
(After Bal et. Al., 1992)

1) หมวดหินสาระบบ (Sarabop Formation) หนาประมาณ 1,200 เมตร ประกอบด้วย หินกรวดมน หินโคลน หินทรายมีสีแดง บางช่วงมีสีเทา ซึ่งเกิดจากการทรุดตัวตามแนวรอยเลื่อน Western boundary ในสภาวะแวดล้อมการสะสมตัวแบบ Fan delta

2) หมวดหินหนองบัว (Nong Bua Formation) หนามากถึง 1,000 เมตร ประกอบด้วยหินโคลนและหินทราย สีน้ำตาลแดง ที่เกิดจากการสะสมตัวในที่ราบลุ่มแม่น้ำ (Flood plain) บางช่วงแทรกด้วยหินโคลนสีเทาดำ

3) หมวดหินขอม (Khom Formation) หนาประมาณ 200 เมตร ประกอบด้วย หินกรวดมน หินโคลน หินทราย สีแดง เหมือนกับหมวดหินสาระบบ แต่พบเฉพาะบริเวณด้านตะวันออกของแอ่ง เกิดจากการสะสมตัวแบบ Fan delta

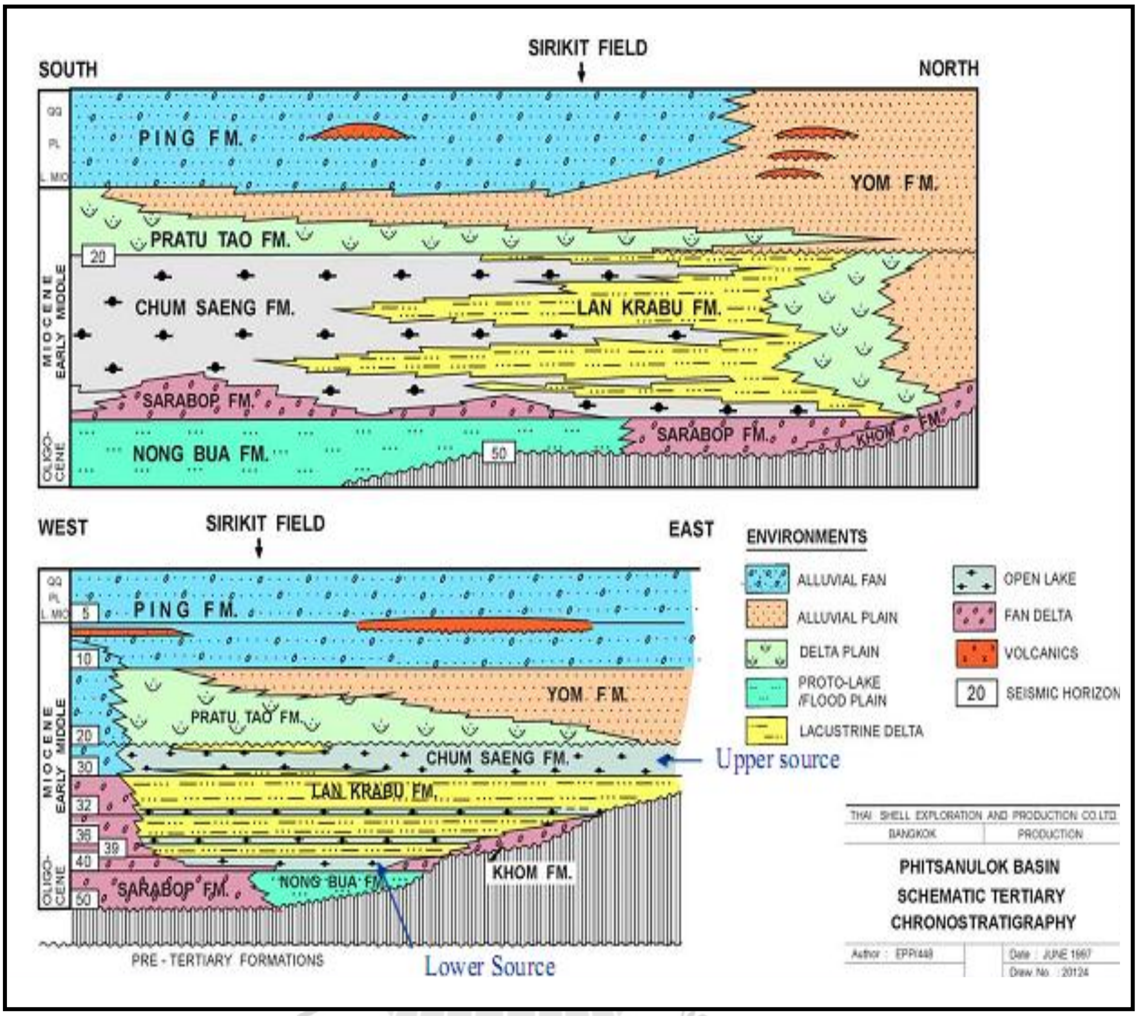
4) หมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) หนามากถึง 2,100 เมตร ประกอบด้วยหินโคลน หินทรายแป้ง หินทราย สีเทา น้ำตาลแดงเป็นส่วนใหญ่ แทรกสลับด้วยชั้นของถ่านหิน เป็นพวกที่เกิดในบริเวณที่แม่น้ำไหลลงสู่ทะเลสาบ หนองน้ำ บางช่วงแทรกด้วยชั้นทรายแม่น้ำ ซึ่งเป็นชั้นที่กักเก็บปิโตรเลียม

5) หมวดหินชุมแสง (Chum Saeng Formation) หนามากถึง 1,000 เมตร ประกอบด้วยหินโคลน สีเทา เทาดำ เกิดสะสมตัวในทะเลสาบน้ำจืด เป็นส่วนใหญ่ แทรกสลับด้วยชั้นของถ่านหิน ซึ่งเป็นหินต้นกำเนิดที่ให้น้ำมันและก๊าซธรรมชาติ

6) หมวดหินประตูเต่า (Pratu Tao Formation) หนาประมาณ 1,400 เมตร เกิดจากการสะสมตัวโดยแม่น้ำ ประกอบด้วยหินโคลนและมีหินทรายแทรกสลับ

7) หมวดหินยม (Yom Formation) หนาประมาณ 1,000 เมตร มีอายุตั้งแต่ Middle Miocene จนถึงปัจจุบัน ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินทรายเม็ดหยาบถึงหยาบมาก มีหินโคลนสีน้ำตาล น้ำตาลแกมแดง พบถ่านหินเล็กน้อย เป็นพวกที่เกิดสะสมตัวตามที่ราบลุ่ม (Alluvial plain)

8) หมวดหินปิง (Ping Formation) หนามากถึง 1,200 เมตร มีอายุตั้งแต่ Late Miocene จนถึงปัจจุบัน ประกอบด้วยชั้นทราย และกรวดเป็นส่วนใหญ่ สลับด้วยดินเหนียว สีน้ำตาลแกมแดง เหลือง พบถ่านหินเล็กน้อย เป็นเป็นพวกที่เกิดสะสมตัวตามที่ลาดเชิงเขาในสภาพแวดล้อมแบบเนินตะกอนน้ำพารูปพัด (Alluvial fan)



รูปที่ 2.12 ลำดับชั้นหินของแอ่งพิษณุโลก (After Nuchanart Garawek, PTTEP 2005)

2.2.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

หินต้นกำเนิด (Source Rock) หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิษณุโลกเกิดในสภาพแวดล้อมเรียงตามความสำคัญจากมากไปน้อยดังนี้ Open lacustrine (Type I), Fluvio – lacustrine (Type II) และ Marginal lacustrine-swamp (Type III) หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีปริมาณมากได้แก่ หินโคลนที่เกิดในทะเลสาบน้ำจืดของหมวดหินชุมแสง หินต้นกำเนิดชุมแสงเป็นชนิด Type I อย่างดี หรือ algal / lacustrine มีความหนารวมทั้งสิ้นมากกว่า 400 เมตร และสามารถให้ Hydrocarbon yields ได้มากถึง 170 กก. / ลบ.ม. และมีค่าเฉลี่ยประมาณ 20-40 กก. / ลบ.ม. ซึ่งแสดงว่าหินต้นกำเนิดในแอ่งพิษณุโลกนี้มีความสมบูรณ์และปริมาตรสูง ส่วนหินโคลน Fluvio – lacustrine ขอบหมวดหินลานกระบือเป็นหินต้นกำเนิดชนิด Type II ซึ่งให้น้ำมันได้บ้างมีความสำคัญด้านปริมาณและคุณภาพน้อยกว่า แต่ยังคงมีศักยภาพ

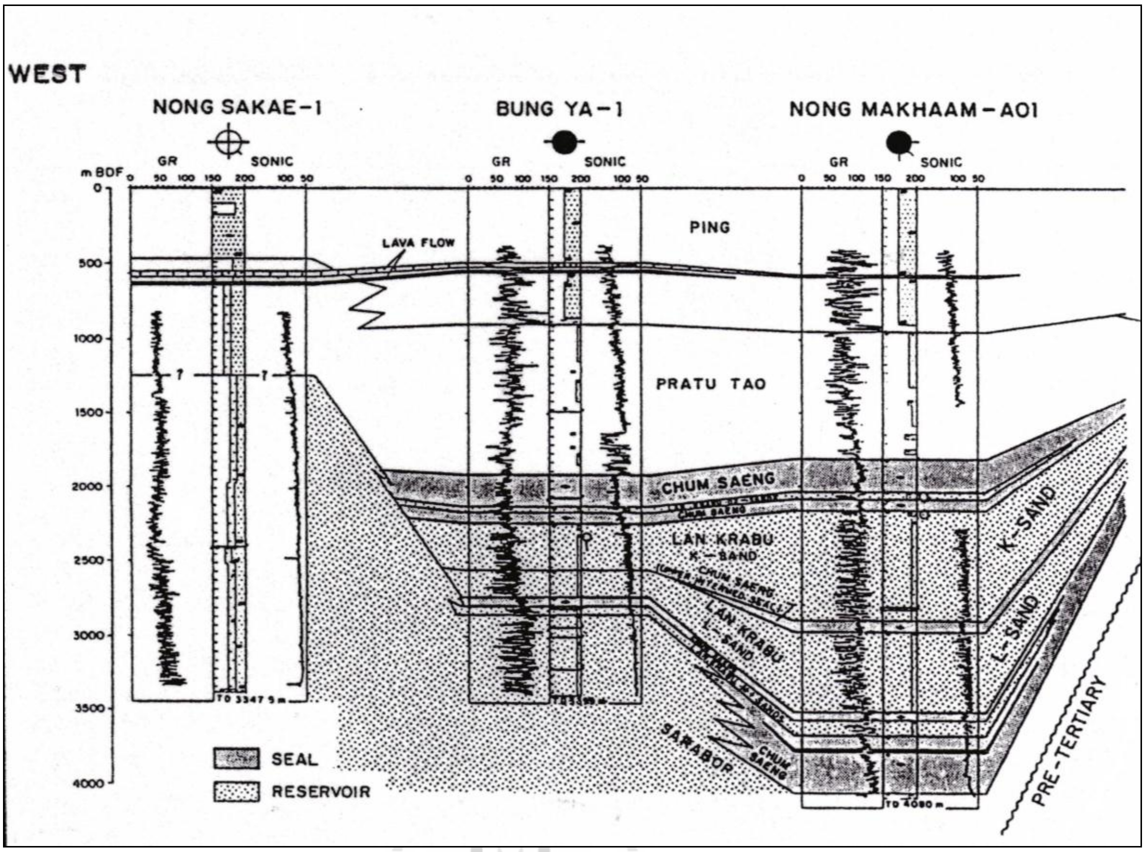
เป็นหินต้นกำเนิดของปิโตรเลียมอยู่ หินโคลนของหมวดหินลานกระบือมีความหนาประมาณ 150 – 300 เมตร และให้ hydrocarbon yield อยู่ในช่วง 20-30 กก. / ลบ.ม.

ส่วนชั้นตะกอนที่เกิดในสภาพแวดล้อม Marginal lacustrine-swamp ที่เป็นหินต้นกำเนิดชนิด Type III (หินต้นกำเนิกที่ให้ก๊าซ) มีปริมาณน้อย และมีความสำคัญน้อยที่สุด

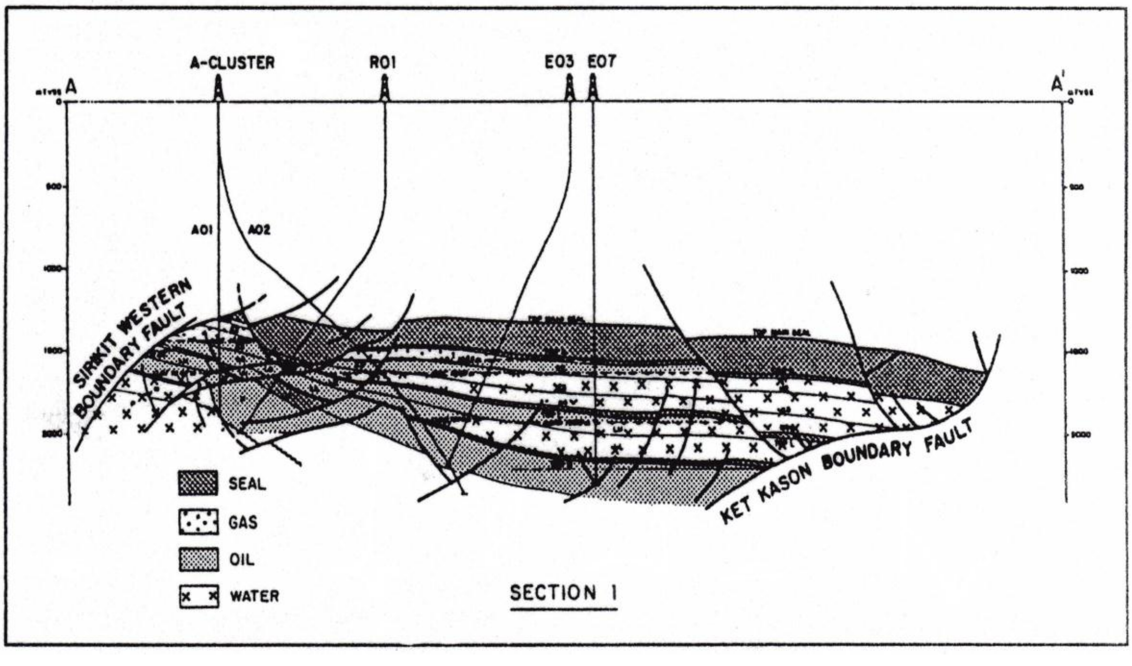
หินต้นกำเนิดที่สุก (Mature source rocks) เกิดอยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่ง ช่วงหินต้นกำเนิดส่วนใหญ่อยู่ในช่วง gas window บริเวณด้านข้างแอ่ง (รูปที่ 2-6) หินต้นกำเนิดส่วนอื่น ๆของแอ่งพิษณุโลกจะยังไม่สุก (Immature) การเคลื่อนไหลของปิโตรเลียมในแอ่งพิษณุโลกส่วนใหญ่ไหลทางด้านราบ การเคลื่อนไหลในแนวดิ่งอาจเกิดขึ้นได้ตามระนาบรอยเลื่อนเมื่อมีการเลื่อนซ้ำ (Reactivated)

หินกักเก็บ (Reservoir Rocks) และหินปิดกั้น (Seal Rocks) ชั้นหิน Fluvio – lacustrine อายุเทอร์เชียรี่ในแอ่งพิษณุโลกมีลักษณะแทรกสลับของหินกักเก็บและหินปิดกั้น หินกักเก็บในบริเวณนี้ได้แก่หินทรายของหมวดหินลานกระบือ ซึ่งมีสภาวะการสะสมตัวแบบดินดอนสามเหลี่ยม (Deltaic) ถูกปิดกั้น (Seal) ด้วยหินโคลนของหมวดหินชุมแสง และจากการเกิดสลับกันของหมวดหินทั้ง 2 หมวด ทำให้มีหินซึ่งกักเก็บน้ำมันได้ถึง 4 ชั้น จากอายุอ่อนไปแก่คือ ชั้น D, K, L และ M โดยชั้น K และ L (รูปที่ 2-8) เป็นชั้นที่สามารถผลิตน้ำมันได้มากที่สุด นอกจากหมวดหินลานกระบือแล้วในปัจจุบัน ผู้รับสัมปทานหันมาสนใจ ชั้นหินที่อยู่ด้านบนคือ หมวดหินประดู่เฒ่า และหมวดหินยมซึ่งสะสมตัวแบบตะกอนทางน้ำ และในปัจจุบันสามารถผลิตน้ำมันดิบได้จากหมวดหินประดู่เฒ่าด้วย

โครงสร้างกักเก็บ (Trap configuration) ระบบรอยเลื่อนที่ซับซ้อนเป็นตัวหลักที่ควบคุมโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมในแอ่งพิษณุโลกโดยแหล่งสิริกิติ์วางตัวอยู่ใน fault block ที่เอียงเทมีขอบเขตล้อมรอบด้วย Sirikit Western Boundary Fault และ Ket Kason Boundary Fault (รูปที่ 2-9) แหล่งสิริกิติ์ ที่อยู่ระหว่างแนวรอยเลื่อน 2 แนวนี้ ถูกตัดด้วยรอยเลื่อน เป็นส่วน ๆ จากการที่ชั้นหินมีการเปลี่ยนแปลงลักษณะปรากฏทางด้านข้างและด้านแนวดิ่ง และการเลื่อนตัวของชั้นหินที่เกิดจากรอยเลื่อนทำให้เกิดโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมได้ การกักเก็บปิโตรเลียมที่มีประสิทธิภาพและได้ปิโตรเลียมที่มีปริมาณมากขึ้นอยู่กับการมีโคลนไปอุดตามระนาบรอยเลื่อน (Fault seal) เพื่อกักเก็บปิโตรเลียม



รูปที่ 2.13 แสดงการสลับของชั้นหินกักเก็บและหินปิดกั้น (After Bal et. Al., 1992)



รูปที่ 2.14 ภาพตัดขวางแสดงลักษณะธรณีวิทยาของแอ่งสิริกิติ์ (After Bal et. Al., 1992)

2.3 พื้นที่ศึกษาบริเวณอ่าวไทย

2.3.1 ธรณีวิยาทั่วไปบริเวณอ่าวไทย

อ่าวไทยเป็นทะเลที่ต่อเนื่องมาจากทะเลจีนใต้ ตั้งอยู่ที่ประมาณละติจูดที่ 6-14 องศาเหนือ และเส้นลองติจูด 94-103 องศาตะวันออก ทางด้านตะวันออกมีอาณาเขตติดต่อกับประเทศกัมพูชา, เวียดนาม และทางด้านใต้ติดต่อกับไหล่ทวีปประเทศมาเลเซีย ส่วนทางด้านตะวันตกถูกล้อมรอบด้วยแหลมไทย-มาเลย์ มีพื้นที่ทั้งหมดประมาณ 202,000 ตารางกิโลเมตร ท้องทะเลอ่าวไทยมีลักษณะเป็น พื้นที่ค่อนข้างเรียบลาดเอียงจากชายฝั่งทะเลไปยังกลางอ่าวไทย และมีระดับความลึกของน้ำทะเลมากที่สุดบริเวณกลางอ่าวประมาณ 80 เมตรตะกอนที่พบบนท้องทะเลส่วนใหญ่เป็นตะกอนยุคควอเทอร์นารีพวกหินโคลน หินทราย และ ทราย เป็นต้น

อ่าวไทยประกอบด้วยแอ่งสะสมตะกอนอายุเทอร์เชียรีจำนวนมากและมีขนาดแตกต่างกัน มีทั้งแอ่งประเภทกราเบน (grabens) หรือ แอ่งกราเบนครึ่งด้าน (half-grabens) วางตัวขนานซึ่งกันและกันในแนวเหนือใต้ โดยมีสันเกาะกระเป็นตัวแบ่งแยกออกเป็น 2 ส่วน คือ แอ่งด้านตะวันตก และแอ่งด้านตะวันออก แอ่งด้านตะวันตกมีประมาณ 10 แอ่ง ในขณะที่ฝั่งตะวันออกมี 2 แอ่งหลัก ๆ คือ แอ่งปัตตานี และแอ่งมาเลย์ แอ่งปัตตานีมีขนาดใหญ่ที่สุดและเป็นแหล่งผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติมากที่สุดในอ่าวไทย โดยแอ่งปัตตานีมีความยาวประมาณ 400 กม. และกว้างประมาณ 100 กม.

2.3.2 ธรณีวิทยาโครงสร้างอ่าวไทย

อ่าวไทยเป็นส่วนหนึ่งของไหล่ทวีปซุนดา (Sunda shelf) บริเวณขอบตะวันออกเฉียงใต้ของแผ่นเปลือกโลกยูเรเชีย (Eurasian craton) ในภูมิภาคได้รับอิทธิพลจากการเคลื่อนที่ของแผ่นเปลือกโลกอินเดีย ออสเตรเลีย และแปซิฟิก (Hall, 2002;Holmes,2004) แอ่งเทอเชียรีในอ่าวไทยเป็นแอ่งแบบ intracratonic ที่มีขอบเขตกั้นด้วยรอยเลื่อนแบบ extension ในแนวเหนือ-ใต้ ซึ่งเป็นผลจากการแยกตัวของเปลือกโลก(comtinental rifting) ซึ่งอาจเกิดในช่วงยุคอีโอซีนตอนปลายจนถึงโอลิโกซีน (Pollachan et. al., 1991; Lacassin et al., 1997; Chantrprasert, 2000) ลักษณะการเกิดและช่วงเวลาในการเกิดแอ่งปัตตานี และแอ่งอื่น ๆ นั้นบางท่านเชื่อว่าอาจเกิดในลักษณะแอ่ง pull apart ที่บริเวณ releasing bend ของรอยเลื่อนหลักแบบ strike-slip ในภูมิภาค (เช่น Polachan and Sattayarak,1989; Tapponier et al., 1986) ในขณะที่บางท่านสนับสนุนทฤษฎีการการเกิดแอ่งเนื่องจาก extension ที่สัมพันธ์กับการมุดตัวของแผ่นเปลือกโลกอินเดีย (subduction rollback หรือ slap-pull) เช่น Achalabhuti and Udom-Agsorn,1978;Jardine, 1997; Moreley,2001; Hall, 1996

ธรณีโครงสร้าง(Tectonic framework) ของอ่าวไทยสามารถอธิบายได้ดังนี้ คือ พื้นที่ทางตอนเหนือของอ่าวไทยจะถูกตัดผ่านโดย รอยเลื่อนใหญ่ 2 แนว คือ ตอนบนจะถูกตัดผ่านโดยรอยเลื่อนเจดีสามองค์ (Tree Pagoda Fault) ซึ่งมีการวางตัวในแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ส่วนทางด้านตะวันตกของอ่าวไทยถูกตัดผ่านด้วย รอยเลื่อน ระนอง-คลองมะรุ่ย (Ranong-Klong Marui Fault) ซึ่งมีแนวการวางตัวทิศตะวันออกเฉียงเหนือ-ตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งการเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนทั้งสองเป็นลักษณะเลื่อนในแนวระดับ (strike-slip fault) แต่รอยเลื่อนทั้งสองแนวมีทิศทางยังเป็นที่ถกเถียงกันอยู่ แต่ Polachan and Sattayarak (1989) เสนอว่าในช่วงที่มีการเกิดอ่าวไทยนั้น รอยเลื่อนที่มีการวางตัวในทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ทิศตะวันออกเฉียงใต้นั้นจะเป็นรอยเลื่อนที่เคลื่อนตัวไปทางขวา (dextral fault) ในขณะที่รอยเลื่อนในอีกแนวหนึ่งนั้น เป็นรอยเลื่อนชนิดที่เคลื่อนตัวไปทางซ้าย (sinistral fault) การเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนทั้งหมดนี้ ทำให้เกิดกลุ่มรอยเลื่อนปกติ (normal fault) ที่วางตัวในแนวทิศเหนือ-ใต้รอยเลื่อน ปกตินี้ทำให้เกิดลุ่มแอ่งและลักษณะโครงสร้างรูปแบบต่าง ๆ ที่พบโดยทั่วไปในอ่าวไทย

นอกจากนี้ลักษณะโครงสร้างที่สำคัญอีกอย่างของอ่าวไทยคือ การที่อ่าวไทยถูกแบ่งเป็น 2 ส่วนเกือบเท่ากันโดยแนวสันเขาเกาะกระ (Ko Kra Ridge) ซึ่งทำให้ได้อ่าวไทยตะวันออกกับอ่าวไทยตะวันตก โดยอ่าวไทยตะวันออกประกอบด้วยแอ่งตะกอนขนาดใหญ่ 2 แอ่ง คือ แอ่งปัตตานี และแอ่งมาเลย์ในขณะที่อ่าวไทยตะวันตกประกอบด้วย แอ่งย่อย 10 แอ่ง คือ แอ่งสาคร แอ่งปากน้ำ แอ่งหัวหิน แอ่งประจวบ แอ่งตะวันตก แอ่งตะวันตกเหนือ แอ่งกระ แอ่งชุมพร แอ่งนคร และแอ่งสงขลา

2.3.3 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy)

แอ่งอายุซีโนโซอิกในอ่าวไทยมีตะกอนสะสมตัวอยู่หนาถึงประมาณ 8 กิโลเมตร ลักษณะเด่นเป็นพวกตะกอนแผ่นดิน (continental) และทะเลตื้น (shallow marine) มีอายุในช่วงอีโอซีนจนถึงปัจจุบัน (Chonchawalit,1993) ตะกอนอายุแกที่สุดที่มีการเจาะหลุมลงไปอยู่ในช่วงโอลิโกซีน หินตะกอนที่พบในอ่าวไทยส่วนใหญ่เป็นหินทราย หินโคลน และถ่านหิน ซึ่ง Woollands and Haw (1976) ได้แบ่งชุดตะกอนในอ่าวไทยออกเป็น 3 วงจร โดย 2 วงจรแรกจะเป็นตะกอนที่สะสมตัวช่วงน้ำทะเลถดถอย (regressive sequences) ช่วงอายุโอลิโกซีนถึงไมโอซีนตอนกลาง ในสภาพแวดล้อมแบบทางน้ำและทะเลสาบ (fluvial and lacustrine) ตะกอนชุดนี้วางตัวแบบไม่ต่อเนื่องละถูกทับด้วยตะกอนที่สะสมตัวในช่วงน้ำทะเลสูงขึ้น (transgressive sequence) ช่วงอายุปลายไมโอซีนถึงปัจจุบัน ในสภาพแวดล้อมแบบชายเลน (mangrove swamp) ทะเลน้ำตื้น จนถึงในทะเล

จากการศึกษาการเรียงลำดับชั้นหินในอ่าวไทย (stratigraphy of the gulf of Thailand) อย่างกว้างขวางทำให้พบว่าชั้นหินในอ่าวไทยสามารถแบ่งหินออกได้เป็น 2 ชุดใหญ่ ๆ ด้วยกันคือ ผลจากการแปลความหมาย สามารถแบ่งชั้นหินเป็น 6 ชั้น โดยอาศัยลักษณะของคลื่นและข้อมูลบางส่วนจากหลุมเจาะสนธยา และหลุมเจาะมยุรา การลำดับชั้นหิน ลักษณะของหิน และช่วงอายุของชั้นหินทั้ง 6 ชั้น อ้างอิงจากเอกสารตีพิมพ์ต่าง ๆ (เช่น Jardine, 1997; Lockharf et al., 1997; Lian and Bradley, 1986; Pollachan et al., 1989) การลำดับชั้นหินจากคลื่นไหวสะเทือนในพื้นที่ศึกษาแบ่งเป็นหินฐาน (อายุก่อนเทอร์เชียรี่), ชั้นหิน E1 (อายุอีโอซีน-โอลิโกซีน), ชั้นหิน U1 (อายุไมโอซีนตอนล่างถึงตอนกลาง), ชั้นหิน U2 (อายุไมโอซีนตอนกลาง), ชั้นหิน U3 (อายุปลายไมโอซีน) และชั้นหิน U4 (อายุไมโอซีนถึงปัจจุบัน) ชั้นหินดังกล่าวมีลักษณะเฉพาะของคลื่นไหวสะเทือน ดังนี้

1) ชั้นหินพื้นฐานอายุก่อนยุคเทอร์เชียรี่

หินชุดนี้เป็นชั้นหินพื้นฐาน (Basement) ซึ่งในบางพื้นที่ในอ่าวไทยจะพบว่ามีความแตกต่างกันทั้งอายุและชนิดของหิน เช่น บางพื้นที่จะพบ ชั้นหินปูนที่มีอายุเพอร์เมียน หินแกรนิตอายุครีเทเชียส ชั้นหินคาร์บอนเนตอายุมีโซโซอิก หินเมตาคลาสติกอายุพาลีโอโซอิก หินเหล่านี้จะถูกทับโดยหินยุคเทอร์เชียรีไม่ต่อเนื่อง

2) ชั้นหินยุคเทอร์เชียรี

หินยุคเทอร์เชียรีนี้ประกอบด้วยหินตะกอน จากการศึกษาการเรียงลำดับชั้นหินที่ได้เคยทำกันมาแล้วที่ จะเห็นว่า Woodland and Haw (1976) ได้ทำการแบ่งชั้นหินออกเป็น 3 วัฏจักร โดยสัมพันธ์กับการเปลี่ยนแปลงของระดับน้ำทะเล ในขณะที่ Lian and bradly (1986) และ Polachan et al.,(1991) ได้ทำการแบ่งชั้นหินยุคเทอร์เชียรีออกเป็น 4 หน่วยหินโดยอาศัยอายุของการลำดับชั้นหิน ส่วน Chinabunchorn et al. (1989) ได้แบ่งชุดหินชุดนี้ออกเป็น 2 ลักษณะโดยอาศัยหลักฐานทางธรณีวิทยาสัณฐาน (geotectonics or tectonics)

สำหรับการเรียงลำดับหินยุคเทอร์เชียรี่ชุดนี้ บริษัทยูโนแคล ไทยแลนด์ จำกัด ได้ทำการศึกษาในแอ่งปัตตานีโดยอาศัยข้อมูลทั้งคลื่นไหวสะเทือนและข้อมูลหลุมเจาะปิโตรเลียม ทำให้แบ่งออกได้เป็น 5 หน่วยหิน ดังนี้

หน่วยหินที่ 1 ชั้นหินสมัยโอลิโกซีน

เป็นพวกที่ตกตะกอนสะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบทะเลสาบและตะกอนน้ำพา หินส่วนใหญ่เป็นหินโคลน หินดินดานสีเทาดำ และพบตะกอนดินถล่มใต้น้ำรูปพัด(Submarine fan) หน่วยหินนี้วางอยู่บนชุดหินอายุก่อนเทอร์เชียรี แบบไม่ต่อเนื่อง (Unconformable contact)

ซึ่งประกอบด้วยหินทรายและหินดินดานที่สะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบ fluvial, alluvial และ floodplain หินทราย ประกอบด้วยตะกอนทรายละเอียดจนถึงหยาบมีการจัดเรียงตะกอนจากหยาบไปละเอียดจากล่างขึ้นบน แสดงลักษณะตะกอนทางน้ำ และถูกปิดทับด้วยชั้นหินดินดานสีน้ำตาลเทาชั้นหิน E1 อาจเทียบได้กับตะกอนอายุอีโอซีนที่พบในแอ่งกระบี่ (บนบก) และบริเวณภาคใต้ของไทย (Benammi et al., 2001) เป็นตะกอน syn-rift อายุแก่ที่สุดในแอ่งปัตตานี (Bustin and Chonchawalit, 1995)

หน่วยหินที่ 2 ชั้นหินสมัยไมโอซีนตอนต้น

เป็นพวกที่ตกตะกอนสะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบที่ราบลุ่มน้ำท่วมถึงรวมถึที่ราบลุ่มดินดอนสามเหลี่ยม ชั้นหินหน่วยนี้ประกอบด้วย หินโคลน หินดินดาน แทรกสลับกับหินทรายแป้ง หินทรายที่มีขนาดละเอียด จนถึงหยาบ นอกจากนี้ยังเป็นชั้นหินที่มีหลาก สี (varicoloured) เช่น สีน้ำตาล สีแดง สีเทา เป็นต้น และพบถ่านหินบ้าง ชั้นหินหน่วยนี้วางตัวบนหินหน่วยแรกแบบไม่ต่อเนื่อง (Mid-Tertiary Unxomformity, MTU)

หน่วยหินที่ 3 ชั้นหินสมัยไมโอซีนตอนกลาง

เป็นพวกที่ตกตะกอนสะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบทะเลสาบน้ำเค็ม ส่วนใหญ่ชั้นหินเป็นพวกหินโคลน หินดินดานสีเทา สีเทาเขียว และถ่านหิน นอกจากนี้ยังพบ หินทราย หินทรายแป้ง ตลอดจน หินปูน

หน่วยหินที่ 4 ชั้นหินสมัยไมโอซีนตอนกลางจนถึงไมโอซีนตอนปลาย

เป็นพวกตะกอนที่ตกสะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบที่ราบน้ำท่วม ประกอบด้วยหินทราย ขนาดละเอียด ถึงละเอียดมาก แทรกสลับกับหินโคลน หินทรายแป้ง หินตะกอนชุดนี้เป็นหินตะกอนหลากสี เช่น สีน้ำตาลแดง สีเหลือง สีม่วง สีเทา เป็นต้น แต่ส่วนใหญ่มักจะเป็นสีแดงหรือน้ำตาลแดง พบไพไรต์ และหินปูนบ้าง แต่มักไม่พบถ่านหิน ลักษณะของคลื่นแสดงถึงชั้นหินตะกอนที่วางตัวขนานหรือเกือบขนานกัน มีความถี่คลื่นสูงมีความสูงของคลื่นมาก ลักษณะชั้นหินเป็นชั้นบางๆ แสดงรอยชั้นไม่ต่อเนื่องทั้งในส่วนบนสุดและล่างสุดของชั้น รอยชั้นความไม่ต่อเนื่องส่วนใหญ่เกิดในช่วงอายุกลางยุคไมโอซีน (Mid-Miocene Unconformity) ซึ่งบ่งบอกถึงการสิ้นสุดของการเกิด extension ช่วงที่สองรอยชั้นความไม่ต่อเนื่องช่วงกลางยุคไมโอซีนนี้สัมพันธ์กับการชนกันของ Palawan-Borneo และการสิ้นสุดการเปิดกว้างของทะเลจีนใต้ ซึ่งเป็นเหตุการณ์ทาง Tectonic ที่สำคัญในภูมิภาคเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (Jardine, 1997) ชั้นหิน U2 เป็นตะกอนที่สะสมตัวในสภาพแวดล้อมแบบ marginal marine, lagoonal และ fluvial flootplain

หน่วยหินที่ 5 หินสมัยไมโอซีนตอนปลายถึงปัจจุบัน

เป็นพวกที่ตกตะกอนสะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบที่ราบลุ่มน้ำท่วมถึง จนถึงในทะเล ชั้นหินหน่วยนี้วางตัวแบบไม่ต่อเนื่องกับชั้นหินหน่วยที่ 4 (Mid-Miocene Unconformity, MMU) ส่วนใหญ่ประกอบด้วย หินโคลน หินดินดาน สีเทา สีดำ และพบไพไรต์ ถ่านหินและหินปูนอยู่ทั่วไป ส่วนหินทรายพบบ้างปะปราย

ชั้นหิน U3 (อายุปลายยุคไมโอซีน)

ลักษณะของคลื่นกึ่งต่อเนื่อง มีความถี่สูง ความสูงคลื่นมาก คลื่นวางตัวขนานกันและขนานกับส่วนบนของชั้นหิน U2 อย่างไรก็ตามลักษณะคลื่นแสดงถึงการถูกตัดผ่านโดยรอยเลื่อนขนาดเล็ก ๆ ที่ต่อเนื่องมาจากชั้นหิน U1 และ U2 ชั้นหิน U3 บ่งบอกถึงตะกอนที่สะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบ delta plain จนถึง marginal marine ชั้นหินที่มีลักษณะเด่นที่มีชั้นถ่านหินแทรกสลับอยู่

ชั้นหิน U4 (อายุปลายยุคไมโอซีน-ปัจจุบัน)

ลักษณะของคลื่นมีความต่อเนื่อง มีความถี่และความสูงของคลื่นมาก คลื่นมีลักษณะ ขนานกันและวางตัวค่อนข้างอยู่ในแนวราบ บ่งบอกถึงการสะสมตัวของตะกอนในยุคปัจจุบัน ชั้นหิน U4 แสดงถึงสภาพแวดล้อมการสะสมตัวของตะกอนในบริเวณ marginal marine จนถึง open marine

2.3.4 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

อ่าวไทยซึ่งติดต่อ และอยู่ทางตะวันตกของทะเลจีนตอนใต้ เป็นแนวที่ต่อมาจากที่ราบภาคกลาง มีการสะสมตัวของชั้นตะกอนในสภาวะที่เป็นน้ำจืด ตั้งแต่สมัยโอลิโกซีน เป็นต้นมา ชั้นตะกอนหนาถึง 8,000 เมตร หรือมากกว่านั้นเพราะยังไม่มีการเจาะทะลุถึงชั้นล่างสุด นอกจากนั้นใต้บริเวณอ่าวไทยปรากฏค่าความร้อนจากใต้พิภพสูงกว่าปกติ จากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ และการเจาะสำรวจพบรอยเลื่อนในแนวเหนือใต้ ซึ่งเคลื่อนตัวตลอดเวลาระหว่างการสะสมตัวของตะกอน มีการทรุดตัว (rifting) ตั่งฉากกับแนวรอยเลื่อนปกติเหล่านี้ แต่เกี่ยวพันและสืบทอดมากับแนวจุดออนของแนวเลื่อนเจดีย์สามองค์ (sinistral Three Pagoda Fault Zone) ซึ่งวางตัวในแนวตะวันตกเฉียงเหนือ และกำเนิดตั้งแต่มหายุคมีโซโซอิก หลักฐานของการเกิดธรณีสัณฐานแบบแยก (extension tectonics) ซึ่งก่อให้เกิดอ่าวไทย เห็นได้จาก ฮอรสต์ และกราเบน (horst and graben) ตลอดทิวเขาภาคเหนือและตะวันตก ที่ราบภาคกลางและทางเหนือขึ้นไปอีกในประเทศพม่า และประเทศลาวเป็นต้น

รอยเลื่อนเหล่านี้อาจเกี่ยวข้องกันการยกตัวของภูเขา และพื้นที่ข้างเคียง และตามด้วยการยกตัวของ หินควอเทอร์นารี ขึ้นมาอยู่ในระดับสูง ซึ่งอาจแสดงถึงการยกตัวอย่างรวดเร็วในยุคควอ-เทอร์นารี ในบริเวณอ่าวไทยประกอบด้วย แอ่งสะสมตัวของหินซึ่งเกิดขึ้นระหว่างปลายยุคครีเทเชียส-เทอร์เชียรี โดยมีการเลื่อนเป็นบล็อกในแนวเหนือใต้ เนื่องจากอิทธิพลการเคลื่อนตัวของแผ่นเปลือกโลกอินเดียชนกับแผ่นเปลือกโลกยูเรเซีย เป็นเหตุให้แผ่นดินส่วนกลางของประเทศบริเวณอ่าวไทยเปิดกว้างมากขึ้นตามลำดับ ตั้งแต่สมัยโอลิโกซีนเป็นต้นมา แอ่งเทอร์เชียรีในอ่าวไทย แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนตอนเหนือของอ่าว ประกอบด้วยแอ่งปัตตานี (Pattani trough) ซึ่งเป็นแอ่งใหญ่สุด ลักษณะยาวรี วางตัวแนวเหนือ – ใต้ มีความกว้างประมาณ 70 กิโลเมตร และยาวประมาณ 400 กิโลเมตร มีชั้นหินยุคเทอร์เชียรีหนาประมาณ 8,000 เมตร วางตัวแบบรอยชั้นไม่ต่อเนื่องอยู่บนหินแกรนิตยุคครีเทเชียส และหินแปรมหายุคพาลีโอโซอิก โดยตะกอนที่สะสมตัวช่วงสมัยโอลิโกซีน นั้นเกิดในสภาวะที่เป็นทะเลสาบ และช่วงสมัยไมโอซีนเกิดการสะสมตัวตามทางน้ำ และบริเวณสามเหลี่ยมปากแม่น้ำ แอ่งปัตตานี ประกอบด้วยแอ่งย่อยหลาย ๆ แอ่ง อาทิ แอ่งเอราวัณ แอ่งปลาทอง แอ่งไพลิน และแอ่งบรรณพต เป็นต้น สำหรับแอ่งบริเวณอ่าวไทยตอนใต้ (ตอนเหนือของแอ่งมาเลย์) เป็นแอ่งเทอร์เชียรีขยาดใหญ่ครอบคลุมพื้นที่เขตแดนไทยและทางตอนเหนือของมาเลเซีย ลักษณะของแอ่งเป็นรูปยาวรีวางตัวในแนวตะวันตกเฉียงเหนือ – ตะวันออกเฉียงใต้ อยู่เยื้องไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของแอ่งปัตตานี มีการสะสมตะกอนในสภาวะแวดล้อมเช่นเดียวกับแอ่งปัตตานี และมีความหนาถึง 8,000 เมตรเช่นกัน ประกอบด้วยแอ่งย่อยต่าง ๆ อาทิ แอ่งบงกช แอ่งบุษบง และแอ่งต้นสัก เป็นต้น อนึ่ง ทางด้านตะวันตกของอ่าวไทยใกล้จังหวัดชุมพร ยังมีแอ่งเทอร์เชียรีขนาดย่อมอีกแห่งหนึ่งคือแอ่งชุมพรมีหินเทอร์เชียรีหนาประมาณ 4,000 – 5,000 เมตร แอ่งเทอร์เชียรีในอ่าวไทยเป็นแหล่งทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดินที่สำคัญของประเทศ

บทที่ 3
แนวทางการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม
(Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect)

3.1 บทนำ

หน่วยงาน CCOP (The Coordinating Committee for Coastal and offshore Geosciences Programmers in East and Southeast Asia) ประกอบด้วยประเทศสมาชิกจำนวน 11 ประเทศในเอเชีย คือ กัมพูชา จีน อินโดนีเซีย ญี่ปุ่น มาเลเซีย ปาปัวนิวกินี ฟิลิปปินส์ เกาหลีใต้ สิงคโปร์ ไทย และเวียดนาม โดยได้รับความช่วยเหลือจาก NPD (The Norwegian Petroleum Directorate) จากประเทศนอร์เวย์ และคณะทำงานได้จัดทำเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม (The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect) ในเดือนกรกฎาคม ค.ศ. 2000 และได้จัดทำเอกสารวิชาการเผยแพร่โดยทั่วไป

จุดประสงค์ของการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม คือ การประเมินความน่าจะเป็น (probability) ของการค้นพบปิโตรเลียมก่อนการเจาะสำรวจโดยอาศัยข้อมูลแผนที่แสดงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม การประเมินความเสี่ยงของการสำรวจปิโตรเลียมมีความสำคัญไม่เฉพาะในระดับเป้าหวัง (prospect) แต่ยังรวมถึงในระดับเป้ากักเก็บ (play) อีกด้วย ค่าความน่าจะเป็นของการค้นพบปิโตรเลียมจะถูกนำมาใช้ทั้งในการคำนวณมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของแหล่งกักเก็บ และยังเป็นปัจจัยสำคัญของการประเมินทรัพยากรที่ยังไม่ถูกค้นพบในพื้นที่หนึ่ง ๆ ในการประเมินศักยภาพระดับเป้ากักเก็บ

เกณฑ์การประเมินความเสี่ยงที่จัดทำโดย CCOP จัดทำขึ้นเพื่อช่วยให้การวิเคราะห์ความเสี่ยงตรงกัน และมีความชัดเจนมากขึ้น เมื่อทำการประเมินความเสี่ยงในระดับเป้าหวังหรือเป้ากักเก็บ โดยใช้วิธีการคำนวณ เช่น การคำนวณแบบ Monte Carlo หรือการคำนวณในรูปแบบทางสถิติ (stochastic) เกณฑ์การประมินนี้ได้เสนอวิธีการโดยทั่ว ๆ ไปในการประเมินความเสี่ยง แต่บางครั้งการปรับเปลี่ยนแนวทางการประเมินจะสัมพันธ์กับลักษณะทางธรณีวิทยาในบริเวณมที่การศึกษา หรือตามหลักการที่ต้องการก็สามารถทำได้

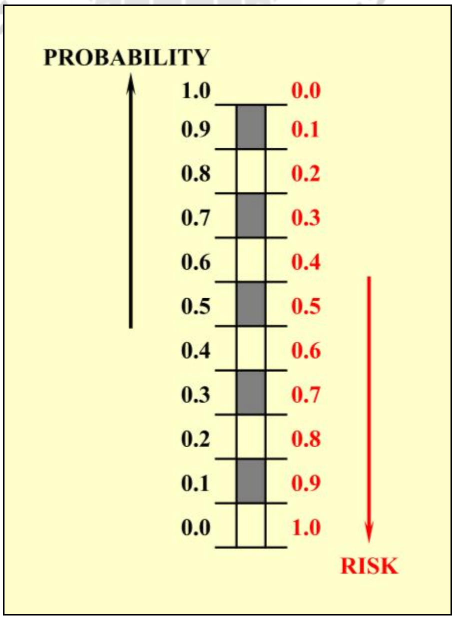
การประเมินความเสี่ยงทางธรณีวิทยามีความจำเป็นต้องวิเคราะห์ เนื่องจากปัจจัยทางธรณีวิทยานี้มีผลต่อปริมาณของสารไฮโดรคาร์บอนที่จะถูกค้นพบหรือสามารถผลิตได้จากเป้าหวัง (prospect) ที่ถูกกำหนดในแผนที่ ความน่าจะเป็นของการค้นพบประกอบขึ้นจากความน่าจะเป็นของปัจจัยหลัก ๆ ซึ่งแต่ละปัจจัยต้องมีการประเมินถึงการมีอยู่จริงและทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ปัจจัยดังกล่าวประกอบด้วย

- ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (probability of reservoir)
- ความน่าจะเป็นของการกักเก็บปิโตรเลียม (probability of trap)
- ความน่าจะเป็นของการไหลเข้าสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอน (probability of hydrocarbon charge)
- ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว (probability of retention of hydrocarbon after accumulation)

ความน่าจะเป็นของการค้นพบ เป็นตัวแปรที่สำคัญในการนำมาใช้ในการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม และการศึกษาผลกำไรจากแผนที่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม นอกจากนั้นยังเป็นเครื่องมือที่สำคัญในการวางแผนการสำรวจ ในการประเมินเพื่อจัดอันดับของแหล่งต่าง ๆ ตัวอย่างเช่น มูลค่าของแหล่งกักเก็บขึ้นอยู่กับการคาดการณ์ปริมาณของน้ำมันและก๊าซ โอกาสของการค้นพบ (chance of success) และมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ และความสำคัญอันดับสาม คือ ในการประเมินทรัพยากรธรรมชาติที่ยังไม่ถูกค้นพบในพื้นที่

3.2 หลักการความน่าจะเป็น (The Probability Concept)

ความน่าจะเป็น (probability) มีค่าอยู่ระหว่าง 0.0 ถึง 1.0 ซึ่งเป็นปลายสุดของสเกล โดยค่า P = 1.0 หมายถึง ความเชื่อมั่น 100% และค่า P = 0.0 หมายถึง ความเชื่อมั่น 0% โดยสเกลในทางตรงข้ามกับความน่าจะเป็น คือ สเกลอัตราเสี่ยง (risk) ดังแสดงในรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 ความน่าจะเป็นทางสถิติ (probability) กับอัตราเสี่ยง (risk)

ทฤษฎีทางสถิติมีกฎหลักการอยู่ 4 ข้อ ซึ่งต้องนำมาพิจารณาในขณะประเมินความเสี่ยง ทั้งในระดับเป้าหวัง (prospect) หรือเป้ากักเก็บ (play) คือ

1) ความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้น หรือเหตุการณ์หนึ่ง จะมีค่าเท่ากับ 1 ลบอัตราเสี่ยงที่จะไม่เกิดขึ้น

$$P_{prob.} = 1 - P_{risk}$$

เป็นการกำหนดขึ้นเพื่อความชัดเจน แต่อย่างไรก็ตามจะมีความสัมพันธ์ที่สำคัญเมื่อทำการเกี่ยวกับเหตุการณ์ เช่น เหตุการณ์อย่างใดอย่างหนึ่ง หรือเหตุการณ์อื่นอีกอย่าง หรือทั้งสองเหตุการณ์ (ดูในกฎข้อที่ 4)

2) ความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์หลาย ๆ เหตุการณ์โดยเป็นเหตุการณ์ที่อิสระต่อกัน (independent events) จะเท่ากับผลคูณของความน่าจะเป็นแต่ละเหตุการณ์

$$P = P_a \times P_b \times P_c \times P_d$$

กฎข้อที่ (2) นี้ ใช้เมื่อประเมินความจะเป็นของการค้นพบในแผนที่แหล่งกักเก็บ ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บจะเท่ากับผลคูณของตัวประกอบต่างๆ ที่เป็นอิสระต่อกัน โดย CCOP ได้ใช้ตัวแปรทางธรณีวิทยาจำนวน 4 ตัวแปร คือ แหล่งกักเก็บ (reservoir) การกักเก็บ (trap) การไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (petroleum charge) และการคงสภาพหลังการสะสมตัว(retention) ซึ่งในแต่ละตัวแปรต้องเกิดขึ้นพร้อมเพียงกันเพื่อทำให้เกิดการค้นพบ

3) ถ้ามีความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่สัมพันธ์กันหลายเหตุการณ์ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดอย่างน้อยหนึ่งเหตุการณ์จะเท่ากับผลบวกของความน่าจะเป็นของแต่ละเหตุการณ์บวกกัน (กฎการบวก)

$$P = P_a + P_b$$

กฎข้อที่ (3) นี้ จะใช้เมื่อมีการจัดการกับการได้ผลลัพธ์หลาย ๆ อย่างที่แตกต่างกัน เช่น คำถามที่ว่าจะเป็นก๊าซหรือน้ำมันที่จะมีอยู่ในแหล่งกักเก็บที่กำลังประเมินอยู่ กฎข้อนี้ยังใช้เมื่อมีการทำกิ่งก้านตัดสินใจ (decision trees) โดยความน่าจะเป็นของผลลัพธ์ทั้งหมดรวมกันแล้วเท่ากับ 1.0 อีกตัวอย่างหนึ่งของกฎข้อนี้ คือ การทอดลูกเต๋าแต่ละครั้ง ลูกเต๋าจะมีผลลัพธ์ 6 หน้า โอกาสที่เราจะทอดลูกเต๋าให้ออก 3 หรือต่ำกว่า (1, 2 หรือ 3 อย่างใดอย่างหนึ่ง) จะเป็น

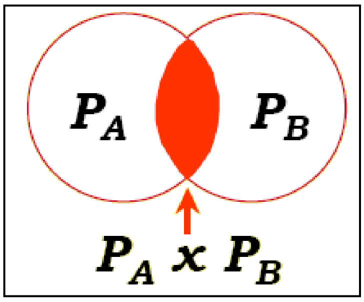
$$P = P1 + P2 + P3 = 1/6 + 1/6 + 1/6 = 3/6 = 0.5$$

4) ความน่าจะเป็นไปได้ที่เหตุการณ์ 1 เหตุการณ์ หรือทั้งสองเหตุการณ์ ซึ่งทั้ง 2 เหตุการณ์นี้ไม่ขึ้นต่อกัน สามารถประมาณค่าได้โดยการคำนวณจากค่าความเสี่ยง (risk) ของเหตุการณ์อย่างใดอย่างหนึ่งที่จะไม่เกิดขึ้น

$$(1-P) = (1 - Pa) \times (1 - Pb)$$

กฎข้อที่ (4) นี้ มักจะใช้เมื่อผลลัพธ์ของค่าความเสี่ยงเกี่ยวพันธ์กับการเกิดขึ้นของเหตุการณ์ 1 เหตุการณ์หรือมากกว่า ตัวอย่างเช่น ในขณะที่คำนวณความเสี่ยงของพื้นที่ที่ไม่มีข้อมูลมาก่อน ซึ่งมีศักยภาพของชั้นหินจำนวน 2 ชั้น มีโอกาสเป็นหินต้นกำเนิดสารไฮโดรคาร์บอน แต่มีหินต้นกำเนิดเพียง 1 ชั้น ที่มีการอธิบายถึงอัตราเสี่ยงของแหล่งกักเก็บ กฎข้อนี้ยังถูกใช้เมื่อจัดการกับความสัมพันธ์ระหว่างแหล่งกักเก็บหลายแหล่ง โดยทั่วไปการประมาณค่าความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์ใดเหตุการณ์หนึ่งมักจะขึ้นอยู่กับข้อมูล และความรู้ในขณะนั้น รวมทั้งปริมาณของข้อมูลที่เกี่ยวข้อง ซึ่งอาจจำแนกความน่าจะเป็นตามข้อมูลที่ได้มา

สมมุติว่าการประเมินในบริเวณที่ไม่รู้จักมาก่อน ซึ่งพบชั้นหินที่มีศักยภาพเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม 2 ชั้น ที่อยู่ในชั้นหิน 2 ระดับ (ระดับ A และ B) การคาดการณ์ว่าอาจเป็นหินต้นกำเนิดของแหล่งกักเก็บที่อยู่ในแผนที่ได้ คือ สมมุติว่าความน่าจะเป็นของหินต้นกำเนิดจาก A (P_A) = 0.6 และสัมพันธ์กับความน่าจะเป็นของหินต้นกำเนิดจาก B (P_B) = 0.3 ความน่าจะเป็นของหินต้นกำเนิดในพื้นที่นี้จะเป็นเท่าไร ดังนั้นจึงต้องมีการประเมินค่าความน่าจะเป็นของ A และ B หรือทั้งสองอย่าง โอกาสความน่าจะเป็นของการไม่มีหินต้นกำเนิด คือ 1-P จะเท่ากับผลคูณของค่าความเสี่ยง ($1-P_A$) ของหินต้นกำเนิด A กับค่าความเสี่ยง ($1-P_B$) ของหินต้นกำเนิด B ดังแสดงต่อไปนี้



$$(1 - P) = (1 - P_A) \times (1 - P_B)$$

$$P = 1 - (1 - P_A) \times (1 - P_B)$$

$$P = 1 - (1 - 0.6) \times (1 - 0.3)$$

$$P = 0.72$$

จากตัวอย่างนี้ สามารถแก้ปัญหาได้โดยการใช้การพิจารณาความน่าจะเป็นของการเกิดตามรูปข้างบน คือ

$$P = P_A + P_B - (P_A \times P_B)$$
$$= 0.6 + 0.3 - (0.18)$$
$$= 0.72$$

ความน่าจะเป็นทางสถิติ (stochastic probability) เป็นการแสดงอัตราส่วนระหว่างจำนวนครั้งที่มีเหตุการณ์เกิดขึ้นต่อจำนวนครั้งที่ทำการทดสอบ (trial) ตัวอย่างเช่น โอกาสประสบความสำเร็จ (พบปิโตรเลียม) ของการเจาะหลุมสำรวจในบริเวณหนึ่ง ๆ ความสำคัญที่ต้องกล่าว คือ รูปแบบของความน่าจะเป็นทางสถิติ ที่ต้องการพื้นฐานทางสถิติ ซึ่งไม่สามารถนำมาใช้ได้โดยตรงสำหรับการมีข้อมูลอย่างจำกัด

ความน่าจะเป็นอย่างมีวัตถุประสงค์ (objective probability) จะมีความสัมพันธ์กับปริมาณของหลักฐานที่มีอยู่เพื่อสนับสนุนกับข้อสมมุติฐาน โดยข้อมูลที่ได้จะมาจากการสังเกต ข้อมูลที่เคยทำมาแล้ว และข้อมูลจากแหล่งที่สามารถเปรียบเทียบหรือสัมพันธ์กัน จะถูกใช้ในวิธีการนี้

ความน่าจะเป็นอย่างมีจิตวิสัย (subjective probability) จะแสดงเป็นผลรวมของความเข้าใจในแต่ละอย่างของความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นของเหตุการณ์ต่าง ๆ (ความเชื่อ) เป็นการประเมินบนพื้นฐานของความเชื่อ ดังนั้นจึงสมควรหลีกเลี่ยง หรือใช้น้อยที่สุด หน้าที่ของนักธรณีสำรวจก็คือการกำหนดและประเมินหลักฐานที่มีผลต่อการประเมินความน่าจะเป็นไปได้อย่างมีวัตถุประสงค์

3.3 ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บแต่ละแหล่ง (Individual Prospect Probabilities)

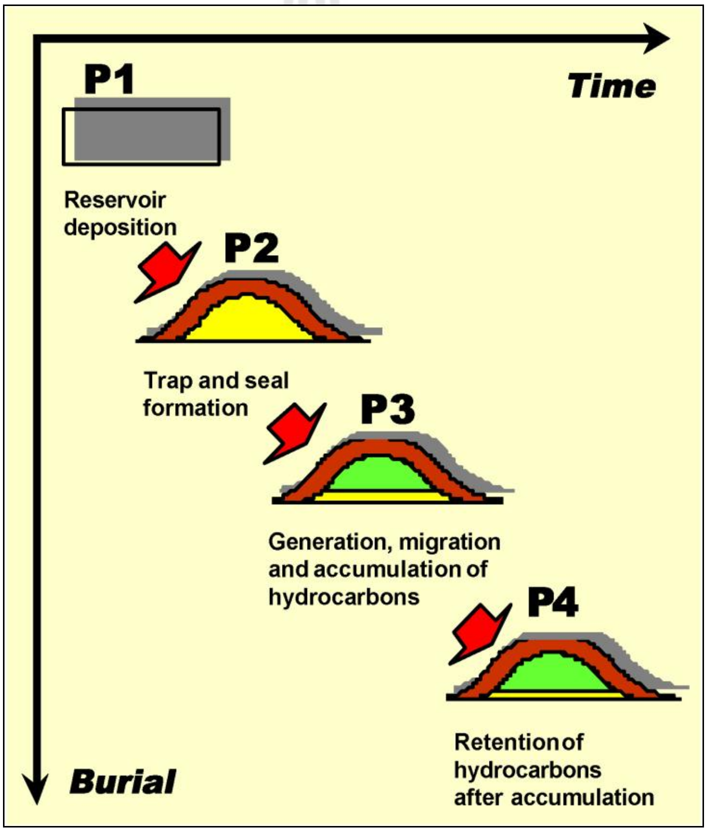
3.3.1 คำนำ

ความน่าจะเป็นของการค้นพบจะแสดงในรูปแบบของค่าตัวเลข ซึ่งขึ้นอยู่กับความรู้และข้อมูลในอดีต โดยบางส่วนอาจมีการคาดการณ์ และบางส่วนอาจมีการตัดสินใจตามความเชื่อมั่นของปัจจัยตามลักษณะธรณีวิทยาโดยผู้เชี่ยวชาญ ในบริเวณใดบริเวณหนึ่ง ค่าเหล่านี้ไม่สามารถวัดได้โดยตรง หลังจากสภาพความเป็นจริงเกิดขึ้น คือผลการเจาะสำรวจจะเป็นว่าพบปิโตรเลียมหรือเป็นหลุมแห้ง

การประเมินหลังการเจาะสามารถกระทำได้บนกลุ่มข้อมูลของหลุมเจาะสำรวจและผลการวิเคราะห์ทางสถิติ เพื่อช่วยในการตรวจสอบจุดประสงค์ที่ตั้งไว้ การศึกษาเช่นนี้มีประโยชน์อย่างยิ่งในการตรวจสอบความรู้ทางธรณีวิทยาในอดีต และการคาดคะเนในบริเวณที่กำหนด การปรับเปลี่ยนตัวแปรที่มีความเสี่ยงสามารถกระทำได้เมื่อมีการเก็บข้อมูลใหม่มากขึ้น ทำให้สามารถทบทวนแก้ไขแบบจำลองทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม โดยจะมีผลกระทบต่อค่าความน่าจะเป็นในการค้นพบของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บที่เหลืออยู่

ความน่าจะเป็นของการค้นพบจะแปรเปลี่ยนจากแหล่งหนึ่งไปยังแหล่งอื่น ค่านี้เกิดจากผลคูณของความน่าจะเป็นของส่วนประกอบที่เป็นปัจจัยทางธรณีวิทยาที่กำหนดไว้อย่างชัดเจน ตัวแปรเหล่านี้ต่างก็เป็นอิสระต่อกัน ตัวแปร 4 ดังกล่าว ประกอบด้วย แหล่งกักเก็บ (reservoir : P1) การกักเก็บ (trap : P2) ระบบการไหลเข้าสะสมตัว (petroleum charge system : P3) และการคงสภาพหลังการสะสมตัว (retention after accumulation : P4) ความน่าจะเป็นของตัวแปรเหล่านี้จะถูกกำหนดขึ้นตามการปรากฏ และประสิทธิภาพสูงสุดของกระบวนการทางธรณีวิทยาที่สัมพันธ์กัน

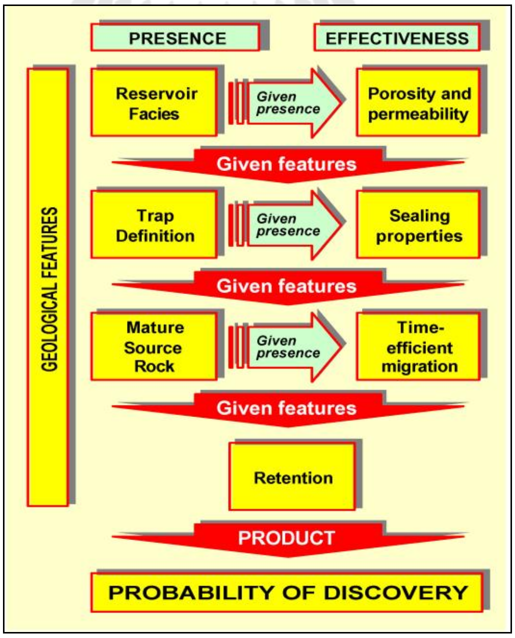
การประเมินความน่าจะเป็นของการค้นพบขึ้นอยู่กับหลักของการประเมินความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา (geochronological risk assessment) (รูปที่ 3.2) โดยหลักการนี้ถูกใช้เพื่อหลีกเลี่ยงการให้ความเสี่ยงที่ซ้ำซ้อนของปัจจัยทางธรณีวิทยา



รูปที่ 3.2 การประเมินค่าความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา

การประเมินความเสี่ยงตามลำดับเวลาทางธรณีวิทยาสามารถกระทำได้โดยการประเมินกระบวนการและเหตุการณ์ทางธรณีวิทยาตามลำดับเวลาการเกิดขึ้น กระบวนการทางธรณีวิทยาสามารถเรียงลำดับได้โดยเริ่มจากการตกทับถมของตะกอน (deposition) ของหินกักเก็บ (reservoir) ตามด้วยการก่อตัวเป็นชั้นที่ปิดกั้น (sealed trap) ทั้งนี้ต้องพิจารณาถึงความสุกสมบูรณ์ (maturation) ของหินต้นกำเนิด (source rock) การเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอน (migration) เข้าสู่แหล่งกักเก็บ (trap) การสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนในชั้นหินแหล่งกักเก็บ และสุดท้ายดูประวัติการสะสมตัว (accumulation history) ในแหล่งกักเก็บและสารไฮโดรคาร์บอน

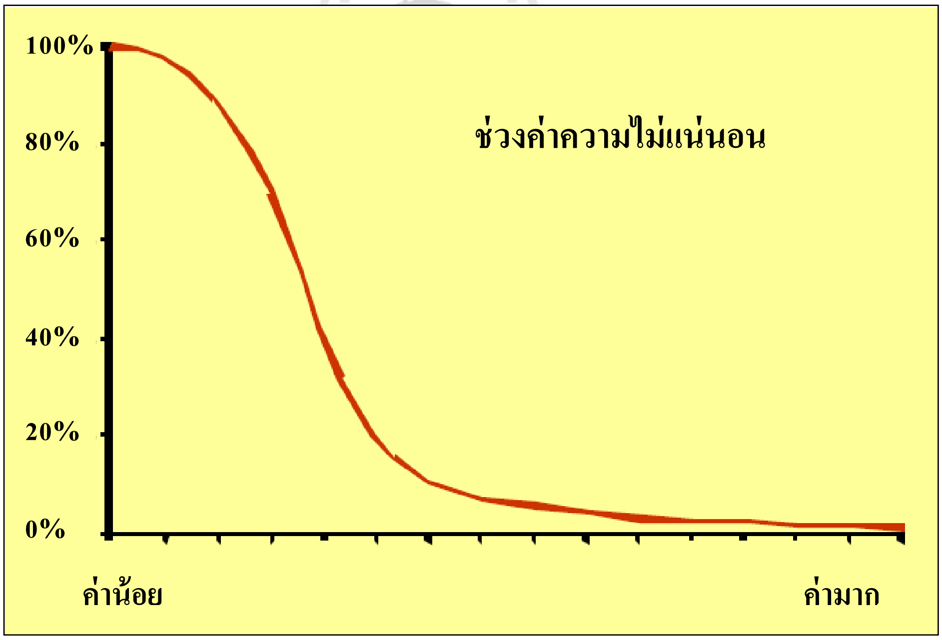
แหล่งกักเก็บหลายแห่งอาจมีปัจจัยทางธรณีวิทยาเหมือน ๆ กันเช่น ลักษณะของหินกักเก็บ (reservoir facies) การสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิด (mature source rock) กระบวนการปิดกั้น (seal mechanism) เป็นต้น (รูปที่ 3.3) ปัจจัยเหล่านี้มีความสำคัญอย่างยิ่งเมื่อทำการประเมินกลุ่มของแหล่งกักเก็บที่มีลักษณะใกล้เคียงหรือสัมพันธ์กัน รายละเอียดความสัมพันธ์ระหว่างแหล่งกักเก็บได้มีการอธิบายเพิ่มเติมในหัวข้อถัดไป เช่น ในแอ่งสะสมหนึ่ง ๆ ได้จัดกลุ่มของแหล่งกักเก็บทั้งหมด (ทั้งที่ได้จัดทำแผนที่และยังไม่มีการทำแผนที่) ด้วยปัจจัยทางธรณีที่เหมือนกัน โดยเป็นการกำหนดเป็นเป้ากักเก็บ (play) หรืออาจกำหนดเป็นระบบปิโตรเลียม ซึ่งอาจมีเป้ากักเก็บจำนวน 1 เป้ากักเก็บหรือมากกว่านั้น และกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างเป้ากักเก็บภายในระบบปิโตรเลียม ปัจจัยทางธรณีที่คล้ายกันที่พบมากที่สุดในระบบปิโตรเลียม คือ หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยอาจจะมีหลายชั้นหินก็ได้



รูปที่ 3.3 แผนผังแสดงวิธีการวิเคราะห์ความเสี่ยง

3.3.2 นิยามของแหล่งเป้าหวังปิโตรเลียม (Prospect definition)

ในการประเมินแหล่งกักเก็บของเป้าหวัง เป็นการกำหนดและการจัดทำแผนที่โดยอาศัยข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และธรณีวิทยา โดยศักยภาพทรัพยากรของแหล่งกักเก็บในกรณีที่ประสบความสำเร็จจะถูกนำมาคำนวณโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ (software) ที่เหมาะสม เช่น โปรแกรมจำลอง Monte Carlo Simulation การคำนวณในรูปแบบทางสถิติ (stochastic method) หรือรูปแบบอื่นๆ ในการคำนวณ ส่วนข้อมูลเชิงปริมาณของแหล่งกักเก็บจะคำนวณจากแบบจำลองทางธรณีวิทยาที่มีโอกาสความเป็นไปได้มากที่สุดภายในช่วงค่าความไม่แน่นอนหนึ่ง (รูปที่ 3.4) โดยค่าความเสี่ยง (risk) จะถูกนำมาใช้ในการกำหนดให้เป็นค่าความน่าจะเป็นของการค้นพบในปริมาณที่น้อยที่สุดในการคำนวณโดยวิธีปริมาตร (volumetric) และการประเมินความเสี่ยงทางธรณีวิทยา (geological risk) ความถูกต้องของการกำหนดแหล่งกักเก็บจะขึ้นอยู่กับข้อมูลพื้นฐานที่มากเพียงพอและการเลือกแบบจำลองที่น่าเชื่อถือ สำหรับปัจจัยทางธรณีที่มีความเกี่ยวข้อง ฉะนั้นในการประเมินความเสี่ยง (risk assessment) ก็คือ การวิเคราะห์ความน่าเชื่อถือของฐานข้อมูลและความน่าจะเป็นของการสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยาที่เกี่ยวข้องกับแหล่งกักเก็บในการประเมิน



รูปที่ 3.4 ไดอะแกรมความถี่สะสมแสดงช่วงความไม่แน่นอน

สำหรับแหล่งกักเก็บหนึ่ง ๆ ค่าความน่าจะเป็นในการค้นพบจะถูกประเมิน โดยแผนงานการประเมินความเสี่ยง ดังสามารถสรุปได้ดังนี้

1) รวบรวมข้อมูลทางธรณีฟิสิกส์ และธรณีวิทยาที่เกี่ยวข้อง
2) การจำแนก และการจัดทำแผนที่แหล่งกักเก็บ (prospect)
3) การจัดทำแบบจำลองทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บ
4) การประเมินศักยภาพทรัพยากรของแหล่งกักเก็บ โดยใช้วิธี Monte Carlo Simulation หรือรูปแบบทางสถิติในการคำนวณเป็นต้น ข้อมูลที่นำเข้าในโปรแกรมต้องเป็นข้อมูลที่คล้ายคลึงกับแบบจำลองธรณีวิทยาที่มีโอกาสเป็นไปได้มากที่สุด สำหรับแหล่งกักเก็บนั้น ๆ
5) ปริมาณปิโตรเลียมที่น้อยที่สุดจะถูกประเมินจากความเสี่ยงทางธรณีวิทยาโดยอาศัยพื้นฐานแนวทางในการหาค่าความน่าจะเป็น (probability) ของปัจจัยต่าง ๆ แหล่งกักเก็บหนึ่ง ๆ จะให้ค่าความจะเป็นของการค้นพบแตกต่างกันไป

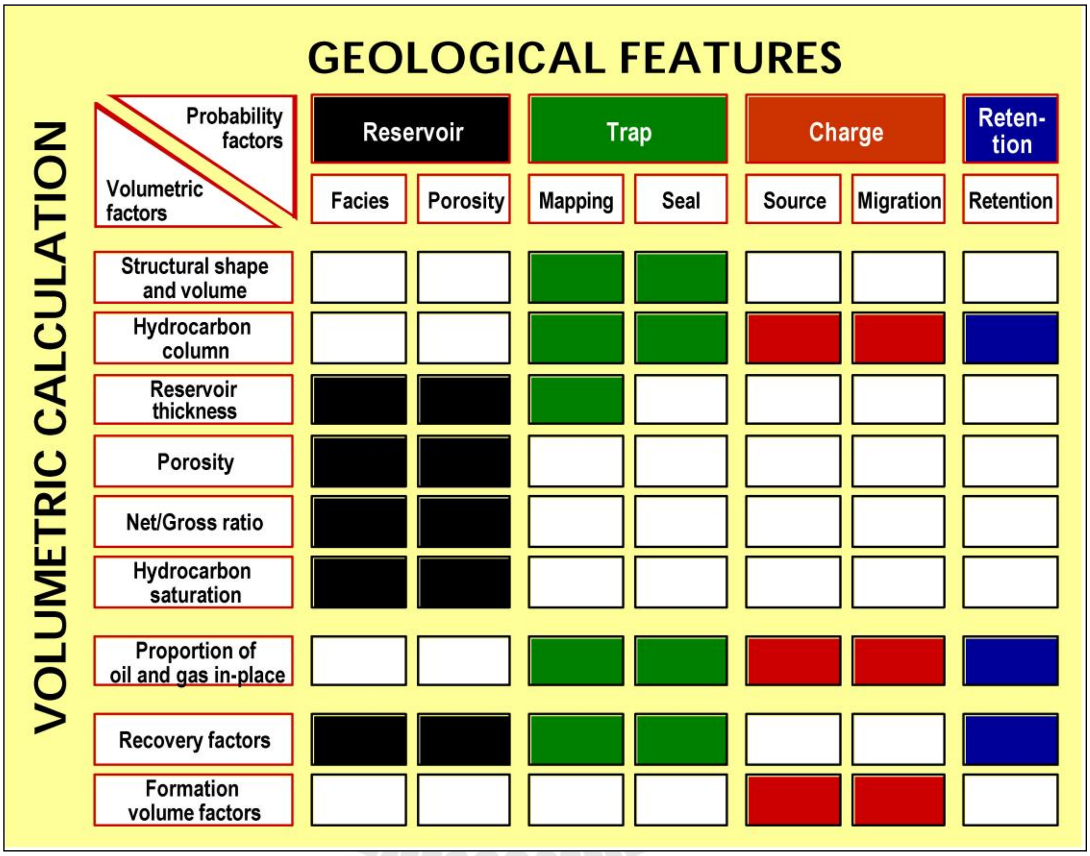
หน่วยงาน CCOP ได้กำหนดแนวทางความน่าจะเป็นของปัจจัยทางธรณีวิทยาดังต่อไปนี้

- แหล่งกักเก็บ (reservoir)
  ธรณีวิทยาสิ่งแวดล้อมของหินกักเก็บ (reservoir facies)
  องค์ประกอบของหินกักเก็บ (reservoir parameter)
- การกักเก็บ (trap)
  การทำแผนที่ (map)
  การปิดกั้น (seal)
- การไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (petroleum charge) สามารถแบ่งได้เป็น 2 ปัจจัยย่อย คือ
  ความสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิด (mature source rock)
  การเคลื่อนที่ของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิด (migration)
- การคงสภาพหลังการสะสมตัวของปิโตรเลียม (retention)

6) การปรับเปลี่ยนค่าของความน่าจะเป็นของการค้นพบอยู่บนพื้นฐานของสัดส่วนความสำเร็จ การสำรวจที่เคยทำมาแล้ว เป็นต้น

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรที่นำเข้าไป เพื่อทำการคำนวณหาปริมาณ และปัจจัยความเสี่ยงทางธรณีวิทยาแสดงไว้ในรูปที่ 3.5

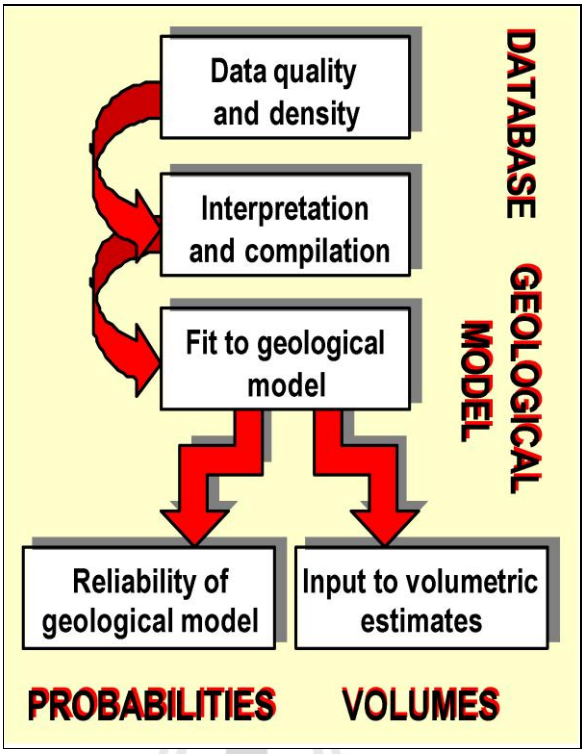


รูปที่ 3.5 ความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยา และตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณหาปิโตรเลียมแบบปริมาตร โดยแสดงตามกล่องสี

สิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึง คือ การกำหนดค่าความเสี่ยงเพื่อให้ได้ความน่าจะเป็นของแต่ละปัจจัย ที่สามารถอธิบายถึงความเหมาะสมของแบบจำลองทางธรณีวิทยาที่ใช้สำหรับตรวจสอบค่าที่จะนำเข้าไปใช้สำหรับในการคำนวณแบบปริมาตร แบบจำลองสำหรับปัจจัยทางธรณีวิทยาของแต่ละปัจจัยต้องมีการประเมินโดยขึ้นอยู่กับสิ่งต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

ก) ฐานข้อมูลต้องมีการประเมิน ทั้งคุณภาพของข้อมูล ความหนาแน่น และความสัมพันธ์กับแหล่งกักเก็บที่กำลังทำการประเมิน ฐานข้อมูลประกอบด้วยข้อมูลทางธรณีวิทยา ธรณีเคมี และธรณีฟิสิกส์ เป็นต้น

ข) ฐานข้อมูลต้องทำการแปลความหมาย และรวบรวมในทุก ๆ กรณี โดยวิธีการเฉลี่ย หรือต่อเนื่อง สำหรับการสร้างแบบจำลองสำหรับหาค่าปัจจัยทางธรณีวิทยา (รูปที่ 3.6)



รูปที่ 3.6 แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการประเมินความเสี่ยงและการคำนวณหาปริมาตร

ฐานข้อมูล (The database)

ฐานข้อมูลส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน (seismic) ข้อมูลหลุมเจาะ (well) ข้อมูลธรณีวิทยาผิวดิน (surface geological) ข้อมูลการสำรวจวัดแรงโน้มถ่วง (gravimetry) และข้อมูลจากการสำรวจคุณสมบัติแม่เหล็ก (magnetometry) ในการประเมินฐานข้อมูลจะสัมพันธ์กับการครอบคลุมและการกระจายตัวของคุณภาพและความสัมพันธ์กับแหล่งกักเก็บที่กำลังทำการประเมิน โดยมีรายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.1

การควบคุมข้อมูลให้มีความสำคัญสำหรับการกำหนดแบบจำลองทางธรณีวิทยาให้สอดคล้องสำหรับแหล่งกักเก็บ จึงมีความสำคัญเมื่อทำการประเมินความเสี่ยง ในบางกรณีอาจทำการประเมินค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการได้มาของข้อมูลเพิ่มเติม ความเชื่อมั่นในค่าความน่าจะเป็นของปัจจัยการค้นพบทั้งก่อน และหลังจากได้ข้อมูลชุดใหม่มา จะมีความสำคัญในการพิจารณาในแต่ละการประเมิน

ตารางที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างความเชื่องโยง การครอบคลุม และคุณภาพของข้อมูล

	DATA RELEVANCE	DATA COVERAGE	DATA QUALITY
ข้อมูลการไหวสะเทือน (SEISMIC DATA)	จะวิกฤตสำหรับการกำหนด และทำแผนที่แหล่ง และมีความสำคัญในการทำแผนที่ลำดับแหล่งกักเก็บ เช่นกัน	ความหนาแน่นขอบข่ายการสำรวจเทียบกับพื้นที่ของแหล่ง	วิกฤตสำหรับการกำหนด และทำแผนที่แหล่ง
ข้อมูลจากหลุมเจาะ (WELL DATA)	วิกฤตสำหรับการเชื่อมสัมพันธ์ (correlation) กับข้อมูลการไหวสะเทือน และการกำหนดแบบจำลองทางธรณีวิทยา	จำนวนหลุมที่เจาะถึงช่วงชั้นหินที่เกี่ยวพันธ์	วิกฤตสำหรับการเชื่อมสัมพันธ์ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และตรวจสอบแบบจำลองธรณีวิทยา
ข้อมูลผิวดิน (SURFACE DATA)	มีข้อจำกัดที่เกี่ยวข้องสำหรับการจำแนกแหล่งเป้าหวัง และมีประโยชน์ค่อนข้างมากในการกำหนดแบบจำลองธรณีวิทยา	ความหนาแน่นของการเก็บตัวอย่างจะมีความวิกฤตสำหรับการจัดสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยา	จะมีประโยชน์เฉพาะเมื่อการเชื่อมโยงข้อมูลการไหวสะเทือนสามารถกระทำได้ (ทางตรง หรือทางอ้อม)
ข้อมูลความโน้มถ่วง/แม่เหล็ก (GRAV./MAG DATA)	จะมีประโยชน์อย่างมากในการสร้างแบบจำลองธรณีวิทยาท้องถิ่น บ่งบอกความสูงของหินฐาน (basement rock) ประมาณความหนาของหินชั้น โครงร่างของแอ่งและบางครั้งใช้สำหรับกำหนดแหล่งเป้าหวัง		
ข้อมูลทั่วไป (GENERAL)	ขึ้นอยู่กับระยะทางไปถึงแหล่งเป้าหวัง	วิกฤตสำหรับการเฉลี่ย และประเมินค่าแบบจำลองธรณีวิทยาของแหล่งเป้าหวัง	จะต้องประเมินโดยขึ้นอยู่กับสิ่งที่มีอยู่จริงของการแปลความหมายและแบบจำลองที่หลากหลายต่างๆ กัน

3.3.3 การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และการประเมินความเสี่ยง (Geological models and risk assessment)

ในการคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตรและการประเมินค่าความเสี่ยงในบางครั้งพบว่ามีความสัมพันธ์กันในกระบวนการ ถ้าการประเมินค่าความเสี่ยงต่ำมากๆ แบบจำลองทางธรณีวิทยาต้องทำการประเมินซ้ำใหม่ และนำค่าตัวแปรที่ได้นั้น มาทำการคำนวณใหม่ด้วย

กระบวนการวิเคราะห์ค่าความเสี่ยงจะมีประโยชน์อย่างมาก สำหรับการสร้างชุดข้อมูลให้มีคุณภาพ เพื่อให้ได้รายละเอียดของระดับค่าความน่าจะเป็น โดยมีรายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.2 นอกจากนี้ระดับค่าจะสัมพันธ์กับความเชื่อมั่นที่ประกอบขึ้นเป็นแบบจำลองระหว่างปัจจัยทางธรณีวิทยา และข้อมูลที่ทำหน้าที่ควบคุม

ลักษณะความแตกต่างระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยาที่ได้รับการพิสูจน์ทราบและการเปรียบเทียบมานั้น แสดงดังตารางที่ 3.2 ซึ่งรายละเอียดต่าง ๆ นั้นจะมีส่วนช่วยในการตัดสินใจของการให้ระดับค่าปัจจัยความน่าจะเป็น

ตารางที่ 3.2 แสดงระดับความน่าจะเป็นของรูปแบบจำลอง

P	General scale	Analogue or theoretical model	Proven geological models	P
1	Condition is virtually to absolutely certain. Data quality and control is excellent.	Only possible model applicable for the concerned area. Unfavorable models are impossible.	Identical geological factor to those found in fields and discoveries in immediate vicinity. Conditions are verified by unambiguous well and seismic control.	**1**
0.9		The model is very likely to absolutely certain. Unfavorable models are not impossible.		**0.9**
0.8	Condition is most probable Data control and quality is good. Most likely interpretation.	The model is very likely. Only minor chance that unfavorable models can be applied.	Similar geological factor successfully tested by wells in the trend. Lateral continuity is probable as indicate by convincing well and seismic control.	**0.8**
0.7		The model is likely to very likely. Unfavorable models can be applied.		**0.7**
0.6	Condition is probable or data control and quality is fair. Favorable interpretation.	The model is more likely than all other unfavorable models.	Similar geological factor is know to exist within the trend. Lateral continuity is probable as indicate by limited well and seismic data.	**0.6**
0.5		Likely model, however. Unfavorable are also likely.		**0.5**
0.4	Condition is possible or data control and quality is poor to fair. Less Favorable interpretation possible.	Unfavorable models are more likely than applied model.	Similar geological factor may exist within the trend. Valid concepts, but unconvincing data only hints at possible presence of the feature.	**0.4**
0.3		The model is questionable and unfavorable models are likely to very likely.		**0.3**
0.2	Condition is virtually to absolutely impossible. Data control and quality is excellent.	The model is unlikely and very questionable. Unfavorable models are very likely.	The geological factor is known to exist within the trend. Conditions are verified by unambiguous well and seismic control.	**0.2**
0		The model is unlikely and highly questionable. Unfavorable models are very likely to certain.		**0**

รายละเอียดที่กล่าวมาแล้ว จะเป็นการอธิบายการให้ค่าระดับของความน่าจะเป็นของแต่ละปัจจัยทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลที่แสดงในตารางข้างบนนี้ สามารถนำค่ามาทำการคำนวณทั้งคุณสมบัติทางธรณีวิทยาและคุณภาพของข้อมูล หรือความสัมพันธ์ของแต่ละปัจจัยได้ นอกจากนี้ข้อมูลที่แสดงเป็นเพียงแนวทางในการปฏิบัติ ซึ่งในบางครั้งอาจมีการปรับแก้ไขได้สำหรับในพื้นที่ที่มีความเข้าใจอย่างชัดเจน และมีการประสบการณ์ในการสำรวจในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องได้

แหล่งกักเก็บจะถูกอธิบายบนพื้นฐานของแบบจำลองทางธรณีวิทยา รวมถึงแหล่งกักเก็บ ชั้นหินปิดกั้น และการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม พร้อมด้วยการประเมินความน่าจะเป็นของการคงสภาพของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว ส่วนการประเมินความเสี่ยงเป็นการวิเคราะห์ความเชื่อมั่นของแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับการพิจารณาแหล่งกักเก็บ จากฐานข้อมูลที่ใช้นั้นมีมากเพียงพอต่อการนำมาสร้างและสนับสนุนกับแบบจำลองหรือไม่ นอกจากนี้ยังต้องสามารถอธิบายความแตกต่างของแบบจำลองบนพื้นฐานของข้อมูลทางตรง และข้อมูลทางอ้อมได้

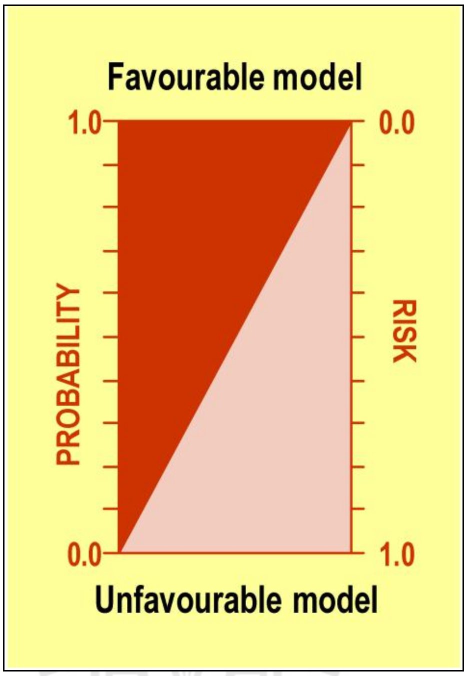
- **การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลทางตรง**

แบบจำลองที่สร้างจากข้อมูลหลุมเจาะในบริเวณใกล้เคียง หรือตำแหน่งข้อมูลอื่นที่มีความเชื่อมโยงกัน โดยตำแหน่งข้อมูลเหล่านี้อาจจะเป็นการให้รายละเอียดของข้อมูลโดยตรง ซึ่งเป็นให้การสนับสนุน หรือขัดแย้งกับแบบจำลองทางธรณีวิทยาก็ได้ ปัจจัยของความน่าจะเป็นควรมีการกำหนดโดยพื้นฐานของการ interpolation หรือ extrapolation จากตำแหน่งของข้อมูล โดยระยะทางของการประมาณค่าของข้อมูลและการปรับเปลี่ยน (เสื่อมลง หรือดีขึ้น) ของรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยาควรจะได้ทำการประเมินเสมอ โดยแผนที่แสดงความน่าจะเป็นของแต่ละปัจจัยอาจจะมีประโยชน์ หากฐานข้อมูลได้มีการพิสูจน์ทราบ นอกจากนี้ในปี 1977 โดย Otis และ Schneidermann กล่าวว่า รูปแบบจำลองที่ได้รับการสนับสนุน โดยการมีชุดข้อมูลโดยตรง อาจจะใช้คำว่า “favorable” ความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นจะมีค่าความเสี่ยงต่ำ มีค่าอยู่ระหว่าง 0.7 - 0.9 แต่ถ้าข้อมูลไม่สนันสนุนกับรูปแบบจำลอง ความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นจะมีค่าความเสี่ยงสูง ใช้คำว่า “unfavorable” จะมีค่าอยู่ระหว่าง 0.1 - 0.3

- **การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลทางอ้อม**

แบบจำลองทางธรณีวิทยาที่ถูกสร้างขึ้นโดยชุดข้อมูลทางอ้อม เป็นการสร้างโดยการอ้างอิงจากหลักการวิชาการ จะมีความจำเป็นอย่างยิ่งในบริเวณพื้นที่ที่มีข้อมูลจำกัด หรือไม่มีชุดข้อมูลทางตรงจากหลุมเจาะ ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองจึงเป็นต้องทำการเทียบเคียงแบบจำลองมาจากแหล่งกักเก็บอื่น โดยชุดข้อมูลทางอ้อมจะขึ้นกับแบบจำลองที่ถูกสร้างขึ้นมากกว่าการ interpolation และ extrapolation จากข้อมูลที่มีอยู่ ส่วนของความคิดเห็นส่วนตัวอาจจะช่วยสนับสนุนในการกำหนดขอบเขตแต่ไม่เป็นการรับรองข้อมูล ทำให้อัตราของความไม่แน่นอนของปัจจัยทางธรณีวิทยาในแบบจำลองนี้อาจสูงขึ้นได้ ในปี 1977 โดย Otis และ Schneidermann กล่าวว่า รูปแบบจำลองที่ได้รับการสนับสนุนจากการใช้ข้อมูลโดยอ้อม จะใช้คำว่า “encouraging” และมี

ค่าระดับความเสี่ยงต่ำ อยู่ระหว่าง 0.5 - 0.7 แต่ถ้าข้อมูลทางอ้อมไม่สนันสนุนกับรูปแบบจำลอง จะใช้คำว่า "questionable" และมีค่าอยู่ระหว่าง 0.3 - 0.5 ในกรณีที่มีข้อมูลใหม่เพิ่มขึ้น อาจจะมีการปรับค่าความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นเป็น "favorable" หรือ "unfavorable" ได้ ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 รูปแบบความสัมพันธ์ระหว่าง favourable model และ unfavourable model

1) แหล่งกักเก็บ (Reservoir)

ความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีค่าคุณสมบัติที่น้อยที่สุดในการนำมาคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตรในแหล่งกักเก็บ (P1) ประกอบด้วยตัวแปร 2 ส่วนหลัก โดยตัวแปรส่วนที่หนึ่ง คือ ความน่าจะเป็นของการพบลักษณะของชั้นหินกักเก็บที่มีค่าคุณสมบัติที่น้อยที่สุด (P1a) เช่น ค่า Net/gross ratio และความหนาของชั้นหิน ตัวแปรส่วนที่สอง คือ ความน่าจะเป็นของการมีตัวแปรของชั้นหินกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ (P1b) เช่น ความพรุน ความซึบผ่าน และความอิ่มตัวของสารไฮโดรคาร์บอน สมการของความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บ คือ (P1) = (P1a) * (P1b)

ในการพิจารณาตัวแปรของทั้ง 2 ส่วน จะเป็นการแยกพิจารณาหรืออิสระต่อกัน ตัวแปรส่วนที่สองจะมีความสัมพันธ์อย่างมากในการประเมินแหล่งกักเก็บที่ระดับความลึก หรือในพื้นที่ที่มีค่าความพรุนและความซึบผ่านได้ต่ำ

สิ่งที่ควรกระทำ เพื่อประเมินคุณสมบัติและคุณภาพของชั้นหินกักเก็บ คือ

1. การประเมินความเชื่อมโยงของข้อมูลระหว่างหลุมเจาะในพื้นที่ ประกอบด้วยระดับความลึก การเปลี่ยนแปลงหลังการแข็งตัว ความพรุน ความซึบผ่าน และความอิ่มตัวของสารไฮโดรคาร์บอนของชั้นหินกักเก็บ

2. การประเมินในบริเวณไพศาล และการวิเคราะห์ลักษณะของชั้นหินกักเก็บ ที่สัมพันธ์กับตัวแปร เช่น ความหนา ค่า Net/gross ratio ค่าความพรุน รวมทั้งแนวโน้มของค่าความพรุนเทียบกับระดับความลึก และความอิ่มตัวของสารไฮโดรคาร์บอน

3. การวิเคราะห์ลักษณะของชั้นหินโดยคลื่นไหวสะเทือน และการศึกษาการเรียงลำดับของชั้นหิน นำมาใช้ในการหาชั้นหินที่สามารถกักเก็บสารไฮโดรคาร์บอนได้ (ชั้นหินทราย หรือหินปูน) และสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอน

การสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับชั้นหินกักเก็บ และคุณสมบัติต่างๆ ต้องอยู่บนพื้นฐานจากการแปลความหมายของตัวอย่างทางธรณีวิทยา เช่น ตัวอย่างแท่งหิน ข้อมูลหลุมเจาะ และข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ความถูกต้องในการประมาณค่าคุณสมบัติของชั้นหินกักเก็บจะขึ้นกับจำนวนชุดข้อมูลในพื้นที่ และลักษณะการกระจายตัวของชุดข้อมูลในแหล่งกักเก็บ สำหรับพื้นที่ที่มีศักยภาพนั้นระยะห่างระหว่างชุดข้อมูลที่น้อยที่สุด และตำแหน่งบนแผนที่แสดงคลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บก็เป็นปัจจัยที่สำคัญ

ในการทำงานเพื่อทำการเทียบเคียงข้อมูลในพื้นที่ที่ยังไม่สามารถกำหนดขอบเขตที่แท้จริงได้นั้น จำเป็นต้องทำความเข้าใจกับสภาพธรณีวิทยาโดยทั่วไปให้มากที่สุด คือการสร้างแบบจำลองสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอนเพื่อนำมาใช้หาชั้นหินกักเก็บ ในปี 1986 โดย Ulmishek ได้จำแนกชั้นหินกักเก็บออกเป็น 3 ลักษณะ คือ

1. ชั้นหินกักเก็บลักษณะเนื้อเดียว (Massive reservoir rocks) เป็นลักษณะของชั้นหินคาร์บอเนตที่มีความหนา รวมทั้งแนวหินปะการังด้วย คุณสมบัติของชั้นหินกักเก็บจะมีค่าสูงมากเกิดจากลักษณะของการมีโพรงขนาดใหญ่ และรอยแตก ถึงแม้ว่าการเชื่อมต่อของรูพรุนจะมีความสำคัญก็ตาม ส่วนในชั้นหินทรายหนาที่ไม่มีชั้นหินดินดานแทรกสลับอาจจัดรวมอยู่ในประเภทนี้ได้

2. ชั้นหินกักเก็บลักษณะชั้นเดียว (Stratified reservoir rocks) ประกอบด้วยชั้นหินทรายเพียง 1 ชั้น หรือ 2-3 ชั้น แทรกในหนึ่งลำดับชั้นหินหนึ่งช่วงชั้น ความพรุนจะพบอยู่ระหว่างเม็ดตะกอน จึงเป็นลักษณะเด่นของชั้นหิน แต่การไหลซึม และรอยแตก จะมีผลต่อเป้ากักเก็บ

ปิโตรเลียมอย่างมาก ในบางครั้งอาจจัด blanket ของ biostromal ที่เป็นชั้นหินกักเก็บประเภทหินคาร์บอเนตจัดอยู่ในประเภทนี้ได้เช่นกัน

3. ชั้นหินกักเก็บลักษณะหลายชั้น (Multistrata reservoir rocks) ประกอบด้วยชั้นหินทรายหลายชั้นในหนึ่งลำดับชั้นหิน ส่วนใหญ่มักเกิดจากพาราลิก (paralic) และจากการตกทับถมของตะกอนในบริเวณปากแม่น้ำ (deltaic) โดยความพรุนจะเกิดขึ้นในรอยต่อระหว่างเม็ดตะกอนจะเป็นลักษณะเด่นของชั้นหินในลักษณะนี้

จากที่กล่าวมาแล้ว สามารถจัดแบ่งประเภทของชั้นกักเก็บลักษณะที่ 2 และ 3 ได้อย่างชัดเจน ส่วนลักษณะที่ 1 และ 3 ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าเป็นชั้นกักเก็บที่มีประสิทธิภาพสูงสุด

1.1) การมีอยู่ของชั้นหินกักเก็บ (Presence of reservoir facies)

การประมาณค่าความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของชั้นหินกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ ควรทำการประเมินโอกาสที่ชั้นหินกักเก็บมีค่าคุณสมบัติน้อยที่สุด คือ ค่า N/G ratio และความหนาของชั้นหิน ซึ่งทั้ง 2 ค่า จะต้องนำมาใช้ในการคำนวณหาปริมาณของปิโตรเลียมแบบปริมาตร โดยค่าที่มีความสำคัญ คือ ค่าความหนาของชั้นหินกักเก็บสุทธิ (net reservoir thickness) เป็นค่าของผลคูณระหว่างความหนาของชั้นหิน และค่า N/G ratio ซึ่งมีผลต่อการประเมินทรัพยากรที่มีอยู่

การประเมินแหล่งกักเก็บบนพื้นฐานของแบบจำลองทางธรณีวิทยาของชั้นหินกักเก็บนั้น แบบจำลองต้องแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอน และการเปลี่ยนแปลงลักษณะของเนื้อหินในแนวราบ ในการประเมินค่าความเสี่ยงนั้นแบบจำลองลักษณะของเนื้อหินจะต้องนำมาทำการประเมิน และสามารถให้ข้อมูลในด้านต่าง ๆ ได้ดังนี้ คือ

1. ความต่อเนื่อง และ/หรือความไม่ต่อเนื่องของชั้นหินกักเก็บ
2. แบบจำลองที่ไม่มีความเหมาะสมในการเป็นชั้นหินกักเก็บ
3. ความหนาของชั้นกักเก็บ และค่า net/gross ratio ที่น้อยที่สุด ที่นำมาใช้ในการคำนวณหาปริมาณ
4. ตำแหน่งของแหล่งกักเก็บเทียบกับลักษณะการกระจายตัวของชั้นหิน
5. คุณภาพ และปริมาณ/จำนวนข้อมูลที่นำมาใช้ในการประเมิน และแบบจำลองทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บเป็นการสร้างโดยการ interpolation หรือ extrapolation ของข้อมูล
6. ระดับความเชื่อมั่นของข้อมูล

ตารางที่ 3.3 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีศักยภาพ

Depositional environment \ Data reliability		Direct data, proximal deposit	Direct data, more distal deposit	Limited data, discontinuous deposit	Indirect data, seismic sequence analysis
Marine	**Shallow marine, "blanket"**	0.9 - 1.0	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7	0.4 - 0.6
	Coastal, deltaic, tidal	0.8 - 1.0	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7	0.4 - 0.6
	Submarine fan	0.7 - 0.8	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5	0.1 - 0.3
	Carbonates	0.8 - 1.0	0.6 - 0.8	0.5 - 0.7	0.3 - 0.5
Continental	**Lacustrine deltaic**	0.7 - 0.9	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5
	Alluvial fan, Braided stream, meand. Chan.	0.7 - 0.9	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5
	Eolian	0.8 - 1.0	0.6 – 0.8	0.4 - 0.6	0.4 - 0.6
Others	**Fracture basement**	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3
	Fractured, porous lava	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3

ในการประมาณค่าความน่าจะเป็นเหล่านี้ เป็นการสมมุติค่าขึ้นโดยตั้งอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลที่เพียงพอและมีความน่าเชื่อถือได้ มีข้อสังเกต คือ ชั้นหินกักเก็บประเภทเศษหิน (clastic reservoir) อัตราส่วนระหว่างหินทรายกับหินดินดาน ในสภาพแวดล้อมของการตกทับถม ต้องถูกนำมาพิจารณาในการเลือกช่วงค่าความน่าจะเป็นค่าต่ำสุด หรือสูงสุด

แนวทางการให้ค่าความน่าจะเป็นเหล่านี้ ควรมีการปรับแก้ค่าตามข้อจำกัดในพื้นที่ที่ทำการประเมิน และ/หรือบนพื้นฐานความน่าเชื่อถือของข้อมูล

1.2) ความพรุนประสิทธิ์ (Effective pore volume)

ในระหว่างการประเมินแหล่งกักเก็บของแบบจำลองทางธรณีวิทยานั้น ลักษณะการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติทั้งแนวราบ และแนวดิ่งจะต้องถูกนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองด้วย เพื่อใช้อธิบายเหตุผลในการประมาณค่าความซึมผ่านได้ และความพรุนของชั้นหินกักเก็บให้มีความถูกต้องมากที่สุด และในการประเมินความเสี่ยงนั้น ค่าความน่าจะเป็นของความพรุน และความซึมผ่านได้ควรเริ่มจากค่าสูงก่อน ส่วนการวิเคราะห์ปัจจัยหลักในการควบคุมลักษณะของชั้นหินกักเก็บให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ควรทำการศึกษาจาก

- ข้อมูลหลุมเจาะ
- รายละเอียดของชั้นหินกักเก็บ เช่น ระดับความลึก กระบวนการเกิดของชั้นหิน และอื่น ๆ
- แผนที่แสดงระดับค่าความพรุน และความซึบผ่านได้

- ความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะของชั้นหินกับแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงค่าความพรุน
- ความเร็วของคลื่นไหวสะเทือน

ในระหว่างการประเมินลักษณะและประสิทธิภาพของชั้นหินกักเก็บ สิ่งที่มีความสำคัญ คือ การเข้าใจอย่างชัดเจนในการกระจายตัวของชั้นหิน เพื่อจะถูกนำมาใช้ในแบบจำลอง โดยต้องได้รับการศึกษาแล้ว หรือเป็นการเทียบเคียง หรือเป็นไปตามทฤษฎี

ตารางที่ 3.4 แสดงระดับความน่าจะเป็นของระดับความลึกของชั้นกักเก็บปิโตรเลียม กับรูปแบบของข้อมูล

Res. Depth, (pressure, temp)	**Data reliability**	**Direct data, proximal deposit**	**Direct, but less data, more distal deposit**	**Limited data, uncertain correlation**	**Indirect data**
1 - 3 km.	**Homogeneous, clean reservoir**	0.9 - 1.0	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7
	Mixed, unclean reservoir	0.8 - 1.0	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7	0.4 - 0.6
3 - 4 km.	**Homogeneous, clean reservoir**	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5
	Mixed, unclean reservoir.	0.7 - 0.9	0.6 - 0.7	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5
> 4 km.	**Homogeneous, clean reservoir**	0.7 - 0.9	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.3 - 0.5
	Mixed, unclean reservoir	0.6 - 0.9	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3

Late uplift	Take maximum burial into consideration
Calcite cementation	Consider regional studies
Lllitisation	Regional studies, clay content
Dolomitisation	Consider regional studies
Early migration	May preserve reservoir porosity
Secondary porosity	Pressure/ solution studies, etc.
ADJUST DEPYH BOUNDARIES ABOVE TO FIT BASIN PROPERTIES	
ADJUST MINIMUM POROSITY VALUE IN VOLUME CALCULATIONS	

การวิเคราะห์ความเสี่ยงของค่าความพรุนจะสัมพันธ์กับการแปลความหมายและการเลือกค่าความพรุนในการนำมาใช้คำนวณหาปริมาตร โดยทั่วไปข้อมูลหลุมเจาะจะถูกใช้ในการประมาณค่าในรูปแบบของความพรุนเทียบกับระดับความลึก จากข้อมูลที่มีความหลากหลายเพื่อใช้หาค่าน้อยที่สุด ค่าโดยส่วนใหญ่ และค่ามากที่สุดสำหรับหาค่าเฉลี่ย สำหรับแต่ละช่วงระดับความลึก

ส่วนใหญ่กรณีศึกษาจะนับความไม่แน่นอนของค่าความพรุน โดยการใช้ค่าเฉลี่ยความพรุนน้อยที่สุดในการเป็นตัวแปรคำนวณหาปริมาณ อย่างไรก็ตามความน่าจะเป็นของค่าความพรุนประสิทธิ์อาจจะเป็นตัวแปรที่สำคัญสำหรับการประเมินแหล่งกักเก็บที่ระดับความลึกมาก ๆ หรือพื้นที่ที่มีข้อจำกัด เช่น ในพื้นที่ที่มีค่าความพรุนต่ำ ดังนั้นเมื่อมีการประเมินศักยภาพของแหล่งกักเก็บที่ระดับลึก ควรใช้ค่าความพรุนที่ระดับต่ำสำหรับการผลิตสารไฮโดรคาร์บอนอย่างมีประสิทธิภาพ

ปัจจัยควบคุมประสิทธิภาพของชั้นหินกักเก็บ คือ

- กระบวนการเกิด หรือ illitisation หรือการเชื่อมประสานของแร่แคลไซต์ และกระบวนการอื่นๆ ที่อาจส่งผลทำให้คุณภาพของชั้นหินกักเก็บลดลง
- ความพรุนขั้นทุติยภูมิ
- รอยแตกที่มีผลต่อคุณภาพของชั้นหินกักเก็บ
- ความดันจะมีผลต่อการรักษาระดับค่าความพรุน และความซึมผ่านได้ ซึ่งในชั้นหินกักเก็บที่มีความดันสูง อาจมีผลทำให้ค่าความพรุนลดลงได้ แต่ถ้ามีความดันที่มากเกินไปอาจจะรักษาระดับความพรุนอยู่ได้ ซึ่งต้องอยู่ในที่ระดับลึกมาก
- ในช่วงเริ่มต้นการเคลื่อนที่ จะช่วยให้ค่าความพรุน และความซึมผ่านรักษาระดับอยู่ได้ แต่ต้องอยู่ในที่ระดับลึกมาก

ปัจจัยอื่น ๆ เช่น การเปลี่ยนแปลงลักษณะของชั้นหินกักเก็บ การแปรสัณฐานโดยการยกตัวขึ้น การเกิดการผุกร่อน และการก่อตัวใหม่ ปัจจัยเหล่านี้ต่างก็มีจะผลต่อค่าความพรุนในชั้นหินกักเก็บได้ นอกจากนี้สิ่งที่ควรทราบ คือ ความแตกต่างระหว่างค่าความพรุนที่ได้จากการวัดจากแท่งตัวอย่างและการคำนวณจากผลการบันทึกทางไฟฟ้า ประมาณ 10-15%

2) กลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม (Trap mechanism)

การปิดกั้น คือ การปิดทับโดยมีโครงสร้างแบบปิด หรือมีรูปทรงทางเรขาคณิต ความน่าจะเป็นของการมีการกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ (P2) เป็นผลลัพธ์ของความน่าจะเป็นของการปรากฏบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างโดยขนาดรูปร่างแบบปิดที่แตกต่างกัน (P2a) และมีกลไกของการกักเก็บ (P2b) นอกจากนี้มีการแสดงขอบเขตพื้นที่ปิดของปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด เพื่อนำมาใช้ในการคำนวณหาปริมาตร สมการของความน่าจะเป็นของการมีกลไกการกักเก็บ คือ (P2) = (P2a) * (P2b)

ปัจจัยความน่าจะเป็นของตัวแปรนี้ ต้องมีการประเมินความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของปริมาณหินที่น้อยที่สุดที่ปรากฏบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง นอกจากนี้ยังต้องมีการประเมินความน่าจะเป็นของการมีโครงสร้างปิดกั้นที่มีประสิทธิภาพ โดยกลไกของการปิดกั้นเป็นการพิจารณาร่วมกันระหว่างชั้นหินโดยรอบและรอยเลื่อนต่างๆ

สิ่งที่ต้องคำนึงถึง คือ ความสัมพันธ์ของช่วงเวลาของชั้นหินปิดกั้น กับช่วงเวลาของการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอน จะถูกนำมาพิจารณาในส่วนของการประเมินความน่าจะเป็นของปัจจัยที่ P3 คือ ความน่าจะเป็นของการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม ส่วนความสัมพันธ์ระหว่างเทคโทนิค (tectonic) และการเปลี่ยนแปลงภายหลังการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนจะนำมาพิจารณาในส่วนของการประเมินความน่าจะเป็นของปัจจัยที่ P4 คือ ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว

ข้อแนะนำ สำหรับสิ่งที่ควรปฏิบัติก่อนเริ่มทำการประเมินความน่าจะเป็นของการกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ

- การจัดทำแผนที่แสดงพื้นที่ผิวปิดของชั้นหินปิดทับทั้งด้านบน และด้านล่าง หรือในกรณีที่สามารถบ่งบอกถึงรูปร่างของชั้นหินกักเก็บที่มีลักษณะต่อเนื่องได้ คือ ผิวด้านบน และด้านล่างขนานกันตลอด สามารถจัดทำแผนที่ที่แสดงพื้นที่ผิวด้านบนเพียงอย่างเดียวได้
- การสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับการนำไปใช้สร้างแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง และแสดงกลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม เช่น ชั้นหินปิดกั้น และรอยเลื่อนต่างๆ ซึ่งจำเป็นต้องถูกจำแนก
- ความสัมพันธ์ของ spill-point ต้องสามารถอธิบายได้ และการนำมาสร้างแผนที่ต้องทำอย่างระมัดระวัง

- ความสัมพันธ์ของเวลา กับระดับความลึกของพื้นผิวชั้นหินปิดกั้น ต้องนำมาพิจารณา โดยข้อมูลที่ได้นั้นอาจมีไม่แน่นอน
- ภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือนควรทำการพิจารณาเพื่อระบุค่าคลื่นไหวสะเทือนที่มีลักษณะผิดปรกติ เช่น ชั้นสารไฮโดรคาร์บอน และลักษณะของชั้นหิน

ในการทำงานในพื้นที่ที่สามารถกำหนดขอบเขตพื้นที่ได้ยาก สิ่งที่ควรทำเพื่อให้ได้ข้อมูลเทียบกับสภาพเป็นจริงมากที่สุด คือ การสร้างแบบจำลองในบริเวณกว้าง เพื่อนำมาใช้ในการคาดการณ์กลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม ในปี 1986 โดย Ulmishek มีการจัดแบ่งประเภทของชั้นหินปิดกั้นออกเป็น 2 ประเภท คือ

1. รูปแบบโครงสร้างที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมาก (Intensely deformed structural style) เช่น โครงสร้างการแทรกดันตัวของหินเกลือและหินดินดาน รวมทั้งการกักเก็บแบบโครงสร้างผสมกันระหว่างการกักเก็บโดยโครงสร้าง (structural trap) กับการเรียงลำดับชั้น (stratigraphic trap) โดยทั่วไปรูปแบบนี้มักพบเป็นจำนวนมาก
2. รูปแบบโครงสร้างที่มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย (Slightly deformed structural style) รูปแบบนี้มักพบเป็นจำนวนน้อย เช่น การกักเก็บจากการเรียงลำดับของชั้นหิน (stratigraphic trap) เป็นลักษณะเด่นในรูปแบบนี้

ในปี 1986 โดย Ulmishek ได้อธิบายความแตกต่างของชั้นหินปิดกั้นทั้ง 2 ชนิด คือ

1. การปิดกั้นโดยสมบูรณ์ (Perfect seals) ประกอบด้วยชั้นหินที่ไม่มีคุณสมบัติความซึมผ่าน เช่น หินแอนไฮไดรต์ (anhydrite) หินดินดานที่ถูกกดทับโดยแรงดันสูง (over-pressured shales) หรือชั้นหินดินดานที่มีความยืดหยุ่นและมีความหนามากๆ และชั้นดินเยือกแข็งคงตัว (permafrost)
2. การปิดกั้นไม่สมบูรณ์ (Imperfect seals) ประกอบด้วยชั้นหินที่มีคุณสมบัติความซึมผ่าน เช่น หินดินดานที่มีการกดทับที่แตกต่างกัน (differentially compacted shales) หินคาร์บอเนตเนื้อแน่น (dense carbonate) ชั้นมาร์ล (marl) และในสภาพพื้นที่ที่มีลักษณะของรอยเลื่อน (faulting) และรอยแตก (fracturing)

2.1) การปรากฏบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง (Presence of the mapped structure)

การจัดทำแผนที่แหล่งกักเก็บ ประกอบขึ้นจาก 3 กระบวนการ คือ การแปลความหมายภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือน การสร้างแผนที่เวลาที่ใช้ในเดินทางของคลื่นถึงผิว

ด้านบน และผิวด้านล่าง และแผนที่ระดับความลึกที่เปลี่ยนมาจากแผนที่เวลาที่ใช้ในการเดินทาง โดยความน่าจะเป็นของความถูกต้องในการจำแนกหาปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด โดยการใช้แผนที่แสดงระดับผิวด้านบนและด้านล่างของแหล่งกักเก็บ การคำนวณหาพื้นที่ปิด และระดับความลึก พร้อมด้วยการหาตำแหน่งของชั้นหินปิดกั้นที่ถูกต้อง จะถูกนำมาประเมินด้วย ในส่วนของการวิเคราะห์ความเสี่ยงต้องทำการประเมินอย่างระมัดระวังในแต่ละขั้นตอนในกระบวนการนี้

การประเมินความน่าจะเป็นของการปรากฏบนแผนที่ของชั้นหินปิดกั้น สิ่งที่ควรนำมาพิจารณา คือ

- คุณภาพของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน
- การครอบคลุมของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน
- การแปลความหมายข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน
- การจำแนกระดับผิวด้านบนและด้านล่างของแหล่งกักเก็บ
- ความน่าเชื่อถือในการจำแนกชั้นหินปิดกั้น
- การเปลี่ยนข้อมูลเทียบกับระดับความลึก

จากคุณภาพของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ควรทำการประเมินความน่าจะเป็นของแผนที่ชั้นหินปิดกั้นที่ไม่ปรากฏบนแผนที่ หรือมีพื้นที่ปิดน้อยกว่าปริมาณของมวลหินที่ประเมินไว้ที่ระดับน้อยที่สุด โดยความไม่แน่นอนนี้จะเกิดขึ้นเมื่อความละเอียดของภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือนไม่ชัดเจน (ไม่ดี) พร้อมทั้งการครอบคลุมของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนก็นำมาประเมินด้วย ในส่วนของความหนาแน่นของภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือน (รายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.5) ควรมีมากเพียงพอเพื่อให้เกิดความเชื่อมั่นในการหาปริมาณของมวลหิน และตำแหน่งของชั้นหินปิดกั้น ในกรณีที่เป็นไปไม่ได้ควรทำการศึกษาแหล่งกักเก็บใหม่อีกครั้ง และทำการพิจารณาความเป็นไปได้ของข้อมูลชุดใหม่ เพื่อลดความไม่แน่นอนในการจัดทำแผนที่ สิ่งที่สำคัญในการประเมิน คือ ช่วงห่างระหว่างเส้นภาคตัดขวาง โดยถ้าระยะห่างมากจำเป็นต้องมีการเก็บข้อมูลใหม่ เพื่อใช้ยืนยันความถูกต้องของปริมาตรมวลหินแหล่งกักเก็บให้มากที่สุด สำหรับการคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตร

ในกระบวนการแปลความหมายของคลื่นไหวสะเทือน ประกอบด้วยการเลือกคลื่นไหวสะเทือน การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของข้อมูลระหว่างรอยเลื่อนทั้งสองด้าน การเชื่อมโยงความต่อเนื่องของภาคตัดขวาง ในแหล่งกักเก็บที่มีลักษณะโครงสร้างและการเรียงลำดับชั้นหินทางธรณีที่ซับซ้อน (รายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.5) ควรนำมาประเมินหาค่าปัจจัยที่มีผล

ต่อความไม่แน่นอน เพื่อนำมาใช้หาปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด นอกจากนี้การกำหนดขอบเขตพื้นที่ผิวแหล่งกักเก็บ (ด้านบน และด้านล่าง) ควรมีการประเมินพร้อมกันด้วย ในกรณีที่ไม่สามารถจำแนกคลื่นไหวสะเทือนที่มีลักษณะเป็นขอบเขตพื้นที่ผิวได้ ต้องมีการประเมินความไม่แน่นอนของการแปลความหมายคลื่นไหวสะเทือน และผลกระทบต่อปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด

ตารางที่ 3.5 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีลักษณะโครงสร้างปิด

Seismic correlation and mapping \ Data reliability		3D-seismic	2D-seismic		
			Dense grid size	Open grid size	Very grid size
Good corr, nearby wells	Low structure complexity	0.9 - 1.0	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.7 - 0.9
	High structure complexity	0.7 - 1.0	0.6 - 0.9	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7
	Low relief, uncertain depth conversion	0.6 - 0.9	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.3 - 0.6
Uncertain corr, distant wells	Low structure complexity	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.7 - 0.9	0.5 - 0.8
	High structure complexity	0.7 - 0.9	0.6 - 0.9	0.4 - 0.8	0.3 - 0.7
	Low relief, uncertain depth conversion	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.3 - 0.6	0.2 - 0.5
Unreliable corr, analogue model	Low structure complexity	0.9 - 1.0	0.7 - 1.0	0.6 - 0.9	0.4 - 0.7
	High structure complexity	0.4 - 0.7	0.3 - 0.6	0.2 - 0.5	0.1 - 0.4
	Low relief, uncertain depth conversion	0.3 - 0.7	0.2 - 0.6	0.1 - 0.5	0.1 - 0.4

Interpretation of top surface not base on seismic reflector:	
Parallel reflector	In general, middle to high end of range
Non- Parallel reflector	Low end of range

Area of closure/grid size:	
> 5 times	Dense grid size
2 – 5 times	Open grid size
< 2 times	Very grid size

ผลของระดับความลึกเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่ง เมื่อทำการประเมินลักษณะทางโครงสร้างที่มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย ความไม่แน่นอนในการเปลี่ยนข้อมูลของเวลาเป็นข้อมูลระดับความลึก ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ใช้อธิบายลักษณะโครงสร้าง (และตำแหน่งระดับของชั้นสาร

ไฮโดรคาร์บอน) จะมีผลต่อการประมาณมวลหินที่น้อยที่สุด โดยการเปลี่ยนแปลงความเร็วในแนวดิ่งและด้านข้างต้องนำมาประเมินด้วย ข้อสังเกตของความเร็วของคลื่นไหวสะเทือนจากข้อมูลในรูปแบบ 2 มิติ มีแนวโน้มมากขึ้นร้อยละ 5-10 ของความเร็วเฉลี่ยทางธรณีวิทยา ในบางครั้งถ้าเป็นไปได้ควรทำการเปรียบเทียบความเร็วของคลื่นไหวสะเทือนกับความเร็วที่ได้จากหลุมเจาะในบริเวณใกล้เคียง

2.2) ประสิทธิ์ภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม (Effective seal mechanism)

กลไกการปิดกั้น คือ หินบริเวณโดยรอบผิวสัมผัสกับชั้นหินที่คาดว่าเป็นชั้นกักเก็บในแหล่งปิโตรเลียม ผิวรอยสัมผัสของชั้นหินกักเก็บสามารถจำแนกได้ 3 ประเภทตามลักษณะความแตกต่าง โดย Milton และ Bertram ในปี 1992 คือ ผิวสัมผัสจากการตกทับถม (depositional surfaces) ผิวสัมผัสจากการแปรสัณฐาน (tectonic surfaces) และผิวสัมผัสจากการเปลี่ยนลักษณะเนื้อหิน (facies change-related surfaces)

ปัจจัยที่ต้องนำมาประเมินค่า คือ ค่าของความซึมผ่านได้บริเวณผิวสัมผัสที่ล้อมรอบชั้นหินกักเก็บ ประสิทธิภาพการปิดทับของชั้นหินปิดกั้นจะขึ้นอยู่กับลักษณะเนื้อหินตามแนวสัมผัสของชั้นหินกักเก็บ ถึงแม้ว่าผิวสัมผัสจะมีเพียงเล็กน้อยแต่ก็มีความสำคัญอย่างยิ่ง ส่วนผิวสัมผัสด้านบน ด้านล่าง และด้านข้าง เมื่อมีการพิจารณาต้องจัดอยู่ในระดับความสำคัญที่เท่ากัน การจัดกลุ่มชั้นหินปิดกั้นสามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม ขึ้นอยู่กับ 1) กลไกการปิดกั้นแบบง่าย และ 2) กลไกการปิดกั้นแบบซับซ้อน รายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.6

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 3.6 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิ์ภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม

Seal mechanism			Seal quality	Very good	Good	Acceptable	Poor
	Top surface	Bottom side	Structure style				
Simple seal	Con form	N/A.	Anticline, buried highs, build-ups, fault str.	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.6 - 0.8	0.4 - 0.6
	UnConform	N/A.	Fault structure	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.5 - 0.7	0.3 - 0.5
Combined seal	Conform	Uncon form	Onlap, low stand wedge	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5	0.3 - 0.4	0.1 - 0.3
	Conform	Fault	Down faulted structure	0.6 - 0.8	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5	0.1 - 0.3
	Conform	Facies shift	“Shale out”	0.6 - 0.8	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.1 - 0.3
	UnConform	Conform	Subcrop structure	0.4 - 0.5	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3

Salt, anhydrite, carbonate	Very good sealing properties
Thick, shale	Good sealing properties
Thin, shale	Poor to acceptable sealing properties
Basalt	Acceptable to good sealing properties
Fault cutting top surface	Poor to acceptable sealing properties
Juxtaposition; fault plane	Depends on sand/shale or sand/sand contact

ชั้นหินปิดกั้นสามารถอธิบายโดยการปิดทับของผิวสัมผัสรอบข้างทั้ง 4 ด้าน เป็นลักษณะของกลไกการปิดทับแบบง่าย ส่วนลักษณะการกระจายตัวของชั้นหินกักเก็บในพื้นที่ปิด ซึ่งจะมีผลต่อช่องว่างภายในชั้นหินนั้นไม่ได้จัดอยู่ในกลไกการปิดกั้นของชั้นหินปิดกั้น ตัวอย่างของโครงสร้างแบบนี้ คือ ชั้นหินโค้งรูปประทุน (anticlines) โครงสร้างจากการทับถมของตะกอน (sedimentary build-up structures) เช่น ตะกอนรูปพัดใต้ทะเล (submarine fans) แนวปะการัง (reefs) แนวสันดอน (barrier banks) และอื่นๆ รวมทั้งการฝังตัวหรือจมตัวของสภาพภูมิประเทศ และส่วนที่เหลืออยู่จากการผุกร่อนอาจจะจัดอยู่ในกลุ่มนี้ได้ ส่วนโครงสร้างแบบรอยเลื่อนนั้นระนาบรอยเลื่อนอาจมีส่วนในการปิดกั้นก็จัดอยู่ในกลุ่มนี้ได้ด้วย ค่าความเสี่ยงของการปิดกั้นจะสัมพันธ์กับรูปแบบของการปิดกั้น และเกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของชั้นหินการปิดทับ การรั่วไหลของสารไฮโดรคาร์บอนจากลักษณะโครงสร้างนี้ จะพบที่ตำแหน่ง saddle ของส่วนบนของผิวสัมผัส

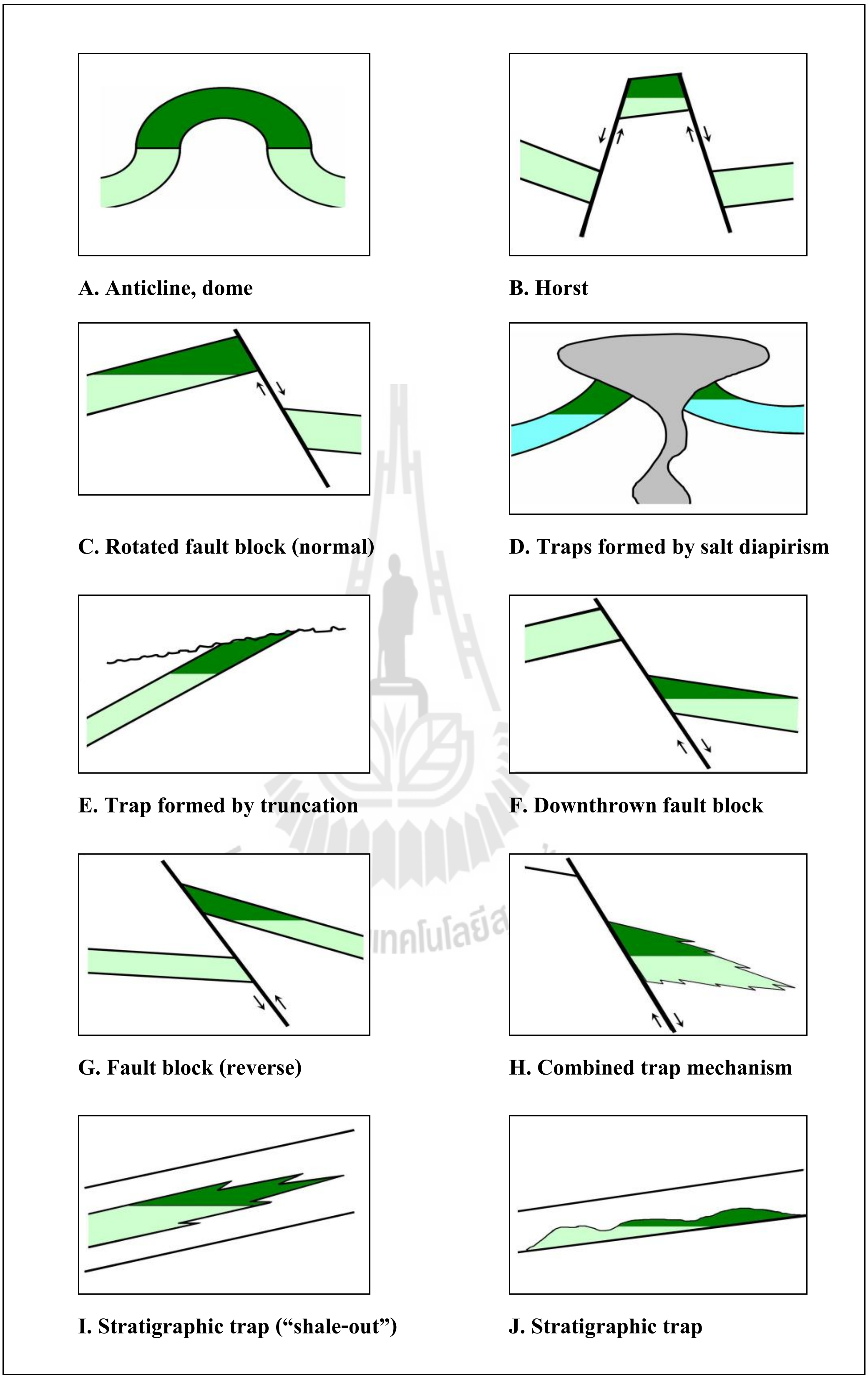
ส่วนกลไกการปิดทับแบบซับซ้อน ประกอบด้วยลักษณะกลไกการปิดกั้นทางด้านข้าง และ/หรือด้านล่าง อย่างใดอย่างหนึ่ง รวมทั้งการปิดกั้นด้านบน แผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างที่แสดงระดับผิวด้านบนของชั้นหินกักเก็บอาจจะไม่เพียงพอในการหาปริมาณมวลหินกักเก็บสำหรับในรูปแบบนี้ รูปแบบการกักเก็บในลักษณะ pinch out และ shaling out ของชั้นหินทรายและโครงสร้างรอยเลื่อนย้อยรอย (thrown fault block) อาจจัดอยู่ในกลุ่มนี้ ค่าความเสี่ยงของการปิดกั้นในกลุ่มนี้จะมีความสัมพันธ์อย่างมากกับผิวสัมผัสทางด้านข้างและด้านล่างกว่าผิวสัมผัสด้านบน

การประเมินค่าความเสี่ยงของชั้นหินทรายที่มีรอยเลื่อนตัดผ่าน สิ่งที่ควรนำมาพิจารณา คือ shale smearing ตามระนาบของรอยเลื่อน รวมทั้งทิศทางการวางตัวของชั้นหินทราย เพื่อนำมาคาดการณ์ทิศทางของแนวสัมผัสในชั้นหินกักเก็บ โดยมีรูปแบบของโครงสร้างกักกั้นแสดงดังรูปที่ 3.8

3) การไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (Petroleum Charge)

ระบบการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม ประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก คือ ประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิด หมายถึงคุณภาพ ปริมาณ และความสุกสมบูรณ์ในการให้สารไฮโดรคาร์บอน และอีกส่วน คือ กลไกการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนออกจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บ ปัจจัยความน่าจะเป็นของระบบการไหลเข้าสะสมของปิโตรเลียม (P3) เป็นผลลัพธ์จากความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่มีประสิทธิภาพ (P3a) และความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ (P3b) โดยแต่ละส่วนของระบบการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม คือ P3a และ P3b จะต้องทำการแยกพิจารณา

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 3.8 รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism)

ความน่าจะเป็นของการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียมอย่างมีประสิทธิภาพ คือ

$$P3 = P3a \times P3b$$

โดย P3a คือ ความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่มีประสิทธิภาพ ในลักษณะของการกระจายตัวของหินต้นกำเนิดที่พร้อมให้สารไฮโดรคาร์บอน ในพื้นที่ที่สามารถระบายสารไฮโดรคาร์บอนได้ ที่แสดงบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง

P3b คือ ความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนจากหินต้นกำเนิด ที่แสดงบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง

การพิจารณาปัจจัย สำหรับการประเมินศักยภาพของหินต้นกำเนิด ก่อนการนำมาคำนวณหาปริมาณแบบปริมาตรสำหรับแหล่งกักเก็บนั้น ควรมีการทดสอบในแต่ละปัจจัยด้วย และการประเมินปริมาณสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บนั้น ศักยภาพของการไหลเข้าสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอน สามารถคำนวณได้จากความสัมพันธ์ของการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียมเท่ากับ ผลคูณระหว่างประสิทธิภาพของพื้นที่ระบายปิโตรเลียม ความหนาของชั้นหินต้นกำเนิด ปริมาณสารอินทรีย์วัตถุ (TOC) Transformation factor ปัจจัยการเคลื่อนที่ขั้นปฐมภูมิ และปัจจัยการเคลื่อนที่ขั้นทุติยภูมิ

วัตถุประสงค์ของการคำนวณนี้ เพื่อเป็นการแสดงปริมาณสารไฮโดรคาร์บอนที่สามารถจะกักเก็บในแหล่งกักเก็บได้ ในพื้นที่ส่วนใหญ่จะประสบกับปัญหาของการขาดข้อมูลที่มีประสิทธิภาพสำหรับการพิจารณาค่าความไม่แน่นอนในการประเมิน ดังนั้นจึงได้นำวิธีการคำนวณแบบ Monte-Carlo Simulation เข้ามาแก้ไขปัญหานี้ ส่วนปัจจัยอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการกักเก็บจะเป็นเรื่องของลักษณะโครงสร้างที่มีความสามารถในการกักเก็บ ถ้าในการคำนวณการไหลเข้าสะสมตัวในแหล่งกักเก็บไม่มีความถูกต้องแม่นยำ ย่อมทำให้สารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บลดปริมาณลงด้วย

ปัจจัยที่ต้องนำมาพิจารณา เพื่อใช้ในการประเมินศักยภาพ ประกอบด้วย

- คุณภาพ และความสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ
- ประเภทของสารไฮโดรคาร์บอนที่จะได้จากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
- ปริมาณของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีความสุกสมบูรณ์ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม

- ช่วงเวลาเริ่มต้น และช่วงสุดท้ายในการเคลื่อนที่ของน้ำมัน
- ช่วงเวลาเริ่มต้น และช่วงสุดท้ายในการเคลื่อนที่ของก๊าซ
- แผนที่แสดงพื้นที่ระบายปิโตรเลียม และเส้นทางการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม
- แผนที่แสดงความสัมพันธ์ของ fill-spill

พื้นที่ที่ไม่สามารถกำหนดขอบเขตได้อย่างชัดเจน รูปแบบจำลองทางธรณีวิทยาของหินต้นกำเนิด ควรต้องมีสร้างขึ้น ในปี 1986 โดย Ulmishek ได้จำแนกสารอินทรีย์วัตถุที่มีศักยภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ออกเป็น 3 ประเภท คือ

- สารอินทรีย์วัตถุแบบฮิวมิก (Humic organic matter) ส่วนใหญ่มีแหล่งกำเนิดมาจากพื้นทวีป รวมทั้งชั้นถ่านหินจัดอยู่ในประเภทนี้ด้วย สารไฮโดรคาร์บอนที่ได้ประกอบด้วยก๊าซที่มี C1 อะตอมเป็นส่วนใหญ่
- สารอินทรีย์วัตถุแบบเลนอินทรีย์อย่างเบาบาง (Dispersed sapropelic organic matter) พบในสภาพแวดล้อมของการตกทับถมแบบมหาสมุทร และทะเลสาบ ปริมาณสารอินทรีย์วัตถุจัดอยู่ในระดับคลาร์ก (clarke) และในบางครั้งบางตัวอย่างอาจพบถึง 23% แต่โดยทั่วไปจะมีการผสมกันของสารอินทรีย์วัตถุแบบฮิวมิกอยู่ด้วย
- สารอินทรีย์วัตถุแบบเลนอินทรีย์อย่างหนาแน่น (Concentrated sapropelic organic matter) พบในสภาพแวดล้อมของการตกทับถมแบบมหาสมุทร หรือทะเลสาบ บางครั้งพบเป็นชั้นบางๆ ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารอินทรีย์วัตถุแบบนี้มีค่ามากกว่า 45% และอาจเพิ่มขึ้นอีก 20% หรือมากกว่า ในบางตัวอย่าง

3.1) การมีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Presence of sufficient volume mature source rock)

การประเมินของการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีประสิทธภาพนั้นเป็นปัจจัยพื้นฐานในการวิเคราะห์หินต้นกำเนิด ที่จะต้องพบในพื้นที่ หรือความสัมพันธ์ระหว่างสารไฮโดรคาร์บอนกับหินต้นกำเนิด โดยจำนวนชุดข้อมูลและระยะห่างในการประมาณค่าจากตำแหน่งข้อมูลบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างถือว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญ ในการจำลองของสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของหินต้นกำเนิดเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการประมาณการเปลี่ยนแปลงลักษณะทางด้านข้างและการเปลี่ยนแปลงคุณลักษณะอินทรีย์สาร

การมีอยู่ของหินต้นกำเนิดที่พร้อมให้สารไฮโดรคาร์บอนนั้นจะถูกนำมาประเมิน โดยการใช้แผนที่แสดงระดับความสุกสมบูรณ์ รวมทั้งพื้นที่ที่มีศักยภาพในการระบาย

ปิโตรเลียมด้วย การจำลองความสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิดเป็นสิ่งจำเป็นยิ่ง และรูปแบบจำลองแอ่งสะสมตัวควรสร้างขึ้นด้วยสำหรับการประเมินคุณภาพ

ปัจจัยของความน่าจะเป็นในการประเมิน เป็นการพิจารณาจากปัจจัย ดังนี้

➢ ความน่าจะเป็นของการมีคุณภาพ และประสิทธิภาพที่เพียงพอของหินต้นกำเนิดต่อการให้สารไฮโดรคาร์บอน โดยแยกออกได้เป็น

- ประเภทของหินต้นกำเนิด (kerogen type I, II, III)
- ปริมาณค่าสารอินทรีย์วัตถุ (TOC)
- ค่า transformation ของสารอินทรีย์วัตถุเป็นน้ำมันหรือก๊าซ
- การเปลี่ยนแปลงลักษะทางด้านข้าง และระยะห่างของชุดข้อมูล

➢ ความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ต่อการให้สารไฮโดรคาร์บอนในพื้นที่ระบายออกในแหล่งกักเก็บ โดยแยกออกได้เป็น

- ระดับความสุกสมบูรณ์ที่มากเกินไป (overcooked)
- ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทก๊าซอย่างเดียว (gas window)
- ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทก๊าซและน้ำมัน (transition gas/oil window)
- ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทน้ำมันอย่างเดียว (peak oil window)
- ระดับช่วงเริ่มต้นความสุกสมบูรณ์ หรือช่วงเริ่มต้นในการให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทน้ำมัน

➢ ความน่าจะเป็นของการมีปริมาณหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ต่อการให้สารไฮโดรคาร์บอนในพื้นที่ระบายออก โดยแยกออกได้เป็น

- ปริมาณที่มีประสิทธิภาพมากกว่า (more than sufficient volume)
- ปริมาณขนาดเล็ก (marginal volume)
- ปริมาณไม่เพียงพอ (inadequate volume)

ข้อมูลในตารางที่ 3.7 เป็นการแสดงระดับคุณภาพ ความสุกสมบูรณ์ และปริมาณมวลหินต้นกำเนิด ที่จะต้องนำมาพิจารณา โดยตัวแปรต่างๆ เหล่านี้ส่วนใหญ่สามารถวัดค่าได้โดยตรงจากห้องปฏิบัติการ และอาจมีเพียงบางส่วนที่จากการวัดค่าที่มีความไม่น่าเชื่อถือ

ตารางที่ 3.7 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยพิจารณาจากปริมาณ และระดับความสุกสมบูรณ์ (maturity)

Data reliability / Depositional environment		Restricted marine or lacustrine environment with conc. sapropelic organic matter	Mixed marine or lacustrine environment with dispersed sapropelic organic matter	Deltaic environment with mostly humic organic matter (terrestrial; mainly gas)
Proven source rock	Sufficient volume	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.8 - 1.0
	Marginal volume	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.4 - 0.7
	Marginal mature	0.3 - 0.6	0.2 - 0.5	0.2 - 0.5
Quality reduced source rock	Sufficient volume	0.7 - 0.9	0.6 - 0.8	0.6 - 0.8
	Marginal volume	0.4 - 0.6	0.3 - 0.6	0.3 - 0.6
	Marginal mature	0.2 - 0.5	0.1 - 0.4	0.1 - 0.4
Hypo-thetical source rock	Sufficient volume	0.5 - 0.8	0.4 - 0.7	0.4 - 0.7
	Marginal volume	0.3 - 0.7	0.3 - 0.6	0.3 - 0.6
	Marginal mature	0.1 - 0.4	0.1 - 0.4	0.1 - 0.4
Specu-lative source rock	Sufficient volume	0.4 - 0.7	0.3 - 0.7	0.3 - 0.7
	Marginal volume	0.2 - 0.6	0.2 - 0.5	0.2 - 0.5
	Marginal mature	0.1 - 0.4	0.1 - 0.3	0.1 - 0.3

ส่วนใหญ่ตัวอย่างที่ใช้จะมาจากหลุมเจาะ และ/หรือจากหินโผล่ที่ใช้เป็นตัวแทนของหินต้นกำเนิดในแหล่งกักเก็บนั้น ๆ ส่วนการประเมินของชุดข้อมูลที่สัมพันธ์กัน และคุณภาพนั้นจะเป็นปัจจัยที่สำคัญในการประเมินค่าความเสี่ยงของคุณสมบัติหินต้นกำเนิด

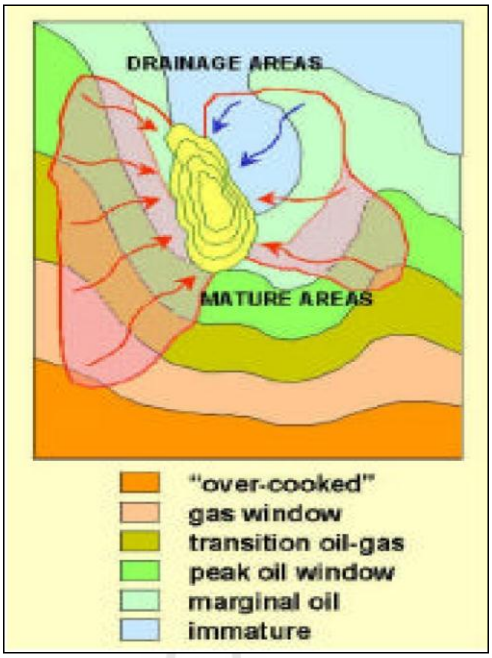
การประเมินศักยภาพของหินต้นกำเนิดนั้น สิ่งที่ควรทำ คือ การวิเคราะห์ค่าความเสี่ยงซึ่งต้องอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ย และไม่เป็นค่าที่สูงเกินไป ดังนั้นเมื่อทำการประมาณค่าความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ในพื้นที่ระบายได้ ควรทำการประเมินความไม่แน่นอนในการจำแนก และการทำแผนที่แสดงพื้นที่ระบายสารไฮโดรคาร์บอนด้วย โดยความไม่แน่นอนที่มากเกินไปของการทำแผนที่จะมีทั้งประโยชน์และโทษ สำหรับการประมาณความสามารถในการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม

3.2) ประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม (Effective migration)

เป็นปัจจัยบ่งชี้ที่สำคัญ ดังนั้นการพิจารณาควรทำอย่างรอบคอบเนื่องจากมีความสัมพันธ์กันระหว่างระยะเวลาของการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียมกับชั้นหินปิดกั้น และเป็นการประเมินความน่าจะเป็นของการเกิดชั้นหินปิดกั้นก่อนการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนที่เคลื่อนที่เข้ามา โดยเป็นการสมมุติให้ชั้นหินปิดกั้นมีคุณสมบัติของการปิดกั้นที่มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ยังรวมถึงลักษณะของรอยเลื่อนและชั้นหิน cap rocks ด้วย โดยลักษณะของการปิดกั้นอยู่อย่างต่อเนื่องตลอดช่วงระยะเวลา ดังนั้นจะได้ค่า P1 เท่ากับ 1.0 และ P2b เท่ากับ 1.0 ถ้าข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพียงอย่างเดียวไม่สามารถให้ข้อมูลที่เพียงพอต่อการอธิบายช่วงเวลาของชั้นหินปิดกั้นได้ ให้ทำการ back stripping อาจจะมีประโยชน์ในการให้ข้อมูลได้

ข้อความจำ คือ ในการประเมินการไหลเข้าสะสมของปิโตรเลียมในระบบต้องเป็นช่วงเวลาสุดท้ายของการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนในชั้นหินปิดกั้น และไม่มีการคิดค่าความเสี่ยงซ้อนทับ (double risking) ของปัจจัยความน่าจะเป็นของการคงอยู่หลังการสะสมตัว (P4)

ภายใต้ความดันปรกติการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนจะเคลื่อนที่ขึ้นด้านบน และกลไกการเคลื่อนที่สามารถประเมินได้จากแผนที่แสดงระดับความลึก โดยทิศทางการเคลื่อนที่ในส่วนบนของชั้นหินจะตั้งฉากกับเส้นแสดงชั้นระดับความลึก (รูปที่ 3.9) ในการศึกษาควรใช้แผนที่แสดงทิศทางในอดีต สำหรับการวิเคราะห์เพื่อให้ได้ผลตามวัตถุประสงค์ แต่บางแผนที่ไม่สามารถใช้ได้ในทุก ๆ กรณีเสมอไป โดยการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนอาจมีสาเหตุมาจากการความซึมผ่านตามแนวรอยเลื่อน และในแนวดิ่งเพื่อเป็นการรักษาระดับความดันให้สมดุล ดังนั้นเมื่อมีการประเมินศักยภาพของกลไกการเคลื่อนไหล ต้องพิจารณาถึงลักษณะโครงสร้างที่สลับซับซ้อน ทิศทางการวางตัวของชั้นหิน ลักษณะเนื้อหิน และชั้นปิดกั้นที่ผิวด้านบนของชั้นหินที่ยอมให้มีการเคลื่อนที่ผ่าน โดยทั่วไปก๊าซสามารถเคลื่อนที่ได้ดีกว่าน้ำมันตามการเคลื่อนที่ในแนวดิ่ง โดยมีรายละเอียดการประเมินค่าแสดงในตารางที่ 3.8



รูปที่ 3.9 ตัวอย่างแผนที่แสดงระดับ maturity ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (drainage area) และทิศทางการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม

ตารางที่ 3.8 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม และช่วงเวลาที่เหมาะสมต่อการเคลื่อนที่

Timing / Migration	The trap is formed before onset of hydrocarbon migration	Time of trap formation and time of migration are overlapping	The trap is formed when the source rock is supposed to be "overcooked"
Local migration	0.9 - 1.0	0.4 - 0.8	0.1 - 0.4
Lateral migration without barriers	0.8 - 0.9	0.4 - 0.7	0.1 - 0.3
Lateral migration with barriers	0.5 - 0.8	0.2 - 0.5	0.1 - 0.3
Vertical migration without barriers	0.7 - 0.9	0.3 - 0.6	0.1 - 0.3
Vertical migration with barriers	0.4 - 0.6	0.2 - 0.4	0.1 - 0.2
Long distance "fill spill" migration	0.4 - 0.6	0.2 - 0.4	0.1 - 0.2
The trap is in the "shadow" of migration	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3	0.1

ในบางแหล่งพบว่า ณ ช่วงเวลาปัจจุบัน หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมมีความสุกสมบูรณ์ที่มากเกินไป (overcooked) จึงทำให้ไม่สามารถประเมินการกักเก็บได้ หรือภายหลังจาก

การเกิดเทคโทนิค (tectonic) อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดการรั่วไหลของสารไฮโดรคาร์บอนออกจากชั้นหินปิดกั้นหนึ่งไปยังอีกชั้นหินปิดกั้นหนึ่ง ดังนั้นความไม่แน่นอนจึงมีความสัมพันธ์กับการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดแหล่งอื่น ๆ อีก รวมทั้งรูปแบบจำลองควรถูกนำมาพิจารณาร่วมด้วย

4) การคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว (Retention after accumulation)

ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บภายหลังการสะสมตัว (P4) เป็นการประเมินโดยมีข้อสมมุติฐาน คือ มีชั้นหินปิดกั้นชั้นที่มีสารไฮโดรคาร์บอนบรรจุอยู่ ณ ช่วงเวลาหนึ่ง ๆ ในการประเมินปัจจัยนี้ ควรมีการนำเหตุการณ์ต่างๆ ตั้งแต่ช่วงเวลาของการเริ่มสะสมตัวจนถึงปัจจุบัน มาพิจารณาร่วมด้วย

การตั้งสมมุติของการมีหินปิดกั้น ณ ช่วงเวลาของการสะสมตัวนั้น ชั้นหินต้องมีประสิทธิภาพต่อการปิดกั้น เพื่อให้เกิดการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอน รวมทั้งรอยเลื่อนที่มีลักษณะโครงข่ายที่สามารถกักเก็บได้ แต่ปัจจัยเหล่านี้ได้ทำการวิเคราะห์มาแล้ว เนื่องจากเป็นส่วนหนึ่งในการประเมินความเสี่ยงของกลไกการกักเก็บ (P2) การพิจารณาความน่าจะเป็นของการคงอยู่ต้องทำการประเมินศักยภาพของรอยเลื่อนที่ยังคงมีพลังอยู่ การยกตัวของชั้นหิน รวมทั้งการเกิดเทคโทนิค และการเอียงเทหรือการวางตัวของชั้นหินกักเก็บที่เกิดขึ้นหลังจากการสะสมตัว

ตารางที่ 3.9 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการคงสภาพของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว

Geological processes after accumulationl	Data control	Positive unambiguous data (seismic, well, etc.)	Data control and interpretation is poor to fair	Negative unambiguous data (seismic, well, etc.)
No late activity	No tectonic activity after accumulation	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.7 - 1.0
	Shallow traps, possible biodegradation	0.8 - 0.9	0.4 - 0.7	0.1 - 0.3
Erosion	Trap is connection to generating source	0.7 - 0.9	0.3 - 0.6	0.1 - 0.3
	Trap not connected to generating source	0.5 - 0.8	0.2 - 0.5	0.1 - 0.2
Uplift and tilting	Form, volume, top point not changed	0.7 - 0.9	0.4 - 0.7	0.2 - 0.4
	Form, volume, top point changed	0.5 - 0.6	0.3 - 0.4	0.1 - 0.2
Reactivated fault	Compression and/or tranpression	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5	0.3 - 0.4
	Tension	0.4 - 0.6	0.3 - 0.4	0.1 - 0.3

การสร้างโครงสร้างใหม่หลังจากการสะสมตัวของหินปิดกั้น เป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการอธิบายชั้นความหนาของสารไฮโดรคาร์บอน และสถานะ (น้ำมัน หรือก๊าซ) ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ นอกจากนี้ควรทำการศึกษาเรื่องราวเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงเริ่มต้นของกระบวนการประเมินค่าความเสี่ยง โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในภายหลังการสะสมตัว จะมีอิทธิพลอย่างมากในการประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ

ลักษณะเฉพาะที่ หรือโดยทั่วไปจะมีอิทธิพลต่อปัจจัยนี้ เช่น การมีรอยแตกในชั้นหินปิดกั้น การมีน้ำหนักกดทับที่น้อย เป็นต้น นอกจากนี้การมีแรงกดดันที่มากเกินไปของชั้นหินกดทับจะส่งผลให้เกิดความแตกต่างของความดันระหว่างชั้นหินปิดกั้นและชั้นหินกักเก็บซึ่งนับว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่ง

5) การระบุสารไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon indicator)

สิ่งผิดปรกติบนข้อมูลของคลื่นไหวสะท้อนสามารถนำมาใช้ในการจำแนกชั้นหินกักเก็บที่มีสารไฮโดรคาร์บอนบรรจุอยู่ได้ โดยการสังเกตสิ่งผิดปรกตินี้จะมีประโยชน์ในการสำรวจถ้ามีการให้เหตุผลที่น่าเชื่อถือ นอกจากนี้อาจใช้เป็นข้อมูลยืนยันของการมีอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บได้ แต่อย่างไรก็ตามสิ่งผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะท้อนอาจจะเกิดขึ้นได้หลายสาเหตุ ทั้งจากลักษณะทางธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ และอาจเกิดภายหลังซึ่งเป็นผลมาจากวิธีการเก็บข้อมูลและการประมวลผลข้อมูล เป็นต้น

การระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรง (direct hydrocarbon indicator; DHI) คือ การเปลี่ยนแปลงลักษณะของคลื่นไหวสะท้อน หรือสิ่งผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะท้อน ที่เป็นผลโดยตรงจากการเปลี่ยนประเภทของของเหลวที่บรรจุอยู่ภายในชั้นหินกักเก็บ คือ เปลี่ยนจากน้ำไปเป็นสารไฮโดรคาร์บอน

ในแต่ละกรณี สิ่งผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะท้อน อาจมีลักษณะเป็น “ข้อมูลจริง” หรือ “ข้อมูลเท็จ” ของการระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรง โดยสิ่งผิดปรกติที่เป็นผลมาจากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ ทั้งการเก็บข้อมูลหรือการประมวลผลข้อมูล มักจะเป็นข้อมูลเท็จของการระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรง ในขณะที่สิ่งผิดปรกติที่เป็นผลมาจากลักษณะทางธรณีวิทยา อาจทำให้เป็นข้อมูลจริง หรือข้อมูลเท็จก็ได้

การประเมินความผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะท้อน ควรทำอย่างระมัดระวังพร้อมกับการทำซ้ำสำหรับการปรับแก้ภาพตัดขวาง 2 มิติ การศึกษารายละเอียดของคลื่นความถี่ (amplitude) และเฟส (phase) มีส่วนช่วยให้ลดค่าความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นจากความผิดปรกติ

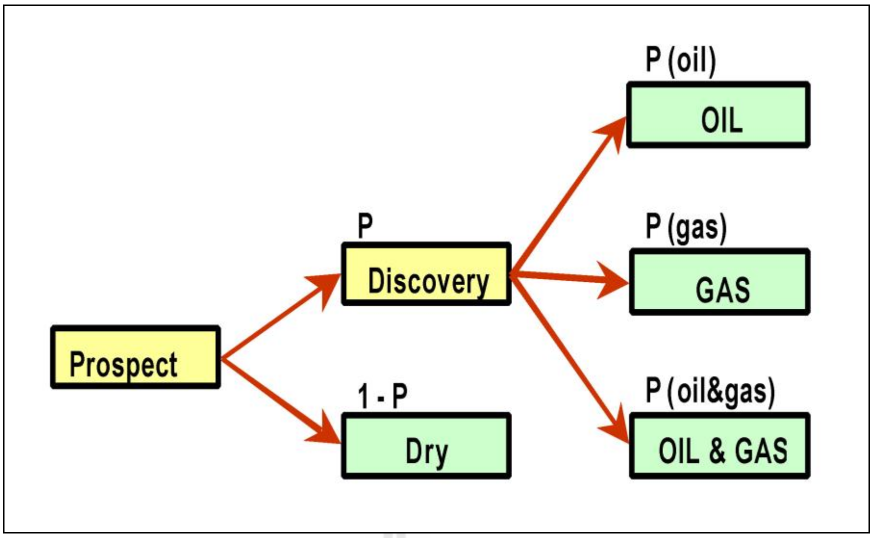
ของข้อมูลคลื่นไหวสะท้อนได้ นอกจากนี้ควรจำแนกความผิดปรกติของข้อมูลที่แสดงเป็นชั้นหินกักเก็บ และลักษณะทางธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ที่ทำให้มีการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอน

การแปลความหมายของแหล่งกักเก็บและการทำแผนที่นั้น สิ่งที่ต้องทำควบคู่ไปด้วย คือ การจำแนกความเชื่อมั่นของการระบุสารไฮโดรคาร์บอน โดยการใช้ข้อมูลจากข้อเท็จจริงบนพื้นฐานสำหรับการกำหนด หรือตัวแปรของแหล่งกักเก็บ เช่น ปริมาตรของชั้นหิน ความหนาของชั้นหินกักเก็บ ชั้นสารไฮโดรคาร์บอน และสถานะ เป็นต้น การวิเคราะห์ความเสี่ยงทางด้านธรณีวิทยาโดยการระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรงจะเป็นปัจจัยที่สำคัญเมื่อมีการพิจารณาความน่าจะเป็นของการมีชั้นหินกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ (P2) และการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (P3)

การไหลซึมของน้ำมันตามแนวรอยแตกหรือรอยร้าวที่พื้นท้องทะเล และความผิดปรกติของก๊าซบนข้อมูลคลื่นไหวสะท้อน จะเป็นการระบุสารไฮโดรคาร์บอนว่ามีอยู่จริง ณ ช่วงเวลาปัจจุบัน ด้วยเหตุนี้ค่าความน่าจะเป็นของการมีปิโตรเลียมสะสมอยู่ในระบบมีแนวโน้มเป็นไปได้มาก แต่ในทางตรงข้ามค่าความน่าจะเป็นของการคงอยู่มีแนวโน้มไปทางต่ำ

6) ความน่าจะเป็นของน้ำมัน หรือก๊าซ (Probabilities of oil or gas)

การใช้โปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ เช่น โปรแกรมคอมพิวเตอร์ GeoX นั้น จะพบว่าอัตราส่วนระหว่างน้ำมันและก๊าซในแหล่งกักเก็บจะถูกพิจารณาเป็นตัวแปรของการคำนวณปริมาตร อย่างไรก็ตามในบางกรณีการประเมินจะแตกต่างกันไป เช่น กรณีที่เป็นแหล่งน้ำมัน หรือก๊าซเพียงอย่างดียว หรือเป็นการผสมกันระหว่างน้ำมันและก๊าซ โดยในแต่ละกรณีการประเมินค่าความเสี่ยงจะมีความสัมพันธ์กัน เพื่อให้การประเมินค่าความเสี่ยงมีความถูกต้อง มักแสดงในรูปแบบของกิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree)



รูปที่ 3.10 กิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree)

สำหรับแหล่งกักเก็บหนึ่ง ๆ เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอาจมีผลลัพธ์ 4 ลักษณะ คือ หลุมแห้ง หลุมน้ำมัน หลุมก๊าซ หรือหลุมที่น้ำมันและก๊าซผสมกัน โดยผลลัพธ์เหล่านี้จะเป็นอิสระต่อกัน และผลรวมของความน่าจะเป็นของทุกเหตุการณ์จะมีค่าเท่ากับ 1

ตัวอย่าง ในแหล่งกักเก็บมีความน่าจะเป็นของการค้นพบเท่ากับ 0.40 โดยให้โอกาสของการค้นพบเป็นแหล่งน้ำมันเท่ากับร้อยละ 40 แหล่งก๊าซเท่ากับร้อยละ 30 และอีกร้อยละ 30 เป็นแหล่งที่ผสมกันระหว่างน้ำมันและก๊าซ ซึ่งในการคำนวณค่าความน่าจะเป็นของแต่ละเหตุการณ์ ต้องคูณค่าความน่าจะเป็นของการค้นพบ ดังนั้นผลลัพธ์ที่ได้ คือ ความน่าจะเป็นของการค้นพบแหล่งน้ำมันเท่ากับ 0.16 (0.40 x 0.40) ความน่าจะเป็นของการค้นพบแหล่งก๊าซเท่ากับ 0.12 (0.40 x 0.30) ความน่าจะเป็นของการค้นพบแหล่งน้ำมันร่วมกับก๊าซเท่ากับ 0.12 (0.40 x 0.30) และสุดท้ายความน่าจะเป็นของการเกิดหลุมแห้งเท่ากับ 0.60

บทที่ 4
วิธีการจัดทำการประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม

ปี พ.ศ.2543 AAPG (American Association of Petroleum Geologists), SPE (Society of Petroleum Engineers), SPEE (Society of Petroleum Evaluation Engineers) และ WPC (World Petroleum Congress) ได้ร่วมกันพัฒนาจัดทำระบบการจำแนกทรัพยากรปิโตรเลียมเพื่อใช้เป็นมาตรฐานทั่วโลก และออกเอกสารสนับสนุนเกี่ยวกับแนวทางการใช้วิธีการประเมินในปี พ.ศ.2544 ตามด้วยเอกสารอธิบายคำศัพท์ที่ใช้ในการจำกัดความทรัพยากรในปี พ.ศ.2548 โดย SPE ได้เผยแพร่เอกสารที่แก้ไขในเรื่องมาตรฐานสำหรับประเมินและตรวจสอบปริมาณสำรองในปี พ.ศ. 2550 คำนิยามและระบบการจำแนกที่เกี่ยวข้องเหล่านี้ปัจจุบันถูกใช้อย่างเป็นสากลในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

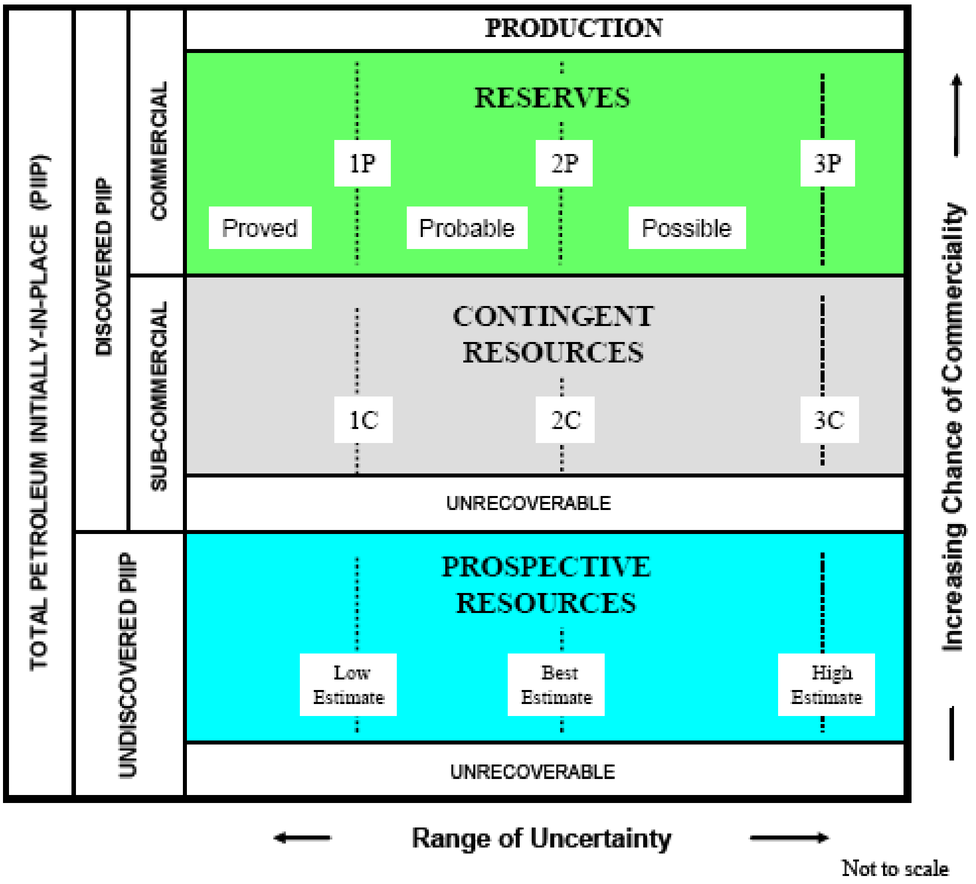
4.1 พื้นฐานที่สำคัญและคำจำกัดความ (Basic Principles and Definitions)

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมได้รวมถึงปริมาตรและค่าต่าง ๆ ซึ่งมีระดับความไม่แน่นอนอยู่ด้วย ปริมาณเหล่านี้ได้เชื่อมโยงกับโครงการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในหลายขั้นตอนของการออกแบบและทำการพัฒนาให้สำเร็จ การใช้ระบบจำแนกทรัพยากรที่สอดคล้องกันจะช่วยทำให้การเปรียบเทียบระหว่างโครงการ กลุ่มโครงการ และหลักทรัพย์ของบริษัทที่ขึ้นอยู่กับคาดการณ์ การค้นพบและการผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ระบบนี้จะต้องพิจารณาทั้งตัวประกอบด้านเทคนิคและเชิงพาณิชย์ซึ่งจะกระทบกับความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ อายุและกระแสเงินที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

โครงสร้างการจำแนกทรัพยากรปิโตรเลียม

ปิโตรเลียม หมายถึง ส่วนผสมของสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติในสถานะก๊าซ ของเหลว หรือของแข็ง ปิโตรเลียมอาจมีสารที่ไม่ใช่สารประกอบไฮโดรคาร์บอนปนอยู่ด้วย ซึ่งมักเห็นทั่วไปได้แก่ คาร์บอนไดออกไซด์ ไนโตรเจน ไฮโดรเจนซัลไฟด์ และซัลเฟอร์ และกรณีที่หาได้ยากมากที่สารประกอบที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอนจะมีมากกว่าร้อยละ 50

คำว่า “ทรัพยากร (Resources)” ในที่นี้มีเจตนา หมายถึง ปริมาณปิโตรเลียมที่เกิดตามธรรมชาติทั้งบนและภายในเปลือกโลก ไม่ว่าจะเป็นที่ค้นพบแล้วหรือที่ยังไม่มีการค้นพบ (ทั้งสามารถผลิตได้และไม่สามารถผลิตได้) ร่วมกับปริมาณของปิโตรเลียมที่ได้ผลิตไปแล้ว นอกจากนั้นยังรวมถึงปิโตรเลียมต่าง ๆ ทั้งหมดทั้งที่พิจารณาเป็นแบบธรรมดาหรือแบบอื่น ๆ



รูปที่ 4.1 โครงสร้างระบบการจำแนกทรัพยากรตาม SPE/WPC/AAPG/SPEE โดยแสดงทรัพยากรหลักที่สามารถจะผลิตได้ในประเภทต่าง ๆ ประกอบไปด้วยปริมาณการผลิต (Production) ปริมาณสำรอง (Reserves) ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพิจารณาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) และทรัพยากรคาดคะเน (Prospective Resources) รวมทั้งปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้อีกด้วย

ลำดับของความไม่แน่นอน (Range of Uncertainty) ในแนวราบได้สะท้อนถึงลำดับปริมาณที่ประเมินศักยภาพที่สามารถผลิตได้จากแหล่งสะสมในแต่ละโครงการ ในขณะที่แกนแนวดิ่ง หมายถึง โอกาสสมรรถนะเชิงพาณิชย์ (Chance of Commerciality) ซึ่งหมายถึงโอกาสที่โครงการจะถูกพัฒนาและสามารถผลิตได้ในสภาพเชิงพาณิชย์

คำจำกัดความของส่วนแบ่งย่อยภายใต้ระบบการจำแนกทรัพยากรในรูปที่ 4.1 มีดังนี้

1) ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มทั้งหมด (Total Petroleum Initially-in Place) คือ ปริมาณของปิโตรเลียมที่ประเมินว่ามีอยู่แรกเริ่มโดยเกิดขึ้นตามธรรมชาติในแหล่งสะสม และได้รวมถึงปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมินในขณะนั้นว่ามีอยู่ในแหล่งสะสมที่ค้นพบแล้ว บวกกับปริมาณที่ประเมินในแหล่งที่ยังไม่มีการค้นพบ (เทียบเท่ากับปริมาณทรัพยากรทั้งหมด Total resources) ก่อนจะมีการผลิต

2) ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มในแหล่งที่ค้นพบแล้ว (Discovered of Total Petroleum Initially-In-Place) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมินในขณะนั้นในแหล่งที่ค้นพบแล้วก่อนที่จะมีการผลิต

ปริมาณผลิต (Production) คือ ปริมาณปิโตรเลียมผลิตสะสมจากแหล่งที่ค้นพบในขณะใดขณะหนึ่ง ในขณะที่ปริมาณทรัพยากรที่สามารถผลิตได้ คือปริมาณที่ประเมินและผลิตโดยวัดจากผลผลิตที่ขายได้ (Sales) วัตถุดิบที่จะผลิตได้ (Sales plus non-sales) ก็มีการวัดและต้องการในการสนับสนุนการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมเกี่ยวกับการผลิตออกมาจากแหล่งกักเก็บ

การพัฒนาในหลายโครงการอาจนำมาใช้สำหรับแหล่งสะสมที่ทราบแล้วแต่ละแหล่งและแต่ละโครงการอาจผลิตได้โดยประเมินเป็นส่วนหนึ่งของปริมาณทั้งหมดที่อยู่ในแหล่งนั้น โครงการต่าง ๆ เหล่านี้อาจแบ่งย่อยเป็นสมรรถนะเชิงพาณิชย์ กึ่งเชิงพาณิชย์ ซึ่งปริมาณที่สามารถจะผลิตได้สามารถแบ่งออกเป็นปริมาณสำรอง (Reserves) และปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาได้ (Contingent Resources) ดังคำอธิบายต่อไปนี้

ปริมาณสำรอง (Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้ในเชิงพาณิชย์จากแหล่งสะสมหนึ่ง ๆ ที่พบแล้ว ณ วันที่กำหนดใด ๆ ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด สภาวะเศรษฐกิจและวิธีการผลิตในปัจจุบันรวมถึงกฎระเบียบของรัฐ ปริมาณสำรอง อาจแบ่งออกได้ตามความสอดคล้องของความแน่นอนที่ประกอบในการประเมินหรืออาจบางที่แบ่งย่อยออกตามสภาวะที่สมบูรณ์ของโครงการและ/หรือ ลักษณะพิเศษเฉพาะโดยสภาพการณ์การพัฒนาและการผลิต

ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) คือ ปริมาณทรัพยากรที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใด ๆ ว่ามีศักยภาพที่จะผลิตได้จากแหล่งสะสมหนึ่ง ๆ ที่พบแล้ว แต่ยังไม่สามารถพิจารณาว่าเป็นโครงการสมบูรณ์เพียงพอ สำหรับการพัฒนาเชิงพาณิชย์ เนื่องจากเหตุผลความไม่แน่นอนอย่างใดอย่างหนึ่งหรือมากกว่านั้น ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาได้อาจรวมถึงโครงการที่ยังหาตลาดไม่ได้ หรือการผลิตเชิงพาณิชย์ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการพัฒนา หรือการวิเคราะห์การปริมาณแหล่งสะสมยังไม่เพียงพอต่อการกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ได้อย่างชัดเจน ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องอาจแบ่ง ออกตามภาวะระดับของความแน่นอนที่

ประกอบการประเมินหรืออาจแบ่งย่อยตามภาวะสมบูรณ์ของโครงการ และ/หรือลักษณะพิเศษเฉพาะตามสภาวะเศรษฐกิจของมัน

3) ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มในแหล่งที่ยังไม่มีการค้นพบ (Undiscovered of Total Petroleum Initially-In-Place) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใด ๆ ว่ามีอยู่ในแหล่งสะสมที่ยังไม่ถูกค้นพบประกอบไปด้วย

ทรัพยากรคาดคะเน (Prospective Resources) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใดๆ ว่ามีศักยภาพที่จะผลิตได้จากแหล่งสะสมที่ยังไม่ถูกค้นพบโดยใช้วิธีการพัฒนาของโครงการในอนาคต ทรัพยากรคาดคะเนมี 2 ส่วนความเป็นไปได้ คือ ความเป็นไปได้ที่จะค้นพบและความเป็นไปได้ที่จะพัฒนา ทรัพยากรคาดคะเนยังแบ่งย่อยออกตามระดับความแน่นอนที่ประกอบการประเมินปริมาณที่จะผลิตได้ตามข้อสมมติการค้นพบและการพัฒนาและอาจแบ่งย่อยตามความสมบูรณ์ของโครงการ

ปริมาณปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้ (Unrecoverable) เป็นส่วนหนึ่งของปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มทั้งในแหล่งที่ค้นพบแล้ว และยังไม่มีการค้นพบ ซึ่งประเมินไว้ ณ วันที่กำหนดใด ๆ ที่ไม่สามารถผลิตได้ โดยโครงการในอนาคตใด ๆ ตามเทคโนโลยี และสภาวะของปัจจุบัน แต่ปริมาณส่วนนี้อาจกลายเป็นปริมาณที่สามารถผลิตได้ในอนาคต ถ้าสภาวะเศรษฐกิจและเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสมเกิดขึ้น ส่วนที่เหลือบางส่วนอาจไม่สามารถผลิตในอนาคตได้เลยเพราะข้อจำกัดทางเคมี/กายภาพ ที่ปรากฏอยู่ใต้พื้นผิวที่สัมพันธ์กันระหว่างของไหลและหินกักเก็บ

4) ปริมาณการผลิตได้สูงสุด (Estimated Ultimate Recovery (EUR) ไม่ใช่ปริมาณที่ใช้จำแนกทรัพยากร แต่เป็นคำที่อาจใช้กับแหล่งสะสมใดๆ หรือกลุ่มแหล่งสะสมใด ๆ (ทั้งที่ค้นพบและยังไม่ได้ค้นพบ) ที่บอกถึงปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใด ๆ ว่ามีศักยภาพผลิตได้มากที่สุดเท่าไรภายใต้เงื่อนไขสภาวะเศรษฐกิจและด้านเทคนิคบวกปริมาณการผลิตรวมที่ได้ผลิตไปแล้ว (ทรัพยากรที่ผลิตได้ทั้งหมด)

4.2 นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserve Definitions)

ปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Petroleum Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ ณ วันที่กำหนดใดๆ ภายใต้เงื่อนไขสภาวะเศรษฐกิจ และวิธีการผลิตในปัจจุบัน รวมถึงกฎระเบียบของรัฐ โดยแบ่งประเภทปริมาณสำรองตามระดับความน่าจะเป็น (Degree of Uncertainty) ซึ่งขึ้นกับข้อมูลธรณีวิทยาและวิศวกรรม ณ วันที่ประเมินและแปลผลข้อมูล ทั้งนี้ระดับความน่าจะเป็นไปได้แสดงได้โดยจำแนกปริมาณสำรองเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) และปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves)

ตามมาตรฐานของ SPE (Society of Petroleum Engineering), AAPG (American Association of Petroleum Geology) และ WPC (World Petroleum Congress) จำแนกชนิดของปริมาณสำรองออกได้ดังต่อไปนี้

- ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves)
    - ❖ ปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้ว (Proved Developed)
        - ปริมาณสำรองที่พัฒนาแล้วและกำลังผลิต (Proved Developed Producing)
        - ปริมาณสำรองที่พัฒนาแล้วแต่ยังไม่ผลิต (Proved Developed Non Producing)
    - ❖ ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วแต่รอการพัฒนา (Proved Undeveloped)

- ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves)
    - ❖ ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ (Probable Reserves)
    - ❖ ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Possible Reserves)

4.2.1 ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves; P1)

ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves) เป็นปริมาณของปิโตรเลียมที่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ ณ วันที่กำหนดใด ๆ โดยมีความแน่นอนสูง ภายใต้เงื่อนไขสภาวะเศรษฐกิจและวิธีการผลิตในปัจจุบัน รวมถึงกฎระเบียบของรัฐ (ปริมาณปิโตรเลียมที่อยู่นอกพื้นที่ผลิตไม่สามารถกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1) เว้นแต่เป็นปริมาณสำรองที่พบหรืออยู่ในพื้นที่สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (GSA) หรือมีแผนการพัฒนาที่แน่ชัดภายใน 5 ปี ปริมาณสำรองที่ไม่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าวและไม่มีแผนพัฒนาที่แน่นอนภายใน 5 ปี จะไม่สามารถกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1) แต่จะกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ น่าจะพบ หรือเป็นทรัพยากรปิโตรเลียมต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) ตามนิยามปริมาณสำรองในบทนี้ ปริมาณสำรองที่จะผลิตหลังสิ้นสุดการต่อระยะเวลาผลิต ไม่ว่าจะได้รับการอนุมัติให้ต่อแล้วหรือไม่ ไม่สามารถกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว) ซึ่งแบ่งย่อยเป็น 2 ประเภท คือ

1) ปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้ว (Proved Developed) เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากหลุมปิโตรเลียม รวมถึงปริมาณสำรองที่อยู่หลังท่อกรุ (Behind-Pipe) ภายในหลุมนั้น ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้วิธีการเพิ่มกำลังผลิตที่ติดตั้งอุปกรณ์จำเป็นแล้ว

หรือหากยังไม่ติดตั้งอุปกรณ์ก็ต้องมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการดังกล่าว ปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้วแบ่งย่อยได้เป็น

- ปริมาณสำรองที่พัฒนาแล้วและกำลังผลิต (Proved Developed Producing) เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากชั้นที่เปิดผลิตและกำลังผลิตอยู่ และรวมถึงปริมาณสำรองที่ได้จากเทคนิคการเพิ่มกำลังผลิตที่ดำเนินการแล้ว

- ปริมาณสำรองที่พัฒนาแล้วแต่ยังไม่ผลิต (Proved Developed Non-Producing) แบ่งได้เป็น

1) ปริมาณสำรองที่หยุดผลิต (Shut-In) คือ ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากเงื่อนไขการผลิตดังต่อไปนี้

1.1) ชั้นที่เตรียมการผลิตแล้วแต่ยังไม่เริ่มผลิต ณ วันประเมินปริมาณสำรอง

1.2) หลุมที่หยุดผลิตเพราะสภาวการณ์ตลาดหรือรอการเชื่อมท่อส่งปิโตรเลียม

1.3) หลุมที่มีปัญหาการผลิต (Mechanical Problems)

2) ปริมาณสำรองหลังท่อกรุ (Behind-Pipe) คือ ประมาณสำรองที่คาดว่าจะผลิตได้จากหลุมที่มีอยู่ แต่ต้องเตรียมการผลิต (Completion) เพิ่มเติมก่อนเริ่มผลิต

2) ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วแต่รอการพัฒนา (Proved Undeveloped) เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากหลุมปิโตรเลียม ที่มีเงื่อนไขดังนี้

1) จากหลุมผลิตใหม่ในบริเวณที่ยังไม่เคยมีหลุมผลิต
2) จากการเจาะหลุมเดิมให้ลึกลงไปสู่ชั้นกักเก็บที่แตกต่างจากเดิม
3) มีค่าใช้จ่ายสูงเพื่อเตรียมการผลิตใหม่ในหลุมเดิม การติดตั้งอุปกรณ์ เพื่อการผลิต หรือการขนส่งปิโตรเลียม

เงื่อนไขการกำหนดว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ค้นพบเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วให้เป็นดังต่อไปนี้

1. วิธีการคำนวณปริมาณสำรอง กรณีใช้วิธีคำนวณแบบ Deterministic Method จะต้องมีข้อ มูลด้านธรณีวิทยา วิศวกรรม และเศรษฐศาสตร์ที่ให้ความมั่นใจว่าจะนำปิโตรเลียมขึ้นมาใช้ได้ และในกรณีที่ใช้วิธีคำนวณแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) จะต้องมีความน่าจะเป็นอย่างน้อย ร้อยละ 90 ว่าสามารถผลิตได้มากกว่าหรือเท่ากับปริมาณที่คำนวณได้

2. เงื่อนไขทางเศรษฐกิจในปัจจุบันที่ใช้เป็นสมมติฐานในรายงานปริมาณสำรอง หมายรวมถึงราคาปิโตรเลียม และค่าใช้จ่ายจากอดีตถึงปัจจุบัน โดยอาจจะใช้ค่าเฉลี่ยในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสมสำหรับการประเมินปริมาณสำรอง ข้อกำหนดในสัญญาที่เกี่ยวข้อง วิธีการคำนวณราคาและประเมินค่าใช้จ่ายของผู้รายงานปริมาณสำรอง ตลอดจนกฎระเบียบของรัฐ

3. ข้อมูลสนับสนุน ใช้ข้อมูลการผลิตจริงหรือผลการทดสอบอัตราการไหลของชั้นกักเก็บ (Formation Test) เพื่อสนับสนุนว่าชั้นหินกักเก็บมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ ในกรณีนี้ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วให้คิดจากปริมาณสำรองจริงที่ไม่จำกัดเพียงแค่ความสามารถในการผลิตของชั้นหินกักเก็บหรือของหลุม (Productivity)

ในบางกรณีผลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Well Log) และการวิเคราะห์ตัวอย่างแท่งหิน (Core Analysis) สามารถใช้กำหนดให้เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้ หากบ่งชี้ได้ว่าชั้นหินกักเก็บนั้นมีไฮโดรคาร์บอนและเทียบเคียงได้กับชั้น หินกักเก็บในบริเวณเดียวกันที่ผลิตแล้ว

การกำหนดพื้นที่ที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว มีเงื่อนไขดังนี้

1) มีหลุมเจาะประเมินขอบเขตแหล่ง (Appraisal/Delineation Well) และสามารถกำหนดว่าเป็นพื้นที่ระบายปิโตรเลียมได้ โดยมีแนวสัมผัสระหว่างไฮโดรคาร์บอนและของไหลชนิดอื่น (Hydrocarbon Contact) หรือ

2) ส่วนของชั้นหินกักเก็บที่ยังไม่ได้ขุดเจาะ แต่มีข้อพิสูจน์ได้ว่าสามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ ภายใต้ข้อมูลทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมที่แสดงถึงความต่อเนื่องของชั้นหินจากบริเวณที่มีหลุมเจาะ หรือ

3) ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลของแนวสัมผัสระหว่างไฮโดรคาร์บอนและของไหลชนิดอื่นภายในแหล่งกักเก็บ ให้ถือเอาระดับลึกสุดที่พบไฮโดรคาร์บอนเป็นพื้นที่ที่ใช้กำหนดในการประเมินปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว ยกเว้นว่ามีข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรม หรือข้อมูลการผลิตที่พิสูจน์ได้ว่าเป็นอย่างอื่น หรือ

4) ชั้นกักเก็บที่มีรอยเลื่อนมาคั่นไว้ แต่มีโครงสร้างทางธรณีวิทยาและ/หรือการเรียงลำดับของชั้นหิน รวมทั้งข้อมูลทางวิศวกรรมที่คล้ายกับชั้นกักเก็บปิโตรเลียมที่ผลิตได้แล้วจากหลุมผลิตจำนวนหลายหลุมที่ทำให้เชื่อถือได้

นอกจากนี้ การจะกำหนดว่าพื้นที่ดังกล่าวมีปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้ว (Proved Developed) จะต้องมีอุปกรณ์การผลิตและขนส่งอยู่ในสภาพพร้อมปฏิบัติงานหรือมีความชัดเจนว่าจะติดตั้งอุปกรณ์การผลิตและขนส่ง

การกำหนดพื้นที่บริเวณใดว่ามีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วแต่รอการพัฒนา (Proved Undeveloped) นั้น ต้องเป็นพื้นที่ที่มีความแน่นอนสูงว่าจะได้รับการพัฒนา โดยมีเงื่อนไขดังนี้

1) พื้นที่ที่มีระยะห่างไม่เกินสองเท่าของรัศมีพื้นที่ระบายปิโตรเลียมของหลุม (Direct Offset) ที่สามารถผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ในแหล่งกักเก็บนั้น หรือ

2) พื้นที่ที่มีความมั่นใจ (Reasonable Certainty) ว่าอยู่ภายในขอบเขตที่สามารถพิสูจน์ได้ว่า เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วของแหล่งกักเก็บนั้น หรือ

3) พื้นที่ระบายปิโตรเลียมของหลุมเจาะตามที่กฎหมายกำหนด หรือ

4) พื้นที่อื่น ๆ ที่การแปลผลทางธรณีวิทยาและข้อมูลทางวิศวกรรมจากหลุมเจาะ สามารถแสดงด้วยความน่าจะเป็นสูง (Reasonable Certainty) ว่าแหล่งกักเก็บนั้นมีความต่อเนื่องและมีปริมาณเพียงพอในเชิงพาณิชย์ต่อเนื่องเกินจาก Direct Offset กับหลุมที่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ หรือสามารถพิสูจน์ว่าผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ โดยการเทียบเคียงข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรม จากแหล่ง กักเก็บที่มีลักษณะทางธรณีวิทยาคล้ายคลึงกัน และมีการผลิตแล้ว โดยมีหลุมผลิตจำนวนมากที่ทำให้เชื่อถือได้

ปริมาณสำรองที่ผลิตได้โดยเทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) ชนิดต่าง ๆ เช่น การอัดน้ำไปไล่ปิโตรเลียม (Water Flooding) สามารถกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้ถ้า

1) ประสบความสำเร็จจากโครงการนำร่องของแหล่ง หรือโครงการอื่นที่ดำเนินการในชั้นหินกักเก็บที่มีลักษณะเทียบเคียงกันได้ (Analogous) ซึ่งมีคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บและของไหลคล้ายใกล้เคียงกับโครงการดังกล่าว และได้พิสูจน์ให้เห็นถึงผลตอบสนองที่ดี

2) มีความแน่นอนว่าโครงการเพิ่มกำลังผลิตจะดำเนินการต่อไป ทั้งนี้แม้ว่าเทคนิคที่ใช้ในการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) ยังไม่เป็นที่พิสูจน์เชิงพาณิชย์ แต่จะกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วได้ ถ้าโครงการนำร่องที่ใช้เทคนิคดังกล่าวให้ผลผลิตที่น่าพอใจจากชั้นหินกักเก็บ หรือมีโปรแกรมที่ผลลัพธ์สนับสนุนการวิเคราะห์ของ โครงการดังกล่าวได้

4.2.2 ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves)

ปริมาณสำรองที่ข้อมูลทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมคล้ายคลึงกับปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วแต่มีความไม่แน่นอนในเรื่องของเทคนิค สัญญา สภาวะเศรษฐกิจ กฎระเบียบ/กฎหมาย จึงทำให้ไม่อาจจะกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้โดยแบ่งเป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ (Probable Reserves) และปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Possible Reserves)

ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์อาจประเมินได้จากการคาดการณ์สภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต โดยมีสมมติฐานของการพัฒนาเทคโนโลยีหรือมีสภาวะเศรษฐกิจดีขึ้น

1) ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ (Probable Reserves; P2) คือ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ แต่มีความเป็นไปได้ว่าจะสามารถผลิตได้จากการวิเคราะห์ข้อมูลธรณีวิทยาและวิศวกรรม ซึ่งถ้าใช้วิธีการคำนวณแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) จะต้องมีความน่าจะเป็นไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 ว่าจะได้ผลผลิตรวมมากกว่าหรือเท่ากับปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว รวมกับปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ ($P50 \geq P1+P2$)

เงื่อนไขการกำหนดว่าเป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบมี ดังนี้

1) ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะได้จากการเจาะหลุมถัดจากหลุมผลิตที่มีอยู่ (Normal Step Out) แต่ข้อมูลใต้พื้นดิน (Subsurface Information) ไม่เพียงพอที่จะระบุให้เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

2) ปริมาณสำรองในชั้นหินกักเก็บที่คาดว่าจะผลิตได้โดยอาศัยเพียงข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ แต่มีข้อมูลตัวอย่างแท่งหินหรือการทดสอบอัตราการไหลไม่เพียงพอ และไม่สามารถเทียบเคียงได้กับแหล่งกักเก็บที่มีการผลิต หรือแหล่งที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

3) ปริมาณสำรองที่เพิ่มจากการเจาะหลุมเพิ่ม (Infill Drilling) ซึ่งมีระยะห่างจากหลุมผลิตเดิมเกินกว่าจะสามารถกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้

4) ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้เทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) ที่พิสูจน์แล้วว่าได้ผลในเชิงพาณิชย์เมื่อ

4.1) มีแผนจะทำโครงการเพิ่มกำลังผลิต หรือทำเป็นโครงการนำร่อง แต่ยังไม่ดำเนินการ

4.2) คุณสมบัติของหิน ของไหล และแหล่งกักเก็บ เอื้อต่อการใช้เทคนิคเพิ่มกำลังผลิตในเชิงพาณิชย์

5) ปริมาณสำรองที่อยู่ในโครงสร้างที่แยกจากบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วด้วยรอยเลื่อย และการประมวลผลด้านธรณีวิทยาบ่งชี้ว่าโครงสร้างดังกล่าวอยู่สูงกว่าบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

6) ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะได้จากการซ่อมแซมหลุม (Workover /Treatment/ Retreatment) การเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ หรือเปลี่ยนแปลงทางกล (Mechanical Procedure) แต่วิธีการดังกล่าวยังไม่ได้พิสูจน์ว่าประสบความสำเร็จในการผลิตจากแหล่งกักเก็บที่มีลักษณะเทียบเคียงกันได้

7) ปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วของแหล่งกักเก็บ โดยวิธีการแปลผลข้อมูลการผลิต (Performance) และข้อมูลเชิงปริมาตรที่แตกต่างจากเดิม

8) ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลแนวสัมผัส ระหว่างไฮโดรคาร์บอนและของไหลชนิดอื่นภายในแหล่งกักเก็บ ให้ถือเอาปริมาณสำรองที่อยูระหว่างระดับลึกสุดที่พบไฮโดรคาร์บอนกับระดับที่คาดว่าจะเป็นแนวสัมผัสระหวางไฮโดรคาร์บอน และของไหลชนิดอื่น ใช้กำหนดในการประเมินปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ

2) ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves; P3) คือ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ แต่มีความเป็นไปได้ว่าจะสามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์ข้อมูลธรณีวิทยา และวิศวกรรม ซึ่งถ้าใช้วิธีการคำนวณแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) จะต้องมีความน่าจะเป็นไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ว่าจะได้ผลผลิตรวมมากกว่าหรือเท่ากับปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมกับปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ ($P10 \geq P1+P2+P3$)

เงื่อนไขการกำหนดว่าเป็นปริมาณสำรองที่น่าจะพบ มีดังนี้

1) ปริมาณสำรองที่อาจมีได้จากการแปลผลข้อมูลธรณีวิทยา และวิศวกรรมนอกเหนือไปจากพื้นที่ที่จำแนกเป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ

2) ปริมาณสำรองในชั้นหินกักเก็บที่อาจจะเป็นชั้นปิโตรเลียม (Petroleum Bearing) จากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและข้อมูลตัวอย่างแท่งหิน แต่ไม่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ภายใต้เงื่อนไขปัจจุบัน

3) ปริมาณสำรองที่เพิ่มจากการเจาะหลุมเพิ่ม (Infill Drilling) ซึ่งมีความไม่แน่นอนว่าจะเป็นไปได้ทางเทคนิค

4) ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้เทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) เมื่อ

4.1) มีแผนจะทำโครงการเพิ่มกำลังผลิต หรือทำเป็นโครงการนำร่อง แต่ยังไม่ดำเนินการ

4.2) คุณสมบัติของหิน ของไหล และแหล่งกักเก็บ ยังชี้ชัดไม่ได้ว่าโครงการมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

5) ปริมาณสำรองที่อยู่ในโครงสร้างที่แยกจากบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วด้วยรอยเลื่อน และการประมวลผลด้านธรณีวิทยาบ่งชี้ว่าโครงสร้างดังกล่าวอยู่ต่ำกว่าบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

4.3 การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรลียม (Petroleum Resource Assessment)

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมสามารถคำนวณได้หลายวิธี ซึ่งขึ้นอยู่กับข้อมูลและสภาพทางธรณีวิทยาของแอ่งกักเก็บปิโตรเลียม วิธีที่ใช้ในปัจจุบัน ได้แก่

1. การประเมินโดยความเห็นผู้เชี่ยวชาญ (Delphi Method)
2. วิธีการประเมินจากปริมาณการให้ปิโตรเลียมต่อหน่วยพื้นที่หรือปริมาตร (Area/Volumetric Yield Method)
3. วิธีการเปรียบเทียบ (Analogy Method)
4. วิธีมวลสมดุลย์ (Mass Balance Method)
5. วิธีประเมินจากกระบวนการค้นพบและอัตราการพบ (Discovery Process and Finding Rates)
6. วิธีการจำลองแหล่ง (Deposit Simulation)
    - 6.1 การหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้สถิติ และการกำหนดตัวประกอบ
    - 6.2 การจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation)
7. วิธีการคำนวณแบบ Prospect and Play analysis (aim of this seminar)
    - 7.1 White method
    - 7.2 FASPUM method
    - 7.3 GEOX method

4.3.1 การประเมินโดยความเห็นผู้เชี่ยวชาญ (Delphi Method)

Delphi เป็นวิธีการประเมินหรือคาดการณ์โดยใช้ความเห็นของกลุ่มผู้เชี่ยวชาญ ในเรื่องที่จะทำการประเมิน ซึ่งถูกพัฒนาขึ้นมาในปี 1948 (Woundenbery, 1991) การประเมินด้วยวิธีนี้มีพื้นฐานอยู่บนฐานข้อมูลในเรื่องที่จะศึกษาโดยแบ่งเป็นหลายขั้นตอน และต้องมีวิธีการที่จะให้ผู้ทำการศึกษารวบรวมข้อมูลความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญเป็นรายบุคคลจากการตอบแบบสอบถามในหัวข้อหนึ่ง ๆ เพื่อหลีกเลี่ยงการถกเถียงปัญหาหรือแสดงข้อคิดเห็นกันโดยตรง มักใช้วิธีกรอกแบบสอบถาม ซึ่งจะช่วยให้ไม่เกิดปัญหาเรื่องการชี้นำความคิดเห็น

จุดสำคัญของการใช้วิธีการนี้ คือผู้ดำเนินงานหรือผู้วิเคราะห์ข้อมูลซึ่งจะต้องให้ความสำคัญอย่างมากกับกระบวนการนี้ โดยจะต้องทำหน้าที่ทั้งเป็นผู้ปฏิบัติการในการวิเคราะห์ข้อมูลของผลที่ได้จากแบบสอบถาม และเป็นผู้ที่เป็นตัวขับเคลื่อนของกลุ่มปฏิบัติการ รวมทั้งเป็นผู้ให้ข้อคิดเห็นเสนอแนะต่อกลุ่มผู้เชี่ยวชาญถึงความคืบหน้าของผลงานด้วย

ขั้นตอนของการประเมินด้วยวิธีนี้ คือ (Streveler, et al., 2003) คือ

1) การคัดเลือกผู้เชี่ยวชาญและจำนวนที่เหมาะสม

2) การให้ผู้เชี่ยวชาญเสนอหัวข้อแนวทางการศึกษา

3) การคัดเลือกหัวข้อแนวทางเพื่อการจัดทำแบบสอบถาม

4) การเสนอหัวข้อแนวทางการศึกษาที่คัดเลือกแล้วให้กลุ่มผู้เชี่ยวชาญจัดลำดับความสำคัญและคะแนนการให้น้ำหนักคะแนน

5) สรุปหัวข้อแนวทางที่คล้ายกันหรือเหมือนกันให้กลุ่มผู้เชี่ยวชาญจัดลำดับความสำคัญอีกครั้ง เพื่อลดจำนวนลง

6) สรุปผลและข้อคิดเห็นที่ได้จากการศึกษา

วิธีการนี้มักใช้ในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในพื้นที่ที่มีข้อมูลไม่เพียงพอหรือไม่มีข้อมูล ตัวอย่างเช่น การประเมินผลด้วยวิธีนี้ USGS ได้นำมาทำการศึกษาปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมของโลก ในปี 2000 (SPE, 2002)

4.3.2 วิธีผลิตต่อหน่วยพื้นที่หรือปริมาตร (Area/Volumetric Yield Method)

วิธีการประเมินนี้เป็นวิธีการประเมินปริมาณการให้ทรัพยากรปิโตรเลียม (ของชั้นหินกักเก็บ) ต่อหน่วยพื้นที่หรือปริมาตร โดยใช้ (1) ข้อมูลพื้นฐานทางธรณีวิทยา (2) ขนาดของพื้นที่ (3) ปริมาณของหินกักเก็บปิโตรเลียม (4) ปริมาณสารไฮโดรคาร์บอนต่อหน่วยน้ำหนักหรือ (5) ปริมาตรของหินได้มาจากการเปรียบเทียบระหว่างพื้นที่ต่างๆ ที่เป็นเป้าหมาย

วิธีการนี้สามารถนำมาใช้ในการประเมินได้ในระดับแอ่งสะสมตะกอน ระดับชั้นหินกักเก็บ และระดับหน่วยลำดับชั้นหิน ผลของการประเมินด้วยวิธีนี้มีผลดีสามารถเทียบได้กับการประเมินด้วยวิธีการเปรียบเทียบ (analogy)

การประเมินโดยการหาผลผลิตต่อหน่วยพื้นที่ (areal yield) ซึ่งพัฒนาขึ้นโดยบริษัท Exxon ในปี 1950 เป็นต้นแบบของวิธีการที่ใช้ในปัจจุบัน (Kjemperud, 2005) โดยมีวิธีการคิด คือ

Undiscovered resources = Basin area x Productive part x bbl/acre

สำหรับวิธีการประเมินโดยผลผลิตต่อหน่วยปริมาตร (volumetric yield) จะนำความหนาของชั้นผลิตปิโตรเลียม (pay thickness) มาใช้ในการคำนวณด้วย (NEB,1994) โดยมีวิธีคือ

Undiscovered resources = Hydrocarbon volume x Yield x Risk

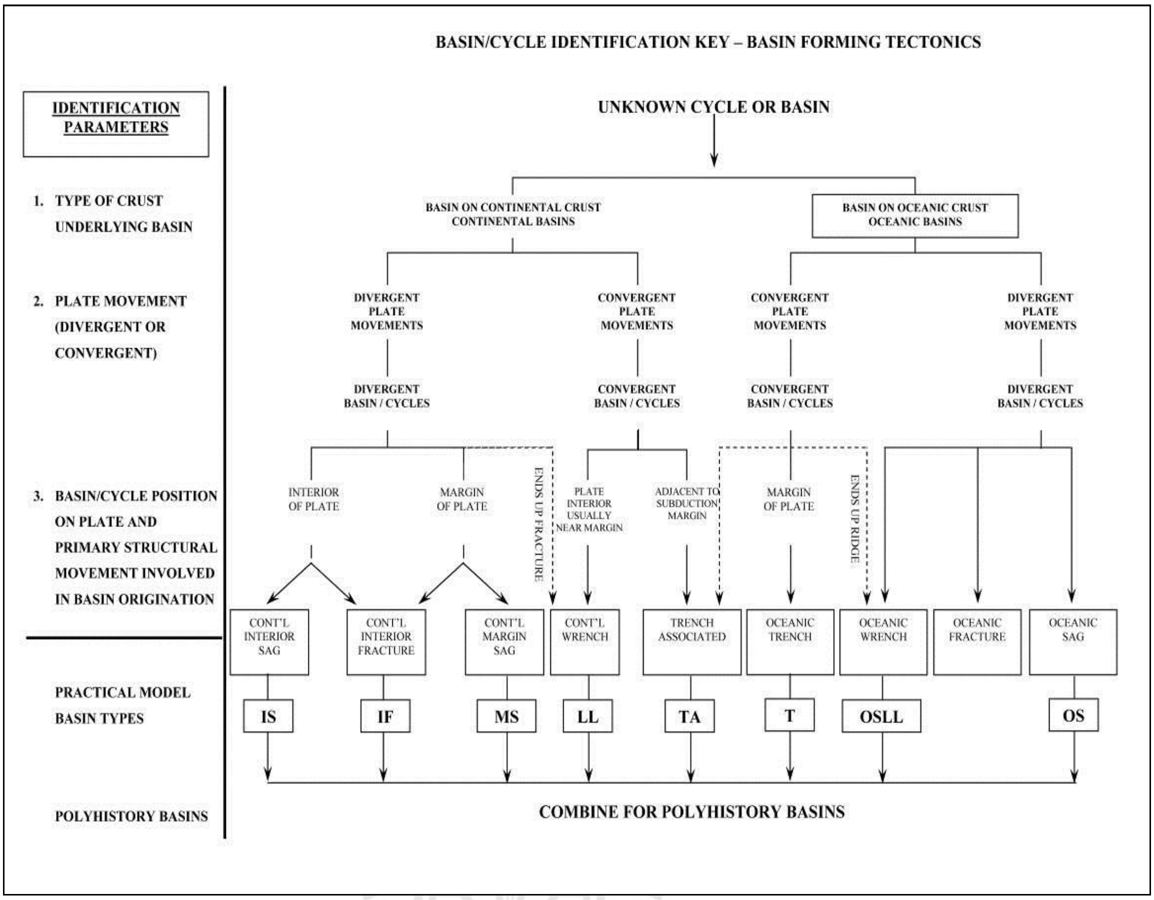
การประเมินวิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นที่ที่มีข้อมูลรายละเอียดทางธรณีวิทยาน้อยมาก

4.3.3 วิธีการเปรียบเทียบ (Analogy Method)

หลักการพื้นฐานหรือแนวคิดในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมโดยการเปรียบเทียบทางธรณีวิทยา ซึ่งความจริงแล้ววิธีนี้มักใช้ควบคู่กับวิธีการอื่น ๆ ด้วย ความน่าเชื่อถือของการเปรียบเทียบขึ้นอยู่กับการเลือกตัวแปรต่าง ๆ อย่างละเอียดรอบคอบ และครบถ้วน เพื่อจัดทำรูปแบบจำลอง (model) ที่จะใช้ในการประเมินในพื้นที่เป้าหมาย วิธีการนี้ไม่ยุ่งยากซับซ้อนแต่มีความยืดหยุ่นมาก ทั้งยังสามารถปรับใช้ได้กับบริเวณที่ใช้ในการเปรียบเทียบที่มีธรณีวิทยาแตกต่างกันได้ นอกจากนี้ยังมีประโยชน์มาก สำหรับพื้นที่ที่มีข้อมูลรายละเอียดทางธรณีวิทยาน้อย บางครั้งอาจพิจารณาตัวแปรต่าง ๆ เพิ่มเติม เพื่อให้การประเมินมีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น เช่น เพิ่มรูปแบบของการสะสมไฮโดรคาร์บอน และการกระจายตัวของขนาดและจำนวนของแหล่งสะสมรวมเข้าไว้ด้วย (White and Gehman, 1978; Mast, et al., 1989)

วิธีการเปรียบเทียบมีความเหมาะสมกับการเปรียบเทียบกับชนิดของแอ่งสะสม (basin type) รูปที่ 4.2 และ 4.3 ซึ่งปัจจุบันมักใช้ชนิดแอ่ง ซึ่งสัมพันธ์กับการเคลื่อนตัวเปลี่ยนแปลงของเปลือกโลก และสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมด้วย โดย Allen and Allen (2005) แบ่งเป็น 5 ชนิด คือ

1) Foreland basin
2) Rift basin
3) Post rift and passive margin basins
4) Strike-slip basin or pull-apart basin
5) Intracratonic basin



รูปที่ 4.2 ชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

SOURCE ROCK LOCATION

BASIN TYPE		SOURCE ROCK
IS	CIRCULAR – LINEAR – DEEP WATER RESTRICTED PALEOZOIC	GOOD
	ISPO (POSTOROGENIC)	VERY GOOD
IF	EARLY VOLCANIC RIFT STAGE SMALL BASINS POST OROGENIC (NEWARK)	POOR
	MATURE STAGE LARGER BASINS MARINE - NM	VERY POOR
MS	MSMS – THIN PLATFORM	- POOR – GOOD
	MSDA – DELTA	- POOR – GAS PRONE
	MSOS – OCEAN CLINOFORMS	- MOSTLY POOR
	MSIS – FORELAND BASIN	-VERY GOOD
LL	LARGE BASINS CONTINENTAL CRUST	- VERY GOOD
	SMALL PROTOCONT'T – OCEANIC CRUST VOLCANIC ASSOC.	- POOR
TA	RESTRICTED MARINE	- POOR

รูปที่ 4.3 หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม กับชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005)

4.3.4 วิธีมวลสมดุลย์ (Geochemical material Balance Method)

การคำนวณมวลสมดุลย์ใช้เป็นเครื่องมือในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม โดยใช้หลักการของธรณีเคมีปิโตรเลียม (petroleum geochemistry) คือ ไฮโดรคาร์บอนที่ (hydrocarbon) ที่ผลิตออกมาจากหินต้นกำเนิด (source rock) จะต้องเคลื่อนย้ายออกไปยังแหล่งกักเก็บ (trap) วิธีนี้มีความยุ่งยาก และความไม่แน่นอนมากในการคำนวณเชิงปริมาณ (quantitive) เพราะตัวแปรต่าง ๆ ที่หาค่าแน่นอนได้ยาก จึงมักจะใช้เป็นวิธีการเชิงคุณภาพ (qualitative) วิธีนี้สามารถประเมินไฮโดรคาร์บอนในเชิงส่วนประกอบได้ว่าจะเป็นน้ำมันหรือก๊าซประมาณเท่าใด วิธีนี้สามารถปนะเมินไฮโดรคาร์บอนในเชิงส่วนประกอบได้ว่าจะเป็นน้ำมัน หรือก๊าซปริมาณเท่าใด รวมทั้งยังบอกถึงประวัติของการเคลื่อนย้าย และปริมาณศักยภาพการกักเก็บของไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ วิธีการนี้ใช้ประโยชน์ได้มากในกรณีที่มีข้อจำกัดในการบ่งชี้ทางธรณีวิทยา และกระบวนการที่จำเป็นสำหรับการประเมินทรัพยากรในพื้นที่ที่มีข้อมูลที่ดีและมากเพียงพอ ก็สามารถที่จะประยุกต์วิธีมวลสมดุลย์ใช้เป็นวิธีการหาปริมาณคร่าว ๆ ได้

สมการของวิธีมวลสมดุลย์ คือ

Undiscovered resource = Drainage area x Source thickness x % Organiccontent x % Generated into hydrocarbons x % Migrated x % Traped x % Potentially recoverable

4.3.5 วิธีประเมินจากกระบวนการค้นพบและอัตราการพบ (Discovery Process and Finding Rates)

เป็นวิธีการที่ใช้ในการประเมินปริมาณทรัพยากรในกรณีที่มีข้อมูลประวัติของการสำรวจที่ดีและเพียงพอ ซึ่งนำมาแสดงเป็นกราฟและใช้การลากสันต่อแนวของจำนวน ปริมาณของแหล่งปิโตรเลียมที่ค้นพบ และขนาดของแหล่งร่วมด้วย โดยการวิเคราะห์เพื่อชี้เฉพาะและบ่งชี้จำนวนของแหล่งที่มีสภาพธรณีวิทยาเหมือนกันของระบบปิโตรเลียม (petroleum system) ประกอบด้วยแหล่งกักเก็บ (trap) ชั้นกักเก็บ (reservoir) ชั้นปิดกั้น (seal) และหินต้นกำเนิด (source rock) (Canada Dept of En. Mines and Res., 1977; Podruski, et al.,1988) โดย USGS ใช้วิธีการวิเคราะห์ขนาดของแหล่งปิโตรเลียมในการประเมินปริมาณทรัพยากรของสหรัฐอเมริกา ที่มีข้อมูลเพียงพอจะใช้วิธีการนี้ควบคู่ไปกับวิธีการเชิงสถิติ หากบางพื้นที่มีข้อมูลไม่เพียงพอก็จะทำให้เกิดเป็นข้อจำกัดในการประเมินด้วยวิธีนี้

รูปแบบพื้นฐานของการประเมินด้วยวิธีนี้คือการคาดการณ์เชิงประวัติของการค้นพบ ซึ่งขึ้นอยู่กับจำนวน หรือความลึกของแหล่ง หรือของหลุมเจาะสำรวจในพื้นที่นั้น ๆ โดยไม่คำนึงถึง การกระจายตัวของขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

Number of prospect x success ratio x Field size.

Success ratio = No. of economical successes/ No. of wildcats.

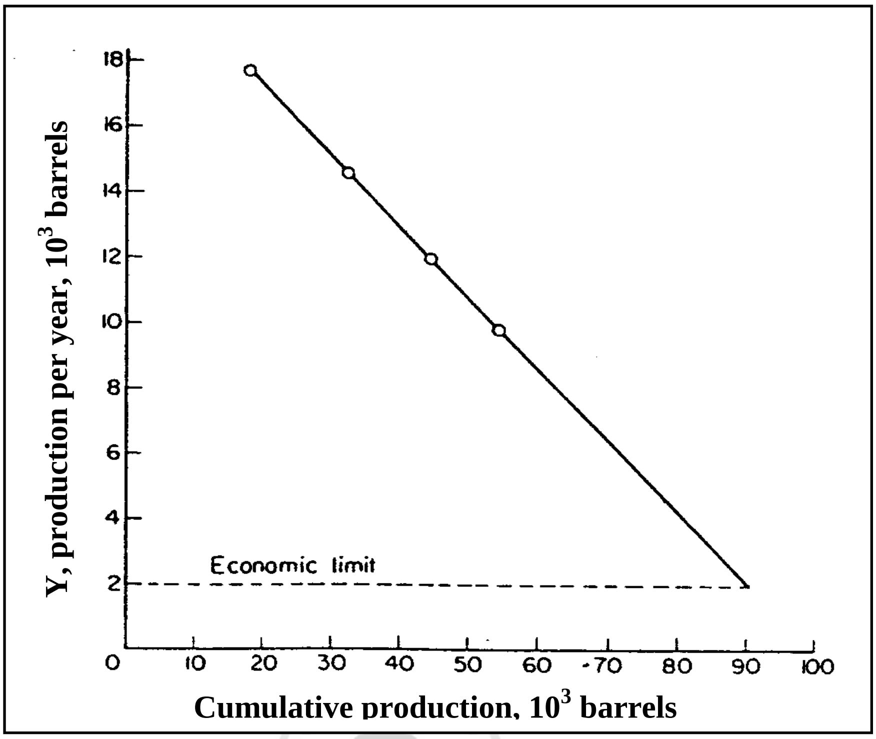
4.3.6 วิธีประเมินโดยการวัดพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม (Performance based estimates)

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมโดยวิธีนี้ขึ้นอยู่กับข้อมูลการผลิตปิโตรเลียม เพื่อใช้คาดการณ์ในการคำนวณ ปริมาณทรัพยากรที่จะนำขึ้นมาได้สูงสุดภายใต้เงื่อนไขทางเศรษฐศาสตร์ และทางเทคโนโลยี วิธีการนี้จะเป็นการรวมถึงวิธีต่าง ๆ คือ

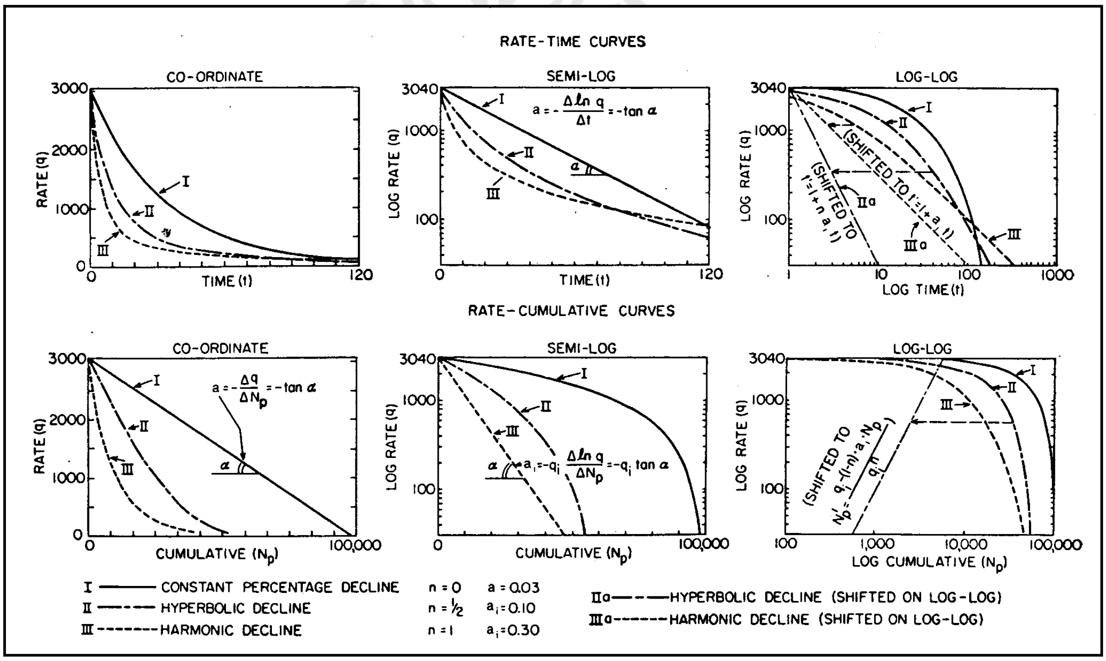
1) การวิเคราะห์อัตราลดของการผลิต (decline curves) เป็นการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมหรือปริมาณสำรองปิโตรเลียมโดยอาศัยการเขียนกราฟอัตราการผลิตที่ลดลงเป็นเส้นตรงและต่อ (extrapolation) ไปในอนาคตหยุดที่อัตราการผลิตเป็นศูนย์ก็จะได้ปริมาณปิโตรเลียม (inplace) หรือไปหยุดที่อัตราคุ้มทุน (economic limit) ก็จะได้ปริมาณสำรอง (reserve) ดังแสดงในรูป 4.4 โดยกราฟของอัตราการผลิตที่ลดลงมี 3 แบบ คือ แบบ exponential decline (n=0) ตามรูปที่ 4.5 (ก) แบบ hyperbolic decline (n = 1/2) ตามรูปที่ 4.5 (ข) และแบบ harmonic decline (n=1) ตาม รูปที่ 4.5 (ค)

2) การสมดุลของสสาร (material balance) เป็นการใช้หลักคงตัวของมวลสสาร คือ

ปิโตรเลียมและของไหลที่ผลิตขึ้นมาได้ = ปิโตรเลียมและของไหลที่มีอยู่เริ่มต้น - ปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ในปัจจุบัน - ปิโตรเลียมและของไหลมวลสารที่อัดลงเข้าไปในแหล่ง



รูปที่ 4.4 Exponential Decline Curve

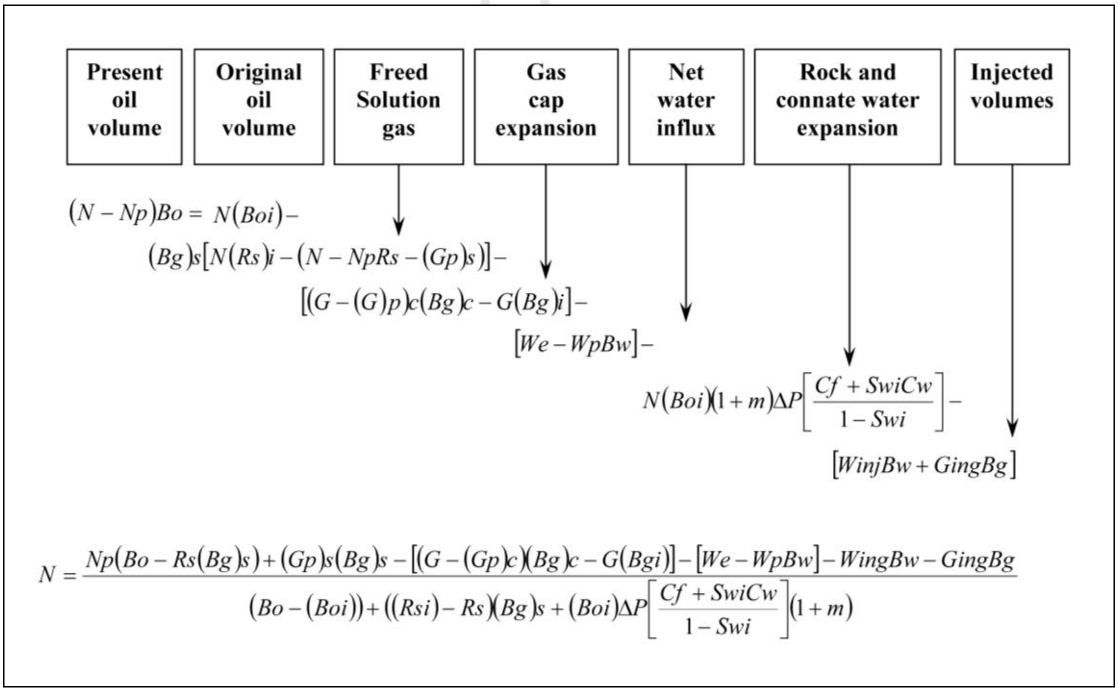


รูปที่ 4.5 Three Types of Production Decline Curves on Coordinate,

Semi log, and Log-Log Graph Paper (SPE, 2003)

โดยสมการการคงตัวของสสารแสดงในรูปที่ 5.6 ถ้าจัดกลุ่มตัวประกอบในสมการ material balance ให้อยู่ในรูปสมการเส้นตรง ก็สามารถเขียนกราฟสมการเส้นตรงและต่อกราฟ (extrapolate) หาปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมได้ดังรูปที่ 5.7

วิธีการประเมินนี้ใช้ข้อมูลทางวิศวกรรมปิโตรเลียมที่ละเอียดถูกต้องสูงและเป็นประโยชน์ในพื้นที่ที่มีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอยู่แล้ว เพราะสามารถวิเคราะห์สภาพทางกายภาพของแหล่งกักเก็บและคุณสมบัติของของไหลได้อย่างถูกต้อง ซึ่งจะมีผลต่อการทำแผนการผลิตในระยะเวลาต่าง ๆ และผลกระทบต่อการพัฒนาแหล่งที่ถูกกำหนดทั้งทางเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ วิธีการประเมินปริมาณทรัพยากรโดยวิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นที่มีข้อมูลประวัติการผลิตที่เพียงพอในปี 1995 สหรัฐอเมริกา ใช้วิธี reservoir performance ในการประเมินปริมาณทรัพยากร



รูปที่ 4.6 แสดงสมการการคงตัวของสสาร (Material Balance) (Archer, 1996)

Setting $\quad G(Bg)i = mN(Bo)i$

$Rp = Gp/Np$

$Gp = (Gp)c + (Gp)s$ $\quad$ **we can write**

$$F = N(Eo + mEg + (1+m)Efw + (We + WinjBw + GinjBg - WpBw)$$

Or

$$F = NE_T + We'$$

Where :

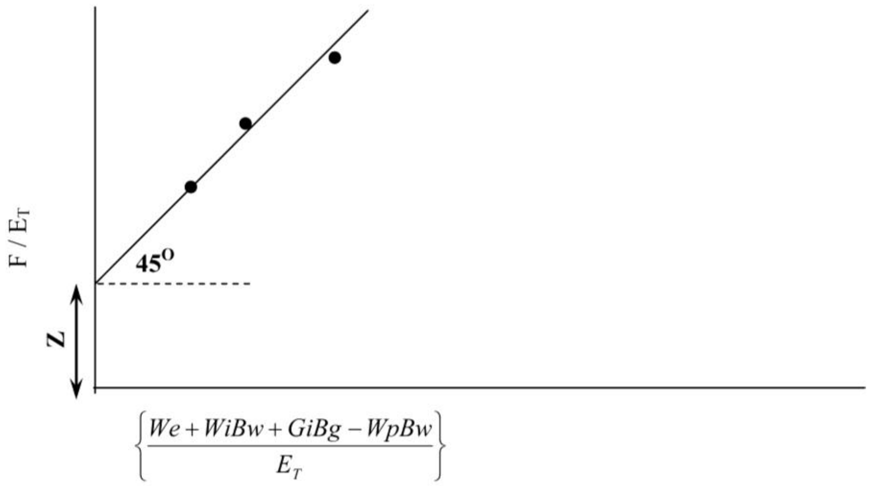
$$F = Np(Bo + (Rp - Rs)Bg)$$

$$Eo = (Bo - (Boi)) + ((Rsi) - Rs)Bg$$

$$Eg = (Boi)\left[\frac{Bg}{(Bgi)} - 1\right]$$

$$Ef,w = (1+m)(Boi)\Delta P\left(\frac{CwSwi + Cf}{1 - Swi}\right)$$

$$E_T = Eo + mEg + Ef,w$$



รูปที่ 4.7 การเขียนกราฟสมการ Material Balance ให้เป็นเส้นตรงเพื่อหาปริมาณปิโตรเลียม (N) (Archer, 1996)

4.3.7 วิธีการจำลองแหล่ง (Deposit Simulation)

การประเมินปริมาณทรัพยากรด้วยวิธีการจำลองแหล่ง เป็นการคำนวณแบบปริมาตรของทรัพยากร โดยใช้หลักการการวัดหรือประมาณค่าของคุณสมบัติทางกายภาพของการกักเก็บ (trap) หินกักเก็บ (reservoir rock) และของไหล (fluid) รวมทั้งสภาพแวดล้อมต่าง ๆ ด้วย เช่น อุณหภูมิ ความดัน และพลศาสตร์ของของไหล วิธีการนี้จะพิจารณาถึงคุณสมบัติทางธรณีวิทยาของการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนในเชิงปริมาณ โดยการสร้างรูปแบบจำลองของสะสมตัวโดยใช้เงื่อนไขทางธรณีวิทยา แต่ตัวแปรต่าง ๆ มักมีความไม่แน่นอนสูง ดังนั้นจึงต้องอาศัยวิธีการประเมินความเป็นไปได้ ของการเกิดขึ้น (probabilities distributions) รวมทั้งวิธีการสุ่มเลือก โอกาสความเป็นไปได้ และวิธีทางสถิติ

การคำนวณปริมาณทรัพยากร โดยการใช้สูตรทางวิศวกรรมปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บเป็นพื้นฐาน (Dolton and Crovelli, 1997) คือ

$$\textbf{Gas volume (ft3) = 43,560 x A x F x H x Por x (1-Sw) x (Pr/Tr) x (1/Z) x (Tsc/Psc)}$$

โดย

A = area of closure (acres) F = trap fill (decimal fraction)

H = reservoir thickness (feet) Por = porosity (decimal fraction)

Sw = water saturation (decimal fraction) Pr = original reservoir pressure (psi)

Tr = reservoir temperature (degree Rankine) Z = gas compressibility factor

Psc = pressure, standard conditions (psi) Tsc = temperature (degree Rankine)

ซึ่งการประเมินปริมาณทรัพยากรด้วยวิธีนี้มักใช้เป็นหลักของการทำ computer software ต่าง ๆ เช่น GeoX และ FASPU เป็นต้น ซึ่งตัวแปรต่าง ๆ อาจเปลี่ยนแปลงไปตามวิธีการแต่ละบริษัท นอกจากนี้วิธีการจำลองแหล่ง สามารถคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมมจากวิธีการจำลองแหล่ง สามารถแบ่งออกเป็น 2 วิธีหลัก คือ

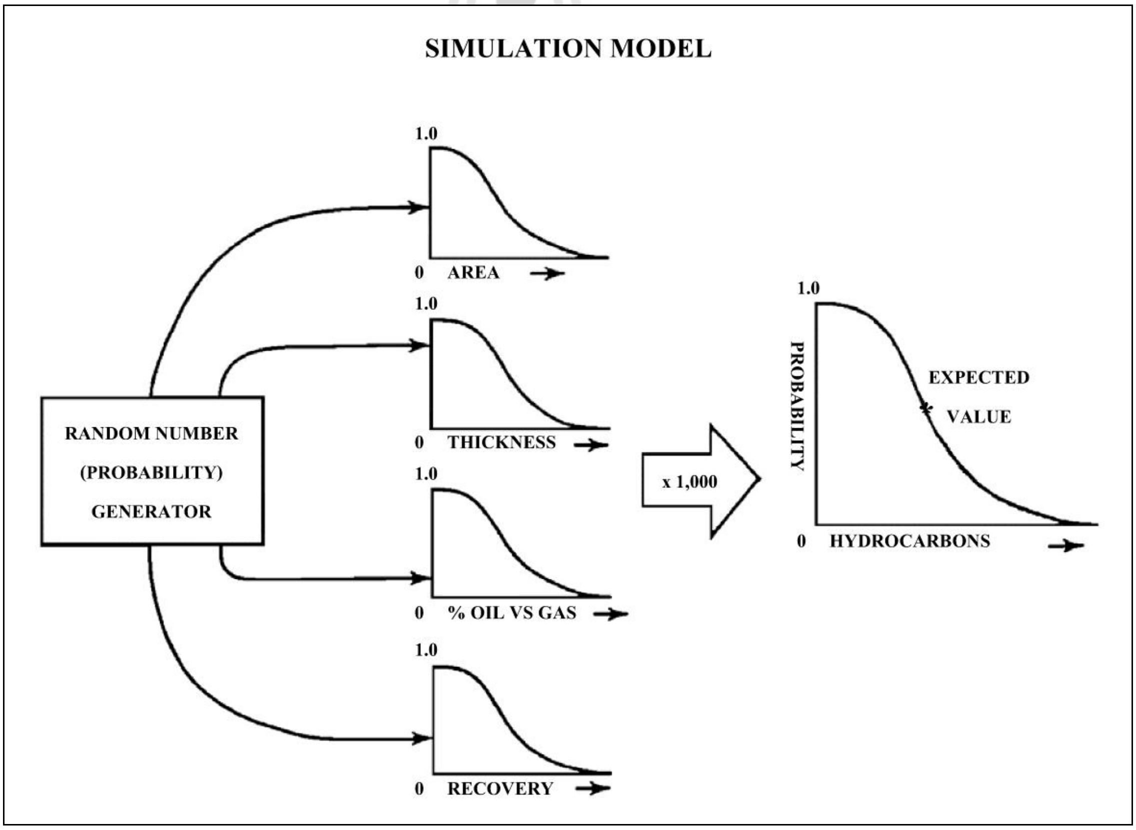
1) การหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้สถิติ และการกำหนดตัวประกอบ
2) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์

1) การหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้สถิติ และการกำหนดตัวประกอบ

วิธีการนี้ใช้สูตรคำนวณปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตร (volumetric) และสามารถแบ่งวิธีการทางสถิตินี้ได้ออกเป็น

1.1) Monte Carlo Simulation เป็นวิธีการนำข้อมูลตัวประกอบที่ใช้คำนวณแบบปริมาตร มาแสดงการกระจายตัวทางสถิติ ตามรูปที่ 4.8 โดยการใช้คอมพิวเตอร์สุ่มตัวอย่างแต่ละตัวประกอบหลายๆ ครั้ง (มากกว่า 1,000 ครั้ง) นำมาคูณกัน ได้ผลลัพธ์เป็นปริมาณปิโตรเลียมหลาย ๆ ค่าตามสมการ

ปริมาณปิโตรเลียม		**=**	**ปริมาณหินกักเก็บ x ความพรุน x ปริมาณปิโตรเลียมในชั้นหิน**
สำหรับก๊าซ ;	**G**	**=**	**43,560 x A x h x Ø x (1-Swi) x (1/Bgi)**
สำหรับน้ำมัน ;	**N**	**=**	**7,758 x A x h x Ø x (1-Swi) x (1/Boi)**



รูปที่ 4.8 รูปแบบของ Monte Carlo Simulation Model (Kjemperud,2005)

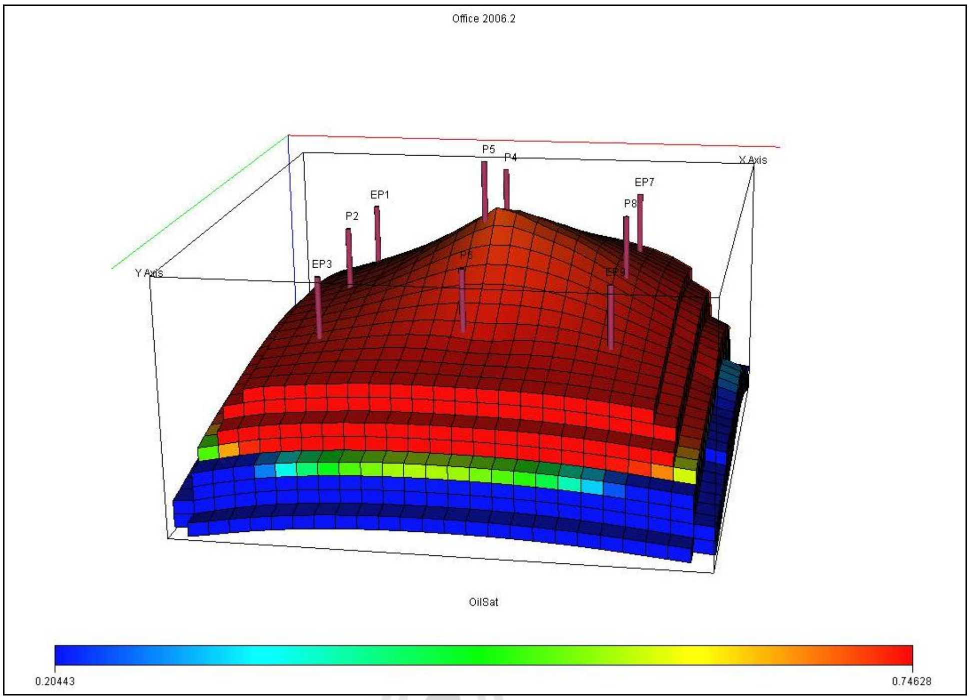
1.2) Semi-Deterministic เป็นวิธีหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้ความน่าจะเป็น (probability) ผสมประสานกับการกำหนดตัวประกอบทางธรณีวิทยา (deterministic) วิธีนี้มักจะใช้คำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งที่มีการพบปิโตรเลียมบ้างแล้ว โดยนำตัวประกอบมาแสดงการกระจายตัวทางด้านสถิติ (เช่น ปริมาณปิโตรเลียมต่อหนึ่งฟุต) คูณกับการกระจายตัวของตัวประกอบที่กำหนดขึ้น (เช่น ความหนาเป็นฟุตของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม) ผลลัพธ์ที่ได้ก็จะเป็นปริมาณปิโตรเลียมที่จะพบใหม่ในบริเวณนั้นๆ

Recovery = (Recovery / Foot Pay) x Feet of Pay

2) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation)

โดยการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์จำลองแหล่งปิโตรเลียมจากของจริง ทำการจำลองปริมาณและการไหลของปิโตรเลียมในแหล่งด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ที่อยู่ในช่อง (cell) หลาย ๆ ช่องติดต่อกันเป็นแหล่งปิโตรเลียม ดังแสดงในรูปที่ 4.9

การทำ reservoir simulation จะมีประโยชน์ในกรณีที่สามารถหาปริมาณปิโตรเลียมและทดลองผลิตปิโตรเลียมในรูปแบบต่าง ๆ โดยประหยัดทั้งเวลาและค่าใช้จ่าย แต่ผลออกมาจะตรงกับที่เป็นจริงแค่ไหนขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ป้อนเข้าคอมพิวเตอร์ว่าถูกต้องและมีคุณภาพเพียงใด ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำ reservoir simulation ได้แก่ ข้อมูลด้าน Petrophysics, PVT (pressure volume temperature) ของ fluid (gas, water) และข้อมูลการผลิต ส่วนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้ได้แก่ Eclipse, workbench และอื่น ๆ



รูปที่ 4.9 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ Reservoir Simulation (Trisarn, 2005)

4.3.8 วิธีการคำนวณแบบ Prospect and Play analysis

วิธีที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบันมี 3 วิธี คือ

1) White method เป็นวิธีที่ใช้จำนวน และขนาดของบริเวณที่พบให้รวมกัน เรียกว่า เป้ากักเก็บปิโตรเลียม (plays) เพื่อจะใช้เป็นข้อมูลในการสำรวจพื้นที่ที่สนใจต่อไปในอนาคต

วิธีการคำนวณโดยวิธีนี้ คือ การคำนวณแบบง่าย ๆ โดยเริ่มต้นดังนี้

1.1) เริ่มจากการประเมินจำนวนของเป้าหวังว่าจะพบปิโตรเลียม (prospect) ในพื้นที่เป้ากักเก็บปิตรเลียม (plays)

1.2) ประเมินโอกาสโดยประมาณว่า จะพบปิโตรเลียม (average prospect chance) ในพื้นที่เป้ากักเก็บปิตรเลียม (plays)

1.3) ประเมินขนาดของพื้นที่จะพบปิโตรเลียม (field size distribution)

2) FASPUM method เป็นวิธีที่ใช้ในการวิเคราะห์เป้ากักเก็บปิโตรเลียม (plays) หรือรูปแบบของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยใช้รูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บร่วมกัน วิธีนี้สามารถคำนวณได้จากทฤษฎีความน่าจะเป็น (probability theory)

3) GEOX method หลักการเหมือน FASPUM และพัฒนามาเป็น GeoX Software

บทที่ 5
ทฤษฎีแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

5.1 ทฤษฎี

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

แบบจำลองคณิตศาสตร์คอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมนี้ได้รับการนำมาประยุกต์ใช้ทั่วไปอย่างกว้างขวาง เพราะสามารถแก้ปัญหาต่าง ๆ ที่วิธีคำนวณแบบอื่น ๆ ทำไม่ได้ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์แบบนี้สามารถอธิบายปริมาณการไหลของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน ที่มีแผนการผลิตอย่างใดอย่างหนึ่งได้และนอกจากจะสามารถอธิบายลักษณะของแหล่งปิโตรเลียมได้แล้ว ยังสามารถใช้วางแผนการผลิตปิโตรเลียมได้ตามความต้องการของตลาดเพื่อให้เหมาะสมกับการวางแผนการลงทุนและเหมาะสมตามกฎระเบียบของรัฐบาลเพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่ต้องการ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะใช้แก้ปัญหาที่ยุ่งยากซับซ้อนได้ดี แต่ก็นิยมใช้แก้ปัญหาที่ไม่มีความซับซ้อนมากนัก เพราะการจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์มักจะเป็นวิธีที่ดีที่สุด เนื่องจากความรวดเร็ว ประหยัดและได้ผลที่สมจริงกว่าวิธีอื่น ๆ

สำหรับการจัดประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม สามารถแบ่งประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมเป็น 2 ลักษณะคือ

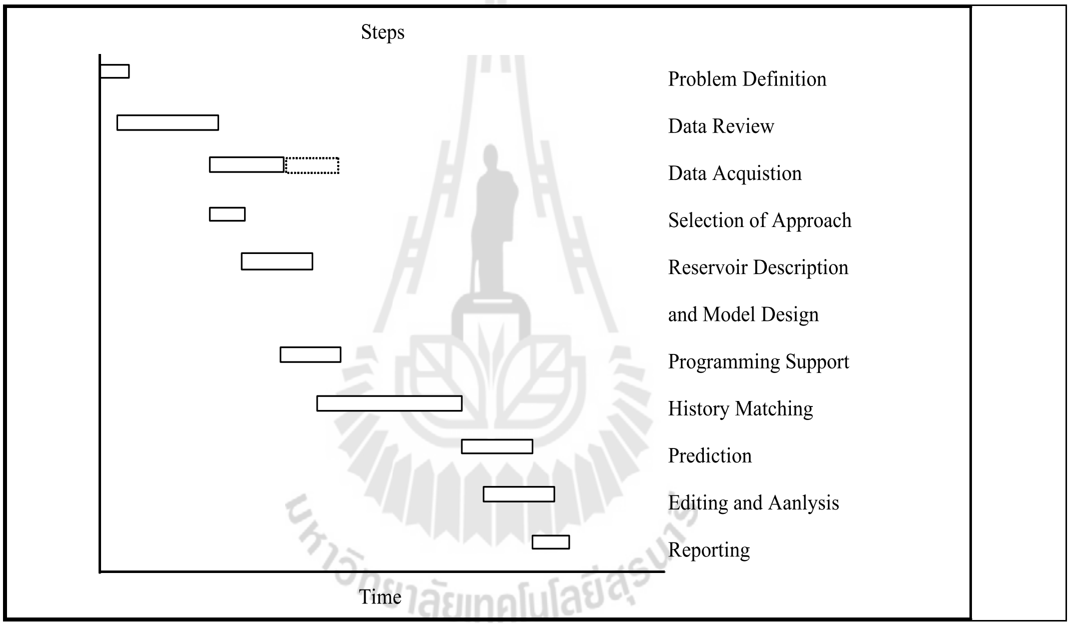
1. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหนึ่งเดียว (Single phase reservoir Simulator)
2. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหลายชนิด (Multiphase Reservoir Simulator)

และในการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม จำเป็นต้องทราบหรือสามารถคาดคะเนข้อมูลต่าง ๆ ที่สำคัญ ดังนี้

- ประเมินลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์และทำให้เข้าใจถึงพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม

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

ในการทำกิจกรรมแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการวางแผนและปฏิบัติตามแผนต่าง ๆ ดังแสดงในเห็นแผนการปฏิบัติตามรูปที่ 5.1



รูปที่ 5.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำ
แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

1) การกำหนดข้อปัญหา (Problem Definition)

ขั้นแรกของการศึกษาคือกำหนดปัญหาพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมรวมทั้งปัญหาที่เกิดขึ้นในการดำเนินการและในขั้นตอนการกำหนดปัญหานี้ จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมในการดำเนินการให้เพียงพอที่จะบ่งชี้ว่าพฤติกรรมการผลิตและการดำเนินการเช่นไร เป็นที่ต้องการในอนาคตและควรจะเกิดขึ้นเวลาใด และสิ่งเหล่านี้จะสามารถสนับสนุนอย่างไรต่อแผนการบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียม

2) การเลือกข้อมูลและวิธีการศึกษา (Selecting the Study Approach)

หลังจากมีการกำหนดปัญหาลักษณะการไหลของของไหลแล้วจะต้องตัดสินใจว่าแบบจำลองประเภทใดที่จะเหมาะสมกับแหล่งปิโตรเลียมนั้น ๆ มากที่สุด และสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ได้ดีที่สุด ซึ่งปกติแล้วจะไม่จำเป็นต้องจำลองแหล่งปิโตรเลียมหมดทั้งแหล่ง โดยตัวประกอบที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและสร้างแบบจำลองประกอบไปด้วย

ก. ความสามารถของคอมพิวเตอร์โปรแกรมที่ใช้ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ ของกลศาสตร์แหล่งปิโตรเลียม

ข. การเปลี่ยนแปลงที่จะต้องกระทำในการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ

ค. ชนิดและจำนวนที่จะทดลองผลิตในแบบจำลองเพื่อให้ครบตามจุดประสงค์ของการศึกษาวิจัย

ง. เวลา กำลังคน เครื่องคอมพิวเตอร์ และงบประมาณที่มีอยู่สำหรับการศึกษาวิจัย

จ. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบผลการจำลอง

ฉ. ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบที่จะช่วยให้การศึกษาวิจัยสมบูรณ์ในขณะนั้น

3) การรายงาน (Reporting)

ขั้นตอนสุดท้ายของการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมคือการรวบรวมผล สรุปเป็นรายงานที่ชัดเจน สั้น และกะทัดรัด แบบรายงานจะมีตั้งแต่ บันทึก บริคณห์สนธิระหว่างหน่วยงานอย่างสั้น ๆ สำหรับการศึกษาขนาดเล็ก ไปกระทั่งรายงานฉบับหนาที่สมบูรณ์ไปโดยรูปแสดงสีต่าง ๆ สำหรับการศึกษาแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะเป็นรายงานแบบไหนขนาดไหน รายงานจะต้องกำหนดเป้าหมายของการศึกษา อธิบายการใช้แบบจำลอง และแสดงผล และสรุปผลโดยมีคำอธิบายครบถ้วนเหมาะสมกับเป้าหมายการศึกษาวิจัยนั้น ๆ

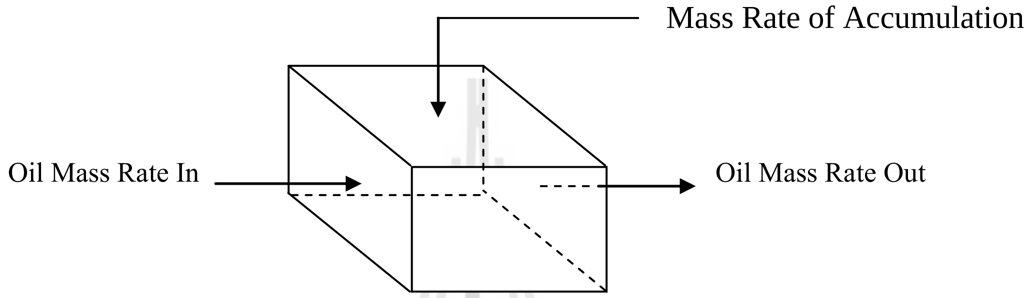
5.1.1 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

การได้มาของสมการการไหลของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Flow Equations)

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนามาใช้เทียบเท่ากับเหมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ชนิดเดียวทีละชนิด โดยเริ่มพิจารณาจาก

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

การสมดุลย์ของสสารใช้หน่วยปริมาตรต่อบาเรลของน้ำมันดังแสดงต่อไปนี้



รูปที่ 5.2 การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system)

การไหลเชิงเส้น (Linear system)

มวลไหลเข้า – มวลไหลออก = มวลสะสมในหน่วยส่วน

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

เมื่อ

$A = \Delta y \Delta z$

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

ใส่ข้อกำหนดขนาดให้เล็กลงเข้าใกล้ศูนย์สมการ (5.1) เขียนเป็น

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

สำหรับการไหลแบบรัศมี (radial system) สมการจะเขียนเป็น

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

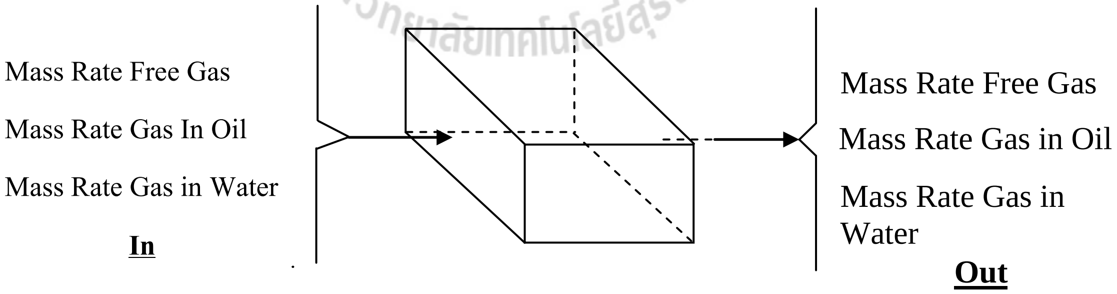
<u>ก๊าซ</u> การสมดุลย์มวลสารของก๊าซจะต้องรวมเอาก๊าซทั้งหมดที่อยู่ในระบบคือ ก๊าซอิสระ ก๊าซที่ละลายในน้ำและน้ำมัน

มวลก๊าซไหลเข้า – มวลก๊าซไหลออก = มวลก๊าซสะสมในหน่วยส่วนก๊าซจากส่วนต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ

ดังแสดงในรูปที่ 5.3 เขียนอยู่ในรูปของมวลน้ำหนัก ดังนั้น

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

$$=V\left[\frac{\varphi\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{B_o}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)^{n+1}-\left(\frac{S_g}{B_g}+\frac{R_{so}S_o}{B_o}+\frac{R_{sw}S_w}{B_w}\right)^{n}}{\Delta t}\right]$$ ------ สมการ 5.4



รูปที่ 5.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

เมื่อกำหนดส่วนให้เล็กเข้าใกล้ศูนย์สมการจะเป็น

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

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมีจะมีสมการดังนี้

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

น้ำ ในการพิจารณาของไหลที่เป็นน้ำ จะทำการพิจารณาเหมือนของของไหลชนิดอื่นๆ โดยจะสามารถเขียนสมการการไหล สำหรับการไหลเชิงเส้นดังต่อไปนี้

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

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมี

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

การขยายสมการในแบบของการไหลรอบรัศมี (Raidal Form)

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

ความจริงข้อที่ 1 สัดส่วนของของไหลแต่ละชนิดในช่องว่างของหินรวมกันเท่ากับ 1

$\mathrm{S_o} + \mathrm{S_g} + \mathrm{S_w} = 1$ ------------------------- สมการ 5.9

ดังนั้น

$$\frac{\partial}{\partial t}\left[S_o + S_g + S_w\right] = 0 \qquad \text{-------------------------- สมการ 5.10}$$

อัตราการเปลี่ยนความดันต่อเวลาถือว่ามีค่าน้อย เมื่อยกกำลังสองค่าของอัตราการเปลี่ยนความดันต่อเวลาจะมีค่าเข้าใกล้ศูนย์

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

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้ให้อยู่ในรูปของการไหลแบบรัศมีและคูณสมการ 5.7 ด้วย B_O จะได้

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

ทำการขยายสมการ 5.12 โดยใช้สมการเชิงอนุพันธ์ จะได้

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

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

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

หรือ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

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

และสำหรับสมการของก๊าซ จะนำสมการ 5.6 คูณด้วย B_g และขยายเป็น

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

ทำการรวมเทอมต่างๆเข้าด้วยกัน จะได้

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

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

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

$$=\varphi\left(\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}-\frac{R_{so}S_oB_g}{{B_o}^2}\frac{\partial B_o}{\partial P}+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{R_{sw}S_wB_g}{{B_w}^2}\frac{\partial B_w}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right)\frac{\partial P}{\partial t}$$

$$+\varphi\left(\frac{B_gR_{so}}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right)$$ ------------------------- สมการ 5.18

สำหรับสมการของน้ำ จะนำสมการ 5.8 คูณด้วย B_W และขยายสมการเป็น

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

รวมสมการ 5.18 และสมการ 5.19 เข้าด้วยกันจะได้

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

ทำการรวมสมการ 5.18และ สมการ 5.20 เข้าด้วยกันจะได้

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

$$=\varphi\left[\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}+\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{\partial S_g}{\partial t}\right)-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(1+\frac{R_{so}B_g}{B_w}\right)+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\right.$$

$$\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(1+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right]\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}$$

$$\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}$$ --------------------- สมการ 5.21

แต่ $S_g + S_o + S_w = 1$ --------------------- สมการ 5.22

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

ดังนั้น ด้านขวาของสมการ 5.21 จะกลายเป็น

$$\text{RHS}=\varphi\left[-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\left(1+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\right)+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\left(1+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\right)\right.$$

$$\left.+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right]\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} \qquad \text{---------- สมการ 5.24}$$

แทนค่าสมการ 5.15 และสมการ 5.19 ลงในสมการ 5.24 ทำให้ด้านซ้ายมือรวมอยู่ในเทอมของ $\frac{\partial}{\partial r}\left(\frac{1}{r}\frac{\partial P}{\partial r}\right)$ และเทอมของความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลที่สัมพันธ์กับเวลาคือ

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left(r\frac{\partial P}{\partial r}\right)\left(\frac{k_o}{\mu_o}+\frac{k_w}{\mu_w}+\frac{k_g}{\mu_g}\right)+\left[\frac{R_{so}B_g}{B_o}\left(\frac{\partial S_o}{\partial t}-\frac{S_o}{Bo}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right)\right]\varphi$$

$$+\left[\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\left(\frac{\partial S_w}{\partial t}-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}\right)\right]\varphi=\varphi\left(-\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}+\frac{S_oB_g}{B_o}\frac{\partial R_{so}}{\partial P}\right.$$

$$\left.\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}+\frac{S_wB_g}{B_w}\frac{\partial R_{sw}}{\partial P}-\frac{S_g}{B_g}\frac{\partial B_g}{\partial P}\right)\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{S_o}{B_o}\frac{\partial B_o}{\partial P}\frac{\partial P}{\partial t}$$

$$-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t} \qquad \text{---------- สมการ 5.25}$$

รวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 5.25 และให้

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

จะได้สมการ 5.25 เป็นสมการ 5.27

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

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

$$\left.-\frac{S_w}{B_w}\frac{\partial B_w}{\partial P}\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial P}{\partial t}+\frac{R_{so}B_g}{B_o}\frac{\partial S_o}{\partial t}+\frac{R_{sw}B_g}{B_w}\frac{\partial S_w}{\partial t}\right) \qquad \text{---------- สมการ 5.27}$$

เมื่อความสามารถเคลื่อนไหลทั้งหมดคือ

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

ทำการรวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 5.27 และหักลบเทอมเหมือนที่มีเครื่องหมายตรงข้ามกันจะได้สมการเป็น

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

และสุดท้ายเป็น

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

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

การกระจายในแบบแนวเส้นมิติเดียว ให้สมการแต่ละชนิดของของไหลเป็น
กรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำมัน

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

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำ

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

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

$$A_X \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g}\frac{\partial \varphi g}{\partial x}+\frac{R_{so}k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial \varphi_o}{\partial x}+\frac{R_{sw}k_w}{\mu_w B_w}\frac{\partial \varphi_w}{\partial x}\right)+q_g$$

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

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้เข้าด้วยกันเพื่อให้ได้สมการการไหลในแหล่งกักเก็บ โดยจะต้องใช้เงื่อนไขบางอย่างเข้ามาช่วยคือ

เทอมพลังงานศักย์อาจเขียนในรูปของ

$\Phi_o = P_o + \rho_o gh$ สำหรับน้ำมัน ------------------------ สมการ 5.33

$\Phi g = P_g + \rho_g gh$ สำหรับก๊าซ ------------------------ สมการ 5.34

$\Phi w = P_w + \rho_w gh$ สำหรับน้ำ ------------------------ สมการ 5.35

เทอมความดันรูเล็ก (Capillary Pressure) เขียนเป็น

$P_{cw} = P_o - P_w$ ------------------------ สมการ 5.36

$P_{cg} = P_g - P_o$ ------------------------ สมการ 5.37

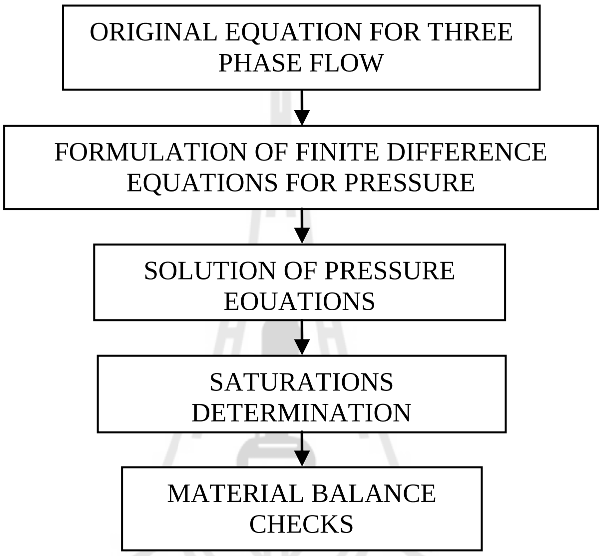
สมการ 5.30 ถึงสมการ 5.37 สามารถรวมกันได้โดยใช้สมการผลรวมของสัดส่วนของของไหล จะได้

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

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

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

สำหรับสมการการไหลแบบ 2 มิติ ในการเขียนสมการสามารถพิจารณาสมการการไหลในแนวแกน X และแกน Y แล้วทำการรวมเข้าด้วยกัน โดยวิธีที่จะแก้สมการนี้ มี 2 วิธีพื้นฐาน แนวทางที่หนึ่งจะใช้การแก้สมการดังแสดงให้เห็นจากรูปขั้นตอนการแก้ปัญหาต่อไปนี้



รูปที่ 5.4 ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

Finite-Difference Analog

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

สมการ 5.39

สมการที่ 5.39 สามารถดำเนินต่อไปโดยแทนที่ด้วยสมการเชิงอนุพันธ์ขั้นแรกสมมติว่าไม่ใช้การทำซ้ำ (noniterative) เพื่อหาค่าเทอม ความดัน สัดส่วนของไหลและความดันรูเล็ก (pressure, saturation, and capillary) ซึ่งในกรณีเช่นนี้เราสามารถใช้ระดับช่วงเวลาดังต่อไปนี้

$$A_X \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_T{}^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x}\right) + A_X \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x}\right)^n$$
$$+ A_X \frac{\partial}{\partial x}\left(\lambda_g{}^n \frac{\partial(\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o{}^n \frac{\partial(\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w{}^n \frac{\partial(\rho_w gh)}{\partial x}\right)$$
$$= \beta_1 \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial t} + \beta_2^{n+1} \qquad \text{-------------------------- สมการ 5.40}$$

แต่ละเทอมของสมการ 5.40 สามารถแยกสมการเชิงอนุพันธ์ ได้ โดยสิ่งสำคัญที่สุด คือ เทอมแรกที่เป็นความดันของน้ำมันที่ระดับเวลา (n+i) เมื่อทุกตัวอื่นอยู่ระดับเวลา n ต่างก็สมมติว่ารู้ค่าแล้วทำให้สามารถรวมกลุ่มกันและย้ายมาอยู่ด้านขวามือ ดังนั้นสมการแบบ finite-difference ของเทอมแรกด้านซ้ายของสมการ 5.40 จะเป็น

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

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

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

เทอม mobility $\lambda_{Ti\pm\frac{1}{2}}$ ถูกประเมินค่าระหว่างเซลที่อยู่ต่อเนื่องกัน เมื่อการไหลเกิดขึ้น เทอมนี้ปกติทั่วไปแล้วจะถูกเลือกเพื่อหาค่าการเคลื่อนไหล (mobility) ของเซลต้นทาง สมการ 5.41 และสมการ 5.43 สามารถทำให้ง่ายเข้าเพื่อให้ได้ค่าเทอมต่าง ๆ โดยจะทำการรวมค่าการเคลื่อนไหล และขนาด (geometry) เข้าด้วยกัน และคงเทอมความดัน (pressure) ไว้ยกตัวอย่างทำด้านซ้ายของสมการให้ง่ายเข้าและให้เท่ากับด้านขวามือเราจะได้

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

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

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

และเมื่อชั้นระดับเวลาใหม่ (n+1) ค่าความดันที่ระดับเวลาใหม่ในสมการ 5.43 จะสามารถเขียนได้ดังนี้

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

เมื่อทำการรวมเทอม (n+1) เราจะได้

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

สมการ 5.46

และสมการ 5.46 คือสมการของความดันที่เป็น finite-difference เทียบกับสมการ partial differential ดังเดิมที่เขียนที่เซลหนึ่ง (i) ในแบบจำลอง สมการจะมีความคล้ายคลึงกันทำให้

สามารถเขียนได้ทุก ๆ เซลในแบบจำลองและคำนวณค่าความดันทุกระดับเวลา (n+1) โดยในการไหลแบบ 1 มิติ จะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 3 ตัวแปร ส่วนค่าของความดันจะมีค่าที่ซ้ำกันอยู่ 1 คู่ และในการไหลแบบ 2 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 5 ตัวแปร ส่วนการไหลแบบ 3 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 7 ตัวแปร

สมการแบบ finite-difference ที่ความดันใด ๆ สามารถแก้สมการได้ด้วยวิธีการที่เหมาะสม เช่น ADIP, LSOR, SIP เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายตัวของความดันและการกระจายตัวของพลังงานศักย์ (Potential) โดยสามารถคำนวณได้จากค่าการกระจายตัวของพลังงานศักย์และสำหรับค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล (Saturation) ใหม่ ก็สามารถคำนวณได้ดังวิธีการต่อไปนี้

<u>Computation of Saturation at New Level</u>

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

$$\frac{\left(\varphi\frac{S_o}{B_o}\right)^{n+1} - \left(\varphi\frac{S_o}{B_o}\right)^{n}}{\Delta t} = \frac{\partial}{\partial t}\left(\varphi\frac{S_o}{B_o}\right) = \frac{\partial}{\partial x}\left(\frac{k_o}{\mu_o B_o}\frac{\partial \varphi_o}{\partial x}\right) \qquad \text{--- สมการ 5.47}$$

เมื่อจัดเรียงเทอมของค่าในการอิ่มตัวด้วยของไหลใหม่จะสามารถคำนวณได้ดังสมการ 5.48

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

5.1.2 การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulator)

ข้อมูลที่จำเป็นต่อการทดลองผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบ่งเป็นกลุ่มต่าง ๆ ดังนี้

ก. ข้อมูลของไหล (Fluid Data)

ข. ข้อมูลเกี่ยวกับหิน (Rock Data)

ค. ข้อมูลการผลิต (Production Data)

ง. ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate Data)

จ. ข้อมูลเกี่ยวกับอุปกรณ์และการดำเนินการ (Mechanical and operation Data)

ฉ. ข้อมูลเศรษฐศาสตร์ (Economic Data)

ช. ข้อมูลอื่นๆ ที่จำเป็น (Miscellaneous Data)

โดยแต่ละกลุ่มจะมีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลของไหล (Fluid Data)

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

คุณสมบัติของของไหลที่ผันแปรตามความดันได้แก่

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

คุณสมบัติเหล่านี้โดยทั่วไปแล้วจะได้จากห้องปฏิบัติการในการศึกษาตัวอย่างของของไหลและตัวอย่างหิน 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)
   - การวัดความดันที่ลดลงในขณะทดสอบอัตราการไหล (Pressure fall off data)

- การวัดความดันอีกหลุมหนึ่งในขณะผลิต (Interference tests)
- การทดสอบอัตราการไหล (Initial potential test)
- การวิเคราะห์จากข้อมูลเก่า (Regression analysis (case history approach)
- การวัดจากห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)

2. ค่าความพรุน (Porosity) สามารถทราบได้จาก
   - การวัดคุณสมบัติของหลุมเจาะ (Logging data in the form of sonic/acoustic logs)
   - การวัดจากห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)
   - ข้อมูลเผยแพร่ต่าง ๆ (Published correlations)
3. ความหนาของแหล่งปิโตรเลียม (Formation Thickness) จะได้ข้อมูลมาจาก
   - แผนที่ความหนาชั้นหินรวม (gross isopach map)
   - แผนที่ความหนาชั้นหินสุทธิ (net isopach map)
   - แผนที่แสดงความลึกของชั้นหิน (Structural contour map)
4. ระดับความลึกของแหล่งปิโตรเลียมจะได้จากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและจากการบันทึกในขณะการเจาะสำรวจ
5. ข้อมูลความสามารถในการถูกกดทับจะได้จากการวิเคราะห์จากห้องปฏิบัติการและจากเอกสารตีพิมพ์ต่าง ๆ
6. ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (Relative Permeability) ซึ่งอาจได้มาจากหนึ่งในห้าวิธีต่อไปนี้
   - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลคงตัว (Steady-state)
   - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลไม่คงตัว (Unsteady-state)
   - คำนวณจากข้อมูลความดันรูเล็ก (Capillary Pressure)
   - คำนวณจากข้อมูลภาคสนาม
   - คำนวณจากสูตรสำเร็จที่มีการเผยแพร่
7. ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลในหิน (Fluid saturation) ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะมี 2 ระนาบที่มีความสำคัญในการหาระดับความอิ่มตัวของของไหลคือ รอยต่อระหว่างก๊าซกับน้ำมัน (GOC) และรอยต่อระหว่างน้ำมันกับน้ำ (OWC) การคำนวณระดับความอิ่มตัวของของไหลในหินคำนวณจากตำแหน่งของชั้นหินในเซลเทียบกับระนาบดังกล่าว ส่วนความอิ่มตัวถาวรของน้ำ (Connate Water) อาจวิเคราะห์จาก
   - ตัวอย่างแท่งหิน (Core data)
   - การหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Electric logs)

- ความดันในรูเล็ก (Capillary pressure)

ค. ข้อมูลการผลิต

ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตปิโตรเลียมที่มีความสำคัญในการบรรจุลงในโปรแกรมแต่ละหลุมประกอบด้วย

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

ง. อัตราและดัชนีการผลิต

ข้อมูลอัตราการผลิตมีความจำเป็นที่จะป้อนเข้าไปในคอมพิวเตอร์ เพื่อคำนวณความสามารถในการผลิตของหลุมผลิตในระบบข้อมูลเหล่านี้ได้แก่

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

การไหลของน้ำมันและก๊าซมักจะแสดงให้เห็น การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (gas-oil ratio) ความดันก้นหลุมและอัตราการไหล การเปรียบเทียบให้เข้ากันได้ที่พื้นผิวของความดันก้นหลุมกับอัตราการไหลและสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันมีความจำเป็นในการหาค่าตัวประกอบในการไหลต่าง ๆ ในหลุมในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ โดยข้อมูลที่ต้องการในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดดัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างในห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)
ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลในหิน (Fluid Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่างและการทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการไหล (Sesismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขับดัน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของสสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแยก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)
การต่อเนื่อง (Conectivity)	ประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Wellbore performance)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 5.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ต่อ)

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

5.2 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model)

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

1. แบบจำลองทางฟิสิกส์ (Physical Models)

สำหรับแบบจำลองทางฟิสิกส์ จะเป็นแบบจำลองที่สร้างในห้องปฏิบัติการให้มีคุณสมบัติทางฟิสิกส์เหมือนแหล่งปิโตรเลียมจริงแต่จะย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog Models)

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

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Models)

สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการศึกษา โดยแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริง ๆ และแหล่งปิโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการ แหล่งปิโตรเลียมจำลองถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณสมบัติและลักษณะการประพฤติตัวของระบบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปิโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปิโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิตและแหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทำการทดลองผลิตปิโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ส่วนแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนิยมใช้ในห้องปฏิบัติการเนื่องจากจะใช้สำหรับการศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนของการผลิตปิโตรเลียมที่

เฉพาะเจาะจงบางอย่างซึ่งผลจากแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับการผลิตในแหล่งปิโตรเลียมจริง

5.3 ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สำหรับประโยชน์ของการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมมีหลายประการดังนี้

1. รวบรวมข้อมูลทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับแหล่งปิโตรเลียมมาอยู่ในฐานข้อมูลที่กะทัดรัดและเก็บไว้ในแหล่งเดียวกัน

2. สามารถช่วยให้มีโอกาสทดลองผลิตแหล่งปิโตรเลียมก่อนที่จะมีการผลิตจริง ๆ ได้

3. สามารถผลิตแหล่งปิโตรเลียมหลายครั้ง เพื่อตรวจสอบทางเลือกต่าง ๆ

4. สามารถใช้เป็นเครื่องมือบริหารจัดการสำหรับที่จะเลือกแผนการพัฒนาและวิธีการดำเนินการผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงได้

5. แสดงให้เห็นข้อมูลพื้นฐานร่วมกันระหว่างบริษัทผู้ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากรปิโตรเลียม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 6
การสร้างแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมโดยโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100

6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาครั้งนี้โดยใช้โปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 สามารถแบ่งเป็น 11 รูปแบบ โดยพื้นที่ศึกษาเป็นแหล่งปิโตรเลียมต่าง ๆ ทั้งก๊าซและน้ำมันของพื้นที่ประเทศไทย ประกอบด้วย พื้นที่ศึกษาภาคกลาง (แหล่งกักเก็บน้ำมัน 4 รูปแบบ) พื้นที่ศึกษาภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (แหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ 2 รูปแบบ) และพื้นที่ศึกษาอ่าวไทย (แหล่งกักเก็บน้ำมัน 2 รูปแบบและแหล่งก๊าซธรรมชาติ 5 รูปแบบ) โดยเนื้อหาในการนำเสนอของบทนี้จะประกอบไปด้วย คุณสมบัติต่าง ๆ ที่ถูกใช้ในการสร้างแบบจำลองของแต่ละแหล่งกักเก็บ และผลลัพธ์ต่าง ๆ ของการศึกษาในเชิงของการผลิตขั้นปฐมภูมิด้วยวิธีแรงขับดันด้วยธรรมชาติ ดังแสดงในตาราง 6.1

ตารางที่ 6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

รูปแบบ	พื้นที่ศึกษาของประเทศไทย	ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ	ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง	ผลิตได้ (%)
SUT MC 1	ภาคกลาง	300,000 บาร์เรล	45,000 บาร์เรล	15
SUT MC 2		400,000 บาร์เรล	80,000 บาร์เรล	20
SUT MC 3		1,000,000 บาร์เรล	160,000 บาร์เรล	16
SUT MC 4		10,000,000 บาร์เรล	1,500,000 บาร์เรล	15
SUT MNE 1	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	250,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	200,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	80
SUT MNE 2		450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	71
SUT MGT 1	อ่าวไทย	10,000,000 บาร์เรล	1,400,000 บาร์เรล	14
SUT MGT 2		10,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	20
SUT MGT 3		10,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	20

ตารางที่ 6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม(ต่อ)

รูปแบบ	**พื้นที่ศึกษาของประเทศไทย**	**ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ**	**ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง**	**ผลิตได้ (%)**
SUT MGT 4	อ่าวไทย	375,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต	300,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต	80
SUT MGT 5		740,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต	570,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต	77

หมายเหตุ ผลิตได้ (%) = ปริมาณปิโตรเลียมสำรองเปรียบเทียบกับปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ ตัวอย่างเช่น SUT MC 1 มีการประเมินปริมาณปิโตรเลียมสำรองไว้ 45,000 บาร์เรล จากปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ 300,000 บาร์เรล คิดเป็นปัจจัยการค้นพบ 15 % เป็นต้น

ตารางที่ 6.1 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (ต่อ)

รูปแบบ	**อัตราการผลิต**	**เวลาการผลิต (ปี)**	**จำนวนหลุม**	**พื้นที่ทั้งหมด (เอเคอร์)**	**ดังแสดงใน**	
					ตารางที่	**รูปที่**
SUT MC 1	65 STB/day	3	1	19.64	6.3 –6.4	6.1 – 6.14
SUT MC 2	150 STB/day	4	2	48.27		
SUT MC 3	150 STB/day	4	3	196.41		
SUT MC 4	600 STB/day	20	5	196.41		
SUT MNE 1	50 MMSCF/day	20	10	5,810.95	6.5	6.15 – 6.18
SUT MNE 2	5 MMSCF/day	20	12	10,330.58		
SUT MGT 1	2,000 STB/day	8	4	215.52	6.6 – 6.8	6.19 – 6.34
SUT MGT 2	600 STB/day	20	6	273.24		
SUT MGT 3	600 STB/day	20	6	273.24		
SUT MGT 4	200 MMSCF/day	20	50	16,141.53		
SUT MGT 5	200 MMSCF/day	20	60	16,141.53		

แบบจำลองทั้ง 11 รูปแบบ จะแบ่งเป็น 8 ชั้น แต่ละชั้นจะมีเซลหรือที่เรียกว่า กริดบล๊อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล รวมแล้วมีเซลทั้งหมด 5,000 เซล ซึ่งจะเป็นจำนวนที่เหมาะสม

สำหรับกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็ก และการที่จะต้องมีทั้งหมด 8 ชั้น เพื่อให้มีการกระจายความพรุนและความสามารถในการไหลซึมผ่านของหินกักเก็บจากน้อย (ด้านล่าง) ไปหามาก (ชั้นบน) ให้คล้ายจริงตามข้อมูลจากแหล่งปิตรเลียมต่างๆ

6.2 ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ จะทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ จากบทที่ 2 และบทที่ 3 และข้อมูลจากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ซึ่งได้รับความอนุเคราะห์จากบริษัทไทยเชลล์ฯ ซึ่งจะมีรายละเอียดอยู่ที่ รายการอ้างอิง ก นอกจากนี้ สำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิซเพื่อนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

ก. ข้อมูลคุณสมบัติของของไหล

ข. ข้อมูลคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม

ค. ข้อมูลคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บ

ง. ข้อมูลคุณสมบัติการไหลของของไหล

สำหรับข้อมูลอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิซจะทำการปรับและคำนวณค่าโดยอัตโนมัติ ดังนั้น ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ จะสามารถแบ่งได้ตามตาราง 6.2 ดังนี้

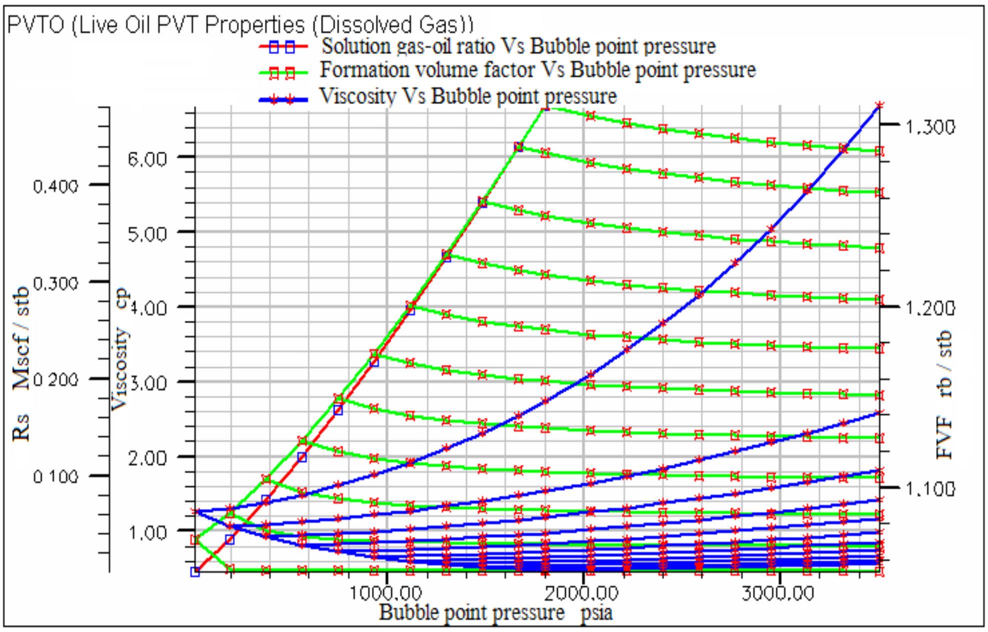
ตารางที่ 6.2 การแจกแจงข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100

รูปแบบ	ตาราง	รูปภาพ
SUT MC 1, SUT MC 2 , SUT MC 3 และ SUT MC 4	6.3 – 6.4	6.1- 6.14
SUT MNE 1 และ SUT MNE 2	6.5	6.15 - 6.18
SUT MGT 1, SUT MGT 2, SUT MGT 3, SUT MGT 4 และ SUT MGT 5	6.6 - 6.8	6.19 - 6.34

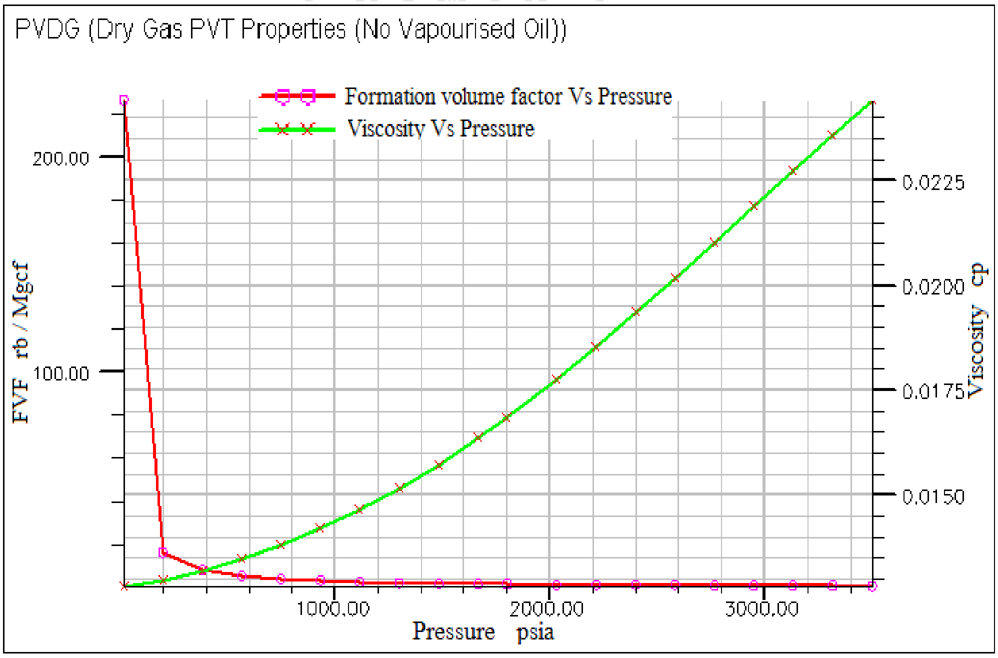
ตารางที่ 6.3 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 ปริมาณ 300,000 , 400,000 และ 1,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	39.4	°API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.8	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	$3.081x10^{-6}$	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.296	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.055 - 1.286	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.001 - 0.482	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	2.1 - 6.7	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.013 - 0.024	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	19 – 26	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	140 - 280	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	3,915	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) @ 3,850 ฟุต	3,500	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure)	1,800	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) @ 3,850 ฟุต	203	°F

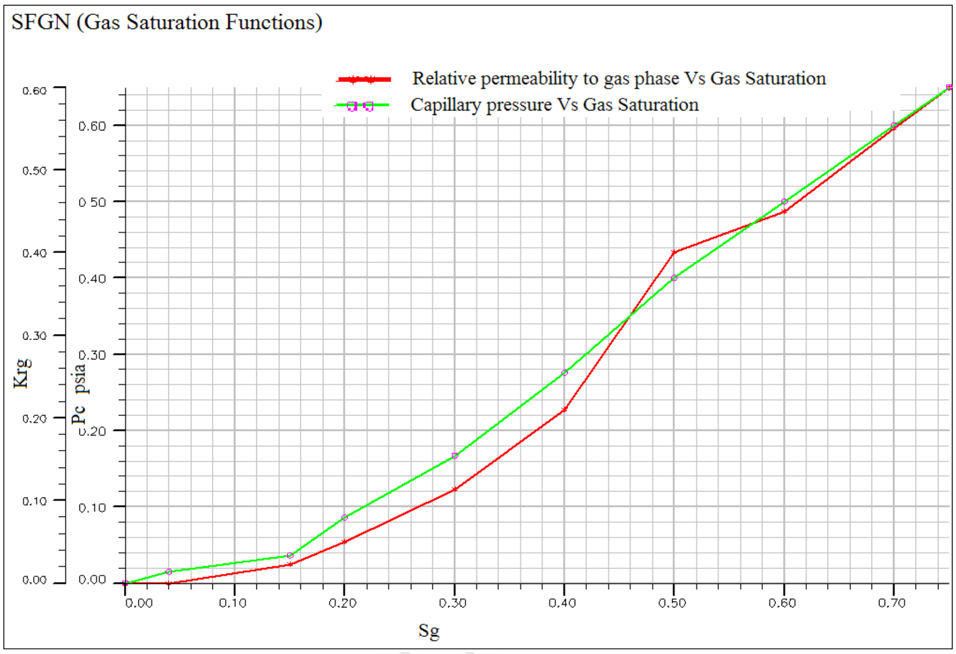
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



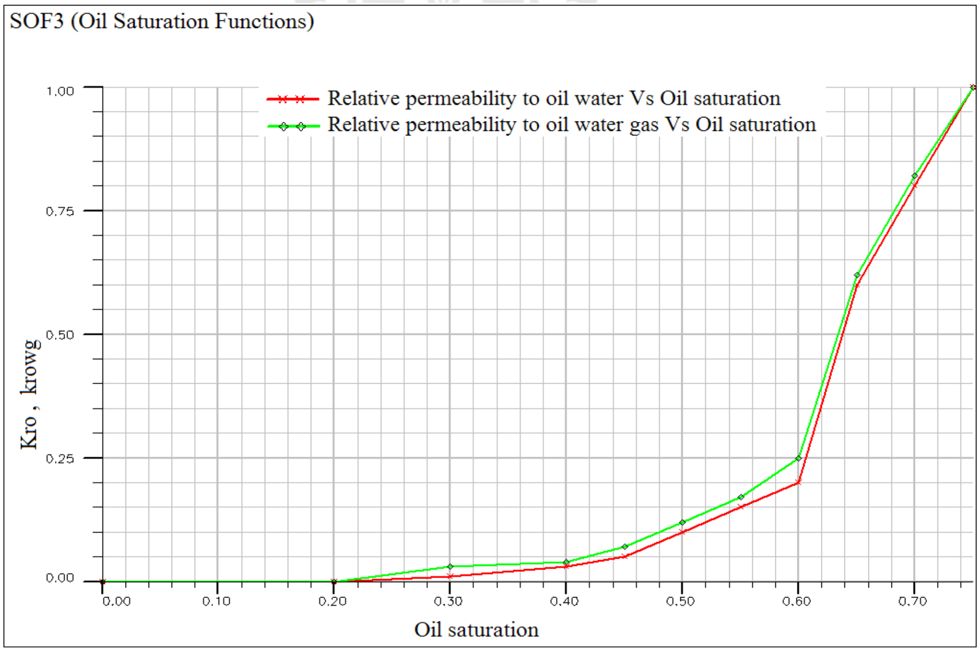
รูปที่ 6.1 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rs, FVF) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บ SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



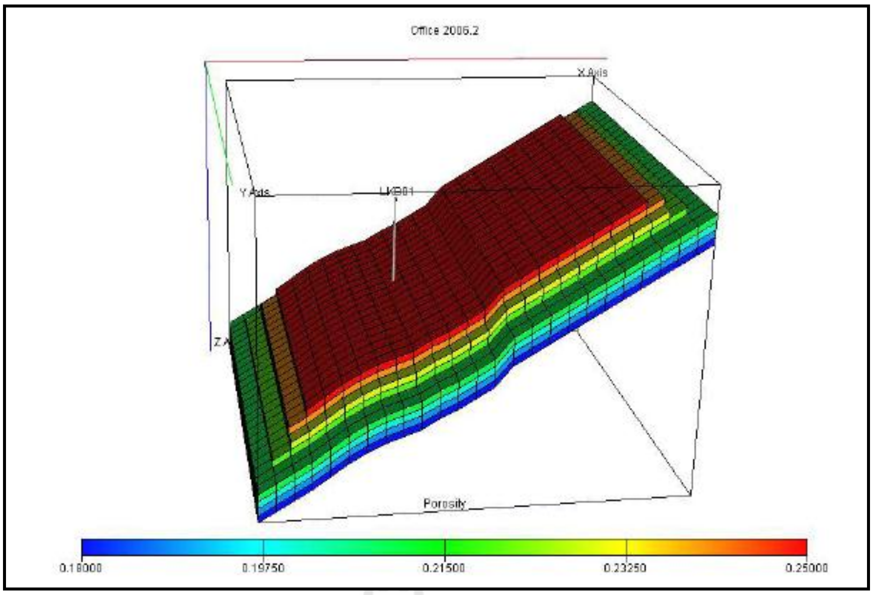
รูปที่ 6.2 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



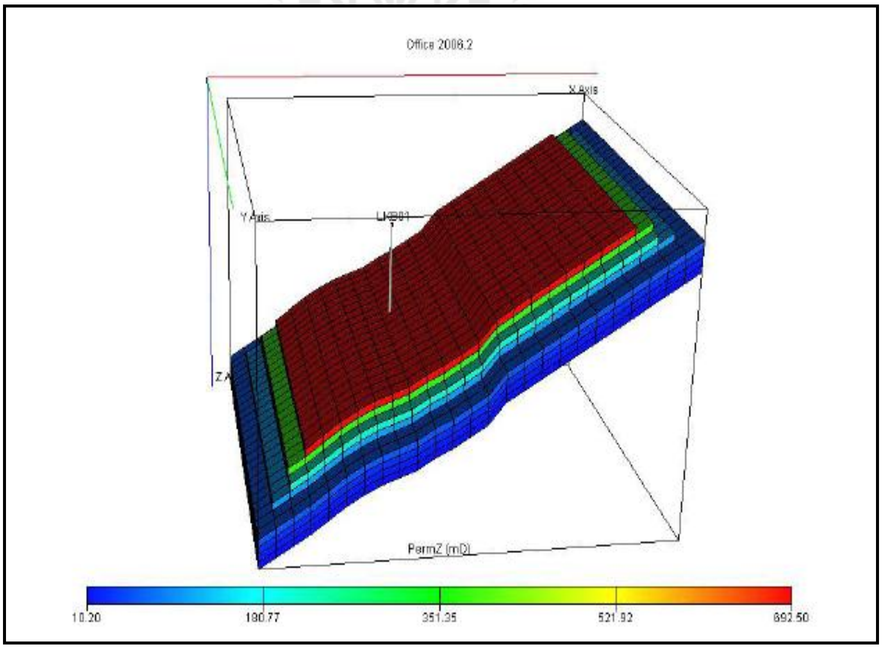
รูปที่ 6.3 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg}, P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



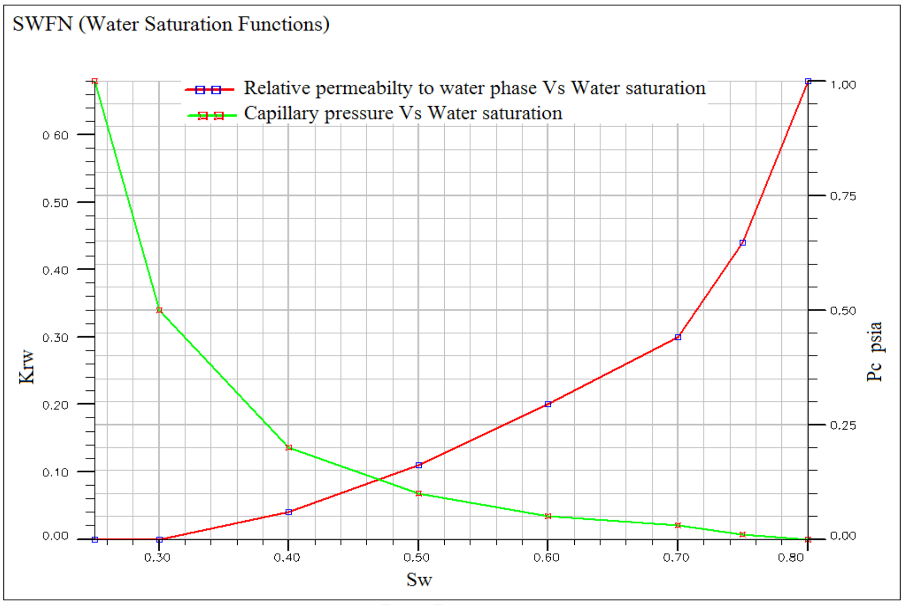
รูปที่ 6.4 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (K_{ro}) กับความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



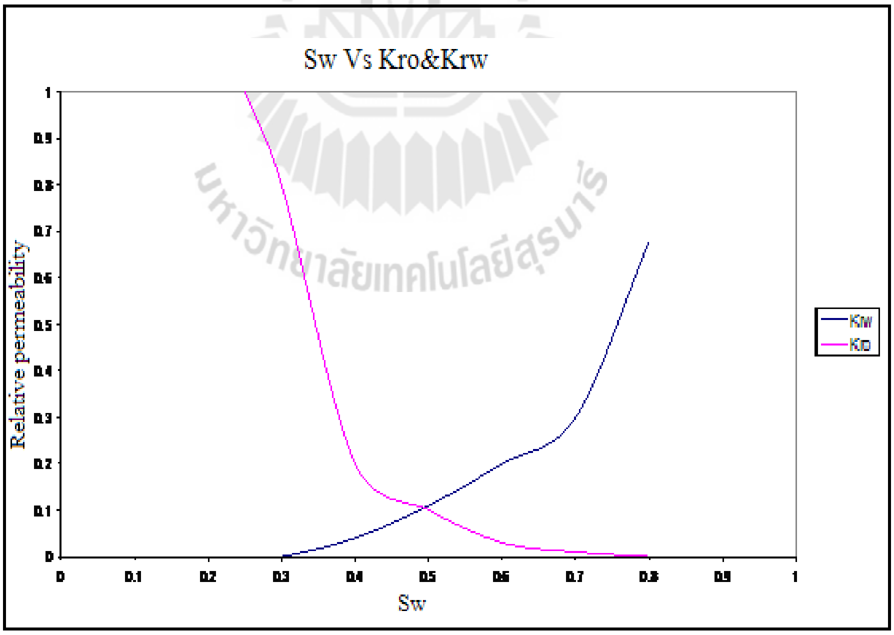
รูปที่ 6.5 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม น้ำมันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.6 การกระจายของความซึมซาบได้ของหิน (Permeability) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



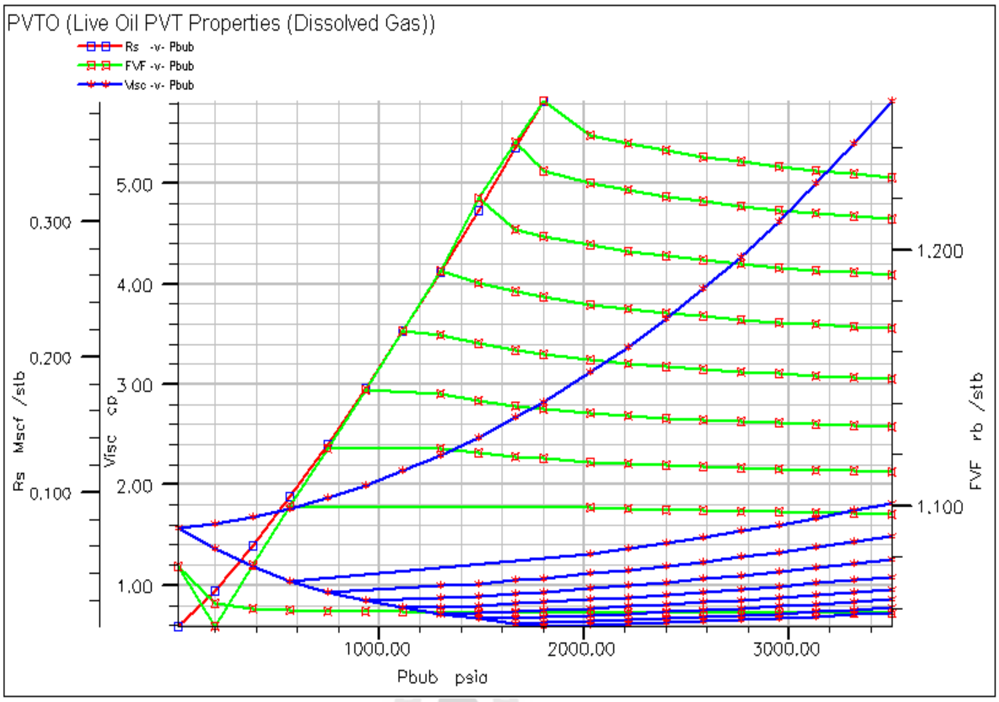
รูปที่ 6.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Kro&Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



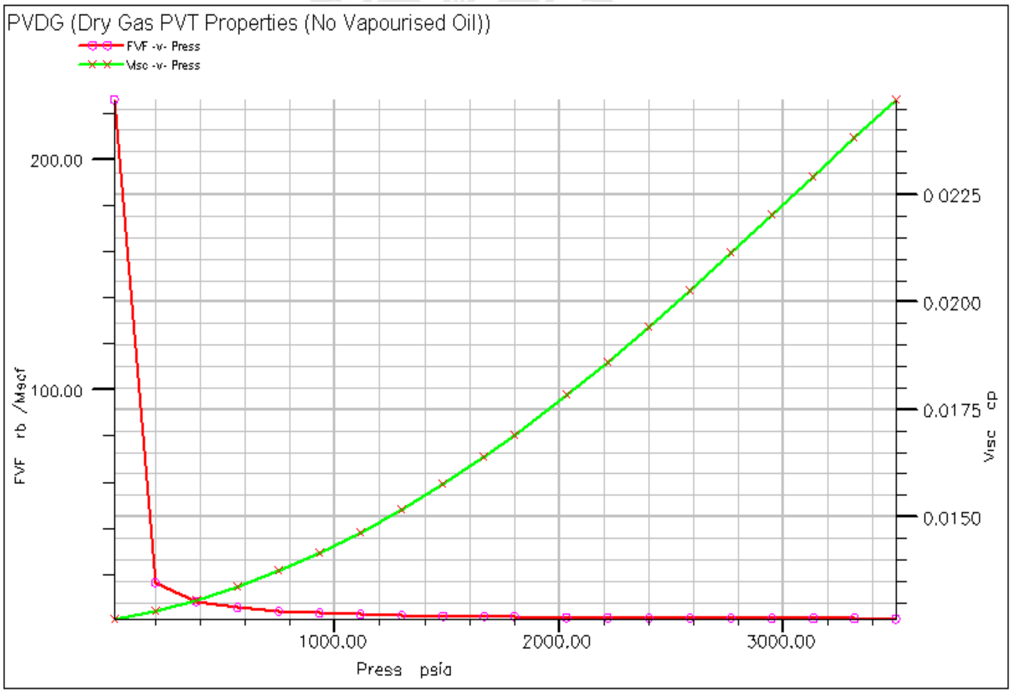
รูปที่ 6.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและน้ำไหลผ่านได้ (Sw VS. Kro&Krw) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT SUT MC 1,SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย

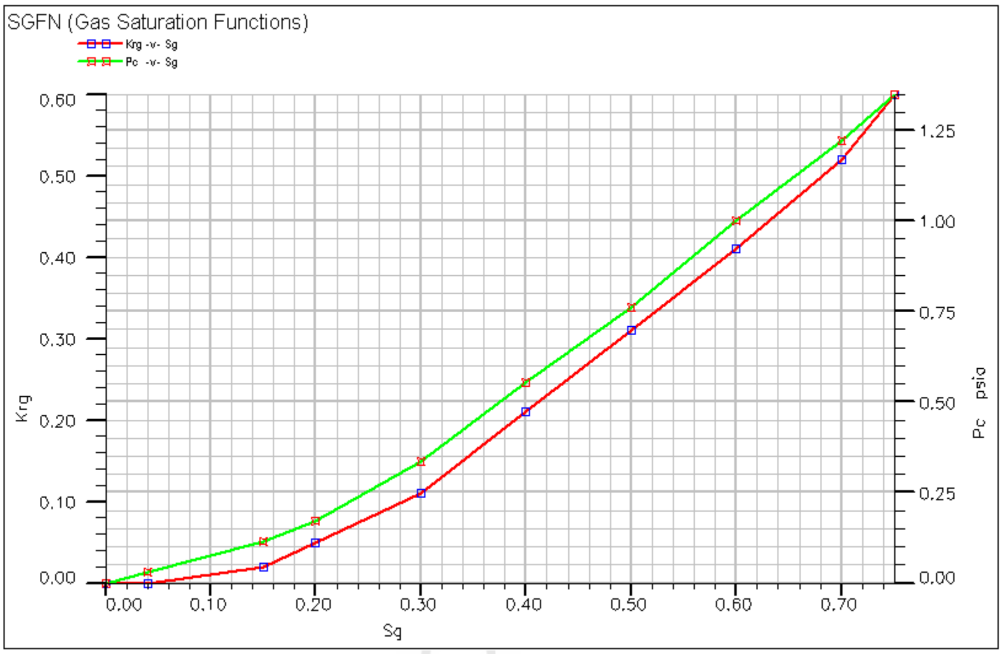
คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	33	$^{\circ}$API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.8	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	3.08×10^{-6}	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.304	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.053 - 1.253	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.001 - 0.389	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	0.6 - 5.8	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.013 - 0.025	cp
10. สัดส่วนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	0.05	เปอร์เซ็นต์
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	21 – 23	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	72.36–207.62	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ	3,915	ฟุต
(Oil-Water Contact)	3,500	psi
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure)		
@ 3,850 ฟุต		
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ	1,800	psi
(bubble point pressure)		
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature)	203	$^{\circ}$F
@ 3,850 ฟุต		



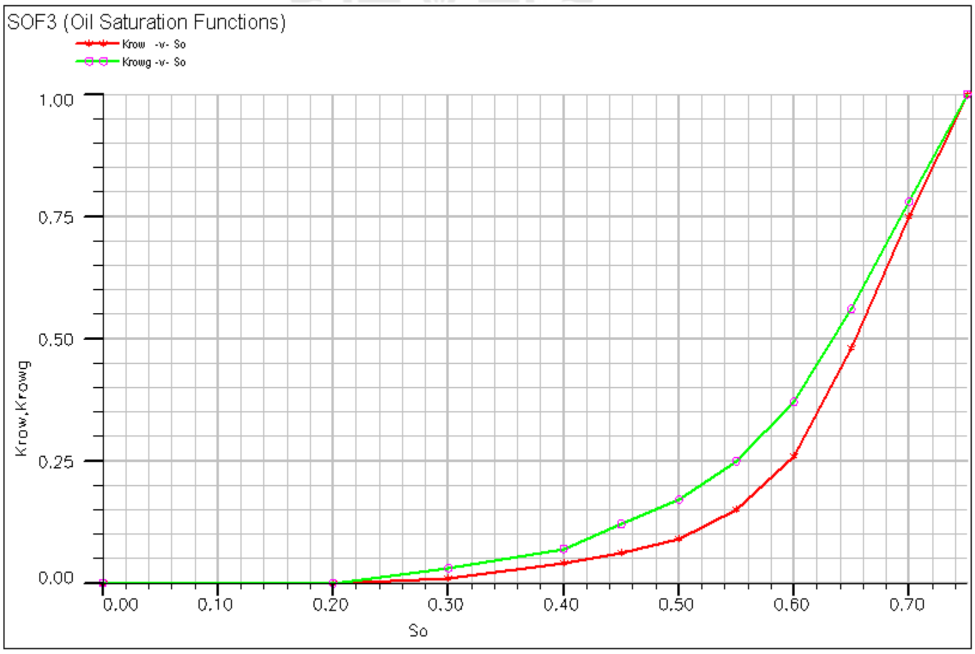
รูปที่ 6.9 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rs, FVF) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



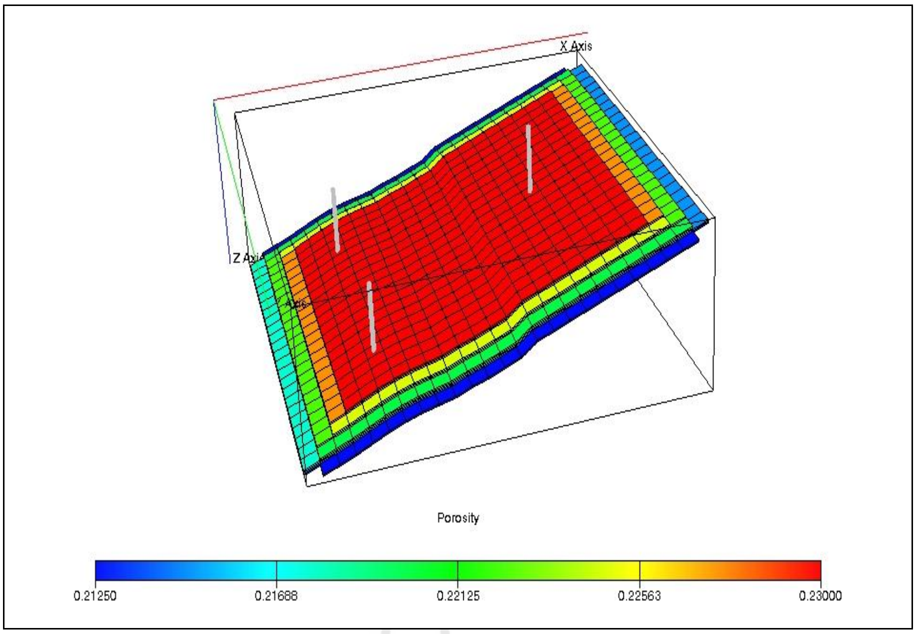
รูปที่ 6.10 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



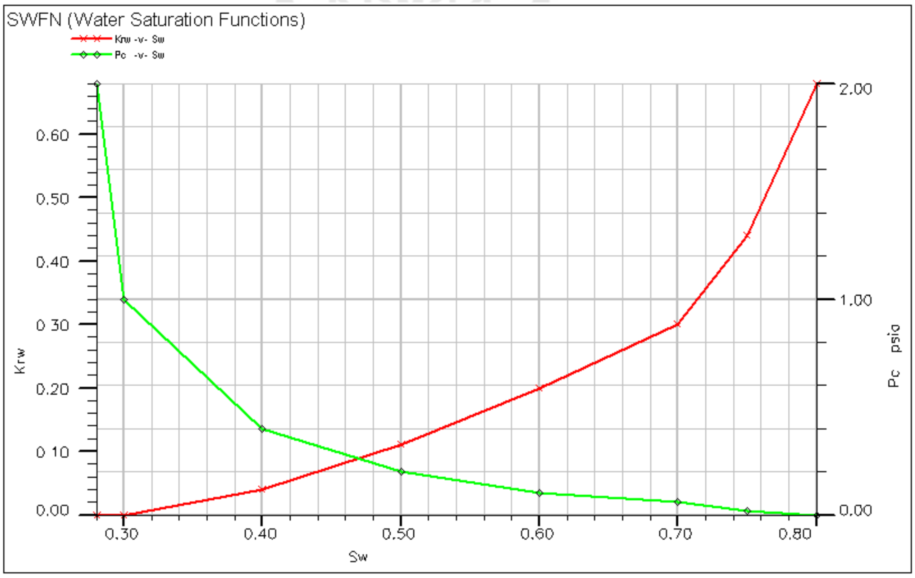
รูปที่ 6.11 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg}, P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.12 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (K_{ro}) กับความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.13 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

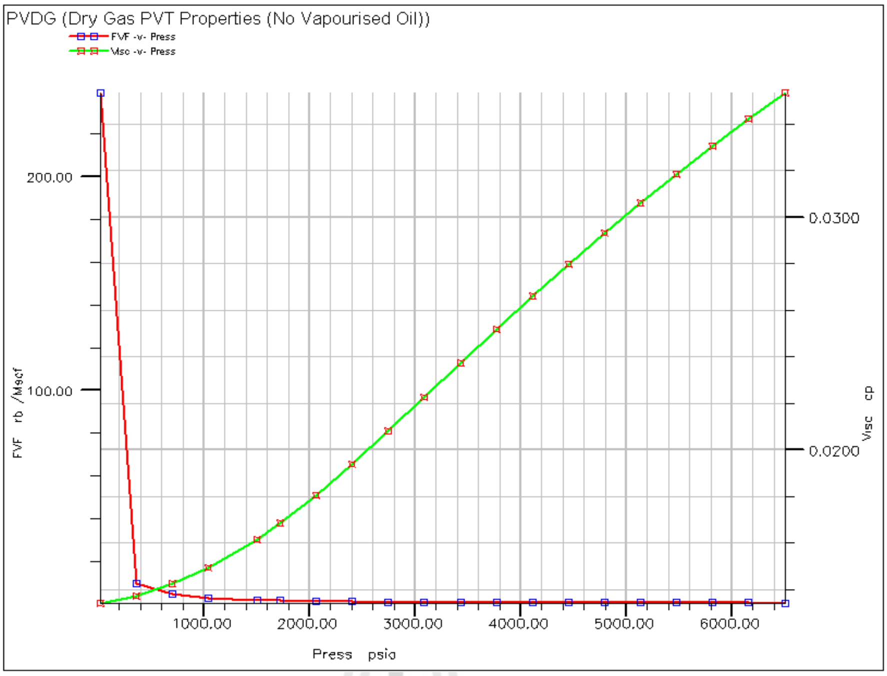


รูปที่ 6.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Kro&Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

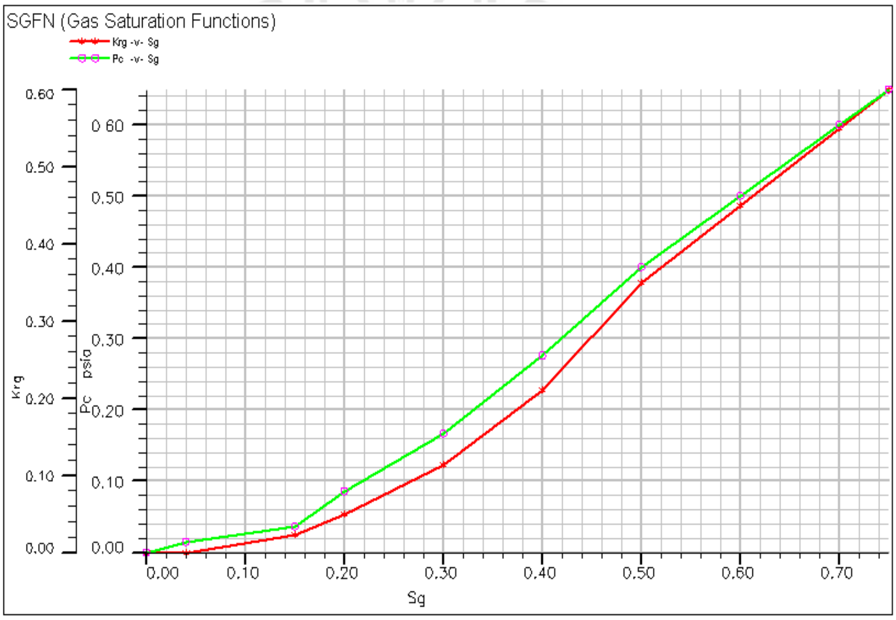
ตารางที่ 6.5 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 ปริมาณ 250,000,000,000 และ 450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.83	สัดส่วน
2. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
3. Water compressibility @ 3500 psi	3.14×10^{-6}	psi^{-1}
4. ความหนืดของน้ำ	0.25	cp
5. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (B_g)	0.61 – 239.41	bbl/MSCF
6. ความหนืดของก๊าซ	0.01 – 0.04	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	3 – 18	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	0.3 - 868	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นก๊าซกับชั้นน้ำ (Gas-Water contact)	10,315	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure) @10,250 ฟุต	6,500	psi
3. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature) @10,250ฟุต	240	$^{\circ}F$

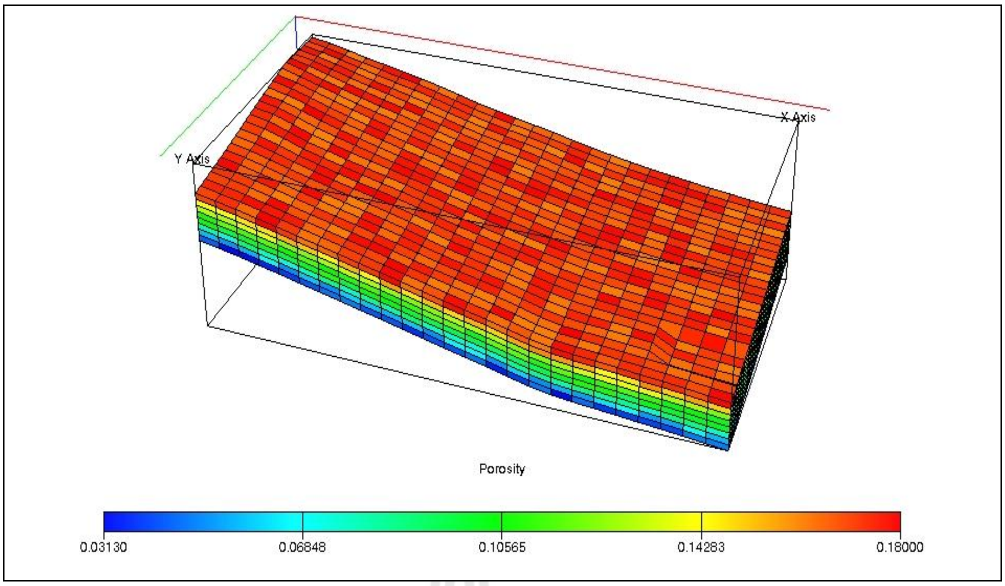
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



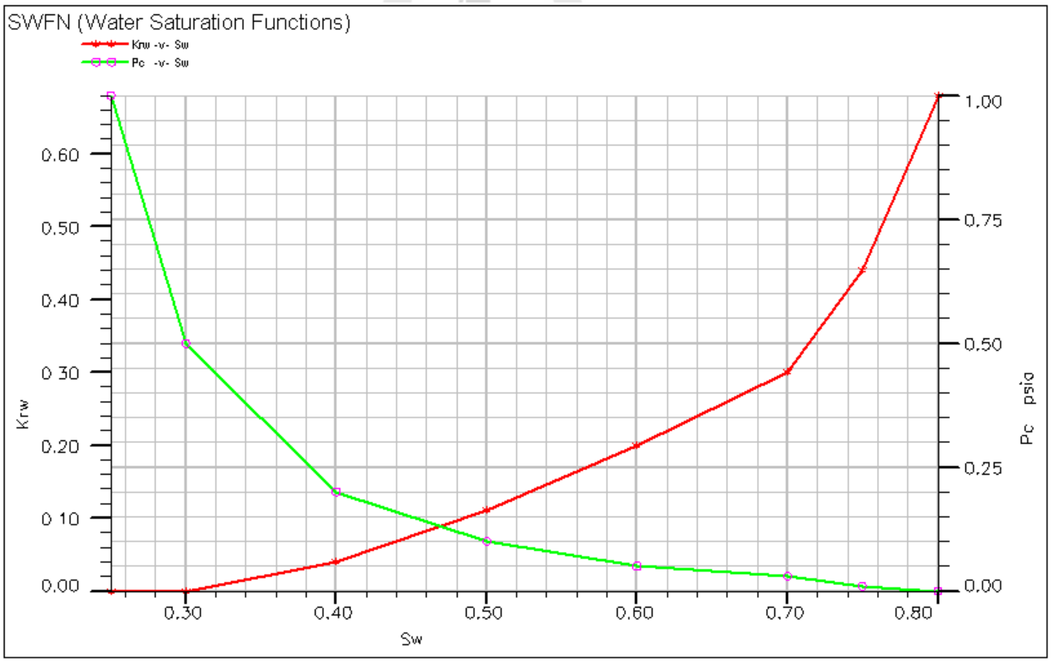
รูปที่ 6.15 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.16 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg}, P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.17 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

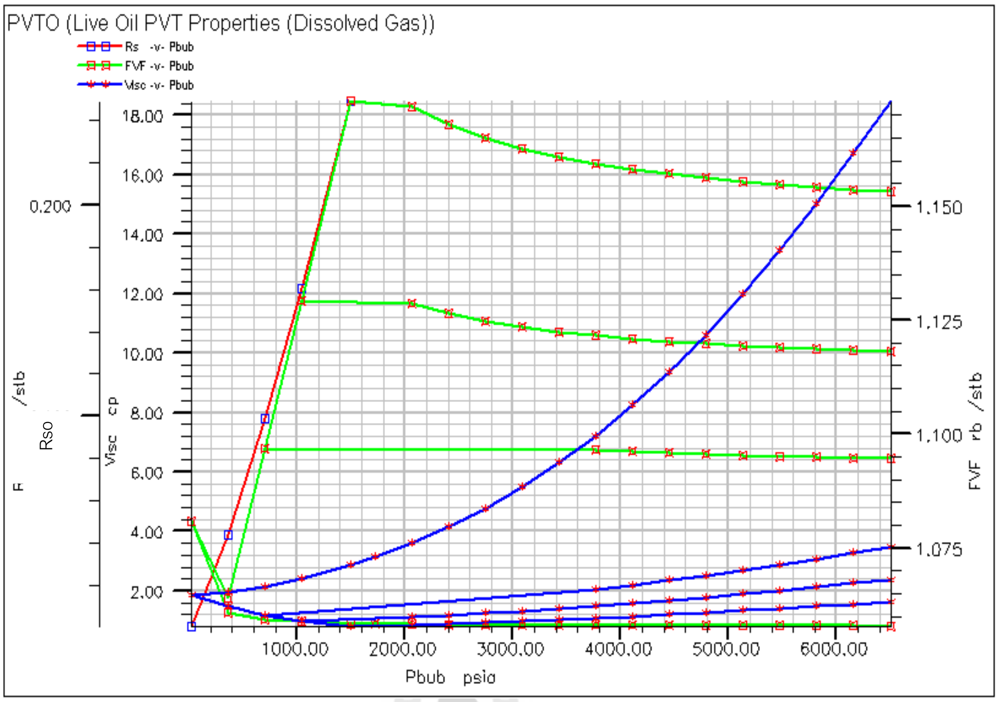


รูปที่ 6.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

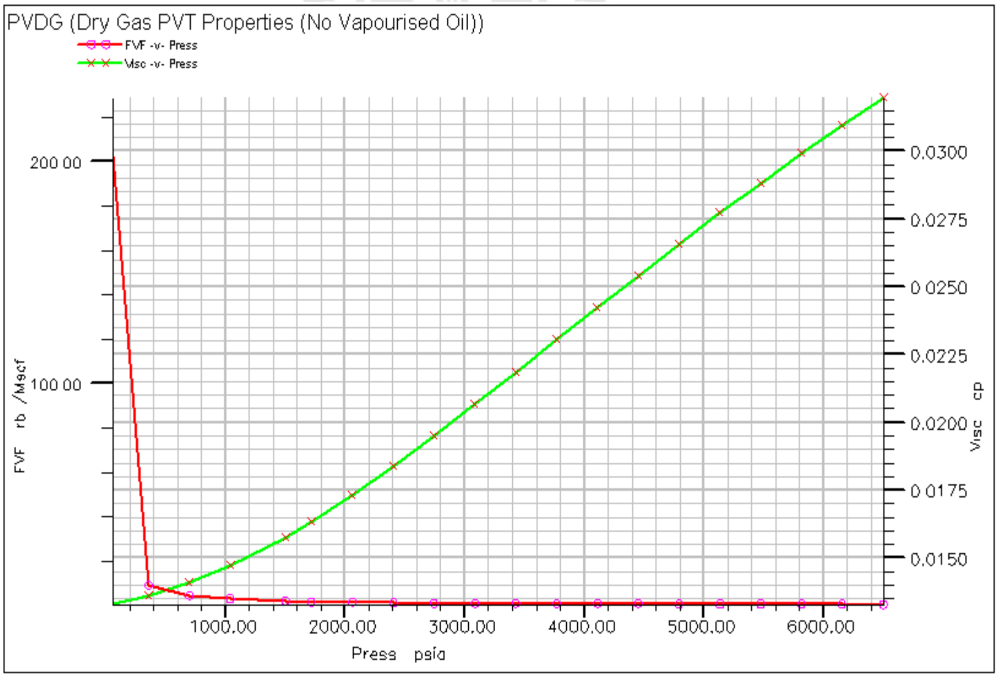
ตารางที่ 6.6 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	31	°API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.7	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	2.92×10^{-6}	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.29	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.06 - 1.17	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน (R_{so})	0.001 - 0.25	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	0.82 – 7.89	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.01 - 0.03	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	4 – 18	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	140 - 280	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	10,150	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure)@10,000 ฟุต	4,000	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure)	1,500	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature)@10,000 ฟุต	212	°F

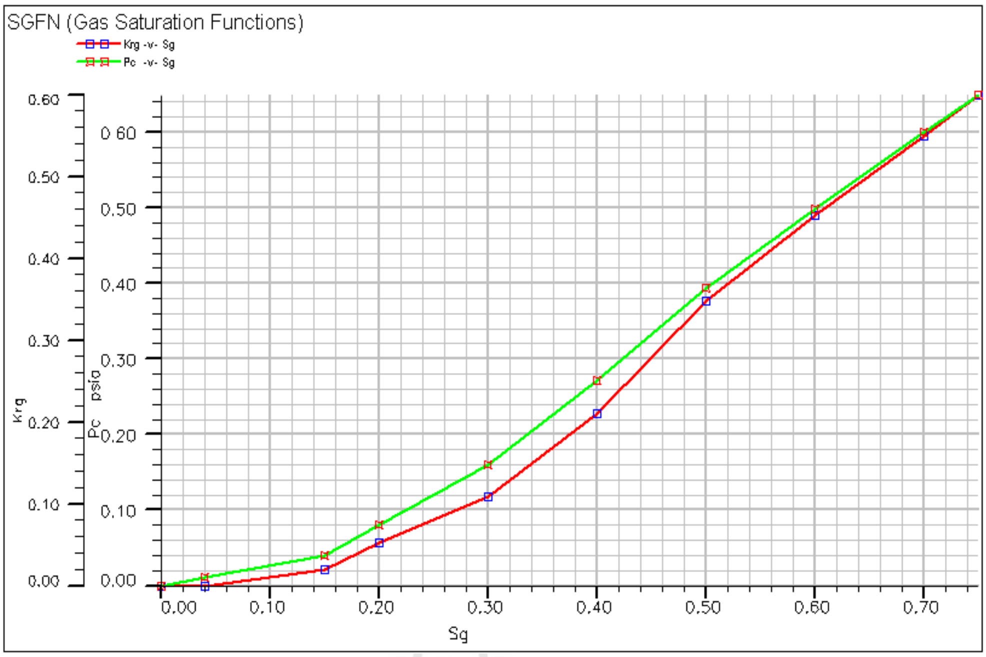
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



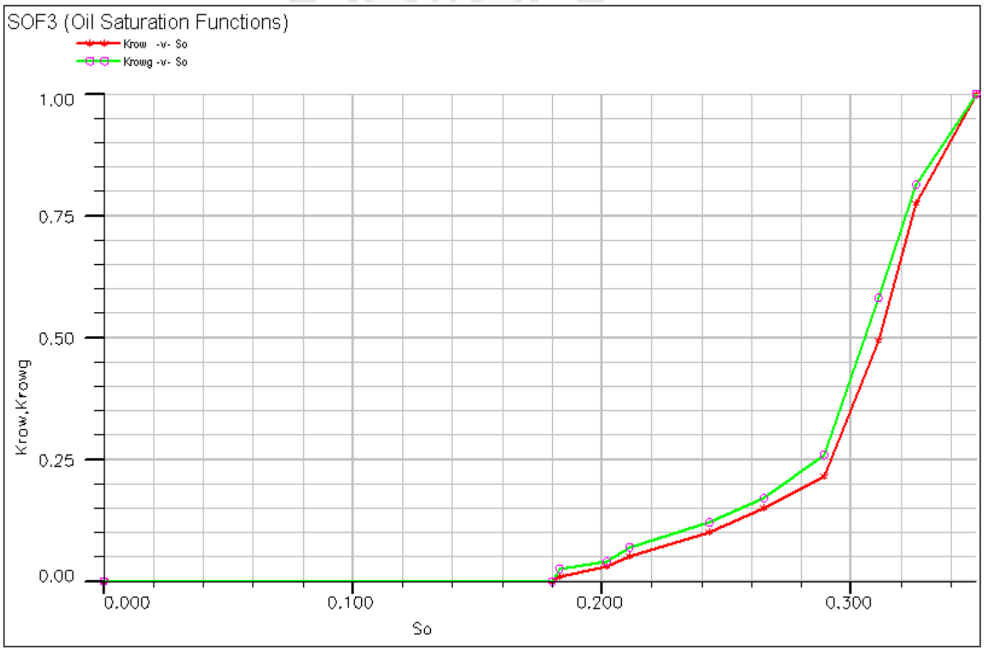
รูปที่ 6.19 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rso, FVF) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



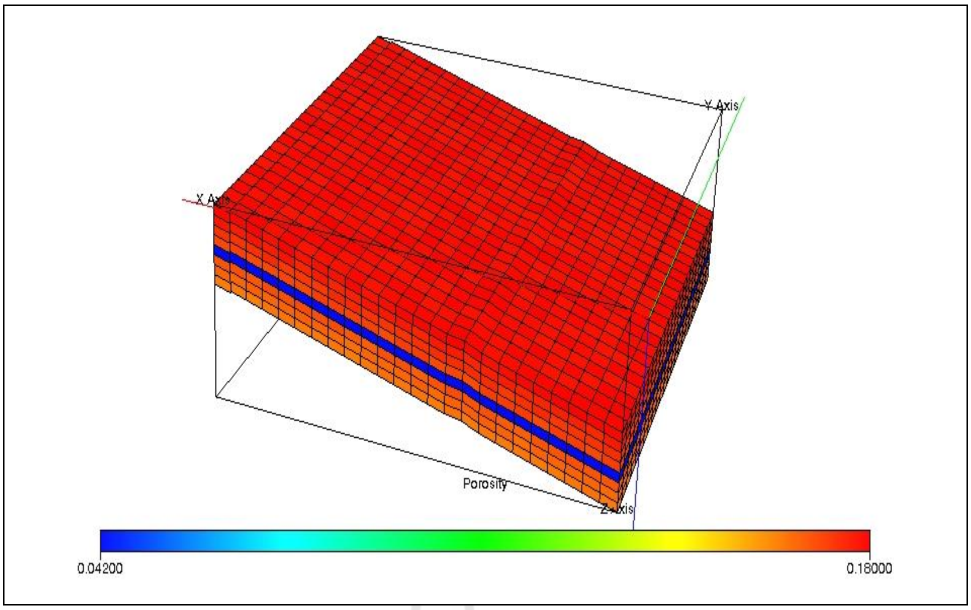
รูปที่ 6.20 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



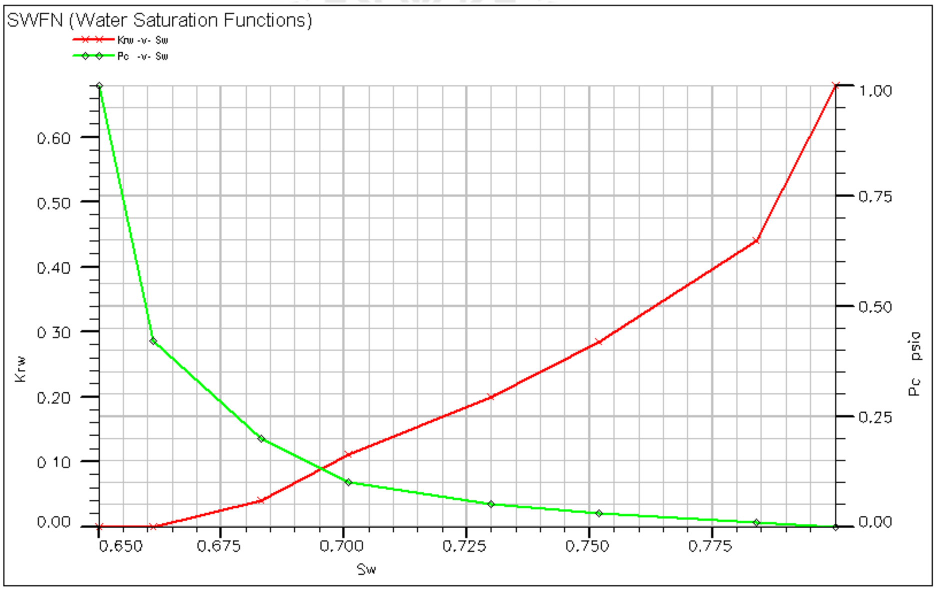
รูปที่ 6.21 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg}, P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.22 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (K_{ro}) กับความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



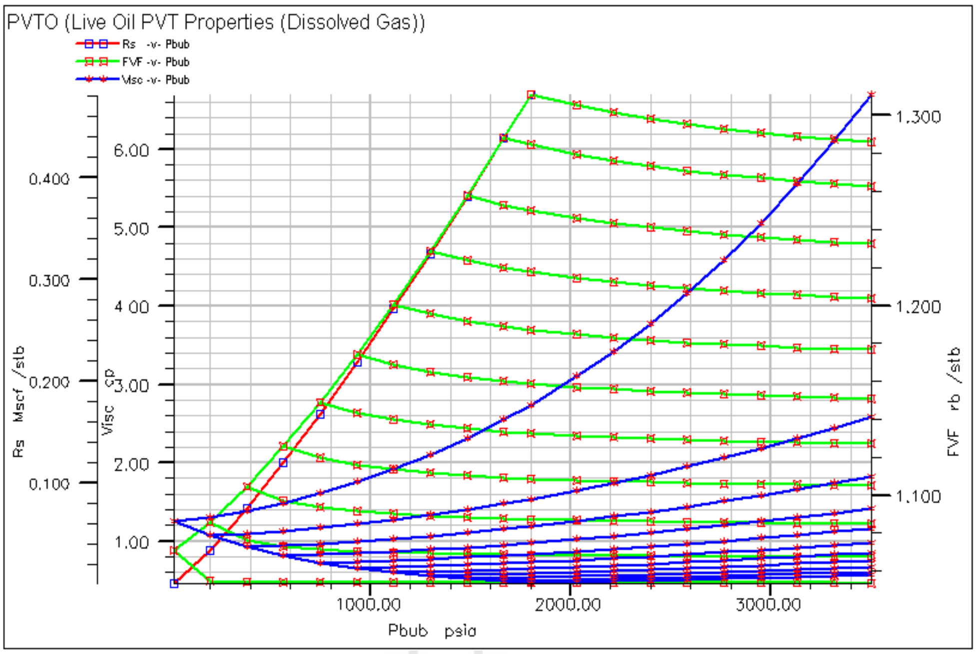
รูปที่ 6.23 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



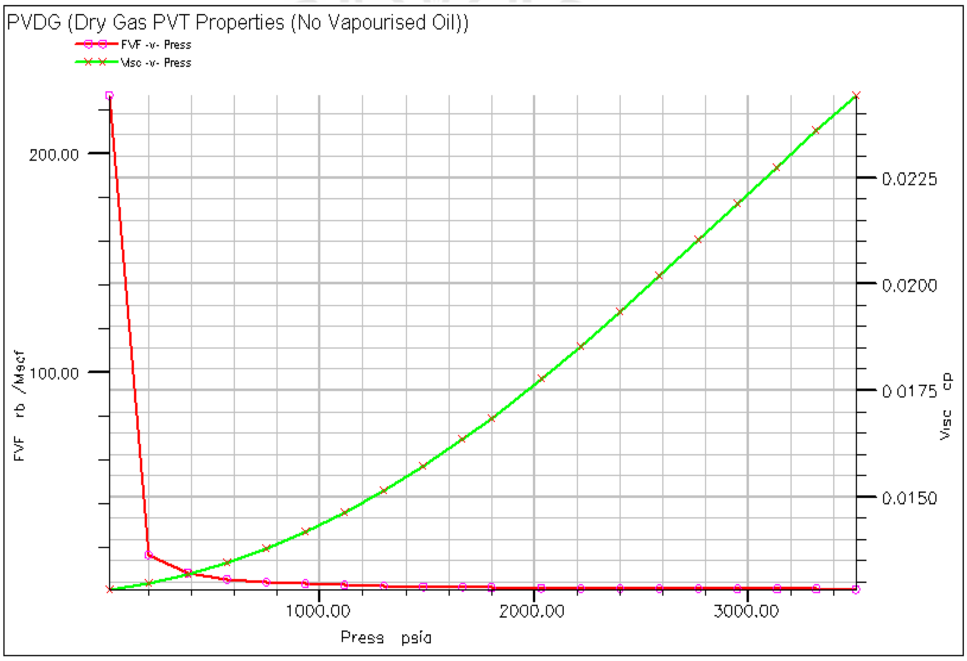
รูปที่ 6.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Kro&Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

ตารางที่ 6.7 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล และ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย

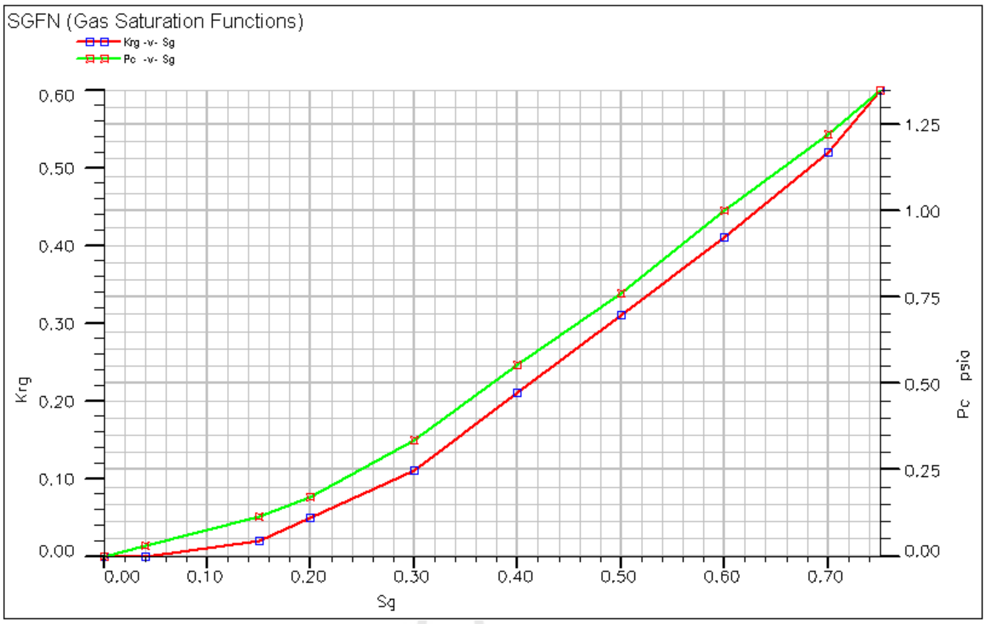
คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	39.4	$^{\circ}$API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.8	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	3.08×10^{-6}	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.3	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.05 - 1.31	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.002 - 0.482	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	0.47 - 6.7	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.01 - 0.02	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	15 – 23	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	72 - 208	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	10,150	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure)@10,000 ฟุต	3,500	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure)	1,800	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature)@10,000 ฟุต	203	$^{\circ}$F



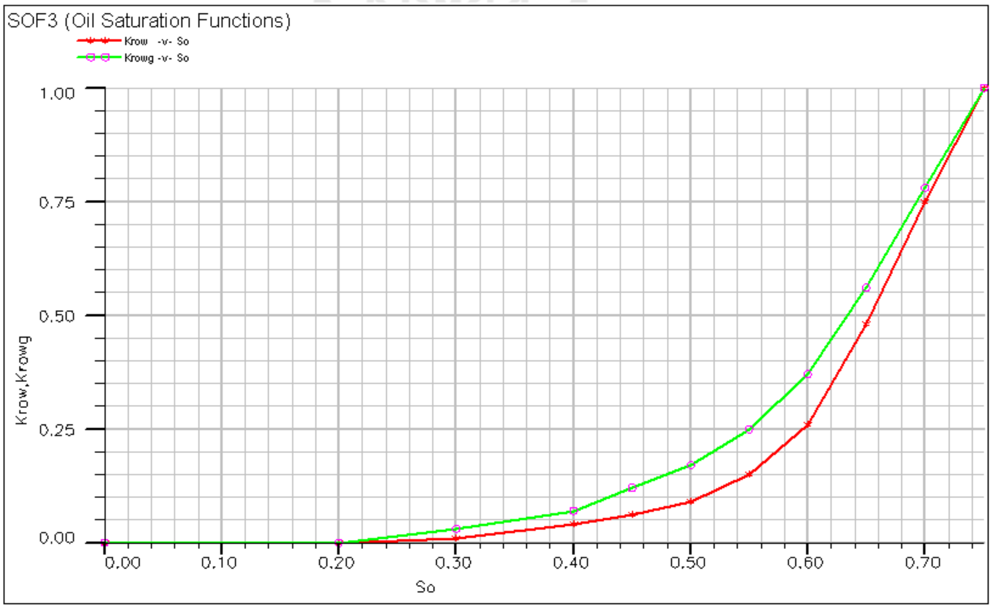
รูปที่ 6.25 ความสัมพันธ์คุณสมบัติต่าง ๆ ของน้ำมัน (Rs, FVF) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



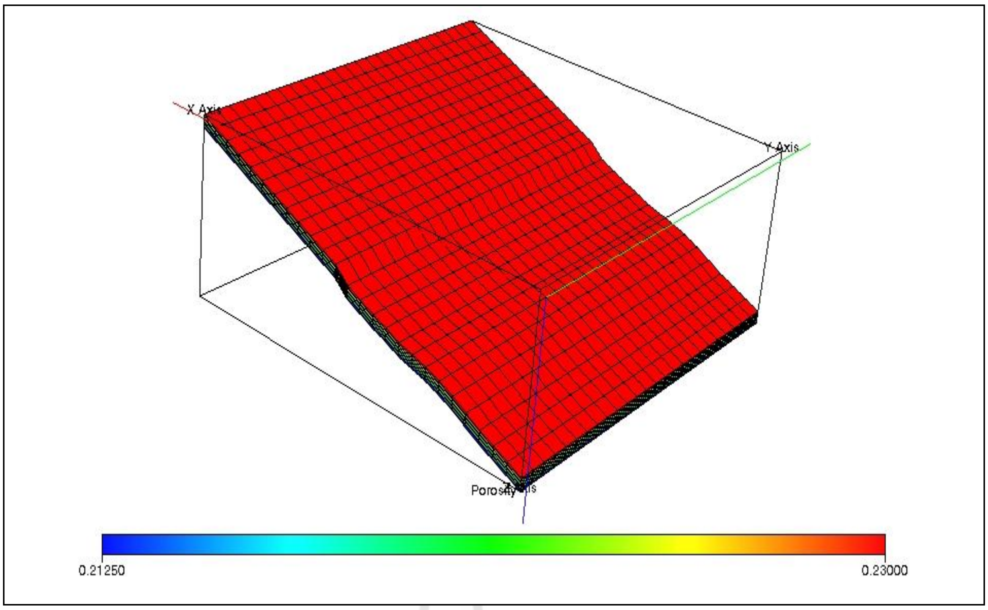
รูปที่ 6.26 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



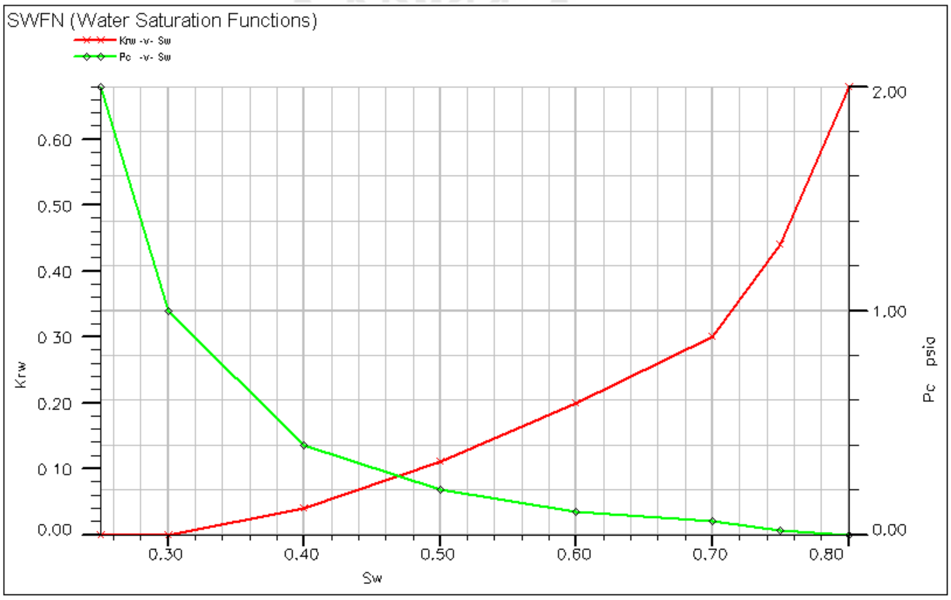
รูปที่ 6.27 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg}, P_c) กับ ความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.28 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability (Krow และ Krowg) กับ ความความอิ่มตัว (Saturation) ของน้ำมัน ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



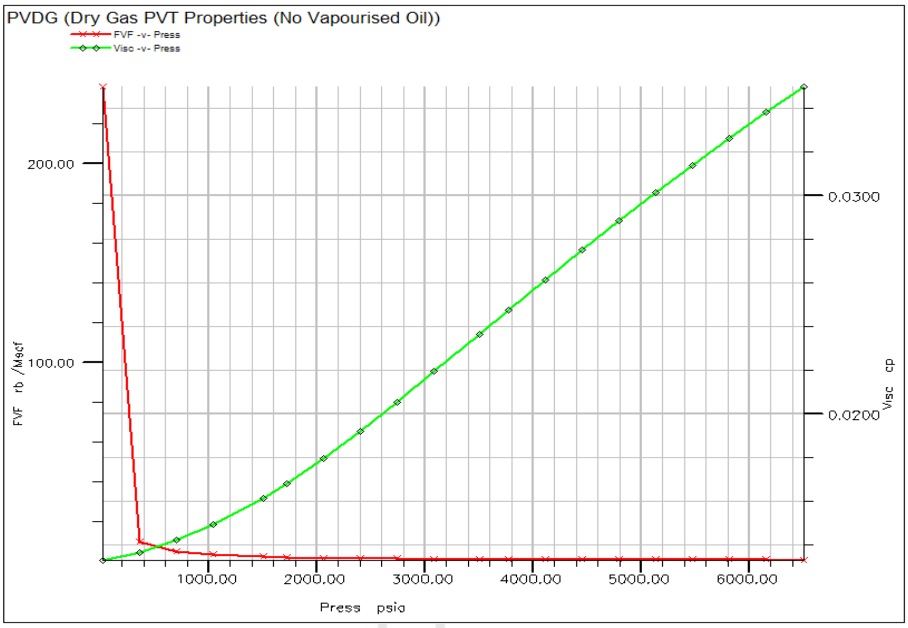
รูปที่ 6.29 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



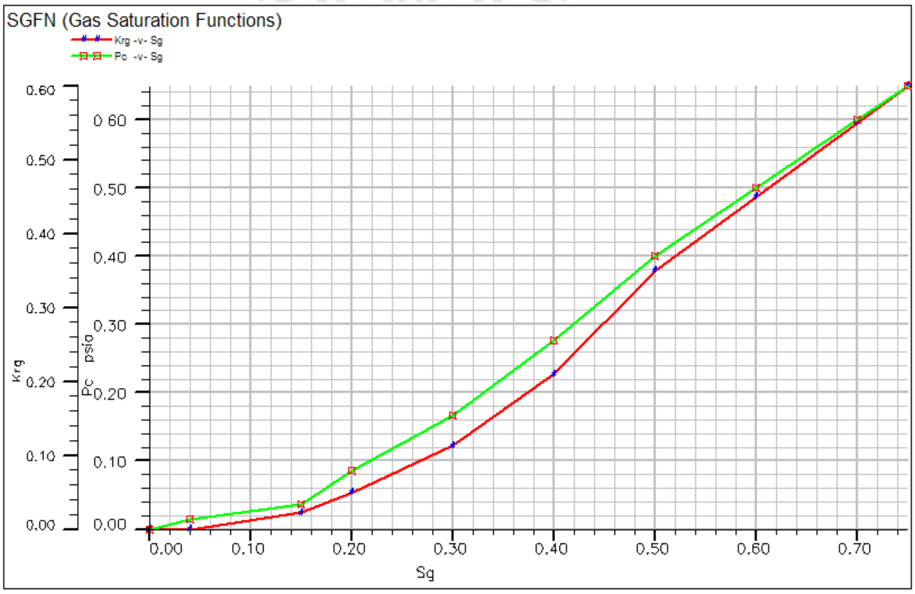
รูปที่ 6.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

ตารางที่ 6.8 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 , SUT MGT 5 ปริมาณ 375,000,000,000 และ 740,000,000,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย

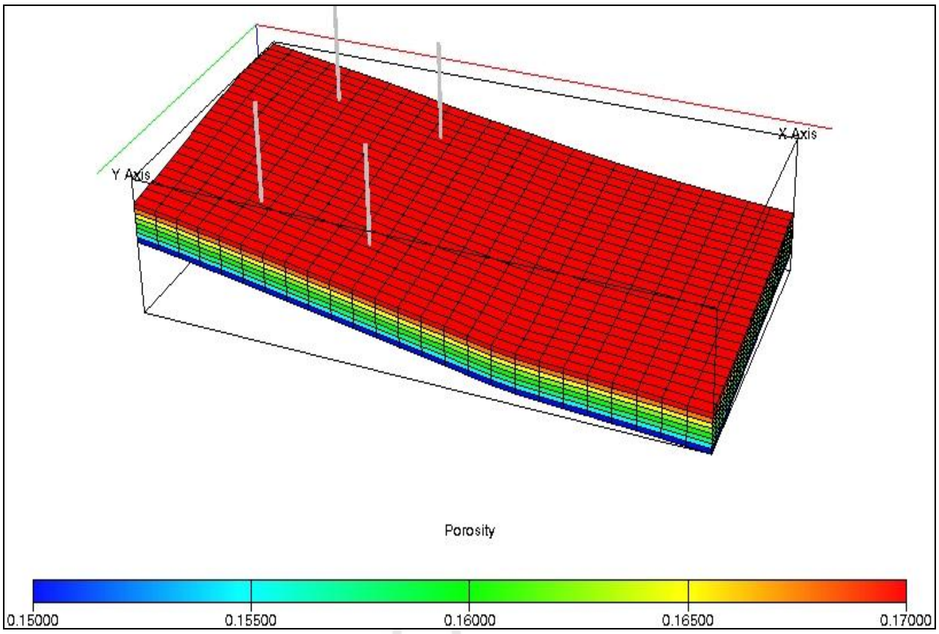
คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.8	สัดส่วน
2. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
3. Water compressibility @ 3500 psi	3.35×10^{-6}	psi^{-1}
4. ความหนืดของน้ำ	0.25	cp
5. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (B_g)	0.62 – 238.66	bbl/MSCF
6. ความหนืดของก๊าซ	0.01 – 0.04	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	15 – 17	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	72 - 207	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นก๊าซกับชั้นน้ำ	10,150	ฟุต
(Gas-Water contact)	3,500	psi
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure)		
@10,000 ฟุต	234	$^{\circ}F$
3. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature)		
@10,000 ฟุต		



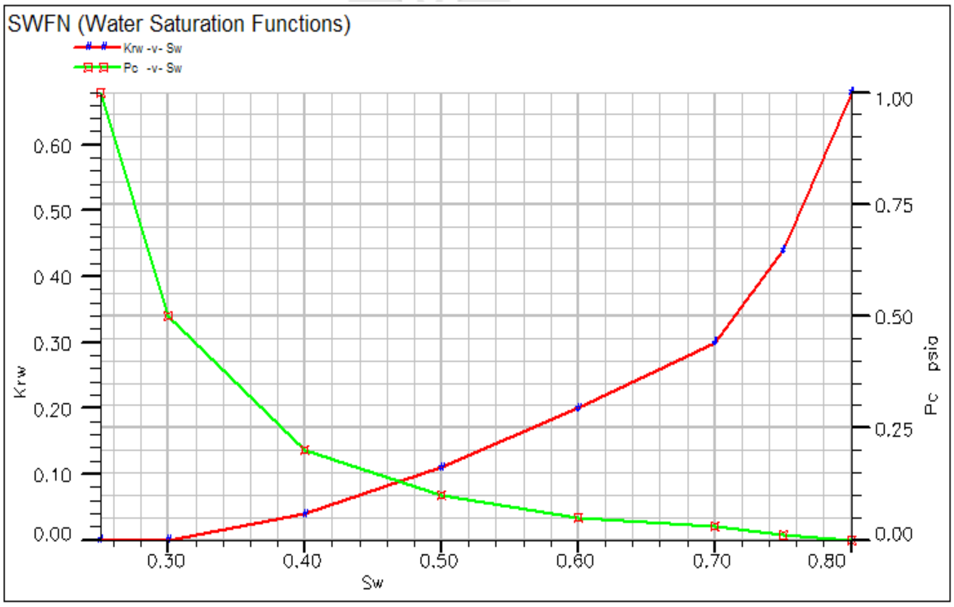
รูปที่ 6.31 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่าง ๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 , SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.32 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (Krg, Pc) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 , SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

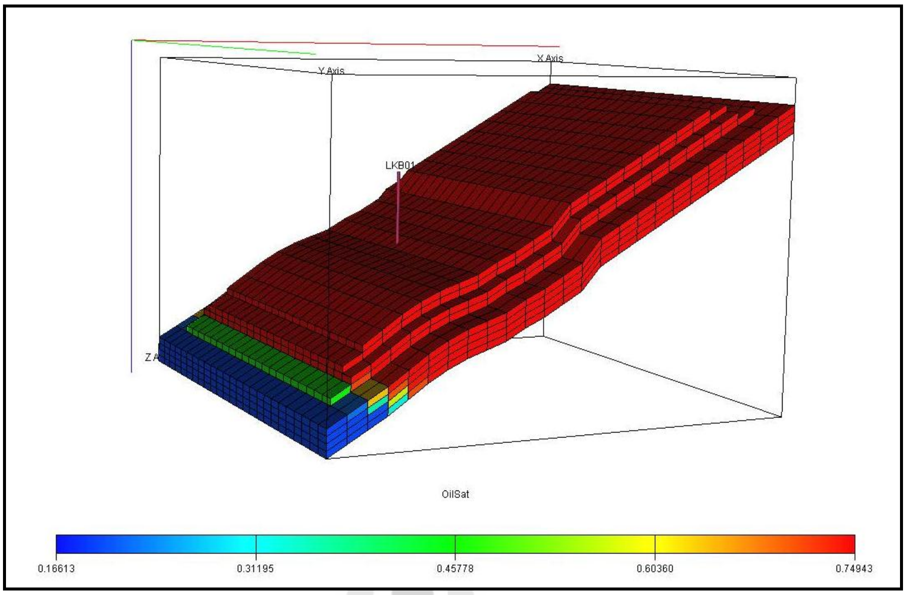


รูปที่ 6.33 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 , SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

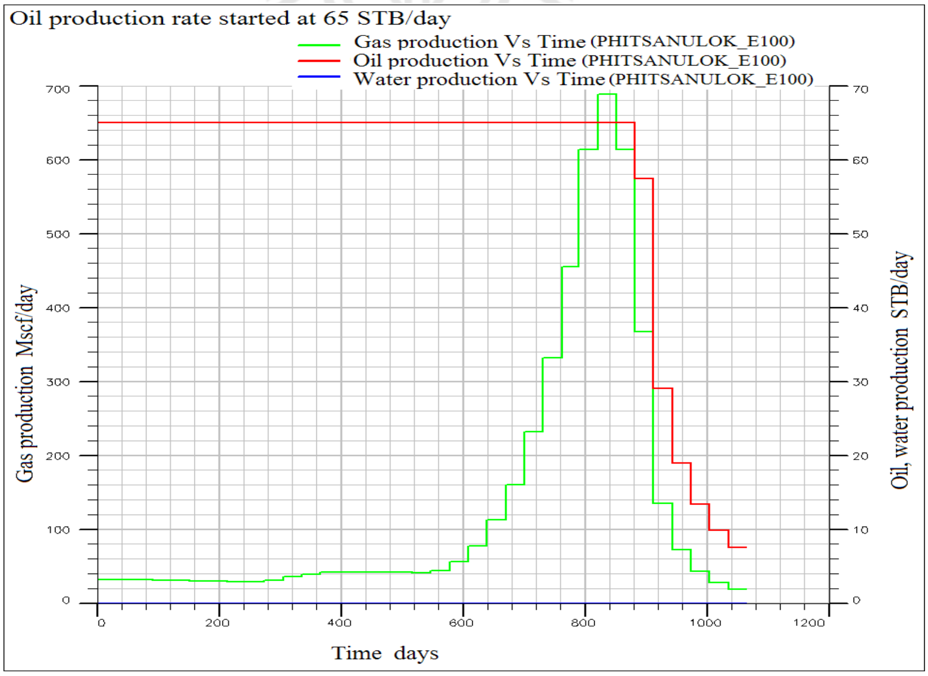


รูปที่ 6.34 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำมันและ Capillary pressure (Sw VS. Krw and Pc) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

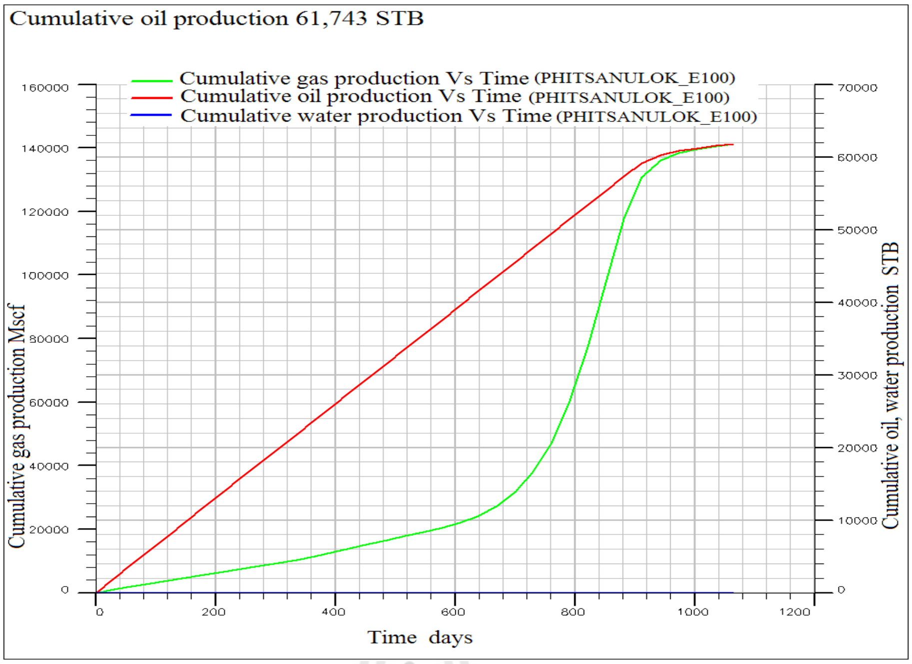
6.3 ผลลัพธ์แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม



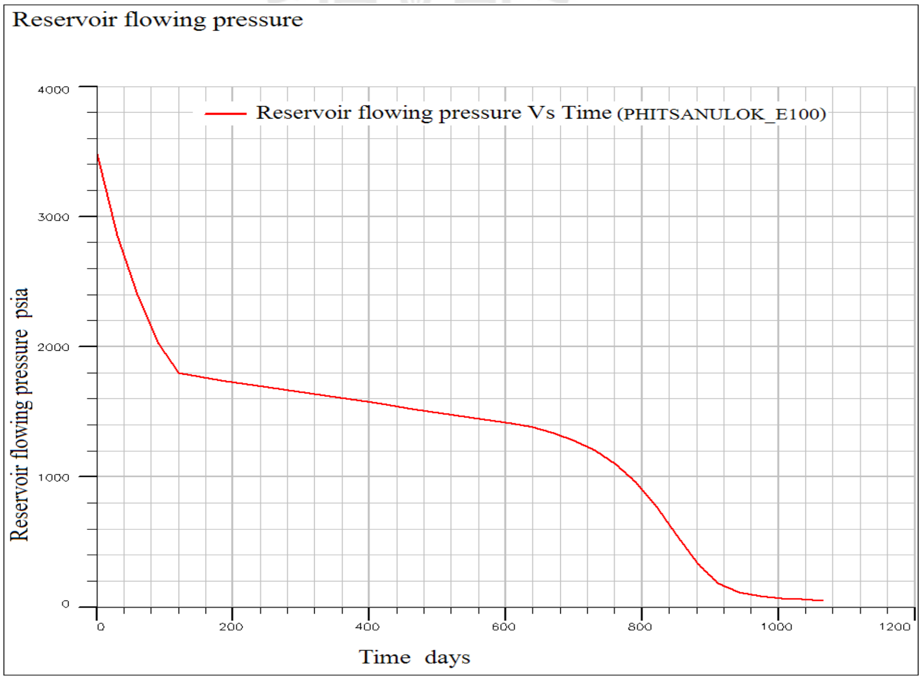
รูปที่ 6.35 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



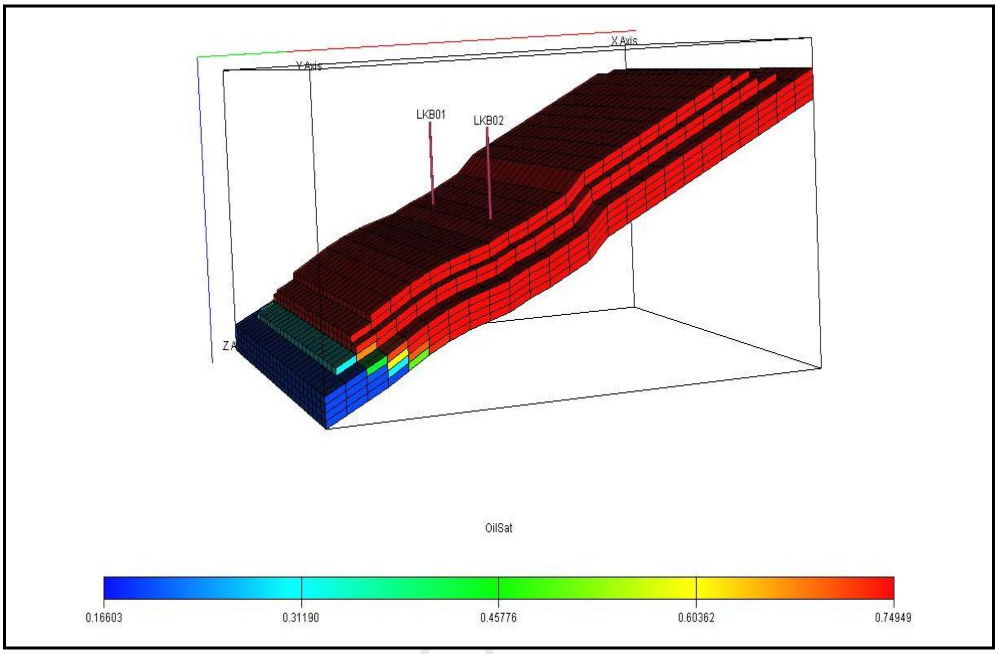
รูปที่ 6.36 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



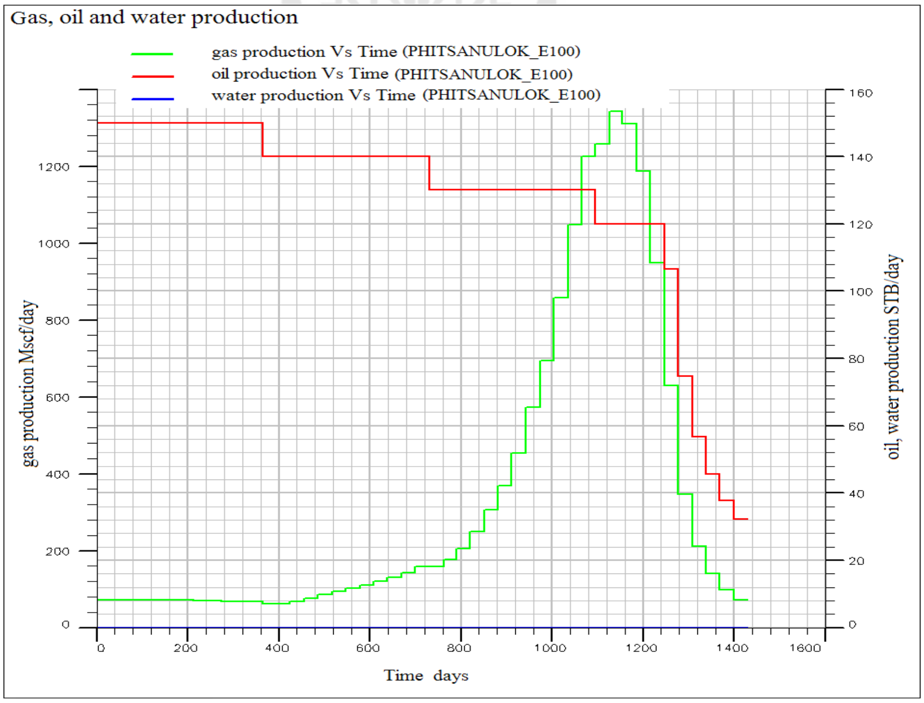
รูปที่ 6.37 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



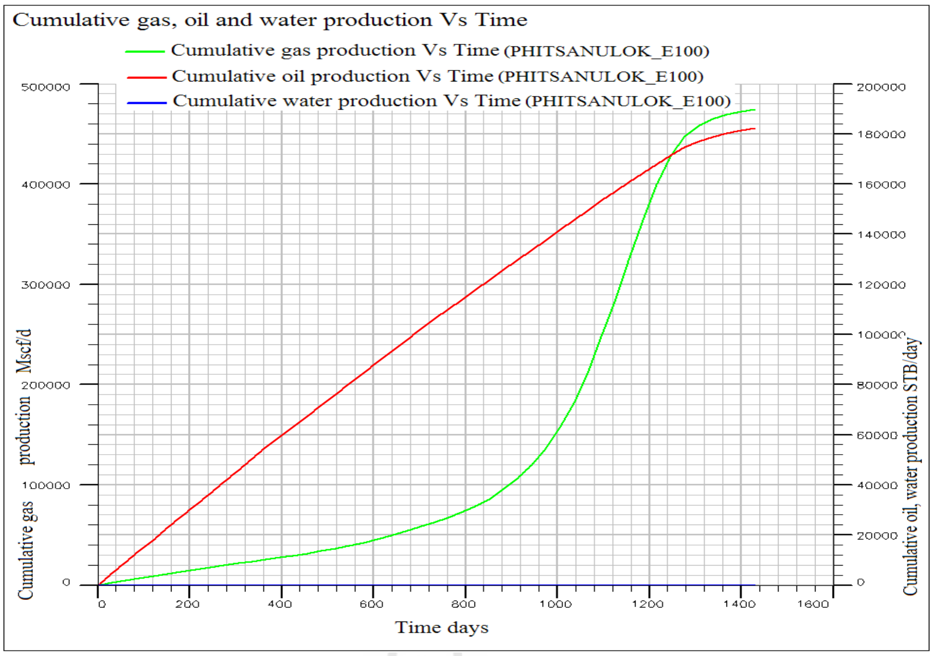
รูปที่ 6.38 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



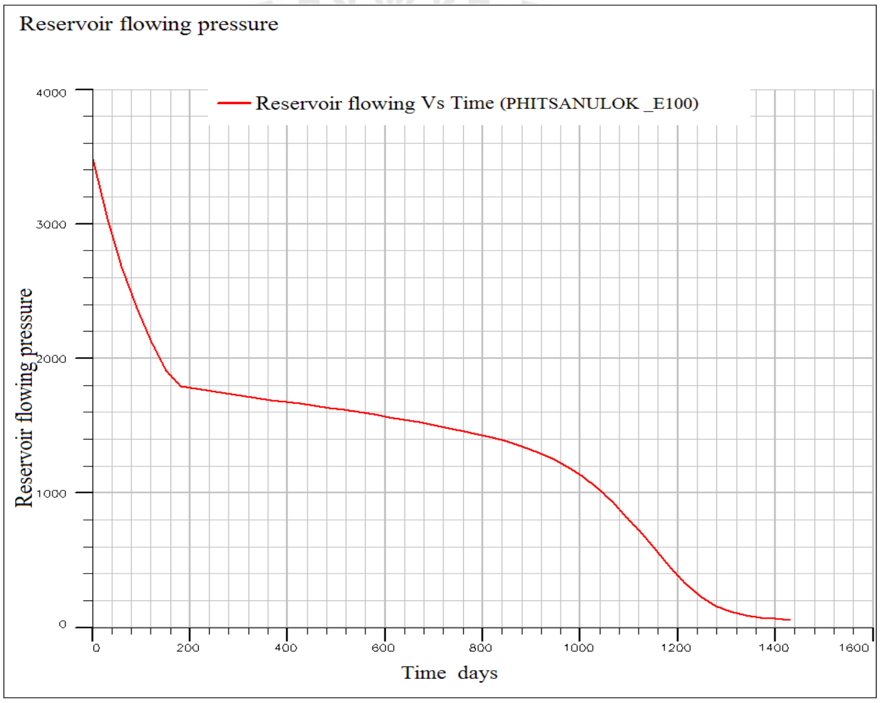
รูปที่ 6.39 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



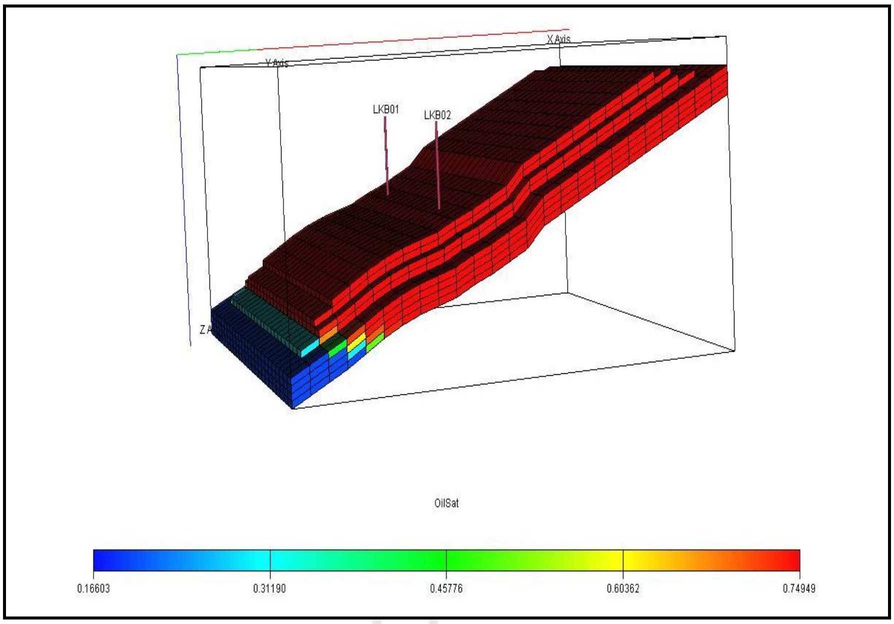
รูปที่ 6.40 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



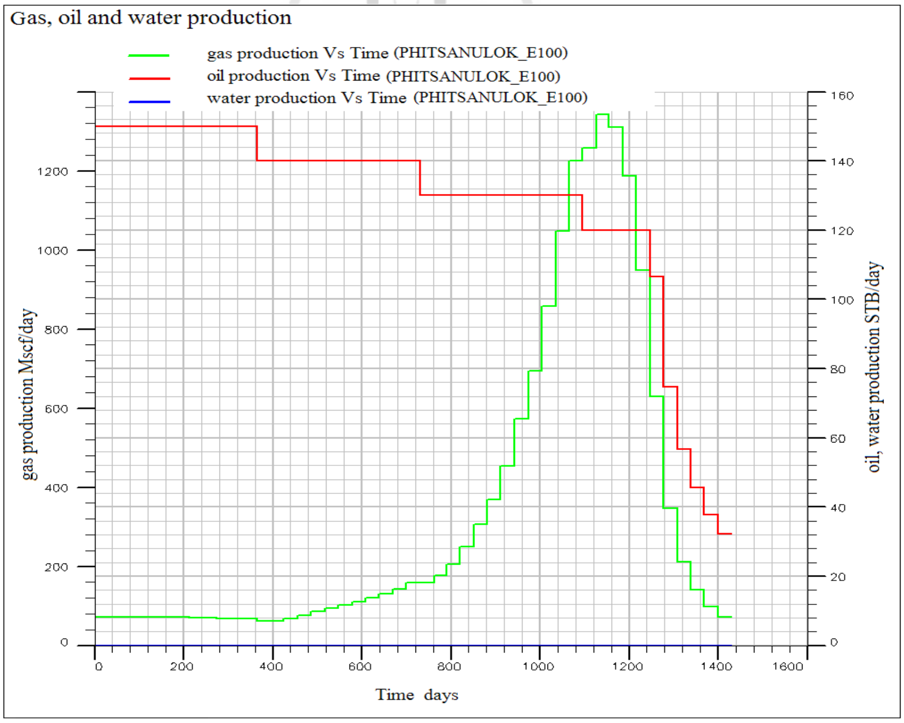
รูปที่ 6.41 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



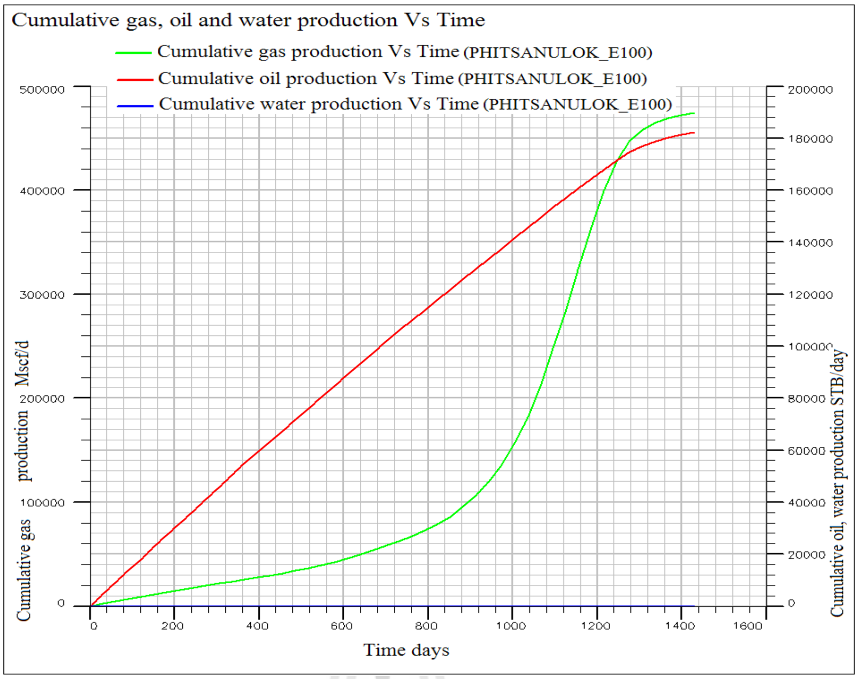
รูปที่ 6.42 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



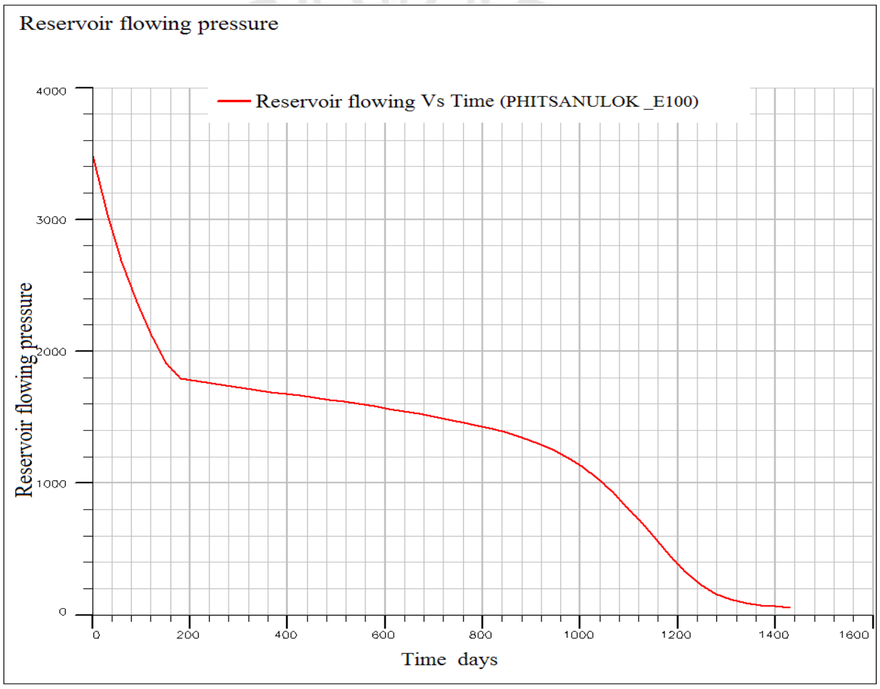
รูปที่ 6.43 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



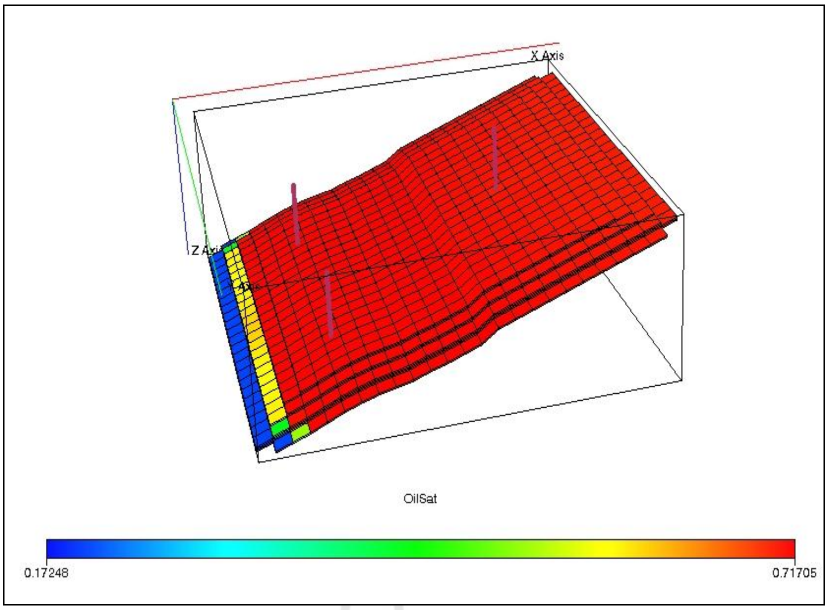
รูปที่ 6.44 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



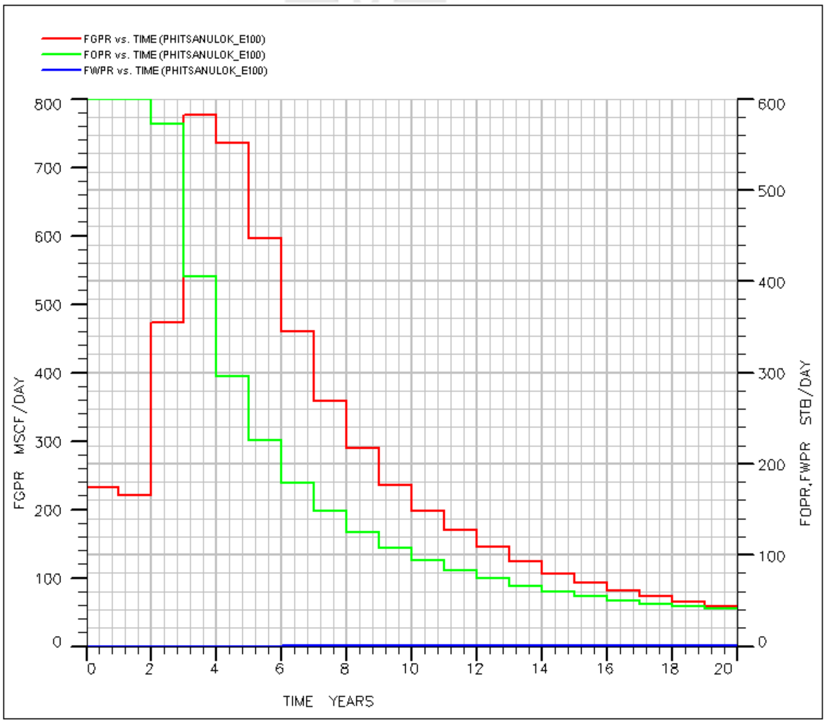
รูปที่ 6.45 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



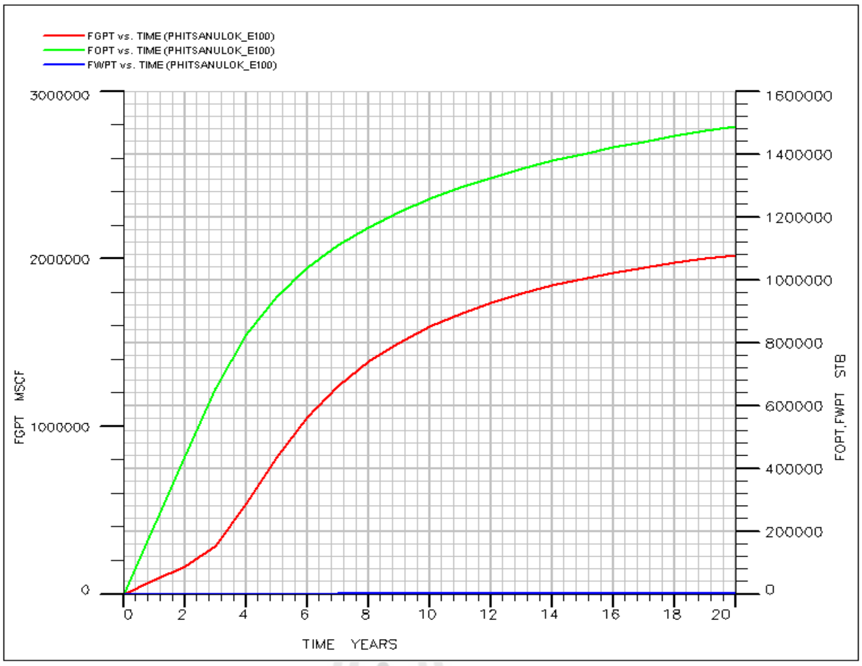
รูปที่ 6.46 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



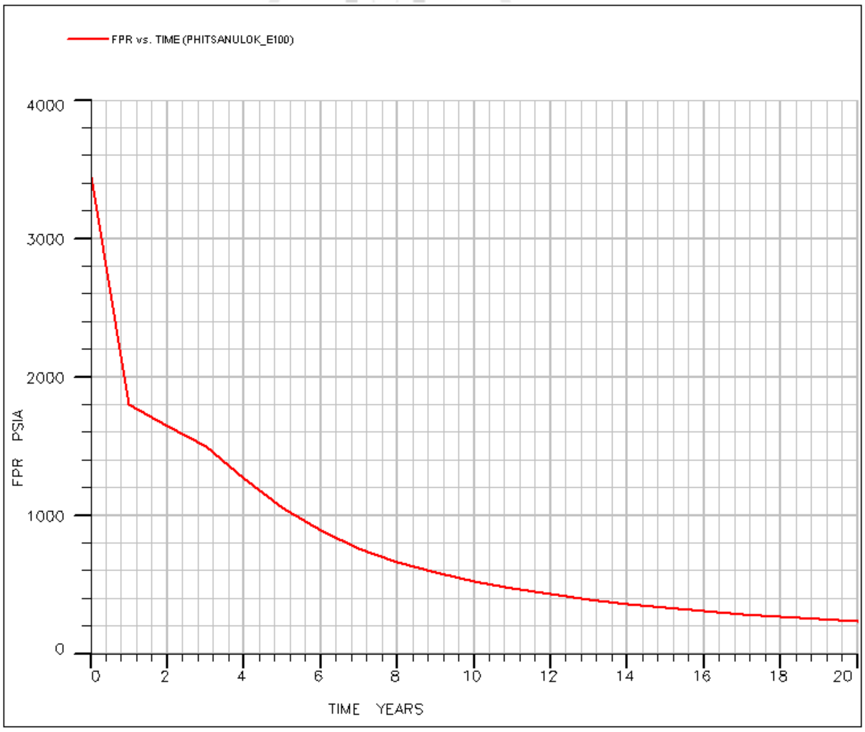
รูปที่ 6.47 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



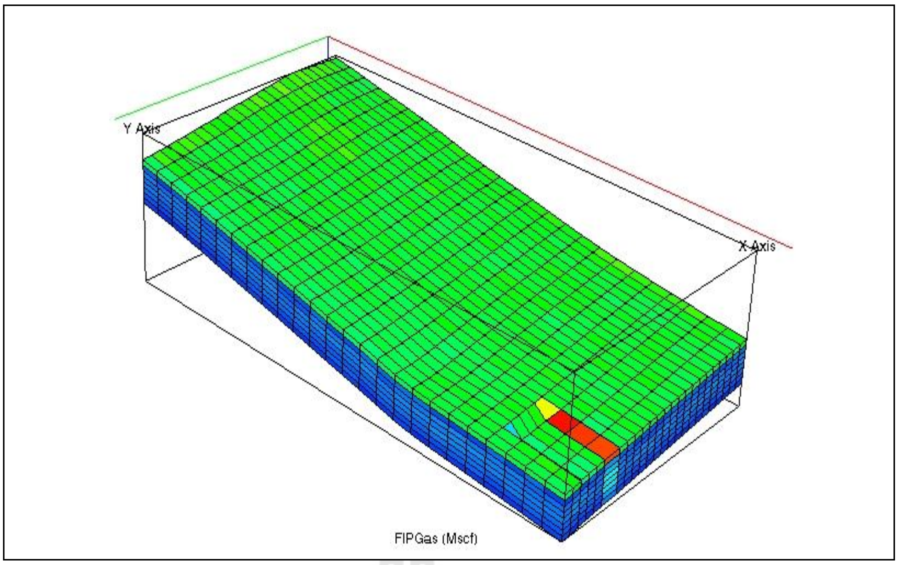
รูปที่ 6.48 อัตราการผลิตของไหลกับระยะเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



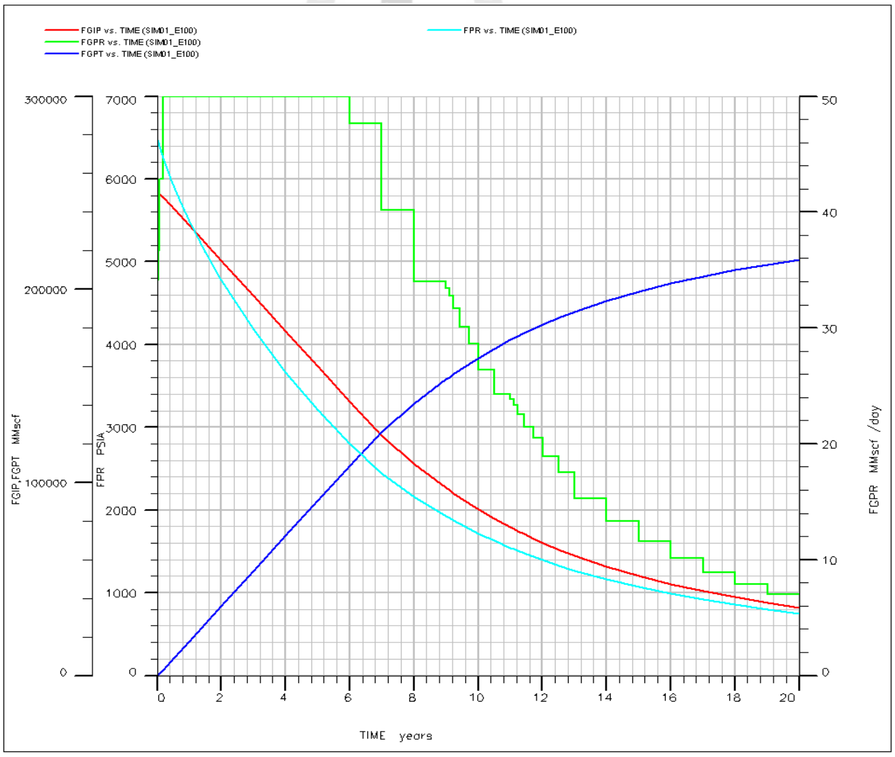
รูปที่ 6.49 ปริมาณการผลิตรวมกับระยะเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



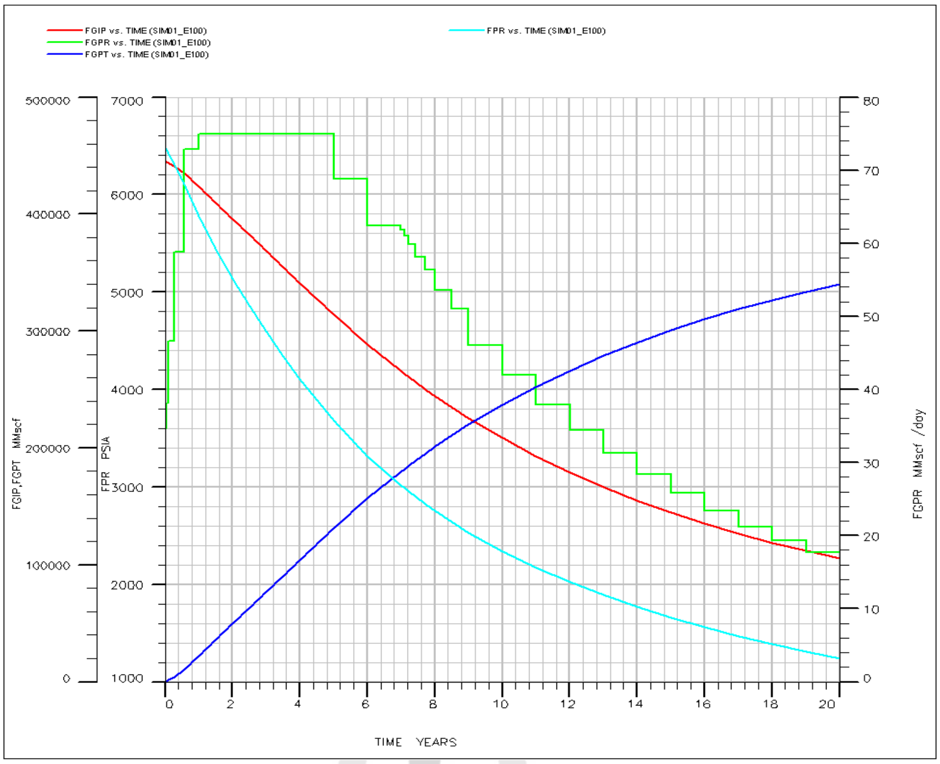
รูปที่ 6.50 ความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.51 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

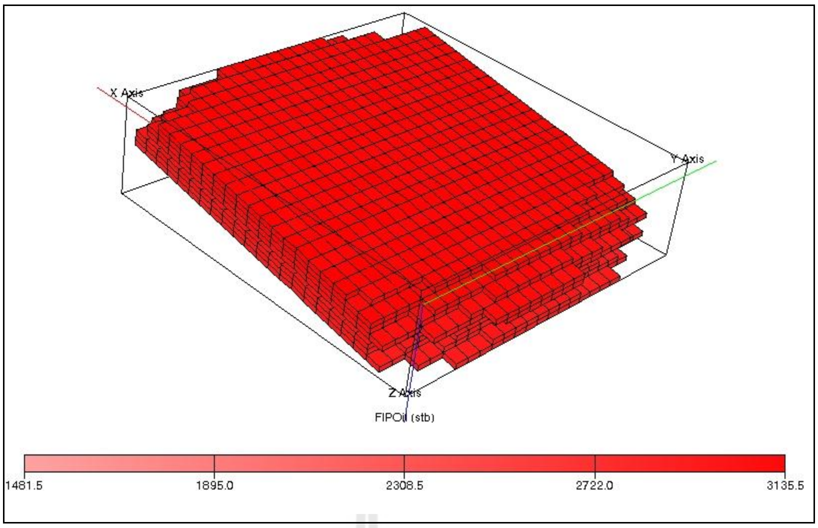


รูปที่ 6.52 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

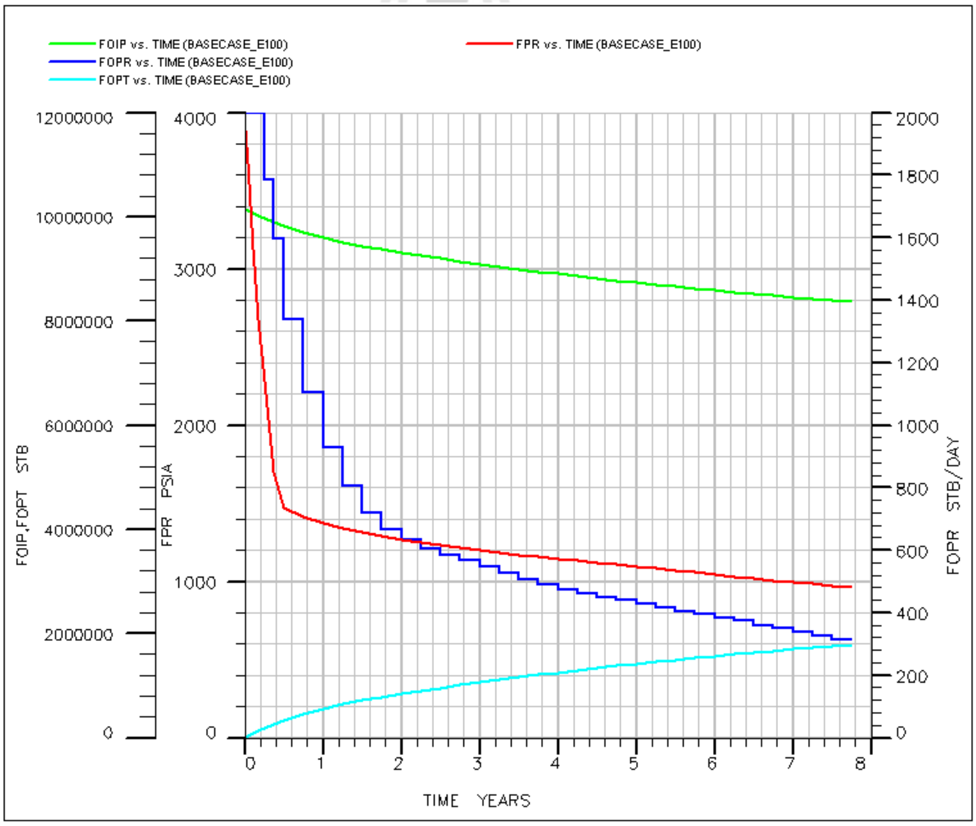


รูปที่ 6.53 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

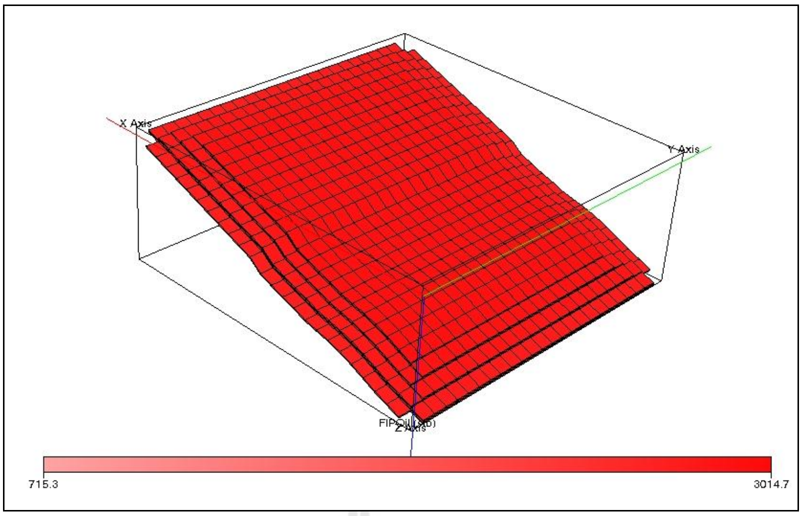
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



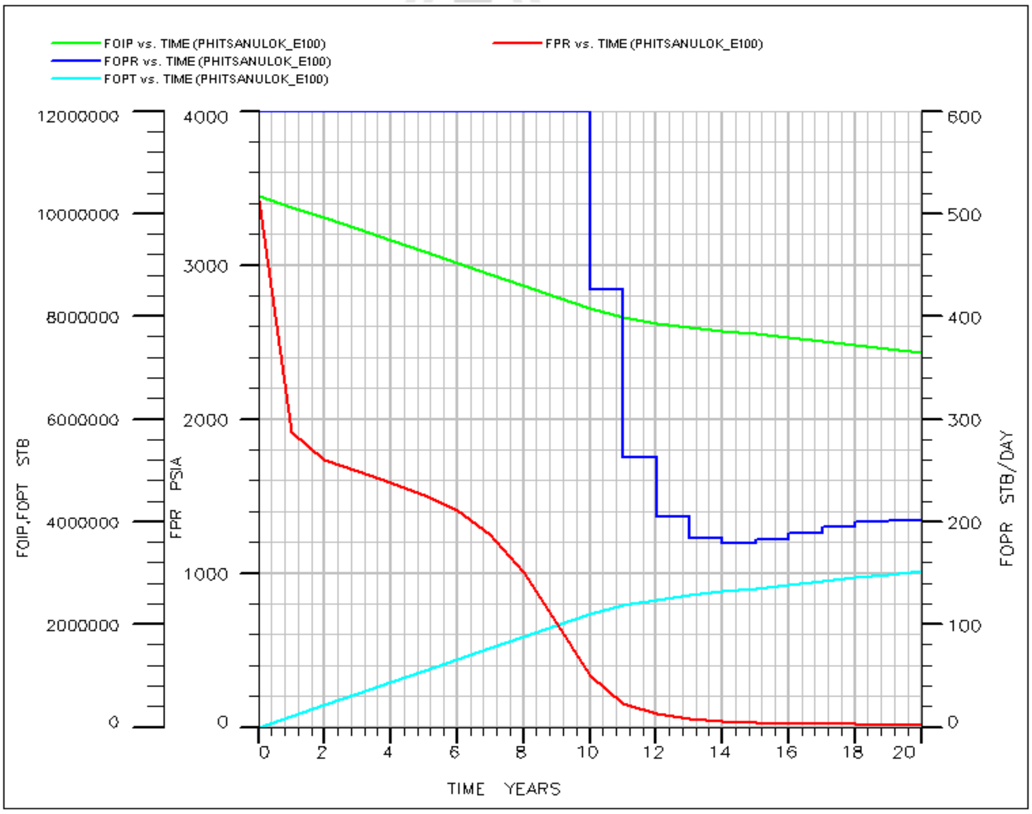
รูปที่ 6.54 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



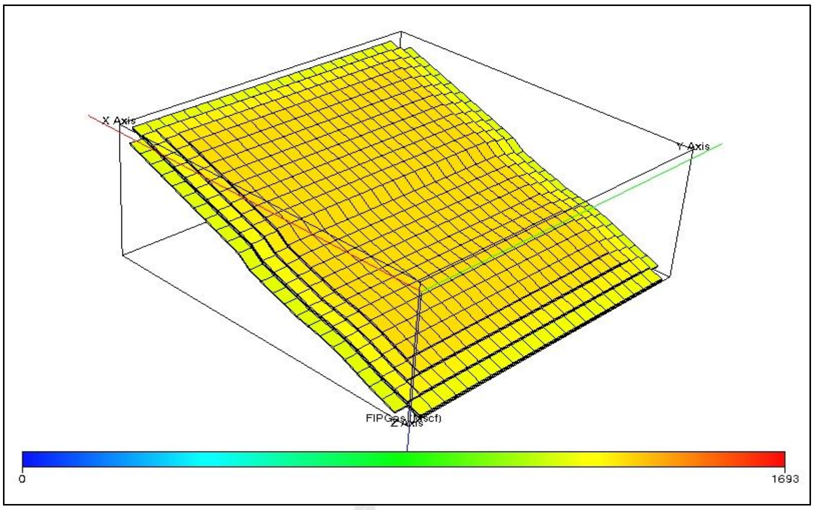
รูปที่ 6.55 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



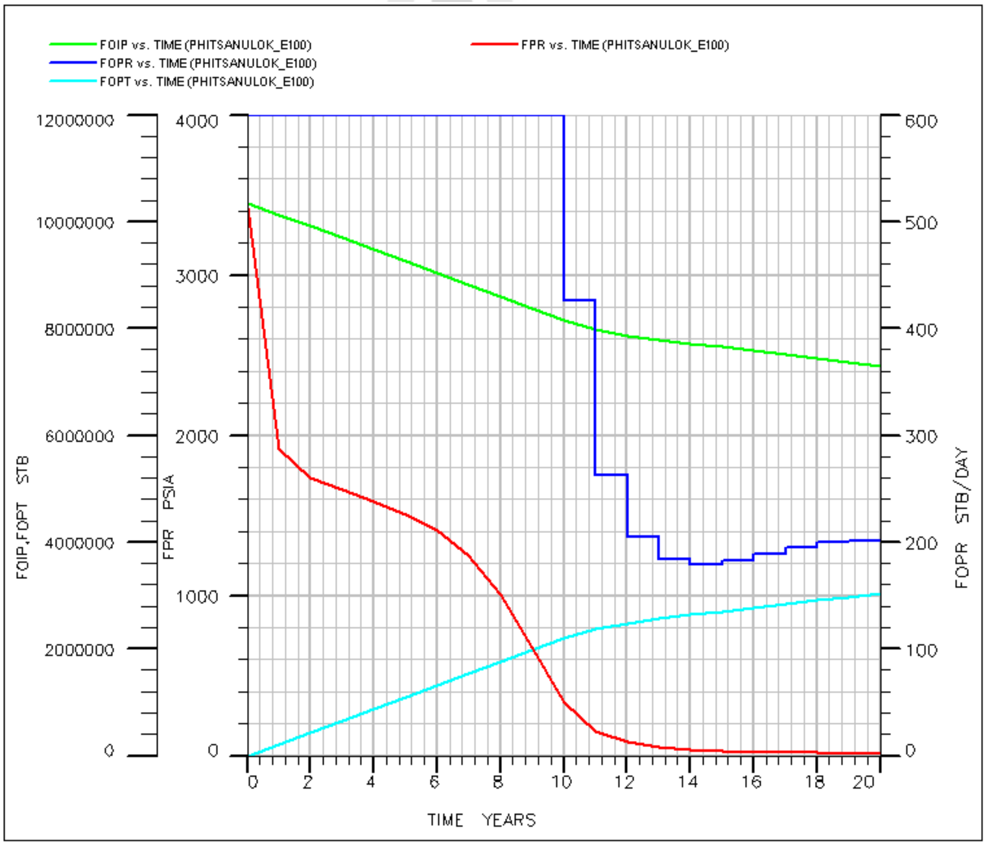
รูปที่ 6.56 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



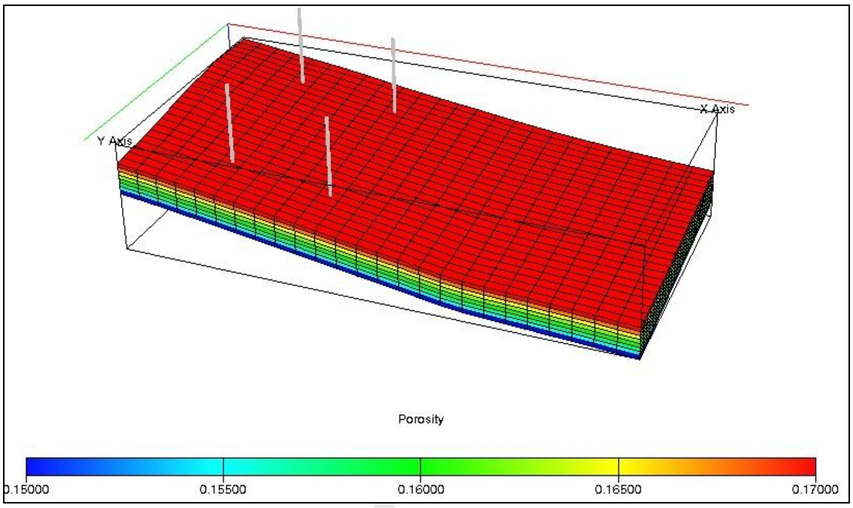
รูปที่ 6.57 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



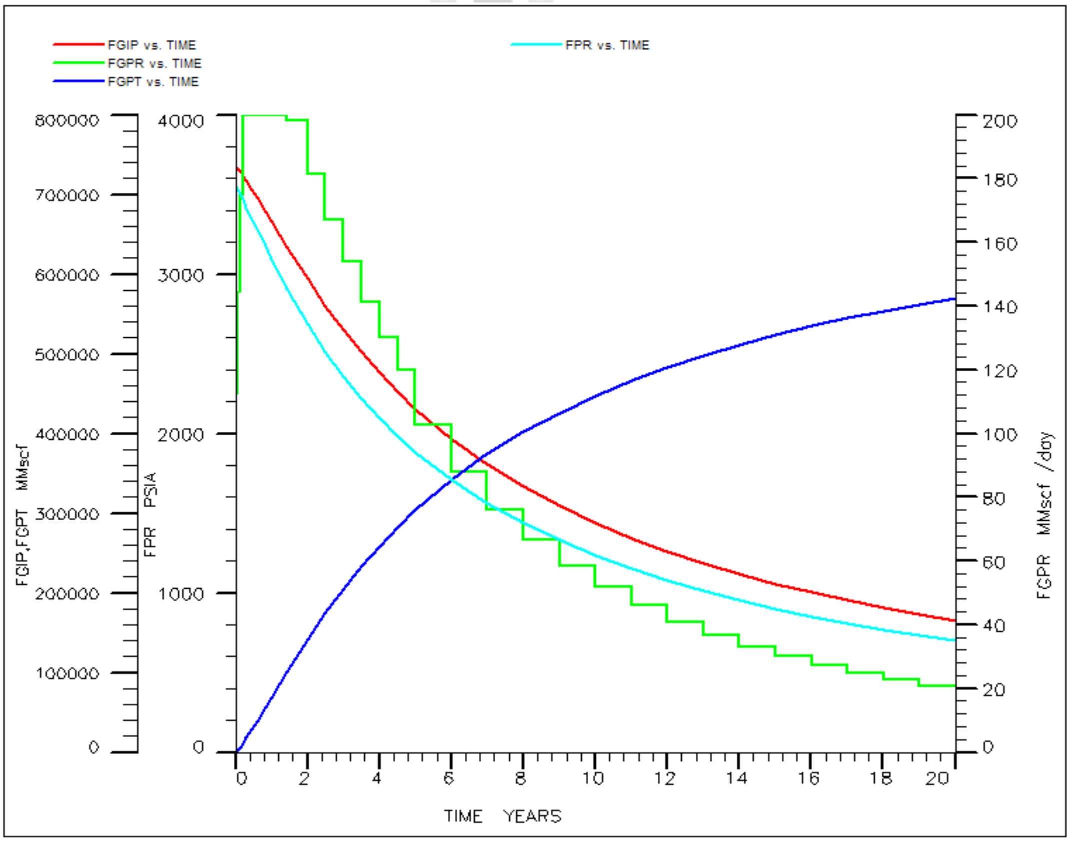
รูปที่ 6.58 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.59 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.60 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 และ SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 6.61 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MGT 4 และ SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

บทที่ 7
การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนา แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

7.1 การวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์

สำหรับวัตถุประสงค์ในการทำการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ จัดทำเพื่อประเมินถึงผลตอบแทนเปรียบเทียบกับค่าใช้จ่ายโดยอาศัยผลการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บจากโปรแกรมอีคลิปส์ออพฟิชเพื่อให้ทราบถึงการคุ้มทุนในการผลิตปิโตรเลียม สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นในรูปแบบต่าง ๆ วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

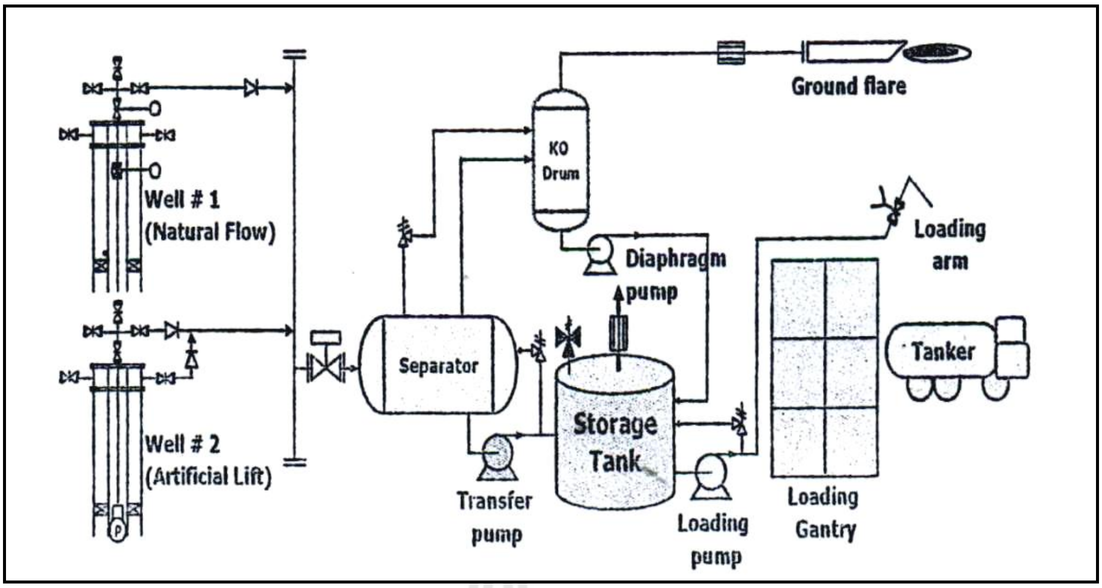
1. ระยะเวลาการคืนทุน
2. การวิเคราะห์กระแสเงินเข้าออก
3. การวิเคราะห์รายได้รับที่เป็นเงินปัจจุบันและอัตราการคืนทุน
4. รายรับสุทธิ
5. การเปรียบเทียบอัตราการคืนทุนต่อการเลือกและโอกาส

การวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมได้ทำเกือบทุกรูปแบบเพื่อให้ได้ผลเปรียบเทียบโดยใช้โปรแกรม Excel ที่พัฒนาขึ้นให้เหมาะกับ Fiscal regime แบบ Thailand III และฉบับแก้ไข ลดค่าภาคหลวงสำหรับน้ำมันขนาดเล็ก

7.2 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่ทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่กำลังแก้ไขใหม่ โดยระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม Fiscal regime (Thailand I, Thailand III), Discount rate, Threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น โดยแยกเป็นทั้งกรณีแหล่งน้ำมันและแหล่งก๊าซ พร้อมทำ Sensivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น

7.2.1 กำหนดปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำ และออกแบบวิธีการและอุปกรณ์การผลิตปฐมภูมิ (Primary recovery) (รูปที่ 7.1) รวมการผลิตไหลแบบธรรมชาติ (Natural flow)



รูปที่ 7.1 อุปกรณ์การผลิตแบบเคลื่อนย้ายได้ (Mobile)

7.2.2 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กบนบกได้ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่กำลังแก้ไขใหม่

การวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมจะทำเกือบทุกรูปแบบเพื่อให้ได้ผลเปรียบเทียบ โดยใช้โปรแกรม Excel ที่พัฒนาขึ้นให้เหมาะกับ Fiscal regime แบบ Thailand I, Thailand III วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมตามการเปลี่ยนแปลงของราคาน้ำมัน และปริมาณสำรอง

7.2.3 ทำ Sensivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น โดยจะระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม Fiscal regime (Thailand I, Thailand III), Discount rate, Threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้

7.3 ตัวอย่างการวิเคราะห์ Sensivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจจะเกิดขึ้นของแหล่งปิโตรเลียมสำรองขนาดเล็ก

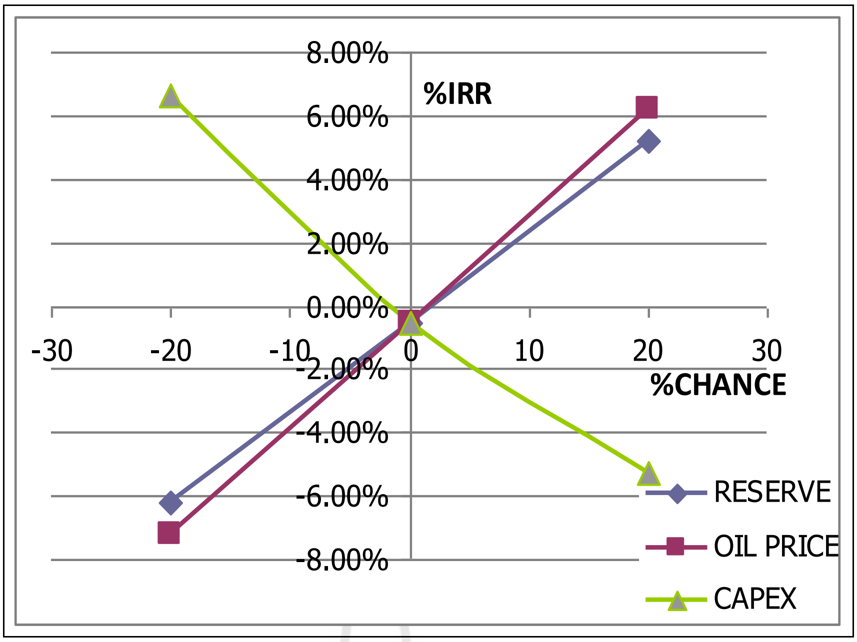
7.3.1 รูปแบบ SUT MC 1 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 45,000 บาร์เรล ดังแสดงในตาราง 7.1 และรูปที่ 7.2

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 0.25	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 0.26	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 1	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 1	MMUS$
Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 2.5	MMUS$
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 10	US$/บาร์เรล
- ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.1 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมรูปแบบ SUT MC 1 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 45,000 บาร์เรล

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	3.63
INVESTMENT (MMUS$)	2.63
ROYALTY (MMUS$)	0.18
INCOME TAX (MMUS$)	0.34
IRR (%)	-0.53
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	-0.4



รูปที่ 7.2 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 1 แหล่งปริมาณสำรอง 45,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

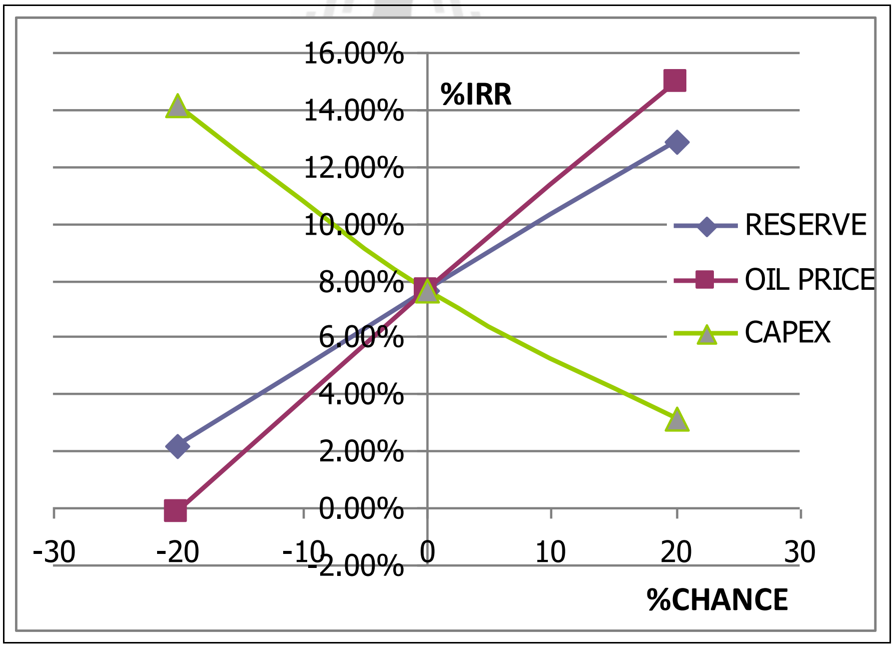
7.3.2 รูปแบบ SUT MC 2 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 80,0000 บาร์เรล ดังแสดงในตาราง 7.2 และรูปที่ 7.3

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

-	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 0.1	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 0.3	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 1.3	MMUS$
-	อุปกรณ์การผลิต	= 1.1	MMUS$
	Total Investment	= 2.8	MMUS$
	(ไม่คิดค่า Escalation)		
-	ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 20	US$/บาร์เรล
-	ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
-	Escalation	= 3%	/year
-	Interest (discount rate)	= 10%	/year
-	อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.2 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MC 2 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 80,000 บาร์เรล

Summary	Thailand III
REVENUE (MM$)	6.4
INVESTMENT (MMUS$)	2.93
ROYALTY (MMUS$)	0.32
INCOME TAX (MMUS$)	0.73
IRR (%)	7.64
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	-0.13



รูปที่ 7.3 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 2 แหล่งปริมาณสำรอง 164,029 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

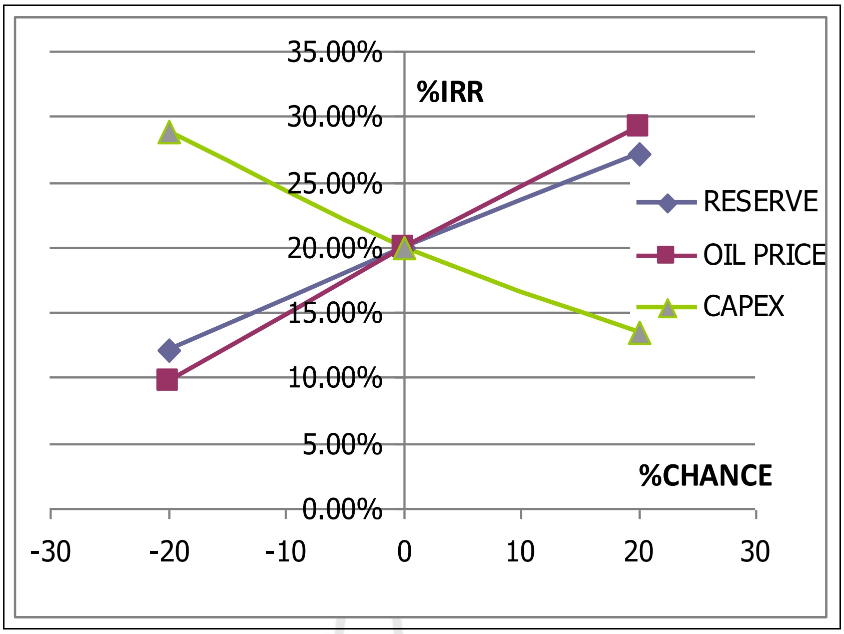
7.3.3 รูปแบบ SUT MC 3 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 160,000 บาร์เรล ดังแสดงในตาราง 7.3 และรูปที่ 7.4

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 0.3	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 0.3	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 2.5	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 1.4	MMUS$
Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 4.5	MMUS$
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 15.3	US$/บาร์เรล
- ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.3 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MC 3 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 160,000 บาร์เรล

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	12.96
INVESTMENT (MMUS$)	4.72
ROYALTY (MMUS$)	0.65
INCOME TAX (MMUS$)	2.51
IRR (%)	19.97
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	0.83



รูปที่ 7.4 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 3 แหล่งปริมาณสำรอง 160,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

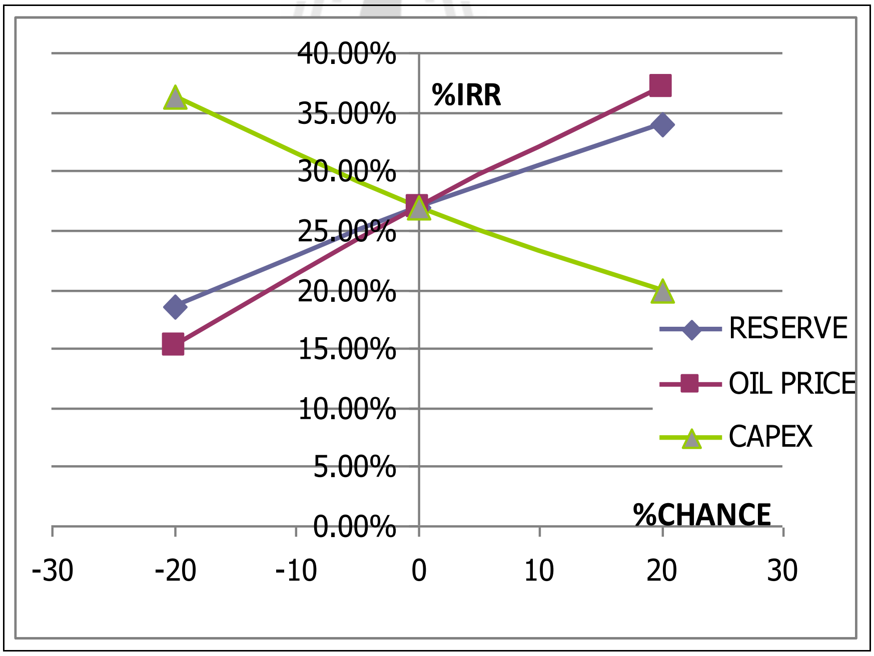
7.3.4 รูปแบบ SUT MC 4 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 1,500,000 บาร์เรล ดังแสดงในตาราง 7.4 และรูปที่ 7.5

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 3.0	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 3.0	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 21.0	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 6.0	MMUS$
Total Investment	= 33	MMUS$
(ไม่คิดค่า Escalation)		
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 18	US$/บาร์เรล
- ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.4 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MC 4
ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 1,500,000 บาร์เรล

Summary	Thailand III
REVENUE (MM$)	120.16
INVESTMENT (MMUS$)	34.43
ROYALTY (MMUS$)	6.01
INCOME TAX (MMUS$)	25.39
IRR (%)	26.87
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	11.11



รูปที่ 7.5 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MC 4 แหล่งปริมาณสำรอง 1,500,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

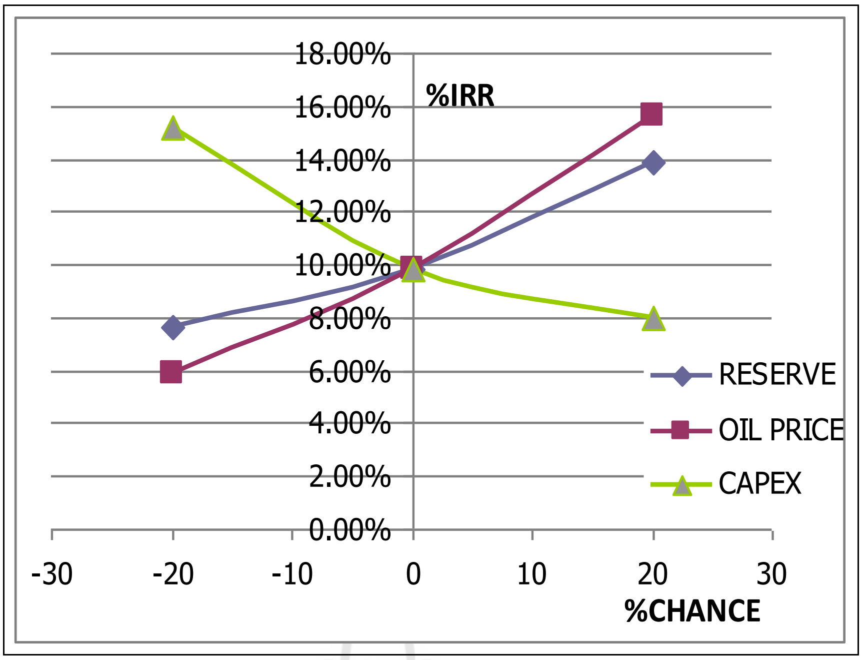
7.3.5 รูปแบบ SUT MNE 1 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรองขนาดเล็ก 200,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต ดังแสดงในตาราง 7.5 และรูปที่ 7.6

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

-	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 2	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 10	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 150	MMUS$
-	อุปกรณ์การผลิต	= 168	MMUS$
	Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 330	MMUS$
-	ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 1,230	US$/MMscf
-	ราคาแก๊ส	= 6	U$/MMBTU
-	Escalation	= 3%	/year
-	Interest (discount rate)	= 10%	/year
-	อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.5 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MNE 1 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 200,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	1249.30
INVESTMENT (MMUS$)	346.92
ROYALTY (MMUS$)	87.82
INCOME TAX (MMUS$)	245.09
IRR (%)	9.84
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	45.21



รูปที่ 7.6 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MNE 1 แหล่งปริมาณสำรอง 200,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

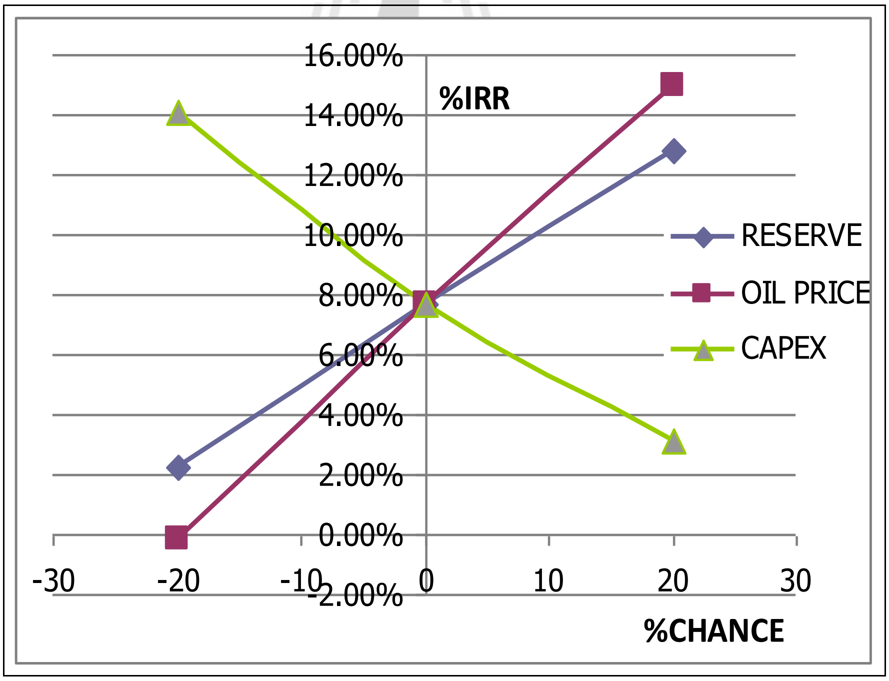
7.3.6 รูปแบบ SUT MNE 2 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรองขนาดเล็ก 320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในตาราง 7.6 และรูปที่ 7.7

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

-	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 2	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 10	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 162	MMUS$
-	อุปกรณ์การผลิต	= 185	MMUS$
	Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 359	MMUS$
-	ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 1020	US$/MMscf
-	ราคาแก๊ส	= 6	U$/MMBTU
-	Escalation	= 3%	/year
-	Interest (discount rate)	= 10%	/year
-	อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.6 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MNE 2
ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	1924.16
INVESTMENT (MMUS$)	377.29
ROYALTY (MMUS$)	160.9
INCOME TAX (MMUS$)	477.45
IRR (%)	-14.6
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	45.87



รูปที่ 7.7 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MNE 2 แหล่งปริมาณสำรอง 320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

7.3.7 รูปแบบ SUT MGT 1 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 1,400,000 บาร์เรล ดังแสดงในตาราง 7.7 และรูปที่ 7.8

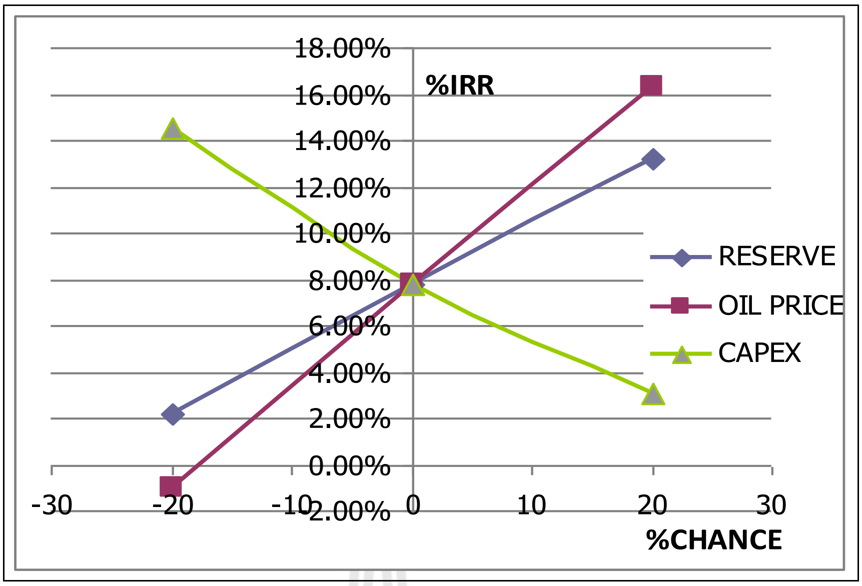
สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 0.3	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 2.5	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 37.1	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 4.5	MMUS$
Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 44.3	MMUS$
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 25	US$/บาร์เรล
- ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.7 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 1 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 1,400,000 บาร์เรล

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	112.74
INVESTMENT (MMUS$)	46.28
ROYALTY (MMUS$)	5.64
INCOME TAX (MMUS$)	11.35
IRR (%)	7.79
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	-1.94

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 7.8 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 1 แหล่งปริมาณสำรอง 1,400,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

7.3.8 รูปแบบ SUT MGT 2 ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรองขนาดเล็ก 2,000,000 บาร์เรล (ทำการผลิตเป็นระยะเวลา 5 ปี) ดังแสดงในตาราง 7.8 และรูปที่ 7.9

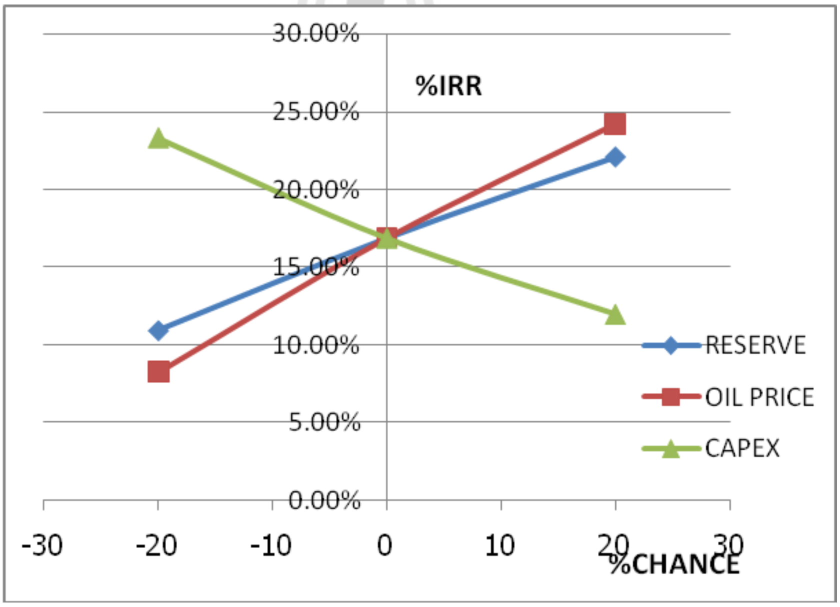
สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

-	ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 1	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 4	MMUS$
-	ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 8.5	MMUS$
-	อุปกรณ์การผลิต	= 34	MMUS$
	Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 47.5	MMUS$
-	ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 20	US$/บาร์เรล
-	ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
-	Escalation	= 3%	/year
-	Interest (discount rate)	= 10%	/year
-	อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.8 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 2

ปริมาณแหล่งน้ำมันสำรอง 2,000,000 บาร์เรล

Summary	Thailand III
REVENUE (MM$)	163.52
INVESTMENT (MMUS$)	49.28
ROYALTY (MMUS$)	8.18
INCOME TAX (MMUS$)	30.45
IRR (%)	16.87
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	8.33



รูปที่ 7.9 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 2 แหล่งปริมาณสำรอง 2,000,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

7.3.9 รูปแบบ SUT MGT 3 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรองขนาดเล็ก 2,000,000 บาร์เรล (ทำการผลิตเป็นระยะเวลา 20 ปี) ดังแสดงในตาราง 7.9 และรูปที่ 7.10

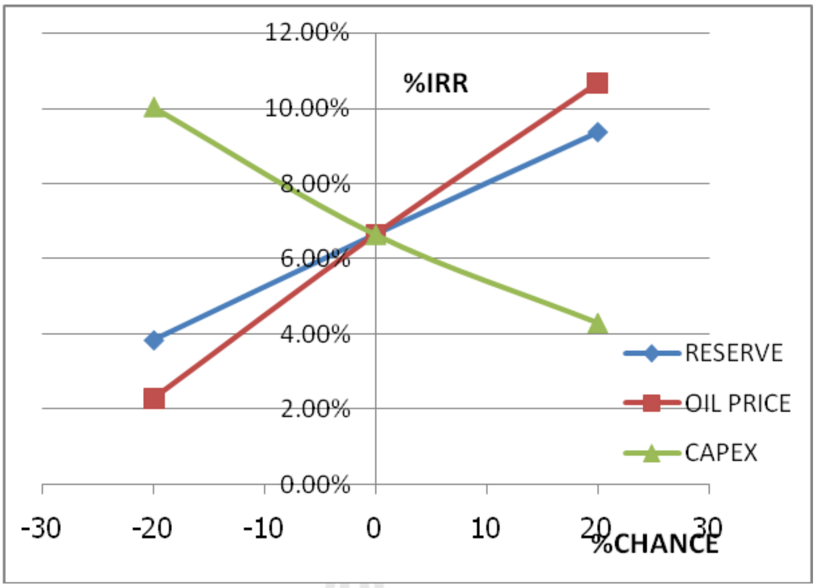
สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 1	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 4	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 8.5	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 34	MMUS$
Total Investment (ไม่คิดค่า Escalation)	= 47.5	MMUS$
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 20	US$/บาร์เรล
- ราคาน้ำมัน	= 80	US$/บาร์เรล
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.9 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 3 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 2,000,000 บาร์เรล

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	165.09
INVESTMENT (MMUS$)	49.9
ROYALTY (MMUS$)	8.25
INCOME TAX (MMUS$)	26.08
IRR (%)	6.65
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	2.75

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 7.10 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 3 แหล่งปริมาณสำรอง 2,000,000 บาร์เรล โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

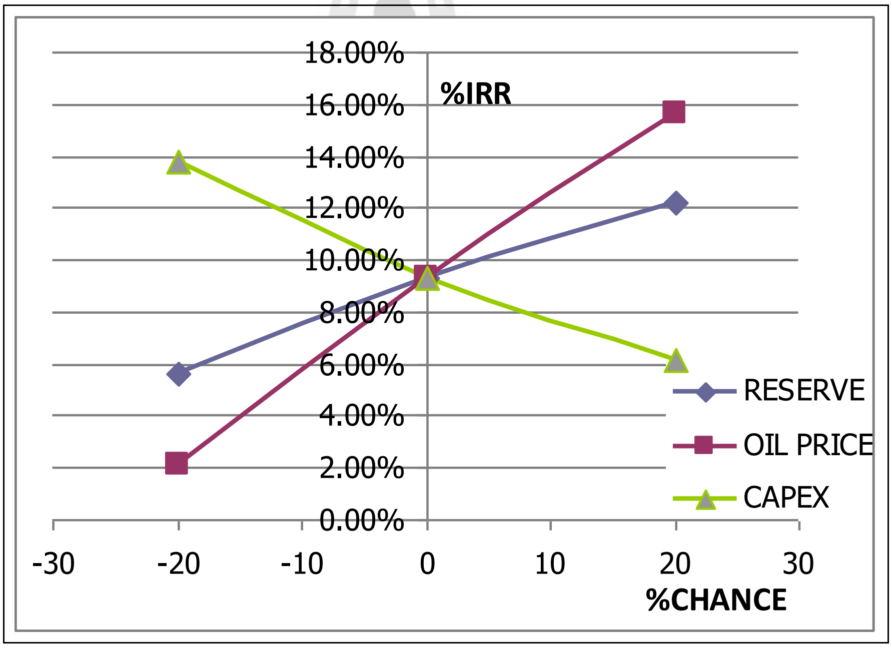
7.3.10 รูปแบบ SUT MGT 4 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรองขนาดเล็ก 300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในตาราง 7.10 และรูปที่ 7.11

สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 2	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 11	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 136.25	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 262	MMUS$
Total Investment	= 411.25	MMUS$
(ไม่คิดค่า Escalation)		
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 2000	US$/MMscf
- ราคาแก๊ส	= 6	U$/MMBTU
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US

ตารางที่ 7.10 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 4 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต

Summary	Thailand III
REVENUE (MM$)	1854.9
INVESTMENT (MMUS$)	433.54
ROYALTY (MMUS$)	159.51
INCOME TAX (MMUS$)	239.4
IRR (%)	9.31
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	-18.9



รูปที่ 7.11 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 4 แหล่งปริมาณสำรอง 300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

7.3.11 รูปแบบ SUT MGT 5 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรองขนาดเล็ก 570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในตาราง 7.11 และรูปที่ 7.12

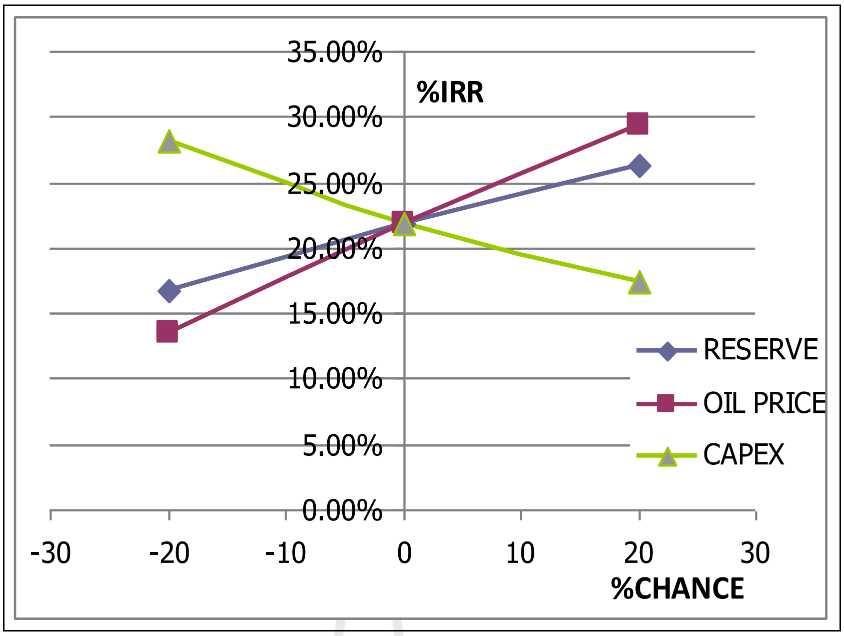
สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

- ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน	= 2	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	= 30	MMUS$
- ค่าใช้จ่ายหลุมผลิตทั้งหมด	= 120	MMUS$
- อุปกรณ์การผลิต	= 340	MMUS$
Total Investment	= 492	MMUS$
(ไม่คิดค่า Escalation)		
- ค่าดำเนินการและขนส่ง	= 1500	US$/MMscf
- ราคาแก๊ส	= 6	U$/MMBTU
- Escalation	= 3%	/year
- Interest (discount rate)	= 10%	/year
- อัตราการแลกเปลี่ยน	= 30	บาท/US$

ตารางที่ 7.11 วิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมThailand III รูปแบบ SUT MGT 5 ปริมาณแหล่งก๊าซธรรมชาติสำรอง 570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต

Summary	**Thailand III**
REVENUE (MM$)	3420.3
INVESTMENT (MMUS$)	515.82
ROYALTY (MMUS$)	381.74
INCOME TAX (MMUS$)	717.62
IRR (%)	21.89
NPV 10% DISCOUNT(MM$)	183.09

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 7.12 แสดง IRR ที่เปลี่ยนไป (Sensivity study) ของรูปแบบ SUT MGT 5 แหล่งปริมาณสำรอง 570,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต โดยการวิเคราะห์แบบ Thailand III ปัจจุบัน

7.4 สรุปการพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

7.4.1 ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่แก้ไขใหม่ หมายถึง มีการคำนวนค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได สำหรับแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก พบว่ามีบางโครงการอาจไม่เหมาะกับการลงทุนดังแสดงในตารางที่ 7.12 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ก. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 1 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 45,000 บาร์เรล ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ -0.53 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ -9.57 เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ข. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 2 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 80,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 7.64 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ -2.14 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ค. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 3 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 160,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 19.97 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 9.06 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ง. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 4 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 1,500,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 26.87 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 15.33 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

จ. แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 200,000,000,000 และ 320,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 9.87 และ 14.60 ถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 2.41 และ 7.01 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ฉ. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MGT 1 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 1,400,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 7.76 เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ -1.91 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ช. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MGT 2 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 2,000,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 16.87 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 6.25 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ซ. แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MGT 3 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 2,000,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 6.65 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 2.43 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ฌ. แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MGT 4 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 300,000,000,000 ลูกบาศ์กฟุต คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีลูกบาศ์กฟุต อัตราคืนทุนร้อยละ 9.31 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 1.52 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ญ. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MGT 5 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 21.89 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 12.02 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

7.4.2 การพิจารณา Sensivity Analysis ในเชิงของปริมาณสำรอง เงินลงทุนและราคาซื้อขายภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่แก้ไขใหม่ พบว่ามีโครงการ SUT MC 1 อาจไม่เหมาะกับการลงทุนดังแสดงในรูปที่ 7.2-7.12 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 1 พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย ปริมาณปิโตรเลียม สำรอง 45,000 บาร์เรล พบว่าไม่เหมาะกับการลงทุนภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่แก้ไขใหม่ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

1) ถ้าปริมาณปิโตรเลียมสำรองเพิ่มขึ้นเป็น 46,500 บาร์เรล (เพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 2 เป็นต้นไป) โครงการนี้จะสามารถลงทุนได้
2) ถ้าราคาปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเป็น 82 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (เพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 2 เป็นต้นไป) โครงการนี้จะสามารถลงทุนได้
3) ถ้าเงินลงทุนลดลงเป็น 2.45 MMUS$ (ลดลงมากกว่าร้อยละ 2 เป็นต้นไป) โครงการนี้จะสามารถลงทุนได้

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 7.12 สรุปผลลัพธ์การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

รูปแบบ	**ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ**	**ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง**	**ราคาซื้อขายปิโตรเลียม**	**Escalation (%)**	**Discount rate (%)**
SUT MC 1	300,000 บาร์เรล	45,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MC 2	400,000 บาร์เรล	80,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MC 3	1,000,000 บาร์เรล	160,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MC 4	10,000,000 บาร์เรล	1,500,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MNE 1	250,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	200,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10
SUT MNE 2	450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10
SUT MGT 1	1,400,000 บาร์เรล	1,400,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MGT 2	2,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MGT 3	2,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MGT 4	375,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10
SUT MGT 5	740,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

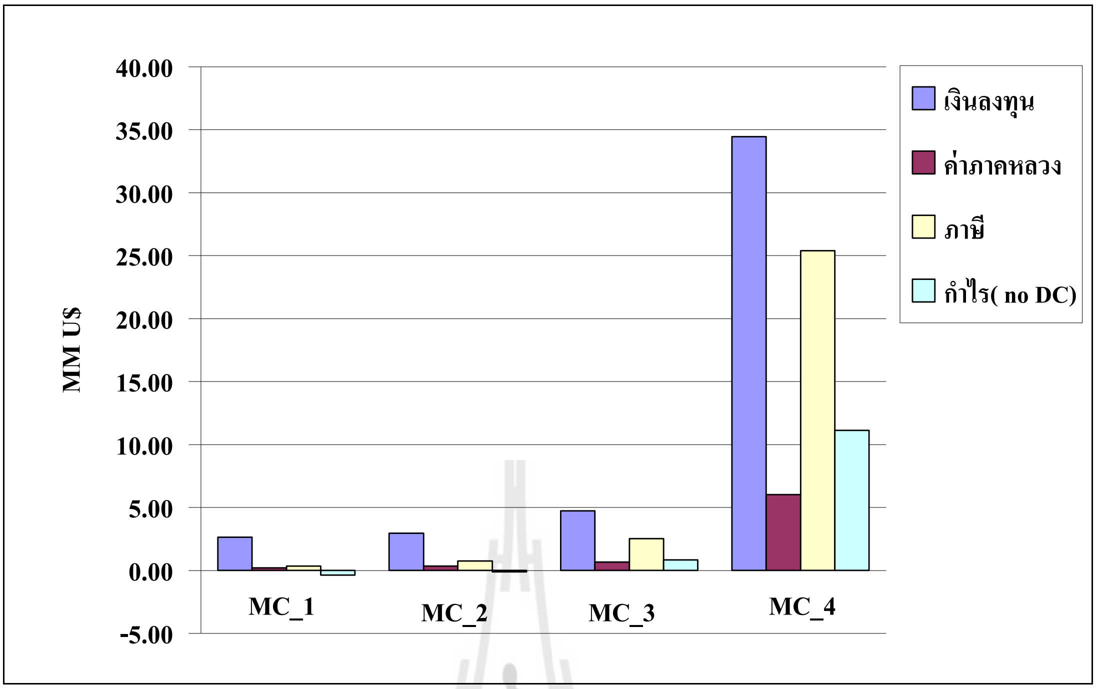
ตารางที่ 7.12 สรุปผลลัพธ์การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก (ต่อ)

รูปแบบ	**เงินลงทุน (MMU$)**	**ค่าภาคหลวง (MMU$)**	**ภาษีเงินได้ (MMU$)**	**อัตราคืนทุน (%)**		**บริษัทกำไร (MMU$)**
				No DC	**DC**	
SUT MC 1	2.63	0.18	0.34	-0.53	-9.57	-0.4
SUT MC 2	2.93	0.32	0.73	7.64	-2.14	-0.13
SUT MC 3	4.72	0.65	2.51	19.97	9.06	0.83
SUT MC 4	34.43	6.01	25.39	26.87	15.33	11.11
SUT NE 1	346.92	87.82	245.09	9.84	2.41	45.21
SUT NE 2	377.29	160.9	477.45	14.6	7.01	182.59
SUT MGT 1	46.28	5.64	11.35	7.79	-2.01	-1.91
SUT MGT 2	49.28	8.18	30.45	16.87	6.25	8.33
SUT MGT 3	49.9	8.25	26.08	6.65	0.9	2.75
SUT MGT 4	433.54	159.51	239.4	9.31	1.52	28.33
SUT MGT 5	515.82	381.74	717.62	21.89	12.02	183.09

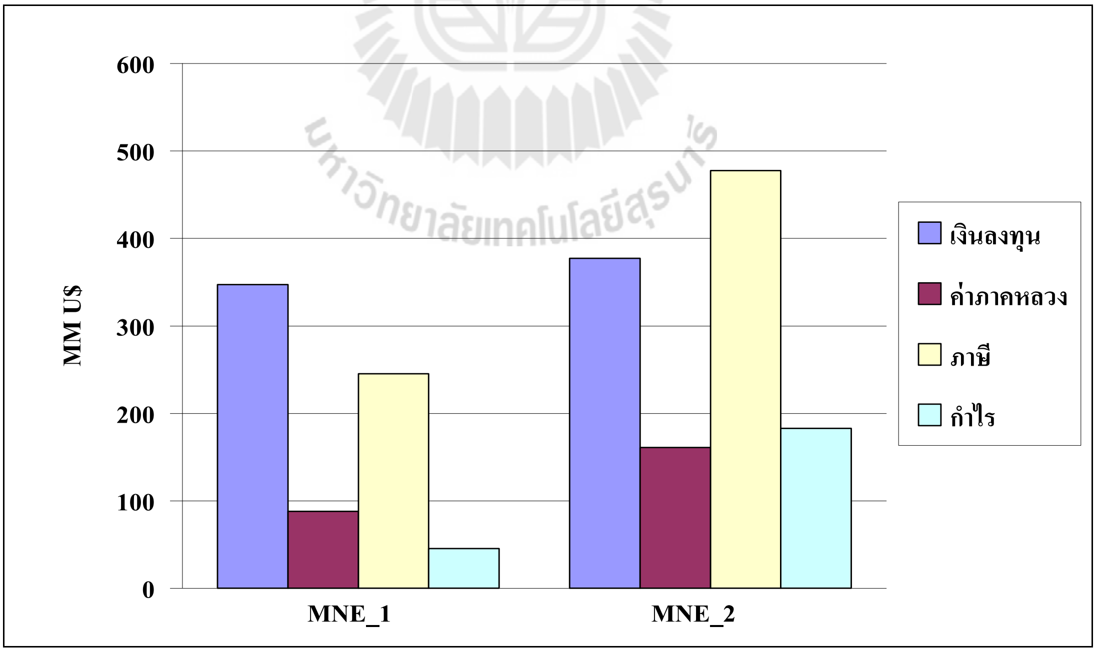
หมายเหตุ รูปแบบ 1 หมายถึง เก็บค่าภาคหลวงร้อยละ 100

รูปแบบ 2 หมายถึง เก็บค่าภาคหลวงร้อยละ 20

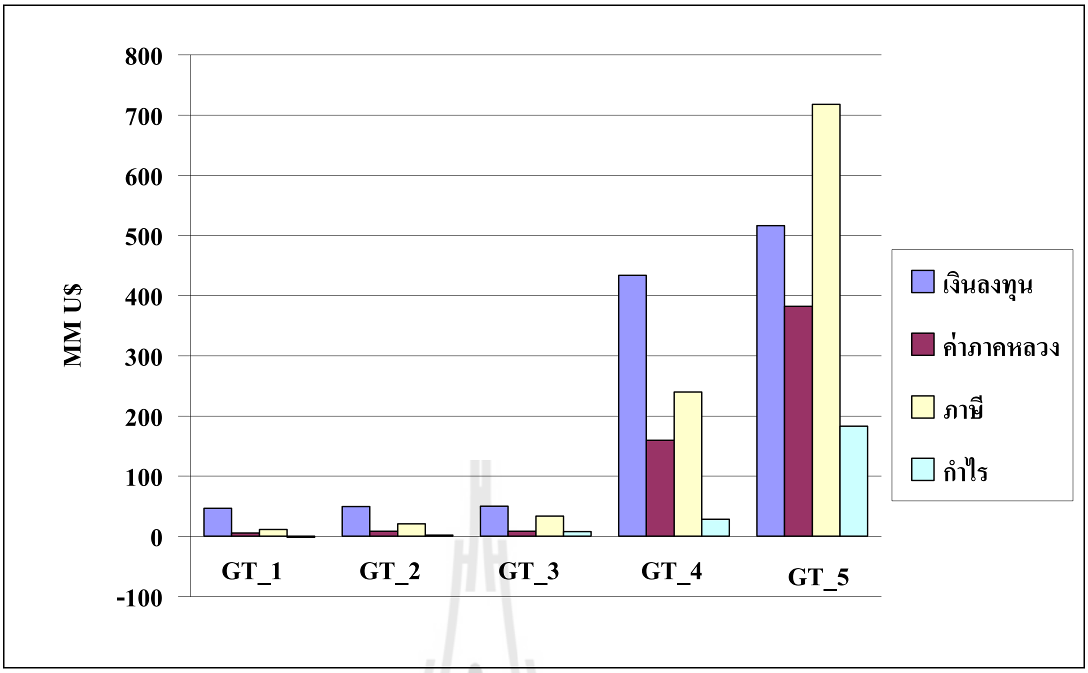
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



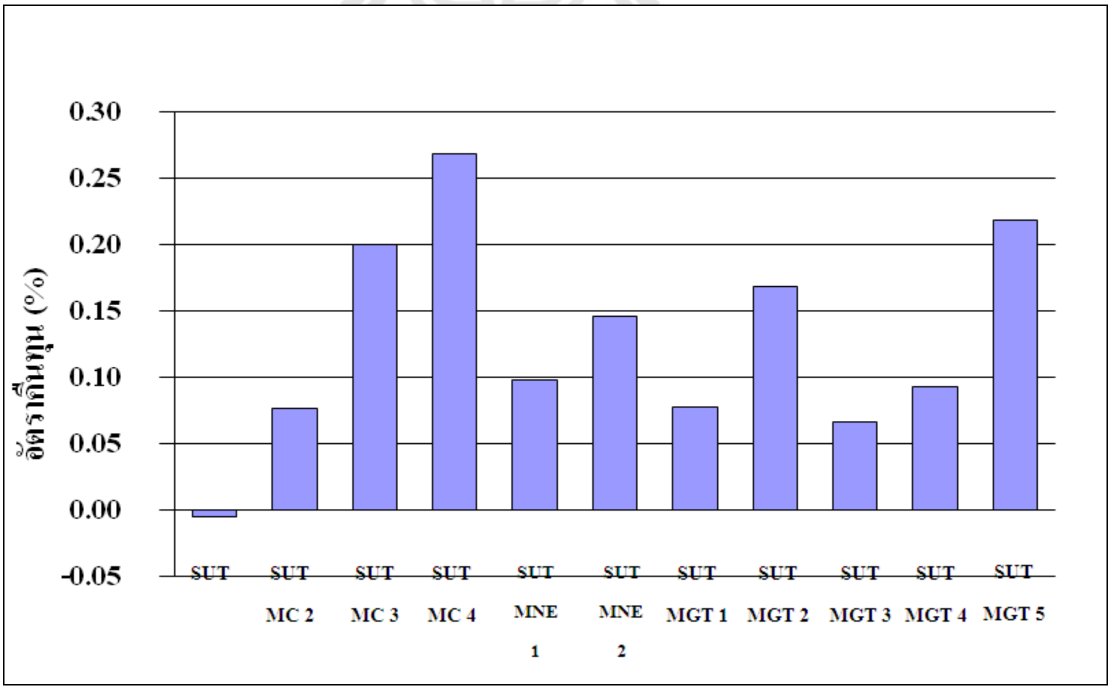
รูปที่ 7.13 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของแหล่งน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2, SUT MC 3 และ SUT MC 4 พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย



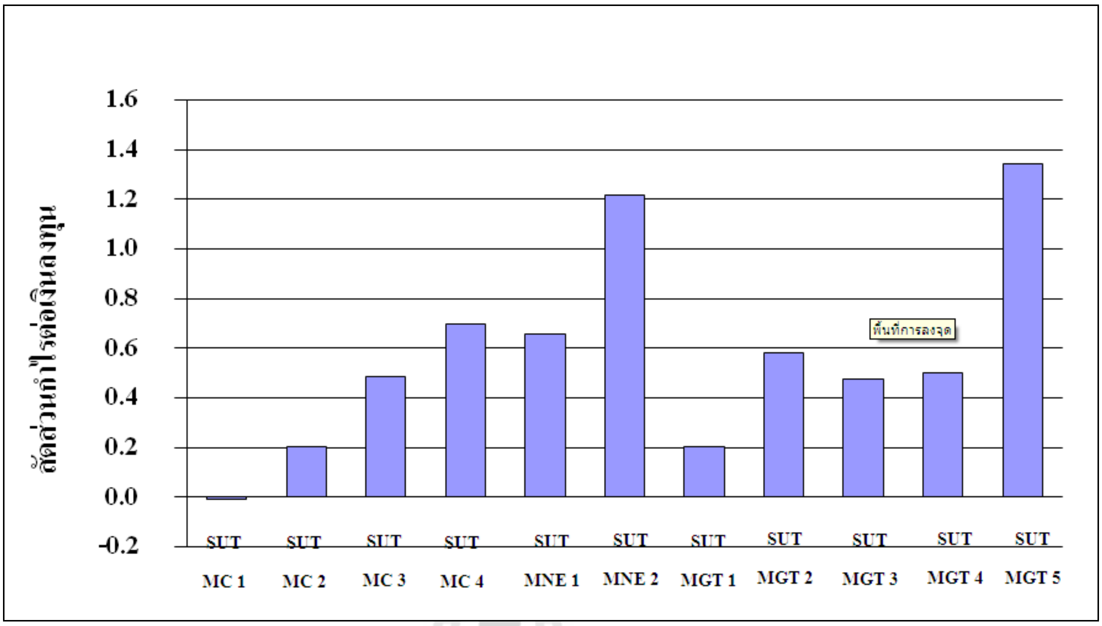
รูปที่ 7.14 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของแหล่งก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย



รูปที่ 7.15 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของแหล่งน้ำมัน SUT MGT 1, MGT 2, MGT 3, MGT 4 และ MGT 5 พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย



รูปที่ 7.16 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบอัตราคืนทุนโดย ไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย



รูปที่ 7.17 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย

บทที่ 8
สรุปและข้อเสนอแนะ

8.1 บทนำ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวสรุปโดยภาพรวมทั้งหมดตั้งแต่ข้อมูลสำหรับการพัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม การพัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในแต่ละรูปแบบต่างๆ การวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ในแต่ละรูปแบบ รวมถึงข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

8.2 สรุปผลลัพธ์แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ จะทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ จากบทที่ 2 และบทที่ 3 รวมถึงรายการอ้างอิง ก นอกจากนี้ สำหรับข้อมูลอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปส์ออฟฟิชจะทำการปรับและคำนวณค่าโดยอัตโนมัติ ดังนั้น ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ จะสามารถแบ่งได้ตามตาราง 8.1-8.8 และรูปที่ 8.1-8.10 สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาครั้งนี้โดยใช้โปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 สามารถแบ่งเป็น 11 รูปแบบ โดยพื้นที่ศึกษาเป็นแหล่งปิโตรเลียมต่าง ๆ ทั้งก๊าซและน้ำมันของพื้นที่ประเทศไทย ประกอบด้วย พื้นที่ศึกษาภาคกลาง (แหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2, SUT MC 4 และ SUT MC 4) พื้นที่ศึกษาภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (แหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2) และพื้นที่ศึกษาอ่าวไทย (แหล่งกักเก็บน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 1, SUT MGT 2, SUT MGT 3, SUT MGT 4 และ SUT MGT 5) ผลลัพธ์ต่าง ๆ ของการศึกษาในเชิงของการผลิตขั้นปฐมภูมิด้วยวิธีแรงขับดันด้วยธรรมชาติ ดังแสดงในตาราง 8.7 แบบจำลองทั้ง 8 รูปแบบ จะแบ่งเป็น 8 ชั้น แต่ละชั้นจะมีเซลหรือที่เรียกว่า กริดบล๊อก (Grid Block) จำนวน 625 เซล รวมแล้วมีเซลทั้งหมด 5,000 เซล ซึ่งจะเป็นจำนวนที่เหมาะสมสำหรับกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็ก และการที่จะต้องมีทั้งหมด 8 ชั้น เพื่อให้มีการกระจายความพรุนและความสามารถในการไหลซึมผ่านของหินกักเก็บจากน้อย (ด้านล่าง) ไปหามาก (ชั้นบน) ให้คล้ายจริงตามข้อมูลจากแหล่งปิโตรเลียมต่าง ๆ

8.3 สรุปการพิจารณาทางเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

8.3.1 ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่แก้ไขใหม่ หมายถึง มีการคำนวณค่าภาคหลวงแบบขั้นบันได สำหรับแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก พบว่ามีบางโครงการอาจไม่เหมาะกับการลงทุนดังแสดงในตารางที่ 8.8 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

ก. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 1 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 45,000 บาร์เรล ไม่คุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ -0.53 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ -9.57 เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ข. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 2 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 80,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 7.64 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ -2.14 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ค. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 3 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 160,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 19.97 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 9.06 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ง. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 4 พื้นที่ภาคกลาง ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 1,500,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 26.87 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 14.95 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

จ. แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 200,000,000,000 และ 320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 9.87 และ 14.60 ถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 2.41 และ 7.01 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ฉ. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MGT 1 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 1,400,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 7.76 เมื่อลงทุนภายใต้ FiscalRegine Thailand III และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ -1.91 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ช. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MGT 2 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 2,000,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุนโดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 16.87 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 6.25 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ซ. แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MGT 3 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 2,000,000 บาร์เรล คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 6.65 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 0.9 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ฌ. แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MGT 4 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีลูกบาศก์ฟุต อัตราคืนทุนร้อยละ 9.31 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 1.52 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

ญ. แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MGT 5 พื้นที่อ่าวไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regine Thailand III โดยมีอัตราคืนทุนร้อยละ 21.89 และถ้าคิดค่า Discount Factor จะมีอัตราคืนทุนร้อยละ 12.02 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

8.3.2 การพิจารณา Sensivity Analysis ในเชิงของปริมาณสำรอง เงินลงทุนและราคาซื้อขายภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่แก้ไขใหม่ พบว่ามีบางโครงการอาจไม่เหมาะกับการลงทุนดังแสดงในรูปที่ 8.7-8.10 ซึ่งสามารถสรุปได้ดังนี้

แหล่งน้ำมันขนาดเล็ก SUT MC 1 พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 45,000 บาร์เรล พบว่าไม่เหมาะกับการลงทุนภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่แก้ไขใหม่ โดยมีเงื่อนไขดังนี้

1) ถ้าปริมาณปิโตรเลียมสำรองเพิ่มขึ้นเป็น 46,500 บาร์เรล (เพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 2 เป็นต้นไป) โครงการนี้จะสามารถลงทุนได้
2) ถ้าราคาปิโตรเลียมเพิ่มขึ้นเป็น 82 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (เพิ่มขึ้นมากกว่าร้อยละ 2 เป็นต้นไป) โครงการนี้จะสามารถลงทุนได้
3) ถ้าเงินลงทุนลดลงเป็น 2.45 MMUS$ (ลดลงมากกว่าร้อยละ 2 เป็นต้นไป) โครงการนี้จะสามารถลงทุนได้

8.3.3 คณะผู้วิจัยฯ ได้รับความอนุเคราะห์จากคุณประพจน์ เกียรติโกมล วิศวกรโครงการฝ่ายโครงการก่อสร้างเอส 1 ให้รูประบบ MPF และราคาประเมิน อนึ่งระบบ MPF ที่แสดงนี้เหมาะสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดเล็กที่มีอัตราการผลิตของเหลวรวมไม่เกิน 2,000 บาร์เรลต่อวัน ซึ่งจะมีราคาประมาณ 40 ล้านบาท (ราคาปี 2006) อย่างไรก็ตามปัจจุบันราคาน่าจะประมาณ 50 ล้านบาท ซึ่งคิดว่าระบบนี้น่าจะเหมาะสำหรับแหล่งน้ำมันขนาดเล็กมากซึ่งเรียกว่า Marginal Oil Field และคิดว่าถ้าออกแบบระบบการผลิตแบบ MPF ให้เล็กลงครึ่งหนึ่งคือ รับการผลิตน้ำมันและน้ำ (ของเหลว) ไม่เกินวันละ 1,000 บาร์เรล ก็น่าจะมีราคาประมาณ 30-50 ล้านบาท จากปัจจุบันถึง 5 ปีข้างหน้า และถ้าระบบนี้นำไปใช้กับแหล่งน้ำมันขนาดเล็กหลายแหล่งต่อเนื่องกัน จะส่งผลให้ราคาอุปกรณ์ระบบผลิตนี้ก็จะลดลง ทำให้แหล่งน้ำมันขนาดเล็กมากที่มีปริมาณสำรองน้อยลงเรื่อย ๆ ที่สามารถพัฒนาผลิตขึ้นมาอย่างมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ได้ (โดยมาตรการยกเว้นภาษีและค่าภาคหลวง)

8.4 ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

1. การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในแต่ละโครงสร้างสำหรับปิโตรเลียมของประเทศไทย โดยการวิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรปิโตรเลียม ร่วมกับการใช้โปรแกรม Eclipse 100, FASPU, GeoX และ MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson’s Mean และ Probability of Success) สามารถวิเคราะห์และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิผล ดังนั้นจึงควรมีการพิจารณาการวิเคราะห์และประเมินปริมาณปิโตรเลียมเหล่านี้ต่อไปเพื่อการพัฒนาให้เหมาะสมกับสภาวะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน

2. ข้อมูลที่ใช้ในการประมวลผลของโปรแกรม Eclipse 100 เป็นข้อมูลที่ศึกษาและพิจารณาจากหลุมเจาะปิโตรเลียมของประเทศไทย

3. การประมวลผลที่แม่นยำของแต่ละโปรแกรม ขึ้นอยู่กับขั้นตอนการออกแบบ ทฤษฎีที่ใช้ ฐานข้อมูล และการข้อมูลนำเข้า

4. ผลลัพธ์ทางสถิติของข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรปิโตรเลียมต่างๆ ช่วยให้สามารถพิจารณาช่วงที่เหมาะสมสำหรับการเลือกและประยุกต์ข้อมูลที่จะใช้ในการประมวลผลของโปรแกรม

5. การประยุกต์ใช้โปรแกรมประเมินหลาย ๆ โปรแกรม ทำให้เกิดความน่าเชื่อถือและยอมรับได้ เมื่อเทียบกับการใช้เพียง 1 โปรแกรมในการประเมินซึ่งอาจเกิดความคลาดเคลื่อนได้

6. บางข้อมูลนำเข้าอาจจะมีความลำบากอยู่บ้างในการวิเคราะห์ อันเนื่องมาจากข้อจำกัดของข้อมูลนำเข้าบางอย่างซึ่งไม่ชัดเจนนัก

7. ปัจจัยที่เอื้อต่อการวิจัย ประกอบไปด้วย Software ที่ใช้ในการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียม (พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์) แบ่งออกเป็นโปรแกรมย่อย 3 ส่วน คือ โปรแกรมประเมินศักยภาพ (Potential Evaluation) โปรแกรมประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) และโปรแกรมวิเคราะห์เศรษฐกิจและความไม่แน่นอนปิโตรเลียม (Petroleum Economic and Uncertainty Analysis) ดังเช่น Eclipse 100 ใช้ทำ Reservoir Simulation ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และโปรแกรม GeoX, FASPU และ MSP ใช้ในการประเมินศักยภาพและประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีเช่นเดียวกัน

8. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการประเมินปริมาณปิโตรเลียมทั้ง Resources และ Reserves ประเภทต่าง ๆ โดยใช้นิยามสากล SPE/AAPG/WPG เป็นเกณฑ์ รวมถึงการรวบรวมวิธีการประเมินปริมาณทรัพยากรสัมพันธ์กับปริมาณและชนิดของข้อมูลการสำรวจกับการประเมินทรัพยากร (Resources assessment) สำหรับพื้นที่ต่าง ๆ เช่น พื้นที่ที่มีข้อมูลน้อยหรือไม่มีเลย พื้นที่ที่ยังไม่มีการสำรวจ พื้นที่ที่ยังไม่มีการพัฒนา (play definition and analysis) และสามารถรวบรวมแนวทางการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) การสำรวจแหล่งปิโตรเลียมตามแนวทางของ CCOP สุดท้ายคือ การจำแนกศักยภาพปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือแหล่งต่าง ๆ (play type, reservoir type และ basin type) ภาคกลางและในอ่าวไทยบางส่วน กำหนดปริมาณสำรองขั้นต่ำสำหรับการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในแต่ละภูมิภาค

9. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนืออย่างละเอียดบางส่วน และภาพกว้างโดยรวม และบางส่วนของภาคกลางและในอ่าวไทย ทั้งนี้เป็นบริเวณที่มีการค้นพบปิโตรเลียมแล้ว (Discovered Resources) และที่ยังไม่มีการพบปิโตรเลียม (Undiscovered Resources) โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นมาเอง เปรียบเทียบกับโปรแกรมพาณิชย์ เช่น FASPU หรือ GeoX รวมถึงโปรแกรมที่ถูกพัฒนาขึ้นมา อย่างเช่น MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) เพื่อที่จะสามารถนำไปสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) ได้

10. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กบนบกและในอ่าวไทยได้ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียมฉบับที่กำลังแก้ไขใหม่ โดยระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม fiscal regime (Thai I, Thai III), discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น โดยแยกเป็นทั้งกรณี

แหล่งน้ำมันและแหล่งก๊าซ พร้อมทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นอย่างน้อยส่วนบริเวณคือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ บริเวณภาคกลางและในอ่าวไทย

11. ผู้วิจัยมีความคาดหวังว่ารายงานการวิจัยเล่มนี้จะมีประโยชน์กับผู้ที่สนใจในการศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั่วทุกภูมิภาคของประเทศไทย เช่น บริเวณภาคกลาง ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และในอ่าวไทย ก็จะได้ประโยชน์อย่างมากต่อองค์ความรู้ ด้านการศึกษา หน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง ภาคเอกชนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม ตลอดจนชุมชนที่จะมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่จะเกิดขึ้นในอนาคต นอกจากนี้ยังเป็นการส่งเสริมให้มีการลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมมากขึ้น

ตารางที่ 8.1 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน น้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 ปริมาณ 300,000 , 400,000 และ 1,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	39.4	°API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.8	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	$3.081x10^{-6}$	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.296	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.055 - 1.286	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.001 - 0.482	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	2.1 - 6.7	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.013 - 0.024	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	19 – 26	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	9.20 - 586.00	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	3,915	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) @ 3,850 ฟุต	3,500	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure)	1,800	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) @ 3,850 ฟุต	203	°F

ตารางที่ 8.2 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล บาร์เรล ณ พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	33	°API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.8	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	$3.08x10^{-6}$	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.304	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.053 - 1.253	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.001 - 0.389	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	0.6 - 5.8	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.013 - 0.025	cp
10. สัดส่วนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	0.05	เปอร์เซ็นต์
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	21 – 23	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	72.36–207.62	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	3,915	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) @ 3,850 ฟุต	3,500	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure)	1,800	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) @ 3,850 ฟุต	203	°F

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 8.3 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 ปริมาณ 250,000,000,000 และ 450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.83	สัดส่วน
2. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
3. Water compressibility @ 3500 psi	$3.14x10^{-6}$	psi^{-1}
4. ความหนืดของน้ำ	0.25	cp
5. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (B_g)	0.61 – 239.41	bbl/SCF
6. ความหนืดของก๊าซ	0.01 – 0.04	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	3 – 18	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	0.3 - 868	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นก๊าซกับชั้นน้ำ (Gas-Water Contact)	10,315	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure) @10,250 ฟุต	6,500	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature) @10,250ฟุต	240	$^{\circ}F$

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 8.4 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 ปริมาณ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	31	°API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.7	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	2.92×10^{-6}	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.29	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.06 - 1.17	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.001 - 0.25	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	0.82 – 18.5	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.01 - 0.03	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	19 – 26	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	9.20 - 586.00	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	16,050	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure)@15,000 ฟุต	6,500	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure)	1,500	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature)@15,000 ฟุต	212	°F

ตารางที่ 8.5 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 ปริมาณ 10,000,000 และ 10,000,000 บาร์เรล ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ	39.4	°API
2. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซที่ละลายในน้ำมัน	0.8	สัดส่วน
3. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
4. Water compressibility @ 3500 psi	$3.08x10^{-6}$	psi^{-1}
5. ความหนืดของน้ำ	0.3	cp
6. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (B_o)	1.05 - 1.31	bbl/STB
7. อัตราส่วนของก๊าซในน้ำมัน	0.002 - 0.482	MSCF/STB
8. ความหนืดของน้ำมัน	0.47 - 6.7	cp
9. ความหนืดของก๊าซ	0.01 - 0.02	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	21 – 23	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	72 - 208	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นน้ำมันกับชั้นน้ำ (Oil-Water Contact)	16,915	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (initial pressure)@15,850 ฟุต	6,500	psi
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (bubble point pressure)	1,800	psi
4. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (formation temperature)@15,850 ฟุต	203	°F

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 8.6 ข้อมูลคุณสมบัติต่าง ๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4, SUT MGT 5 ปริมาณ 375,000,000,000 และ 740,000,000,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ณ พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย

คุณสมบัติของไหล	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.8	สัดส่วน
2. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศ์ฟุต
3. Water compressibility @ 3500 psi	3.35×10^{-6}	psi^{-1}
4. ความหนืดของน้ำ	0.25	cp
5. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (B_g)	0.62 – 238.66	bbl/MSCF
6. ความหนืดของก๊าซ	0.01 – 0.04	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นทราย	15 – 17	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นทราย	72 - 207	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	**จำนวน**	**หน่วย**
1. ระดับรอยต่อของชั้นก๊าซกับชั้นน้ำ (Gas-Water contact)	10,150	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure) @10,000 ฟุต	3,500	psi
3. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature) @10,000 ฟุต	234	°F

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 8.7 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

รูปแบบ	**พื้นที่ศึกษาของประเทศไทย**	**ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ**	**ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง**	**ปัจจัยการค้นพบ (%)**
SUT MC 1	ภาคกลาง	300,000 บาร์เรล	45,000 บาร์เรล	15
SUT MC 2		400,000 บาร์เรล	80,000 บาร์เรล	20
SUT MC 3		1,000,000 บาร์เรล	160,000 บาร์เรล	16
SUT MC 4		10,000,000 บาร์เรล	1,500,000 บาร์เรล	15
SUT MNE 1	ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	250,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	200,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	80
SUT MNE 2		450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	71
SUT MGT 1	อ่าวไทย	10,000,000 บาร์เรล	1,400,000 บาร์เรล	14
SUT MGT 2		10,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	20
SUT MGT 3		10,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	2
SUT MGT 4		375,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	80
SUT MGT 5		740,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	77

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 8.7 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (ต่อ)

รูปแบบ	อัตราการผลิต	เวลาการผลิต (ปี)	จำนวนหลุม	พื้นที่ทั้งหมด (เอเคอร์)	ดังแสดงใน	
					ตารางที่	รูปที่
SUT MC 1	65 STB/day	3	1	19.64	6.3 –6.4	6.1 – 6.14
SUT MC 2	150 STB/day	4	2	48.27		
SUT MC 3	150 STB/day	4	3	196.41		
SUT MC 4	600 STB/day	20	5	196.41		
SUT MNE 1	50 MMSCF/day	20	10	5,810.95	6.5	6.15 – 6.18
SUT MNE 2	75 MMSCF/day	20	12	10,330.58		
SUT MGT 1	2,000 STB/day	8	4	215.52	6.6 – 6.8	6.19 – 6.34
SUT MGT 2	600 STB/day	20	6	273.24		
SUT MGT 3	600 STB/day	20	6	273.24		
SUT MGT 4	200 MMSCF/day	20	50	16,141.53		
SUT MGT 5	200 MMSCF/day	20	60	16,141.53		

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 8.8 สรุปผลลัพธ์การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

รูปแบบ	**ปริมาณปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ**	**ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง**	**ราคาซื้อขายปิโตรเลียม**	**Escalation (%)**	**Discount rate (%)**
SUT MC 1	300,000 บาร์เรล	45,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MC 2	400,000 บาร์เรล	80,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MC 3	1,000,000 บาร์เรล	160,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MC 4	10,000,000 บาร์เรล	1,500,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MNE 1	250,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	200,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10
SUT MNE 2	450,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	320,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10
SUT MGT 1	1,400,000 บาร์เรล	1,400,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MGT 2	2,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MGT 3	2,000,000 บาร์เรล	2,000,000 บาร์เรล	80 เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล	3	10
SUT MGT 4	375,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	300,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10
SUT MGT 5	740,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	570,000,000,000 ลูกบาศก์ฟุต	6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู	3	10

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

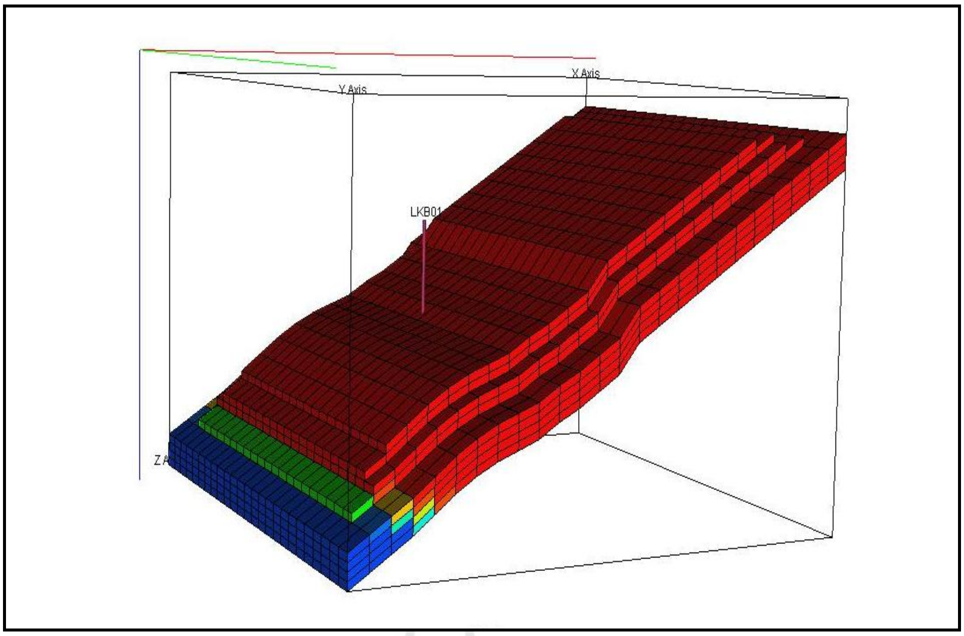
ตารางที่ 8.8 สรุปผลลัพธ์การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ของแบบจำลองการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก (ต่อ)

รูปแบบ	เงินลงทุน (MMU$)	ค่าภาคหลวง (MMU$)	ภาษีเงินได้ (MMU$)	อัตราคืนทุน (%)		บริษัทกำไร (MMU$)
				No DC	DC	
SUT MC 1	2.63	0.18	0.34	-0.53	-9.57	-0.4
SUT MC 2	2.93	0.32	0.73	7.64	-2.14	-0.13
SUT MC 3	4.72	0.65	2.51	19.97	9.06	0.83
SUT MC 4	34.43	6.01	25.39	26.45	15.33	11.11
SUT NE 1	346.92	87.82	245.09	9.84	2.41	45.21
SUT NE 2	377.29	160.9	477.45	14.6	7.01	182.59
SUT MGT 1	46.28	5.64	11.35	7.76	-2.01	-1.94
SUT MGT 2	49.28	8.18	20.39	16.87	6.25	8.33
SUT MGT 3	49.9	8.25	33.23	6.65	0.9	2.75
SUT MGT 4	433.54	159.51	239.4	9.31	1.52	28.33
SUT MGT 5	515.82	381.74	717.62	21.89	12.02	183.09

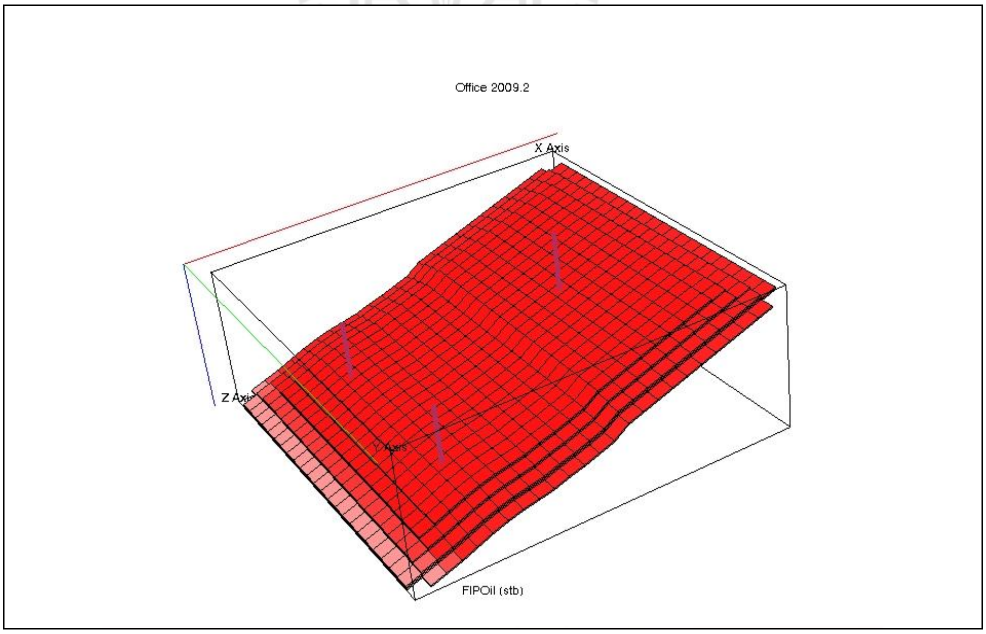
หมายเหตุ รูปแบบ 1 หมายถึง เก็บค่าภาคหลวงร้อยละ 100

รูปแบบ 2 หมายถึง เก็บค่าภาคหลวงร้อยละ 20

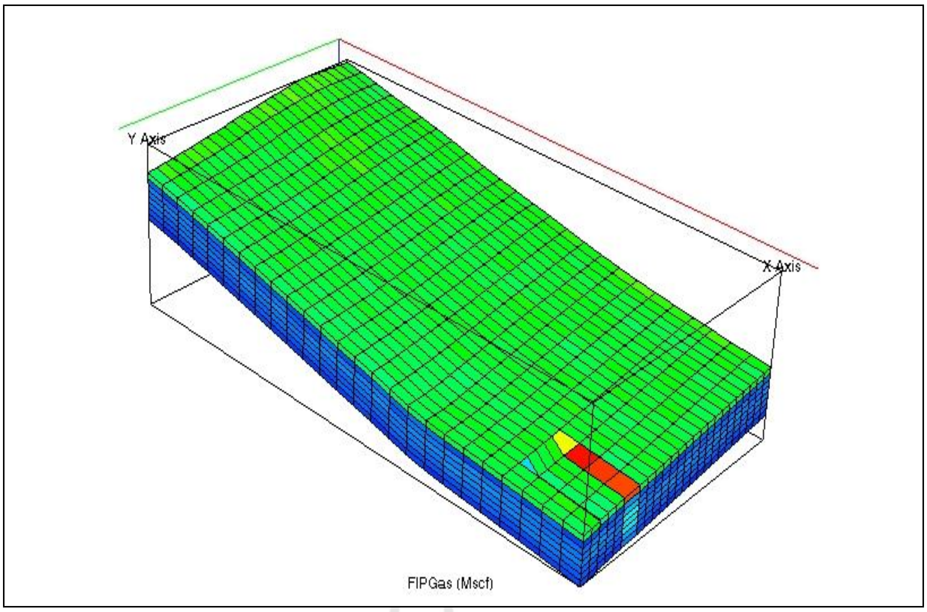
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



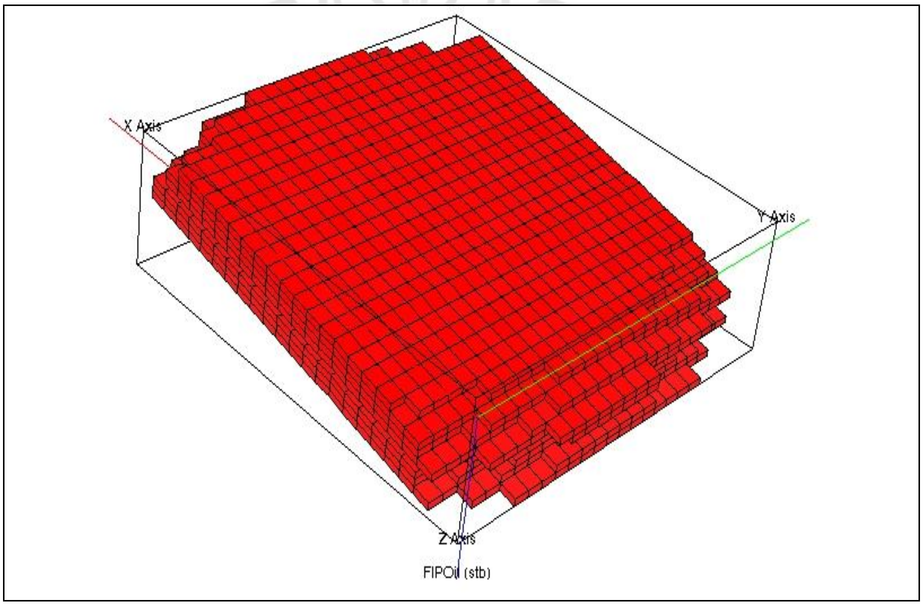
รูปที่ 8.1 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2 และ SUT MC 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



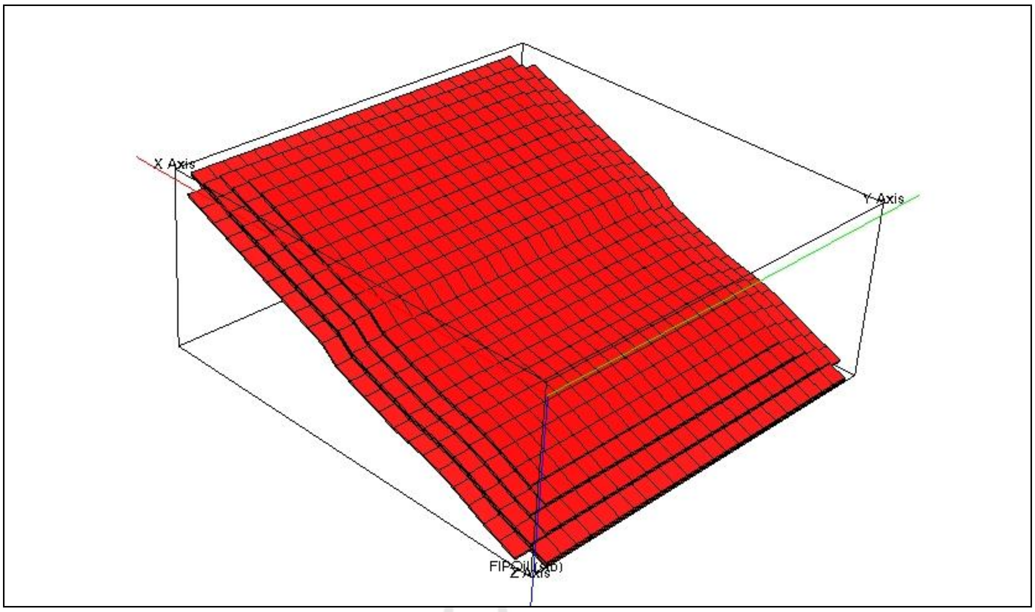
รูปที่ 8.2 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MC 4 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



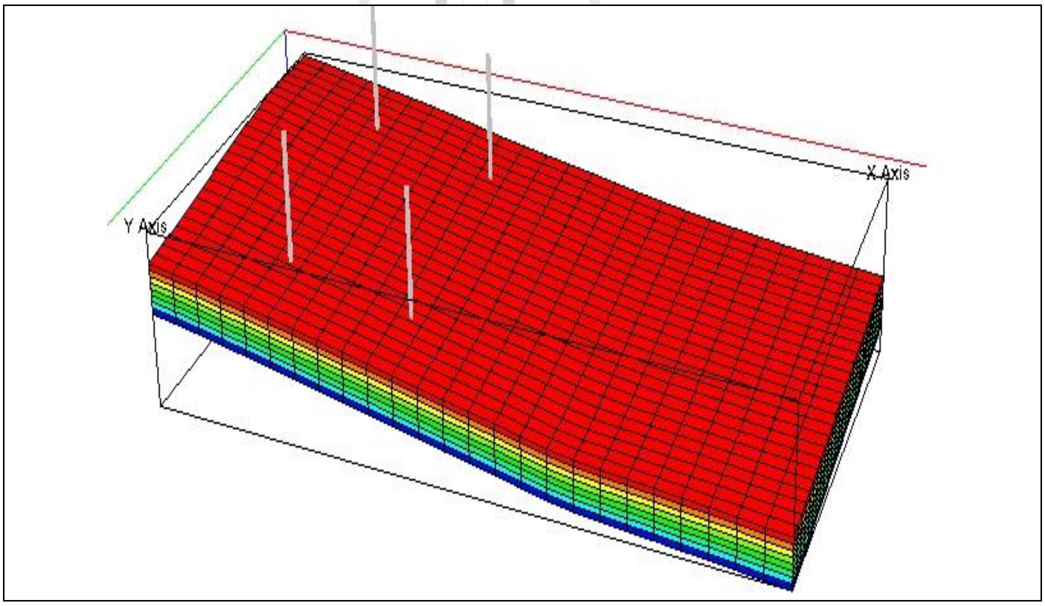
รูปที่ 8.3 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



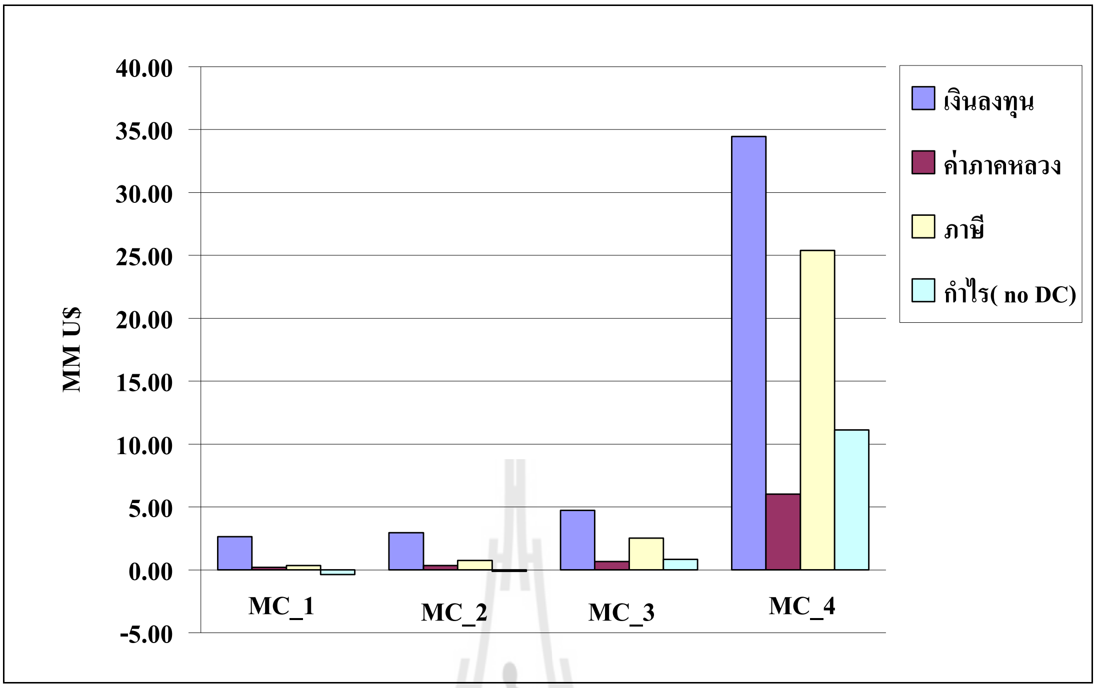
รูปที่ 8.4 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



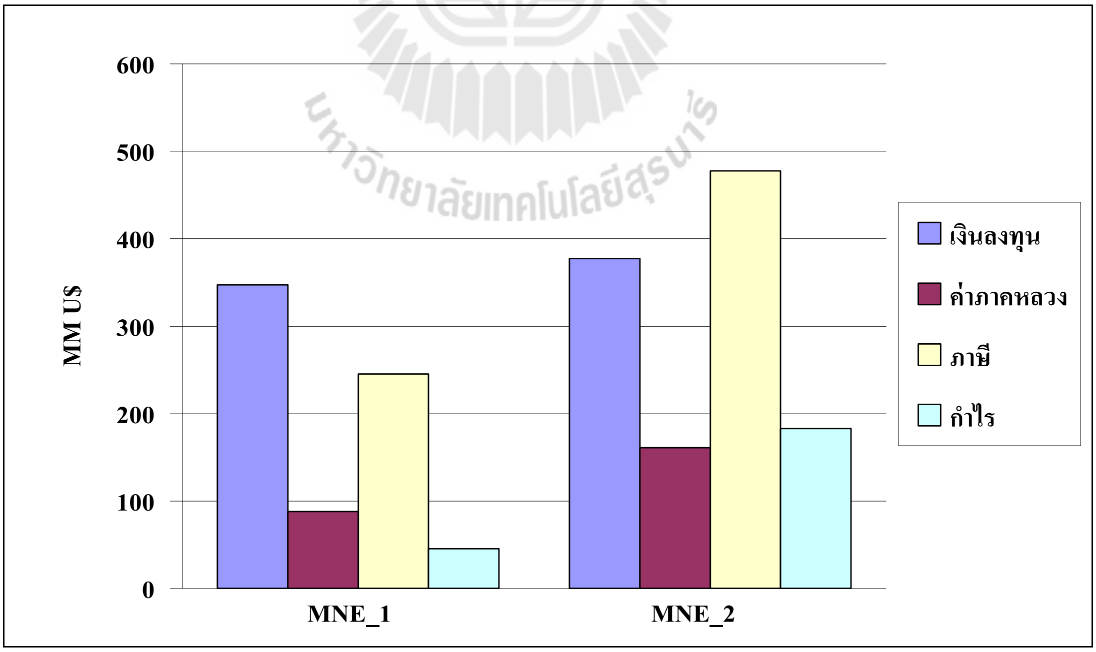
รูปที่ 8.5 แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน SUT MGT 2 และ SUT MGT 3 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



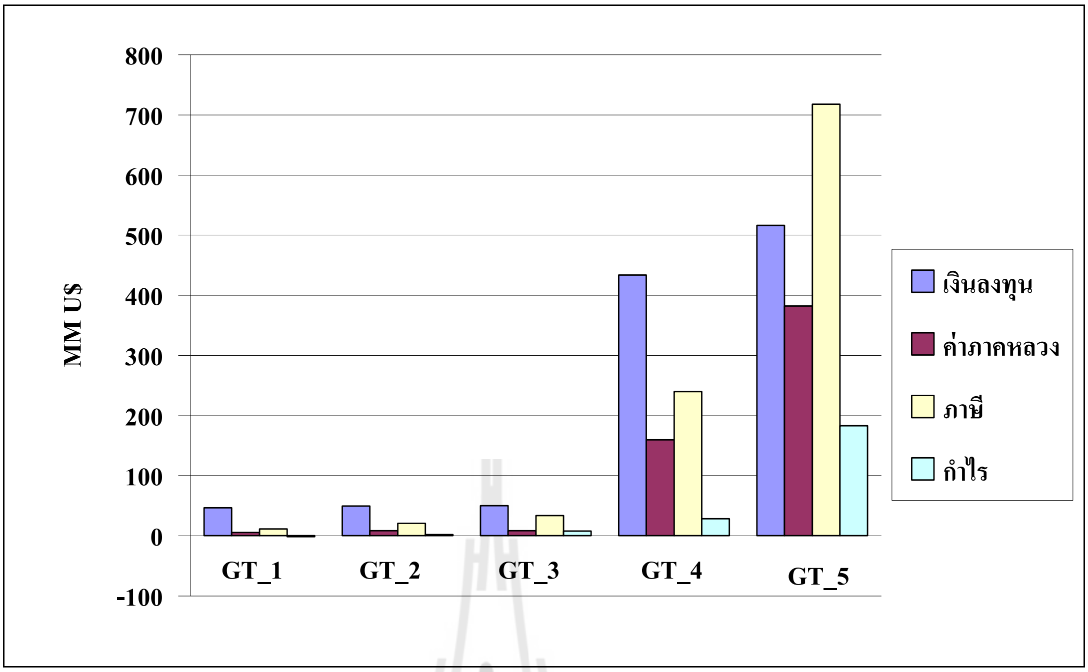
รูปที่ 8.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MGT 4 และ SUT MGT 5 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



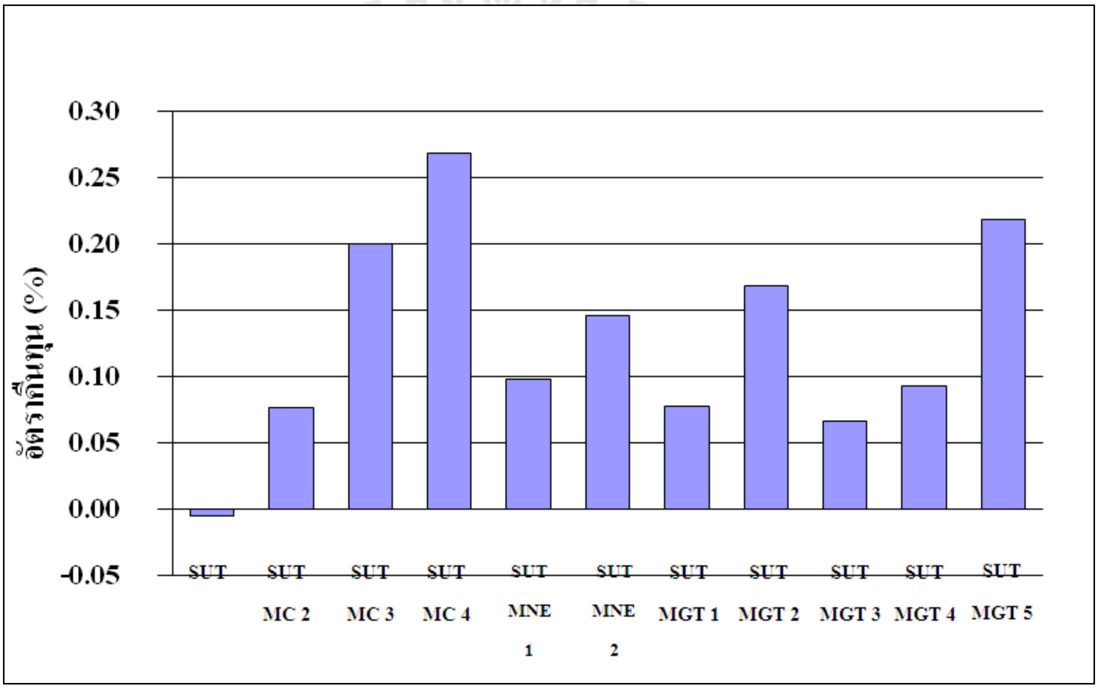
รูปที่ 8.7 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของแหล่งน้ำมัน SUT MC 1, SUT MC 2, SUT MC 3 และ SUT MC 4 พื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย



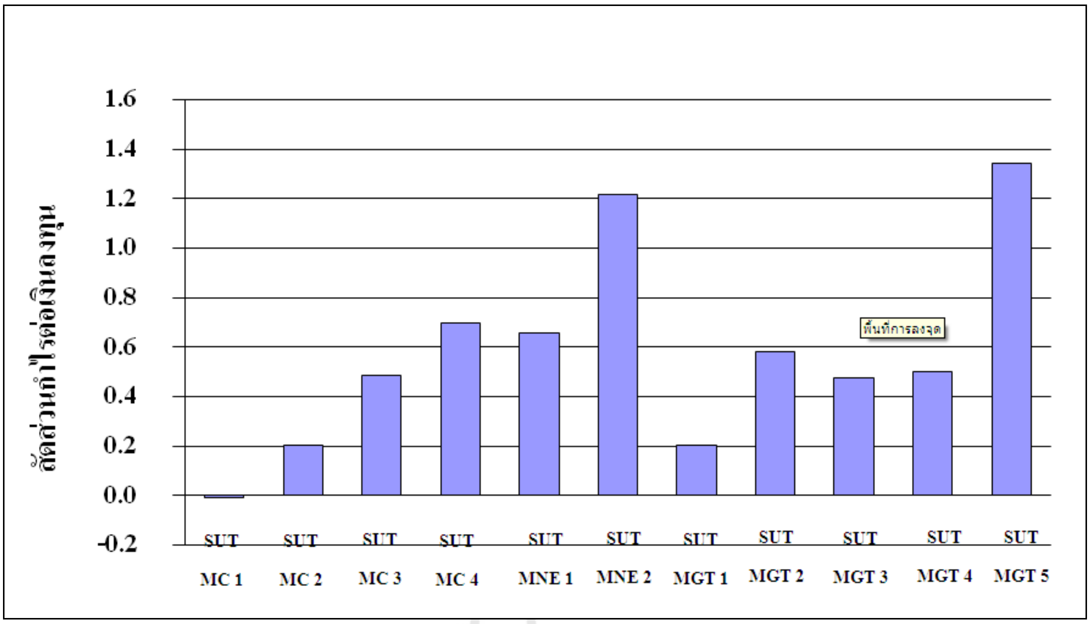
รูปที่ 8.8 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของแหล่งก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย



รูปที่ 8.9 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบของแหล่งน้ำมัน SUT MGT 1, MGT 2, MGT 3, MGT 4 และ MGT 5 พื้นที่อ่าวไทยของประเทศไทย



รูปที่ 8.10 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบอัตราคืนทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย



รูปที่ 8.11 แสดงผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Thailand III เปรียบเทียบสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนโดยไม่คิดดอกเบี้ย Discount Factor ของแต่ละแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทย

ภาคผนวก ก

ผลข้อมูลจากการรันโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100

```
--
-- ---------------------------------------------------------------------------
-- Office Grid Header (GRIDGHDR) Data Section Version 2004A_1 Sep  3 2004
-- ---------------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_ghdr.INC
-- Created on: 03-Mar-2005 at: 14:58:22
--
-- ****************************************************************************
-- *                              WARNING                              *
-- *              THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.              *
-- *         ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA.        *
-- ****************************************************************************
--
-- Off GRIDGHDR GRID Module GridType: "Cartesian"
-- Off GRIDGHDR GRID Module NX:        25
-- Off GRIDGHDR GRID Module NY:        25
-- Off GRIDGHDR GRID Module NZ:        8
-- Off GRIDGHDR GRID Module Grid Transformation:        6        3
-- Off GRIDGHDR  0.0000000000000e+000  0.0000000000000e+000  1.0000000000000e+000
-- Off GRIDGHDR  0.0000000000000e+000  0.0000000000000e+000  1.0000000000000e+000
-- Off GRIDGHDR GRID Module Number of Layers:        1
-- Off GRIDGHDR GRID Module Grid Item Status:        1


--
-- ---------------------------------------------------------------------------
-- Office INIT (INIT) Data Section Version 2004A_1 Sep  3 2004
-- ---------------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_init.INC
-- Created on: 07-Mar-2005 at: 15:57:24
--
```

```
-- ****************************************************************************
-- *                         WARNING                          *



-- *              THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.              *
-- *         ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA.         *
-- ****************************************************************************
--
-- OFFICE-INIT-HEADER-DATA
--
--
-- ---------------------------------------------------------------------------
-- Office INIT Keywords
-- ---------------------------------------------------------------------------
--
ECHO
PBVD
--
-- Bubble Point v Depth
--
      3850      1800
      3900      1800

EQUIL
--
-- Equilibration Data Specification
--
   3850   3500   3875    1*    1*    1*    1    1*    5    1*    1*
--
-- ---------------------------------------------------------------------------
-- Office PVTN (PVTN) Data Section Version 2003A_1 Oct 10 2003
-- ---------------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_pvt.INC
```

```
-- Created on: 05-Jan-2005 at: 10:22:38
--
-- ****************************************************************************
-- *                    WARNING                    *
-- *          THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.          *
-- *     ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA.      *
-- ****************************************************************************
--
-- OFFICE-PVTN-HEADER-DATA
-- Off PVTN PVT Tables:        1        1
-- Off PVTN  "PVT 1"
-- Off PVTN Correlation Data:       34        1
-- Off PVTN  "PVT 1"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR STANDARD_TEMPERATURE TO 59.9999999999999 IN F;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR STANDARD_PRESSURE TO 14.7 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR POROSITY TO 0.2 IN dimensionless;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR REF_PRESSURE TO 3500 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR ROCK_TYPE TO CONSOLIDATED_SANDSTONE;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR GAS_GRAVITY TO 0.8 IN sg_Air_1;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR OIL_GRAVITY TO 39.4 IN APIoil;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR BUBBLE_POINT TO 1800 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR SALINITY TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR TEMPERATURE TO 203 IN F;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR N2 TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR H2S TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR CO2 TO 0 IN fraction;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR ROCK TO NEWMAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_RS TO STANDING;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_PB TO STANDING;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_VISCOSITY TO BEGGS;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_COMPRESSIBILITY TO VASQUEZ;"
```

```
-- Off PVTN  "--SET CORRELATION FOR NONE TO UNSET;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR OIL_FVF TO STANDING;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_CRIT_PROPS TO THOMAS;"
-- Off PVTN  "--"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_ZFACTOR TO HALL;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_FVF TO IDEAL_GAS;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR GAS_VISCOSITY TO LEE;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_VISCOSITY TO MEEHAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_COMPRESSIBILITY TO MEEHAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_FVF TO MEEHAN;"
-- Off PVTN  "SET CORRELATION FOR WATER_DENSITY TO FVF_RATIO;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR MIN_PRESSURE TO 14.7 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR MAX_PRESSURE TO 3500 IN psia;"
-- Off PVTN  "SET VALUE FOR TABLE_LENGTH TO 20;"
-- Off PVTN  "EXECUTE;"

ECHO
ROCK
--
-- Rock Properties
--
     3500 1.52989636834116e-006

DENSITY
--
-- Fluid Densities at Surface Conditions
--
  51.637497914955 62.4279737253144 0.0499423789802515

PVTO
--
```

-- Live Oil PVT Properties (Dissolved Gas)

--

0.00147205112581786 14.7 1.07094615599284 1.25848346413148

198.136842105263 1.05501561257018 1.3038177153504

381.573684210526 1.05440666219081 1.38372584732077

565.01052631579 1.0541931998537 1.48667837998657

748.447368421053 1.05408438904723 1.61025577303765

931.884210526316 1.05401842145847 1.75411476018192

1115.32105263158 1.0539741555618 1.91880374064859

1298.75789473684 1.05394239506001 2.10536523322858

1482.19473684211 1.05391849656674 2.31516238841532

1665.63157894737 1.0538998623556 2.54978958659544

1800 1.0538886228226 2.73842958839219

2032.50526315789 1.05387268512769 3.10076938931455

2215.94210526316 1.05386247131256 3.42107176626802

2399.37894736842 1.05385381930399 3.77405497264536

2582.81578947368 1.05384639631861 4.16192125041297

2766.25263157895 1.05383995784747 4.58692696017295

2949.68947368421 1.05383432020671 5.05136217135048

3133.12631578947 1.05382934273102 5.55752948125245

3316.56315789474 1.05382491587664 6.10772185218606

3500 1.05382095306558 6.70419940403551 /

0.0338004658811244 198.136842105263 1.08559044619935 1.07513530259565

381.573684210526 1.07633778747796 1.09586117821181

565.01052631579 1.07311212656189 1.12783740702549

748.447368421053 1.07147134137325 1.16859531716169

931.884210526316 1.07047773914954 1.21695351597322

1115.32105263158 1.06981148908963 1.27227962546931

1298.75789473684 1.0693336971526 1.33422755467932

1482.19473684211 1.06897430925074 1.40261801495495

1665.63157894737 1.06869416429983 1.47737565665525

1800 1.06852522333731 1.53616969776512

2032.50526315789 1.06828570719049 1.64600484258066

2215.94210526316 1.06813223743878 1.73997802673378

2399.37894736842 1.06800225101355 1.84049536007637

2582.81578947368 1.067890740998 1.9476501118115

2766.25263157895 1.06779402940426 2.06153922749712

2949.68947368421 1.0677093537058 2.18225829262578

3133.12631578947 1.06763459869663 2.30989735789734

3316.56315789474 1.06756811738193 2.44453739130503

3500 1.06750860822023 2.58624720552392 /

0.0744431331929582 381.573684210526 1.10440565503535 0.92433609156112

565.01052631579 1.09731510183045 0.941057648486343

748.447368421053 1.09371839834052 0.964231461385351

931.884210526316 1.09154342504262 0.99280675249815

1115.32105263158 1.09008631302418 1.02616924751581

1298.75789473684 1.08904200531496 1.06393635885233

1482.19473684211 1.08825684494613 1.10586203257845

1665.63157894737 1.08764501758787 1.15178624474863

1800 1.08727614487864 1.1879017509217

2032.50526315789 1.08675328988076 1.25525431896529

2215.94210526316 1.08641834160348 1.31269297049578

2399.37894736842 1.08613468888948 1.37389892216226

2582.81578947368 1.0858913863906 1.43886067213729

2766.25263157895 1.08568039597439 1.50757312641268

2949.68947368421 1.08549568158912 1.58003403519652

3133.12631578947 1.08533262247251 1.65624117416835

3316.56315789474 1.08518762131239 1.73619006705951

3500 1.08505783575934 1.81987211425515 /

0.119458398169324 565.01052631579 1.12571964628256 0.811102421165531

748.447368421053 1.11964094082633 0.825534978202987

931.884210526316 1.11597235104802 0.844244160884639

1115.32105263158 1.11351724927728 0.866672062966726

1298.75789473684 1.11175899445108 0.892454505545347

1482.19473684211 1.11043777465921 0.921344125528037

1665.63157894737 1.10940865763004 0.953167944911663

1800 1.1087883810487 0.978268106749355

2032.50526315789 1.10790940997659 1.02515803437255

2215.94210526316 1.10734647286797 1.06516843760715

2399.37894736842 1.10686983465001 1.10778375309304

2582.81578947368 1.10646106358863 1.15296518349499

2766.25263157895 1.10610662796348 1.20068124904734

2949.68947368421 1.10579636923147 1.25090489381918

3133.12631578947 1.10552251260953 1.30361123848087

3316.56315789474 1.10527900661687 1.35877580223414

3500 1.10506107067593 1.41637307466493 /

0.167621013326928 748.447368421053 1.14902175378657 0.724619582703326

931.884210526316 1.14349314238829 0.737447406125316

1115.32105263158 1.13979936516897 0.75334218384874

1298.75789473684 1.13715636208487 0.771968600951975

1482.19473684211 1.13517159836041 0.79309066242474

1665.63157894737 1.13362640465508 0.816538234334821

1800 1.13269539940708 0.835115268507325

2032.50526315789 1.13137652455243 0.869936919865351

2215.94210526316 1.13053210879566 0.89971900728087

2399.37894736842 1.12981730032653 0.931473253795315

2582.81578947368 1.12920438639643 0.965152064218167

2766.25263157895 1.12867302933331 1.00071537971708

2949.68947368421 1.12820796622067 1.0381281921847

3133.12631578947 1.12779751899657 1.07735863009294

3316.56315789474 1.12743260034456 1.11837645887933

3500 1.12710603301017 1.16115188964231 /

0.218286184706848 931.884210526316 1.17403799656816 0.65677122360588

1115.32105263158 1.16882854325667 0.668375873514854

1298.75789473684 1.16510659073741 0.682294946335412

1482.19473684211 1.16231371470753 0.698309979627909

1665.63157894737 1.16014064646906 0.716257896156909

1800 1.15883187063197 0.730559089322606

2032.50526315789 1.15697852908458 0.7574886327354

2215.94210526316 1.15579234252777 0.780601577369886

2399.37894736842 1.15478847963996 0.805294027630094

2582.81578947368 1.15392790448511 0.831515831763349

2766.25263157895 1.15318198232789 0.859224317973829

2949.68947368421 1.15252923173162 0.888382091571828

3133.12631578947 1.15195322214768 0.918955345467068

3316.56315789474 1.15144117183296 0.950912543075325

3500 1.15098298824676 0.984223377833587 /

0.271048100630639 1115.32105263158 1.20058956581603 0.602184517842895

1298.75789473684 1.19556709908651 0.612811384927293

1482.19473684211 1.19180371258223 0.625248635319894

1665.63157894737 1.18887747503253 0.639345659477908

1800 1.18711591634536 0.650655522106379

2032.50526315789 1.18462246194367 0.672071674079195

2215.94210526316 1.18302724385706 0.690534457523233

2399.37894736842 1.18167762103202 0.710312271373124

2582.81578947368 1.18052093135938 0.731354855840467

2766.25263157895 1.17951856440052 0.753619261790686

2949.68947368421 1.17864156781057 0.777067858653771

3133.12631578947 1.17786780522943 0.801666809469318

3316.56315789474 1.17718006200511 0.827384884993588

3500 1.17656474938903 0.85419252950785 /

0.325625003131189 1298.75789473684 1.2285467687823 0.557302750331101

1482.19473684211 1.22362826086027 0.567122633774736

1665.63157894737 1.21980923431412 0.578396919927612

1800 1.21751145797023 0.587515000041096

2032.50526315789 1.21426058012743 0.604894874348917

2215.94210526316 1.21218176536839 0.619957633785149

2399.37894736842 1.21042359339223 0.636146795397837

2582.81578947368 1.20891719194645 0.653413011125593

2766.25263157895 1.20761209504778 0.671714030621283

2949.68947368421 1.2064704792759 0.691012873865779

3133.12631578947 1.20546343819687 0.711276433331332

3316.56315789474 1.20456850089247 0.732474388150174

3500 1.20376793546036 0.754578349885712 /

0.381808536604516 1482.19473684211 1.25780921003333 0.519715318667757

1665.63157894737 1.25293876091118 0.528853398797363

1800 1.25001232447098 0.536308538941779

2032.50526315789 1.24587428882882 0.550627464393302

2215.94210526316 1.2432295639578 0.563113914311516

2399.37894736842 1.24099361969235 0.576586379386172

2582.81578947368 1.23907848343455 0.590996838977351

2766.25263157895 1.23741973541837 0.606304144913076

2949.68947368421 1.23596912114696 0.622472327202475

3133.12631578947 1.23468978024891 0.639469298116112

3316.56315789474 1.23355307094426 0.657265845864419

3500 1.23253640044393 0.675834843297642 /

0.439437669807576 1665.63157894737 1.28829572499393 0.487742637420914

1800 1.28463437624679 0.493907200311433

2032.50526315789 1.27946612596833 0.505839806141356

2215.94210526316 1.2761649029514 0.51631878761004

2399.37894736842 1.27337511337032 0.527675783220916

2582.81578947368 1.27098645816388 0.539864241772053

2766.25263157895 1.26891822692989 0.552844261508997

2949.68947368421 1.26711000008228 0.566581006136718

3133.12631578947 1.26551564965327 0.581043492888998

3316.56315789474 1.26409934967649 0.596203651314897

3500 1.26283285234466 0.612035583154452 /

0.482493295524609 1800 1.31136445387697 0.467177119813708

2032.50526315789 1.30533805766939 0.477683300744782

2215.94210526316 1.30149336238667 0.486957214974548

2399.37894736842 1.29824539536766 0.49704482128453

2582.81578947368 1.29546524387367 0.507900657711094

2766.25263157895 1.29305863142719 0.519485753797645

2949.68947368421 1.29095501792213 0.531766116316441

3133.12631578947 1.28910057202604 0.544711570230512

3316.56315789474 1.28745350069868 0.558294858313906

3500 1.28598086232416 0.572490932980008 /

/

PVDG

--

-- Dry Gas PVT Properties (No Vapourised Oil)

--

14.7 226.69880035671 0.0128289868560291

198.136842105263 16.4360965914141 0.0129663805541276

381.573684210526 8.3419890991909 0.0131826268061308

565.01052631579 5.50870826342156 0.0134594120764409

748.447368421053 4.06897823920194 0.0137936498287593

931.884210526316 3.20063275493201 0.0141855366293504

1115.32105263158 2.62245633297271 0.0146362262569707

1298.75789473684 2.2121421010817 0.0151467250374998

1482.19473684211 1.90792783083886 0.015717108679342

1665.63157894737 1.67521922438042 0.0163459055927018

1800 1.53770262476984 0.0168416659894185

2032.50526315789 1.34800984394005 0.0177629395026292

2215.94210526316 1.23088918277813 0.0185383277480704

2399.37894736842 1.1352563898209 0.0193472351677578

```
  2582.81578947368 1.05639180302892 0.02018052860348
  2766.25263157895 0.990755760647481 0.0210293138444393
  2949.68947368421 0.935645072318795 0.021885538641849
  3133.12631578947 0.888970092963002 0.0227423603671591
  3316.56315789474 0.84910226444975 0.0235942810973661
      3500 0.814764869713595 0.0244371055738661

PVTW
--
-- Water PVT Properties
--
      3500 1.0220300723725 3.080178583e-006 0.296407629534231 3.82721871239781e-006
/
--
-- ---------------------------------------------------------------------------
-- Office SCAL (SCAL) Data Section Version 2004A_1 Sep  3 2004
-- ---------------------------------------------------------------------------
--
-- File: Project2_scal.INC
-- Created on: 07-Mar-2005 at: 11:51:38
--
-- *****************************************************************************
-- *                         WARNING                            *
-- *             THIS FILE HAS BEEN AUTOMATICALLY GENERATED.              *
-- *        ANY ATTEMPT TO EDIT MANUALLY MAY RESULT IN INVALID DATA.        *
-- *****************************************************************************
--
-- OFFICE-SCAL-HEADER-DATA
-- Off SCAL Saturation Tables:        1        1
-- Off SCAL  "Saturation 1"
-- Off SCAL End Point Tables:        1        1
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
-- Off SCAL  "End Points 1"
-- Off SCAL Petro Elastic Tables:     1     1
-- Off SCAL  "Petro-elastic 1"
ECHO
--   0.3   0.0   0.5
--   0.4   0.0    0.3
--   0.48  0.0  1*
--   0.5   0.218   0.16
--   0.6   0.352   0.1
--
-- Water Saturation Functions
--
SWFN
--
-- Water Saturation Functions
--
      0.25      0       1
      0.3       0       0.5
      0.4       0.04    0.2
      0.5       0.11    0.1
      0.6       0.2     0.05
      0.7       0.3     0.03
      0.75      0.44    0.01
      0.8       0.68    0

-- SIMILARLY FOR GAS
--
--  SGAS   KRG    PCOG
--
-- Gas Saturation Functions
--
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

SGFN

--

-- Gas Saturation Functions

--

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

-- OIL RELATIVE PERMEABILITY IS TABULATED AGAINST OIL SATURATION

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

--

-- SOIL KROW KROG

--

-- Oil Saturation Functions

--

SOF3

--

-- Oil Saturation Functions

0	0	0
0.2	0	0
0.3	0.01	0.03
0.4	0.03	0.04
0.45	0.05	0.07

0.5	0.1	0.12
0.55	0.15	0.17
0.6	0.2	0.25
0.65	0.6	0.62
0.7	0.8	0.82
0.75	1	1

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ข

ข้อมูลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ข.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMC 1 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	0.33	0.00	0.00	0.00	-0.33	-0.33	1.0000	-0.33	-0.33
2	0.00	0.00	0.00	0.18	0.00	0.00	0.00	-0.18	-0.51	0.9091	-0.16	-0.49
3	0.00	0.00	0.00	2.12	0.00	0.00	0.00	-2.12	-2.63	0.8264	-1.75	-2.24
1	21,482.64	59.67	1.72	0.00	0.23	0.09	0.00	1.40	-1.23	0.7513	1.05	-1.19
2	14,193.61	39.43	1.14	0.00	0.16	0.06	0.15	0.77	-0.46	0.6830	0.53	-0.67
3	9,679.67	26.89	0.77	0.00	0.11	0.04	0.19	0.43	-0.03	0.6209	0.27	-0.40
4	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.5645	0.00	-0.40
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.5132	0.00	-0.40
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.4665	0.00	-0.40
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.4241	0.00	-0.40
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.3855	0.00	-0.40
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.3505	0.00	-0.40
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.3186	0.00	-0.40
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.2897	0.00	-0.40
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.2633	0.00	-0.40
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9489	0.00	-0.40
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9456	0.00	-0.40
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9423	0.00	-0.40
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9390	0.00	-0.40
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9357	0.00	-0.40
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9324	0.00	-0.40
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9292	0.00	-0.40
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.03	0.9259	0.00	-0.40
-	-	-	3.63	2.63	0.51	0.18	0.34	-0.03			-0.40	

IRR	-0.53%
PIR	-0.01

DCR	-9.57%
DPR	-0.15

ตารางที่ ข.2 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMC 2 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	0.20	0.00	0.00	0.00	-0.20	-0.20	1.0000	-0.20	-0.20
2	0.00	0.00	0.00	0.93	0.00	0.00	0.00	-0.93	-1.13	0.9091	-0.84	-1.04
3	0.00	0.00	0.00	1.80	0.00	0.00	0.00	-1.80	-2.93	0.8264	-1.49	-2.53
1	28,643.51	79.57	2.29	0.00	0.63	0.11	0.00	1.55	-1.38	0.7513	1.17	-1.37
2	18,924.81	52.57	1.51	0.00	0.43	0.08	0.14	0.87	-0.51	0.6830	0.60	-0.77
3	12,906.23	35.85	1.03	0.00	0.30	0.05	0.20	0.48	-0.03	0.6209	0.30	-0.48
4	11,525.44	32.02	0.92	0.00	0.28	0.05	0.18	0.42	0.39	0.5645	0.24	-0.24
5	8,000.00	22.22	0.64	0.00	0.20	0.03	0.21	0.21	0.60	0.5132	0.11	-0.13
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.4665	0.00	-0.13
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.4241	0.00	-0.13
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.3855	0.00	-0.13
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.3505	0.00	-0.13
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.3186	0.00	-0.13
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.2897	0.00	-0.13
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.2633	0.00	-0.13
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9489	0.00	-0.13
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9456	0.00	-0.13
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9423	0.00	-0.13
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9390	0.00	-0.13
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9357	0.00	-0.13
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9324	0.00	-0.13
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9292	0.00	-0.13
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.9259	0.00	-0.13
-	-	-	6.40	2.93	1.82	0.32	0.73	0.60			-0.13	

IRR	7.64%
PIR	0.20

DCR	-2.14%
DPR	-0.05

ตารางที่ ข.3 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMC 3 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	0.40	0.00	0.00	0.00	-0.40	-0.40	1.0000	-0.40	-0.40
2	0.00	0.00	0.00	1.03	0.00	0.00	0.00	-1.03	-1.43	0.9091	-0.94	-1.34
3	0.00	0.00	0.00	3.29	0.00	0.00	0.00	-3.29	-4.72	0.8264	-2.72	-4.05
1	70,368.47	195.47	5.63	0.00	1.18	0.28	0.39	3.78	-0.94	0.7513	2.84	-1.21
2	40,435.97	112.32	3.23	0.00	0.70	0.16	1.00	1.38	0.44	0.6830	0.94	-0.27
3	27,933.70	77.59	2.23	0.00	0.50	0.11	0.62	1.00	1.45	0.6209	0.62	0.35
4	23,291.34	64.70	1.86	0.00	0.43	0.09	0.50	0.85	2.29	0.5645	0.48	0.83
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.5132	0.00	0.83
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.4665	0.00	0.83
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.4241	0.00	0.83
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.3855	0.00	0.83
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.3505	0.00	0.83
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.3186	0.00	0.83
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.2897	0.00	0.83
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.2633	0.00	0.83
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9489	0.00	0.83
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9456	0.00	0.83
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9423	0.00	0.83
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9390	0.00	0.83
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9357	0.00	0.83
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9324	0.00	0.83
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9292	0.00	0.83
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.29	0.9259	0.00	0.83
	-	-	12.96	4.72	2.79	0.65	2.51	2.29			0.83	

IRR	19.97%
PIR	0.49

DCR	9.06%
DPR	0.18

ตารางที่ ข.4 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMC 4 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	4.00	0.00	0.00	0.00	-4.00	-4.00	1.0000	-4.00	-4.00
2	0.00	0.00	0.00	11.33	0.00	0.00	0.00	-11.33	-15.33	0.9091	-10.30	-14.30
3	0.00	0.00	0.00	19.10	0.00	0.00	0.00	-19.10	-34.43	0.8264	-15.78	-30.08
1	703,684.69	1,954.68	56.29	0.00	13.84	2.81	5.12	34.52	0.09	0.7513	25.94	-4.15
2	404,359.71	1,123.22	32.35	0.00	8.19	1.62	10.67	11.87	11.96	0.6830	8.11	3.96
3	219,337.00	609.27	17.55	0.00	4.58	0.88	5.45	6.65	18.61	0.6209	4.13	8.09
4	174,613.40	485.04	13.97	0.00	3.75	0.70	4.16	5.36	23.97	0.5645	3.02	11.11
5	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.5132	0.00	11.11
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.4665	0.00	11.11
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.4241	0.00	11.11
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.3855	0.00	11.11
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.3505	0.00	11.11
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.3186	0.00	11.11
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.2897	0.00	11.11
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.2633	0.00	11.11
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9489	0.00	11.11
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9456	0.00	11.11
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9423	0.00	11.11
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9390	0.00	11.11
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9357	0.00	11.11
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9324	0.00	11.11
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9292	0.00	11.11
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	23.97	0.9259	0.00	11.11
-	-	-	120.16	34.43	30.36	6.01	25.39	23.97			11.11	

IRR	26.87%
PIR	0.70

DCR	15.33%
DPR	0.32

ตารางที่ ข.5 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTNE 1 และราคาก๊าซธรรมชาติที่ 6 US$ ต่อ MSCF

YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	MMcf/year	MMcf/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	0.00	0.00	-7.00	-7.00	1.0000	-7.00	-7.00
2	0.00	0.00	0.00	91.67	0.00	0.00	0.00	-91.67	-98.67	0.9091	-83.34	-90.34
3	0.00	0.00	0.00	248.25	0.00	0.00	0.00	-248.25	-346.92	0.8264	-205.17	-295.50
1	16,519.85	45.89	99.12	0.00	22.20	6.19	0.00	70.72	-276.20	0.7513	53.13	-242.37
2	18,480.15	51.33	110.88	0.00	25.58	11.09	0.00	74.21	-201.99	0.6830	50.69	-191.68
3	17,997.45	49.99	107.98	0.00	25.66	6.75	0.00	75.57	-126.42	0.6209	46.92	-144.76
4	18,213.86	50.59	109.28	0.00	26.75	10.93	0.00	71.60	-54.81	0.5645	40.42	-104.34
5	18,213.85	50.59	109.28	0.00	27.55	10.93	16.45	54.35	-0.47	0.5132	27.89	-76.45
6	17,515.75	48.65	105.09	0.00	27.29	6.57	35.62	35.62	35.15	0.4665	16.62	-59.83
7	15,264.26	42.40	91.59	0.00	24.50	5.72	30.68	30.68	65.83	0.4241	13.01	-46.82
8	13,243.55	36.79	79.46	0.00	21.89	4.97	26.30	26.30	92.13	0.3855	10.14	-36.68
9	11,512.96	31.98	69.08	0.00	19.60	4.32	22.58	22.58	114.71	0.3505	7.91	-28.77
10	10,035.60	27.88	60.21	0.00	17.60	3.76	19.43	19.43	134.14	0.3186	6.19	-22.58
11	8,758.14	24.33	52.55	0.00	15.82	3.28	16.72	16.72	150.86	0.2897	4.84	-17.73
12	7,637.51	21.22	45.83	0.00	14.21	2.86	14.38	14.38	165.24	0.2633	3.79	-13.95
13	6,668.47	18.52	40.01	0.00	12.78	2.00	12.62	12.62	177.85	0.9489	11.97	-1.98
14	5,844.65	16.24	35.07	0.00	11.54	1.75	10.89	10.89	188.74	0.9456	10.30	8.32
15	5,159.09	14.33	30.95	0.00	10.49	1.55	9.46	9.46	198.20	0.9423	8.91	17.23
16	4,551.50	12.64	27.31	0.00	9.53	1.37	8.21	8.21	206.41	0.9390	7.71	24.94
17	4,027.50	11.19	24.16	0.00	8.69	1.21	7.14	7.14	213.54	0.9357	6.68	31.61
18	3,063.65	8.51	18.38	0.00	6.81	0.92	5.33	5.33	218.87	0.9324	4.97	36.58
19	2,676.18	7.43	16.06	0.00	6.12	0.80	4.57	4.57	223.44	0.9292	4.24	40.82
20	2,833.27	7.87	17.00	0.00	6.68	0.85	4.74	4.74	228.17	0.9259	4.39	45.21
-	-	-	1,249.30	346.92	341.29	87.82	245.09	228.17			45.21	

IRR	9.84%
PIR	0.66

DCR	2.41%
DPR	0.13

ตารางที่ ข.6 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTNE 2 และราคาก๊าซธรรมชาติที่ 6 US$ ต่อ MSCF

YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	MMcf/year	MMcf/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	0.00	0.00	-7.00	-7.00	1.0000	-7.00	-7.00
2	0.00	0.00	0.00	105.06	0.00	0.00	0.00	-105.06	-112.06	0.9091	-95.51	-102.51
3	0.00	0.00	0.00	265.23	0.00	0.00	0.00	-265.23	-377.29	0.8264	-219.19	-321.70
1	18,000.00	50.00	108.00	0.00	20.06	6.75	0.00	81.19	-296.10	0.7513	61.00	-260.71
2	22,500.00	62.50	135.00	0.00	25.83	13.50	0.00	95.67	-200.43	0.6830	65.34	-195.36
3	26,144.15	72.62	156.86	0.00	30.91	15.69	0.00	110.26	-90.16	0.6209	68.47	-126.90
4	23,973.99	66.59	143.84	0.00	29.20	14.38	14.19	86.07	-4.09	0.5645	48.58	-78.31
5	23,973.99	66.59	143.84	0.00	30.07	14.38	49.69	49.69	45.60	0.5132	25.50	-52.81
6	23,633.18	65.65	141.80	0.00	30.54	14.18	48.54	48.54	94.14	0.4665	22.64	-30.17
7	21,851.04	60.70	131.11	0.00	29.08	13.11	44.46	44.46	138.60	0.4241	18.85	-11.31
8	19,923.65	55.34	119.54	0.00	27.31	11.95	40.14	40.14	178.74	0.3855	15.48	4.16
9	19,522.85	54.23	117.14	0.00	27.56	11.71	38.93	38.93	217.66	0.3505	13.64	17.81
10	16,821.91	46.73	100.93	0.00	24.46	6.31	35.08	35.08	252.74	0.3186	11.18	28.98
11	15,488.57	43.02	92.93	0.00	23.20	5.81	31.96	31.96	284.71	0.2897	9.26	38.24
12	14,200.52	39.45	85.20	0.00	21.91	5.33	28.98	28.98	313.69	0.2633	7.63	45.87
13	13,059.37	36.28	78.36	0.00	20.75	4.90	26.35	26.35	340.04	0.9489	25.01	70.88
14	11,976.78	33.27	71.86	0.00	19.60	4.49	23.88	23.88	363.93	0.9456	22.58	93.46
15	11,048.68	30.69	66.29	0.00	18.63	4.14	21.76	21.76	385.69	0.9423	20.50	113.97
16	10,137.64	28.16	60.83	0.00	17.60	3.80	19.71	19.71	405.40	0.9390	18.51	132.47
17	9,300.18	25.83	55.80	0.00	16.63	3.49	17.84	17.84	423.24	0.9357	16.69	149.17
18	8,553.53	23.76	51.32	0.00	15.76	3.21	16.18	16.18	439.41	0.9324	15.08	164.25
19	7,876.33	21.88	47.26	0.00	14.95	2.95	14.68	14.68	454.09	0.9292	13.64	177.89
20	2,707.43	7.52	16.24	0.00	5.29	0.81	5.07	5.07	459.16	0.9259	4.69	182.59
-	-	-	1,924.16	377.29	449.36	160.90	477.45	459.16			45.87	

IRR	14.60%
PIR	1.22

DCR	7.01%
DPR	0.12

ตารางที่ ข.7 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMGT 1 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	0.80	0.00	0.00	0.00	-0.80	-0.80	1.0000	-0.80	-0.80
2	0.00	0.00	0.00	22.15	0.00	0.00	0.00	-22.15	-22.95	0.9091	-20.13	-20.93
3	0.00	0.00	0.00	23.34	0.00	0.00	0.00	-23.34	-46.28	0.8264	-19.29	-40.22
1	560,971.44	1,558.25	44.88	0.00	15.32	2.24	0.00	27.31	-18.98	0.7513	20.52	-19.70
2	284,043.69	789.01	22.72	0.00	7.99	1.14	0.00	13.59	-5.38	0.6830	9.29	-10.42
3	218,268.87	606.30	17.46	0.00	6.33	0.87	3.73	6.53	1.15	0.6209	4.05	-6.36
4	188,884.00	524.68	15.11	0.00	5.64	0.76	4.06	4.66	5.81	0.5645	2.63	-3.73
5	157,137.80	436.49	12.57	0.00	4.83	0.63	3.56	3.56	9.36	0.5132	1.82	-1.91
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.4665	0.00	-1.91
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.4241	0.00	-1.91
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.3855	0.00	-1.91
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.3505	0.00	-1.91
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.3186	0.00	-1.91
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.2897	0.00	-1.91
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.2633	0.00	-1.91
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9489	0.00	-1.91
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9456	0.00	-1.91
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9423	0.00	-1.91
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9390	0.00	-1.91
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9357	0.00	-1.91
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9324	0.00	-1.91
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9292	0.00	-1.91
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	9.36	0.9259	0.00	-1.91
-	-	-	112.74	46.28	40.11	5.64	11.35	9.36			-1.91	

IRR	7.79%
PIR	0.20

DCR	-2.01%
DPR	-0.04

ตารางที่ ข.8 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMGT 2 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-3.00	1.0000	-3.00	-3.00
2	0.00	0.00	0.00	30.90	0.00	0.00	0.00	-30.90	-33.90	0.9091	-28.09	-31.09
3	0.00	0.00	0.00	15.38	0.00	0.00	0.00	-15.38	-49.28	0.8264	-12.71	-43.80
1	590,000.00	1,638.89	47.20	0.00	18.42	2.36	0.00	26.42	-22.86	0.7513	19.85	-23.95
2	440,000.00	1,222.22	35.20	0.00	14.15	1.76	3.53	15.77	-7.10	0.6830	10.77	-13.19
3	378,000.00	1,050.00	30.24	0.00	12.52	1.51	4.53	11.67	4.58	0.6209	7.25	-5.94
4	353,000.00	980.56	28.24	0.00	12.04	1.41	6.54	8.24	12.82	0.5645	4.65	-1.28
5	283,000.00	786.11	22.64	0.00	9.94	1.13	5.78	5.78	18.60	0.5132	2.97	1.68
6	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.4665	0.00	1.68
7	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.4241	0.00	1.68
8	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.3855	0.00	1.68
9	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.3505	0.00	1.68
10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.3186	0.00	1.68
11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.2897	0.00	1.68
12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.2633	0.00	1.68
13	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9489	0.00	1.68
14	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9456	0.00	1.68
15	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9423	0.00	1.68
16	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9390	0.00	1.68
17	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9357	0.00	1.68
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9324	0.00	1.68
19	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9292	0.00	1.68
20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	18.60	0.9259	0.00	1.68
-	-	-	163.52	49.28	67.07	8.18	20.39	18.60			1.68	

IRR	11.44%
PIR	0.38

DCR	1.31%
DPR	0.03

ตารางที่ ข.9 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMGT 3 และราคาน้ำมันที่ 80 US$ ต่อ STB

YEAR	OIL PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	STB/year	STB/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	3.00	0.00	0.00	0.00	-3.00	-3.00	1.0000	-3.00	-3.00
2	0.00	0.00	0.00	10.30	0.00	0.00	0.00	-10.30	-13.30	0.9091	-9.36	-12.36
3	0.00	0.00	0.00	36.60	0.00	0.00	0.00	-36.60	-49.90	0.8264	-30.25	-42.61
1	207,566.84	576.57	16.61	0.00	3.40	0.83	0.00	12.37	-37.53	0.7513	9.30	-33.32
2	164,132.60	455.92	13.13	0.00	2.77	0.66	0.00	9.70	-27.83	0.6830	6.63	-26.69
3	144,529.40	401.47	11.56	0.00	2.51	0.58	0.00	8.47	-19.35	0.6209	5.26	-21.43
4	131,642.79	365.67	10.53	0.00	2.36	0.53	0.00	7.65	-11.71	0.5645	4.32	-17.11
5	120,994.93	336.10	9.68	0.00	2.23	0.48	0.00	6.96	-4.74	0.5132	3.57	-13.54
6	114,353.00	317.65	9.15	0.00	2.17	0.46	2.09	4.43	-0.31	0.4665	2.07	-11.47
7	109,367.00	303.80	8.75	0.00	2.14	0.44	3.09	3.09	2.77	0.4241	1.31	-10.16
8	105,937.44	294.27	8.47	0.00	2.14	0.42	2.96	2.96	5.73	0.3855	1.14	-9.02
9	102,779.50	285.50	8.22	0.00	2.13	0.41	2.84	2.84	8.57	0.3505	0.99	-8.03
10	100,318.80	278.66	8.03	0.00	2.15	0.40	2.74	2.74	11.31	0.3186	0.87	-7.16
11	97,927.70	272.02	7.83	0.00	2.16	0.39	2.64	2.64	13.95	0.2897	0.77	-6.39
12	95,529.30	265.36	7.64	0.00	2.17	0.38	2.55	2.55	16.50	0.2633	0.67	-5.72
13	92,268.10	256.30	7.38	0.00	2.16	0.37	2.43	2.43	18.93	0.9489	2.30	-3.42
14	88,446.20	245.68	7.08	0.00	2.13	0.35	2.30	2.30	21.22	0.9456	2.17	-1.24
15	81,785.40	227.18	6.54	0.00	2.03	0.33	2.09	2.09	23.32	0.9423	1.97	0.73
16	75,515.80	209.77	6.04	0.00	1.93	0.30	1.91	1.91	25.22	0.9390	1.79	2.52
17	67,849.50	188.47	5.43	0.00	1.78	0.27	1.69	1.69	26.91	0.9357	1.58	4.10
18	60,588.80	168.30	4.85	0.00	1.64	0.24	1.48	1.48	28.39	0.9324	1.38	5.48
19	53,967.10	149.91	4.32	0.00	1.51	0.22	1.30	1.30	29.69	0.9292	1.21	6.68
20	48,175.20	133.82	3.85	0.00	1.38	0.19	1.14	1.14	30.82	0.9259	1.05	7.74
-	-	-	165.09	49.90	42.89	8.25	33.23	30.82			-5.72	

IRR	8.37%
PIR	0.62

DCR	2.43%
DPR	-0.11

ตารางที่ ข.10 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMGT 4 และราคาก๊าซธรรมชาติที่ 6 US$ ต่อ MSCF

YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	MMcf/year	MMcf/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	7.00	0.00	0.00	0.00	-7.00	-7.00	1.0000	-7.00	-7.00
2	0.00	0.00	0.00	77.77	0.00	0.00	0.00	-77.77	-84.77	0.9091	-70.70	-77.70
3	0.00	0.00	0.00	348.77	0.00	0.00	0.00	-348.77	-433.54	0.8264	-288.24	-365.94
1	32,662.50	90.73	195.98	0.00	71.38	19.60	0.00	105.00	-328.54	0.7513	78.88	-287.05
2	34,237.50	95.10	205.43	0.00	77.07	20.54	0.00	107.81	-220.73	0.6830	73.64	-213.41
3	34,312.50	95.31	205.88	0.00	79.56	20.59	0.00	105.73	-115.00	0.6209	65.65	-147.76
4	31,125.00	86.46	186.75	0.00	74.33	18.68	0.52	93.23	-21.77	0.5645	52.62	-95.14
5	25,912.50	71.98	155.48	0.00	63.74	15.55	38.09	38.09	16.33	0.5132	19.55	-75.59
6	22,312.50	61.98	133.88	0.00	56.53	13.39	31.98	31.98	48.31	0.4665	14.92	-60.67
7	19,387.50	53.85	116.33	0.00	50.59	11.63	27.05	27.05	75.36	0.4241	11.47	-49.20
8	16,837.50	46.77	101.03	0.00	45.26	6.31	24.73	24.73	100.08	0.3855	9.53	-39.67
9	14,325.00	39.79	85.95	0.00	39.66	5.37	20.46	20.46	120.54	0.3505	7.17	-32.49
10	12,675.00	35.21	76.05	0.00	36.14	4.75	17.58	17.58	138.12	0.3186	5.60	-26.89
11	11,325.00	31.46	67.95	0.00	33.26	4.25	15.22	15.22	153.34	0.2897	4.41	-22.49
12	10,462.50	29.06	62.78	0.00	31.65	3.92	13.60	13.60	166.94	0.2633	3.58	-18.90
13	9,187.50	25.52	55.12	0.00	28.63	3.45	11.53	11.53	178.47	0.9489	10.94	-7.97
14	8,137.50	22.60	48.83	0.00	26.12	3.05	9.83	9.83	188.29	0.9456	9.29	1.33
15	7,462.50	20.73	44.78	0.00	24.67	2.80	8.65	8.65	196.95	0.9423	8.15	9.48
16	6,750.00	18.75	40.50	0.00	22.98	2.03	7.75	7.75	204.69	0.9390	7.27	16.75
17	6,150.00	17.08	36.90	0.00	21.57	1.85	6.74	6.74	211.44	0.9357	6.31	23.06
18	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	211.44	0.9324	0.00	23.06
19	3,187.50	8.85	19.13	0.00	11.86	0.96	3.15	3.15	214.59	0.9292	2.93	25.99
20	2,700.00	7.50	16.20	0.00	10.35	0.81	2.52	2.52	217.11	0.9259	2.33	28.33
-	-	-	1,854.90	433.54	805.34	159.51	239.40	217.11			-18.90	

IRR	9.31%
PIR	0.5008

DCR	1.52%
DPR	-0.04

ตารางที่ ข.11 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่แหล่ง SUTMGT 5 และราคาก๊าซธรรมชาติที่ 6 US$ ต่อ MSCF

YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW SUMMARY							DISCOUNTED FACTOR	DISCOUNTED CASH FLOW NPV@10%	CUMULATIVE DISCOUNTED CASH FLOW
			GROSS REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	CUMULATIVE ANNUAL CASH FLOW			
						ROYALTY	INC. TAX					
	MMcf/year	MMcf/day	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	MMUS$	10.00	MMUS$	MMUS$
1	0.00	0.00	0.00	12.00	0.00	0.00	0.00	-12.00	-12.00	1.0000	-12.00	-12.00
2	0.00	0.00	0.00	180.25	0.00	0.00	0.00	-180.25	-192.25	0.9091	-163.86	-175.86
3	0.00	0.00	0.00	323.57	0.00	0.00	0.00	-323.57	-515.82	0.8264	-267.42	-443.28
1	68,919.84	191.44	413.52	0.00	112.97	51.69	0.00	248.86	-266.96	0.7513	186.97	-256.31
2	73,162.65	203.23	438.98	0.00	123.52	65.85	63.74	185.87	-81.09	0.6830	126.95	-129.35
3	64,200.83	178.34	385.20	0.00	111.64	48.15	76.31	149.11	68.02	0.6209	92.58	-36.77
4	54,236.75	150.66	325.42	0.00	97.14	40.68	69.70	117.90	185.92	0.5645	66.55	29.78
5	45,909.07	127.53	275.45	0.00	84.69	34.43	78.16	78.16	264.09	0.5132	40.11	69.90
6	37,744.75	104.85	226.47	0.00	71.72	28.31	63.22	63.22	327.30	0.4665	29.49	99.39
7	32,480.52	90.22	194.88	0.00	63.57	19.49	55.91	55.91	383.22	0.4241	23.71	123.10
8	27,999.90	77.78	168.00	0.00	56.44	16.80	47.38	47.38	430.60	0.3855	18.27	141.37
9	24,437.15	67.88	146.62	0.00	50.74	14.66	40.61	40.61	471.21	0.3505	14.23	155.60
10	21,506.04	59.74	129.04	0.00	45.99	12.90	35.07	35.07	506.27	0.3186	11.17	166.77
11	19,101.00	53.06	114.61	0.00	42.08	11.46	30.53	30.53	536.81	0.2897	8.84	175.62
12	16,898.87	46.94	101.39	0.00	38.34	6.34	28.36	28.36	565.17	0.2633	7.47	183.09
13	15,058.38	41.83	90.35	0.00	35.19	5.65	24.76	24.76	589.92	0.9489	23.49	206.58
14	13,495.56	37.49	80.97	0.00	32.48	5.06	21.71	21.71	611.64	0.9456	20.53	227.11
15	12,189.10	33.86	73.13	0.00	30.22	4.57	19.17	19.17	630.81	0.9423	18.06	245.17
16	11,008.09	30.58	66.05	0.00	28.11	4.13	16.90	16.90	647.71	0.9390	15.87	261.05
17	10,012.98	27.81	60.08	0.00	26.34	3.75	14.99	14.99	662.71	0.9357	14.03	275.08
18	9,140.21	25.39	54.84	0.00	24.76	3.43	13.33	13.33	676.03	0.9324	12.43	287.50
19	8,373.67	23.26	50.24	0.00	23.37	3.14	11.87	11.87	687.90	0.9292	11.03	298.53
20	4,174.91	11.60	25.05	0.00	12.00	1.25	5.90	5.90	693.80	0.9259	5.46	303.99
-	-	-	3,420.30	515.82	1,111.32	381.74	717.62	693.80			183.09	

IRR	21.89%
PIR	1.3450

DCR	12.02%
DPR	0.35

ภาคผนวก ค

ข้อมูลการพัฒนาแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

Urgent Fax

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

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

ATTN Lect. Kriengkrai Tri-sarn

CC

FROM Mana R.

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

PAGE 1 of 6

SUBJECT Lan Krabu Formation Petrophysical Data

Dear Lect. Kriengkrai Tri-sarn

Ref. your letter #5117/492

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

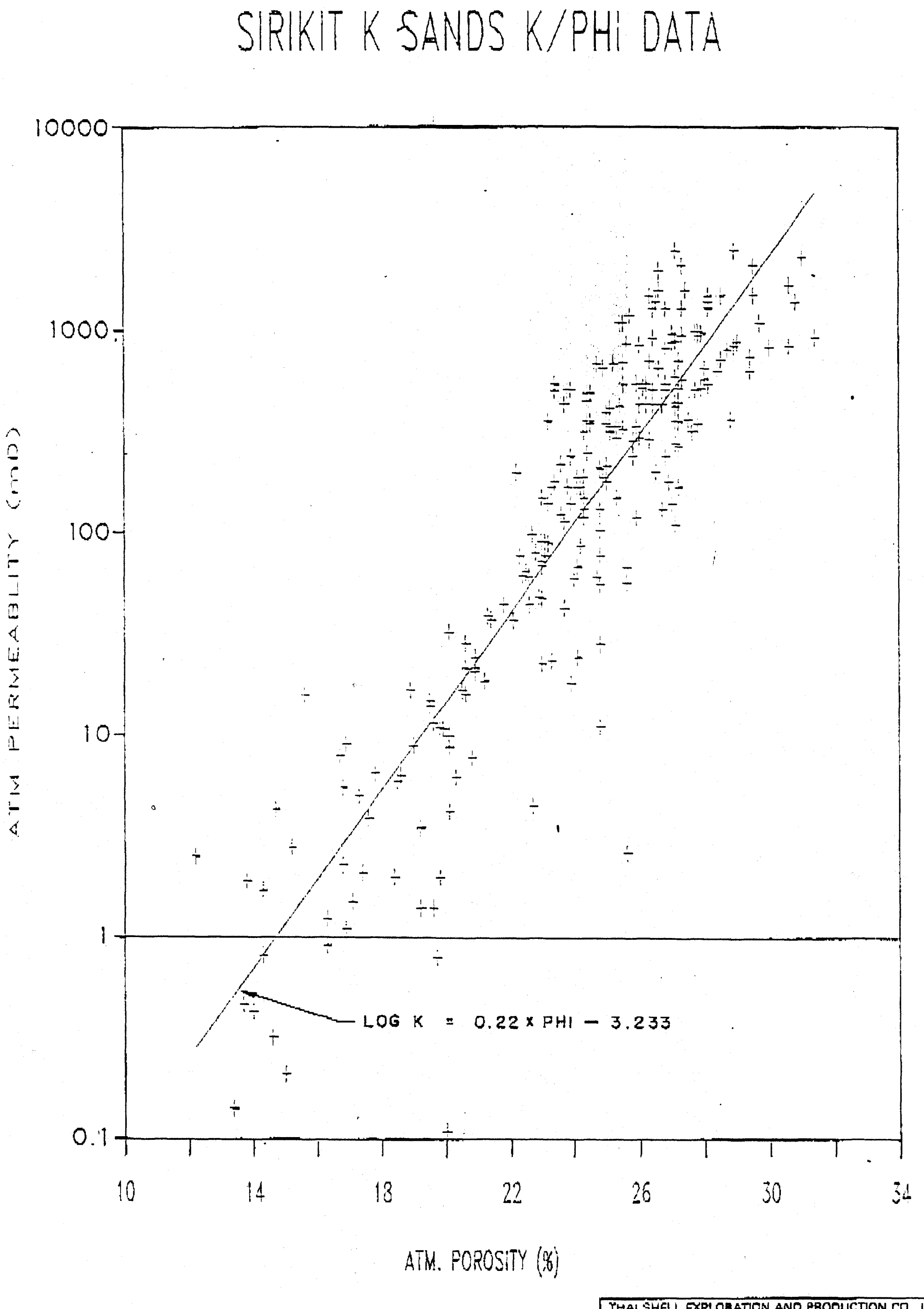
Herewith please find attached a provisional of petrophysical data of LKU fm. for your reservoir simulation study.

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

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

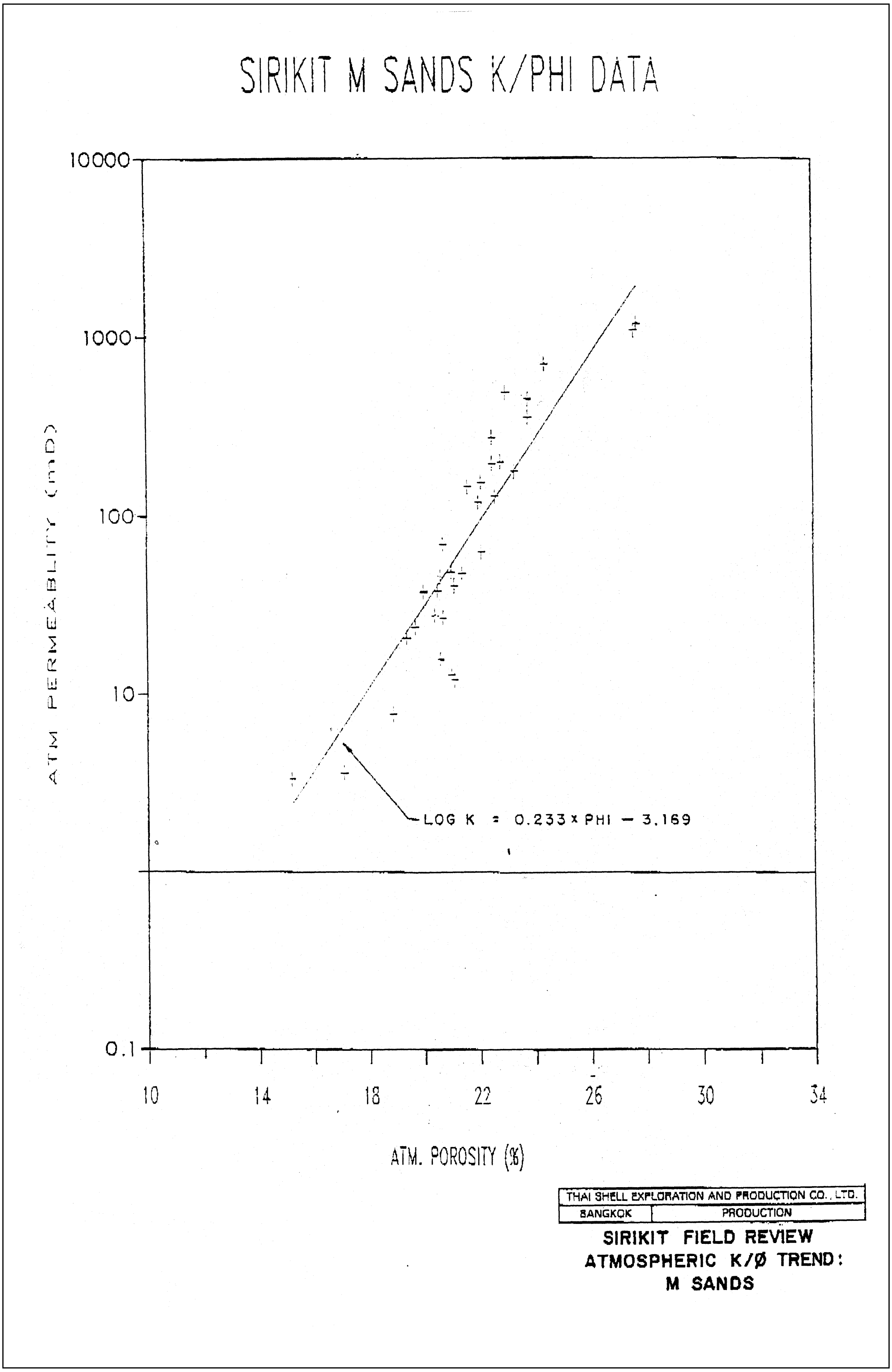
Best Regards,

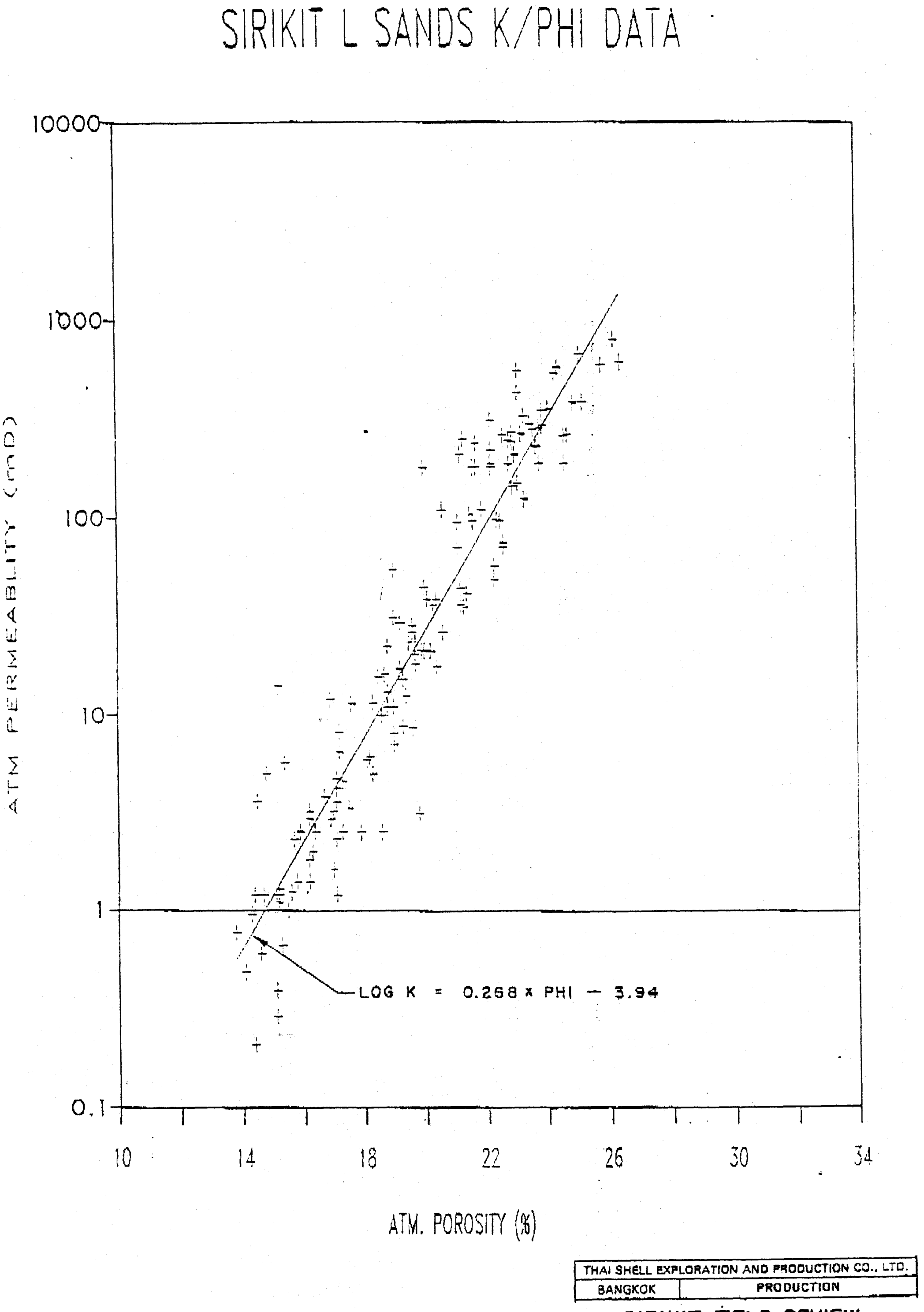
Mana Rojpibulstit
Reservoir Engineer - New Business Opportunities
Thai Shell Exploration and Production Co., Ltd.
10 Soonthornkosa Rd., Klongteoy, Bangkok 10110
Phone +66 (2) 249-0483 ext 5148
Fax +66 (2) 249-0489
Email : mana.rojpibulstti@shell.com



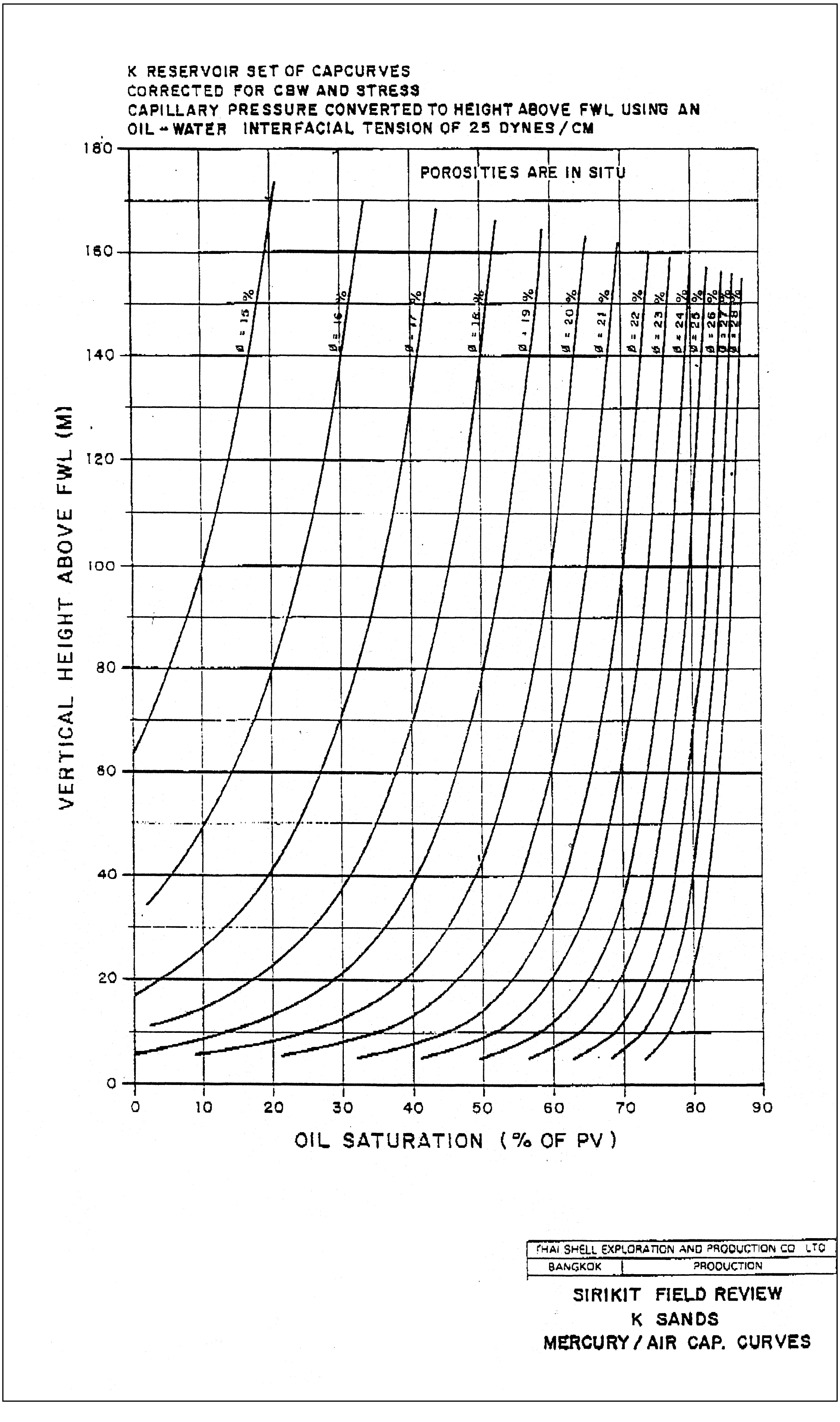
THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.	
BANGKOK	PRODUCTION

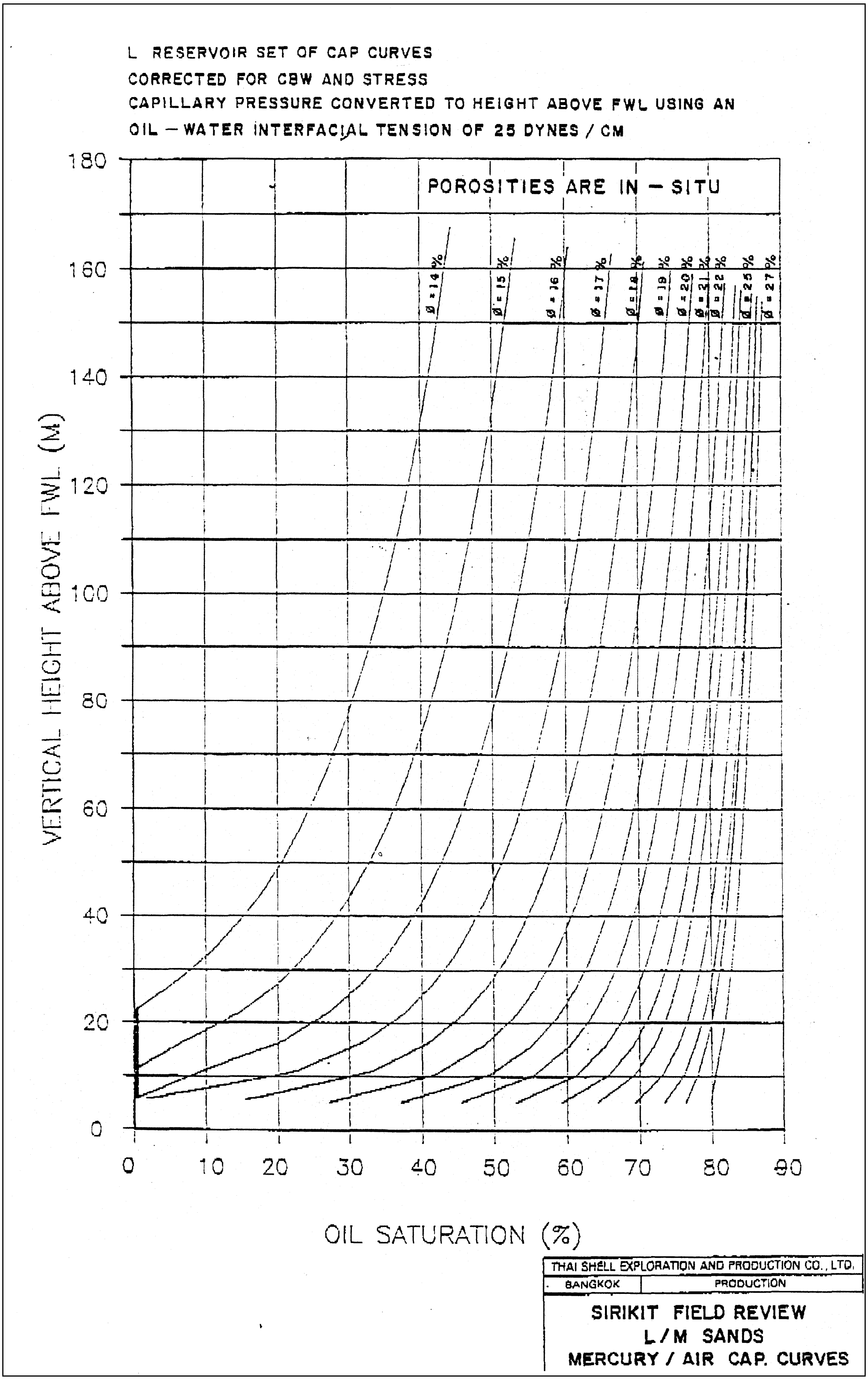
SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
K SANDS


SIRIKIT M SANDS K/PHI DATA
10000
1000
100
10
0.1
ATM PERMEABLITY (mD)
LOG K = 0.233 x PHI − 3.169
10
14
18
22
26
30
34
ATM. POROSITY (%)
THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.
BANGKOK
PRODUCTION
SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND:
M SANDS



SIRIKIT FIELD REVIEW
ATMOSPHERIC K/Ø TREND :
L SANDS


K RESERVOIR SET OF CAPCURVES
CORRECTED FOR CBW AND STRESS
CAPILLARY PRESSURE CONVERTED TO HEIGHT ABOVE FWL USING AN
OIL - WATER INTERFACIAL TENSION OF 25 DYNES / CM
POROSITIES ARE IN SITU
VERTICAL HEIGHT ABOVE FWL (M)
OIL SATURATION (% OF PV)
THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO LTD
BANGKOK
PRODUCTION
SIRIKIT FIELD REVIEW
K SANDS
MERCURY / AIR CAP. CURVES



L RESERVOIR SET OF CAP CURVES
CORRECTED FOR CBW AND STRESS
CAPILLARY PRESSURE CONVERTED TO HEIGHT ABOVE FWL USING AN
OIL – WATER INTERFACIAL TENSION OF 25 DYNES / CM
POROSITIES ARE IN – SITU
Ø = 14 %
Ø = 15 %
Ø = 16 %
Ø = 17 %
Ø = 18 %
Ø = 19 %
Ø = 20 %
Ø = 21 %
Ø = 22 %
Ø = 25 %
Ø = 27 %
VERTICAL HEIGHT ABOVE FWL (M)
0
20
40
60
80
100
120
140
160
180
0
10
20
30
40
50
60
70
80
90
OIL SATURATION (%)
THAI SHELL EXPLORATION AND PRODUCTION CO., LTD.
BANGKOK
PRODUCTION
SIRIKIT FIELD REVIEW
L/M SANDS
MERCURY / AIR CAP. CURVES

4.3 Fluid Properties

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

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

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

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

4.4 Drive Mechanisms

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

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

4.5 Numerical Simulation Study

4.5.1 Description of Model

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

TABLE 4.3

RESERVOIR AND FLUID PROPERTIES USED IN THE NUMERICAL MODEL STUDY

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

Model 200 Bcf and 10 MMSTB ผลิต 5 ปี ... Rate 0.5 ของ Reserve ปีที่ 6 ลดลงปีละ 10% ไปอีก 15 ปี
รวม ผลิต 20 ปี

Tantawan 227 Bcf & 17.8 Mmb		CONV RATIO $/BAHT	$0.040	CORPORATE TAX %	50.0%		
FOUR Platform Case 334 Bcfe		WORKING INTEREST %	46.30%	GOVNT ROYALTY %	9.9%		
FPSO & Offload System $78mm		PRIVATE ROYALTY %	0.0%				
2-Plt Drl & Cmpl 10 Wl/plt @ $3mm/ea		NET REVENUE INT %	46.30%	M FACTOR (SRB)	205,200		
2-Plt Drl & Cmpl 12 Wl/plt @ $2.6mm/ea				K FACTOR (SRB)	150,000		
Platform Cost $11.6mm/ea		OIL PRICE $/BBL	$18.00	K+M	355,200		
Pipelines $3mm per Platform		OIL PROCESS $/BBL	$2.00	(SRB) UPLIFT %	0.0%		
		OIL SALES $/BBL	$16.00	SUNK CST (DEPR $M)	$0.0		
		OIL PRICE ESC %	2.0%				
		COND YIELD B/MMCF	0.0	GAS PRICE $/MMBTU	$2.25		
				HEAT MMBTU/MCF	1.000		
Chg CPI	6.0	YEAR INITIAL ESC	1995	GAS SALES $/MCF	$2.25		
1991 CPI	105.7	CAPITAL EXP ESC %	2.0%	GAS PRICE ESC %	2.0%		
YEAR	1991	OPER EXP ESC %	2.0%	FUEL USAGE %	4.0%		
		YR OPER EXP $M/WL	$120	TRANS FEE $/MCF	$0.00		
		YR OPER FPSO $M/YR	$3,000	TRANS FEE ESC %	0.0%		

NPV $MM

	Pre Tax	Post Tax
Undisc	$193.1	$70.2
10.0%	$90.5	$18.6
12.0%	$76.6	$11.6
15.0%	$58.6	$2.7
20.0%	$34.9	($8.9)
25.0%	$17.2	$2.7
R.O.R.	34.4%	16.7%
Royalty:		$38.9
SRB:		$41.8
Corp Tax:		$81.1
Thailand:		$161.8

		PRODUCTION & REVENUE		NET ANNUAL SALES			PRODUCT PRICES		PRODUCT REVENUES		NET	ROYALTY CALCULATION GROSS		REVENUE
		GROSS DAILY RATES		OIL	GAS	COND	LIQUID	GAS	LIQUID	GAS	REVN	EQUIV	GOV ROY	POST ROY
YEAR	Active Wells	(Mbopd)	(Mmcfpd)	(MMBbl)	(Bcf)	(MMBbl)	($/Bbl)	($/Mcf)	($MM)	($MM)	($MM)	(MBblpd)	($MM)	($MM)
1994	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.69	2.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.00	2.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1996	0	0.15	7.00	0.03	1.14	0.00	16.32	2.30	0.41	2.61	3.02	0.82	0.15	2.87
1997	20	1.52	76.03	0.26	12.34	0.00	16.65	2.34	4.28	28.88	33.15	8.82	2.52	30.64
1998	30	14.91	86.31	2.52	14.00	0.00	16.98	2.39	42.78	33.43	76.21	23.19	8.27	67.95
1999	40	10.38	122.75	1.75	19.91	0.00	17.32	2.44	30.37	48.50	78.87	22.16	8.41	70.47
2000	40	10.14	144.18	1.71	23.39	0.00	17.67	2.48	30.27	58.11	88.38	23.98	9.71	78.67
2001	40	6.50	111.88	1.10	18.15	0.00	18.02	2.53	19.78	45.99	65.77	17.24	6.46	59.31
2002	20	3.06	63.23	0.52	10.26	0.00	18.38	2.58	9.51	26.51	36.02	9.13	2.76	33.26
2003	10	2.01	11.36	0.34	1.84	0.00	18.75	2.64	6.38	4.86	11.24	3.10	0.61	10.63
2004	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.12	2.69	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2005	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.50	2.74	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2006	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	19.89	2.80	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2007	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.29	2.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2008	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.70	2.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.11	2.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTALS		17,764	227,300	8.22	101.03	0.00	17.48	2.46	143.78	248.89	392.67	108.45	38.88	353.78

O.k

ผลิต 5 ปีแรก 0.5 Reserve
gas ได้ 6$ × 100,000,000 = 600MM$
น้ำมัน 80$/bbl × 5MM = 400MM$
1000 MM$
Capital Investment 150 MM$
Fixed. operation cost (Minimum) 30 MM$/year × 5 = 150

DRB

03/30/95

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

YEAR	OPERATING EXPENSES: OPR EXP ($MM)	GAS TRANS ($MM)	TOT EXP ($MM)	NET OPER REVENUE ($MM)	CAPITAL REQUIREMENTS: EXPLORATION GROSS ($MM)	EXPLORATION ESC NET ($MM)	DEVELOPMENT GROSS ($MM)	DEVELOPMENT ESC NET ($MM)	FACILITY GROSS ($MM)	FACILITY ESC NET ($MM)	TOTAL CAPITAL GROSS ($MM)	TOTAL CAPITAL ESC NET ($MM)	PRE-TAX NET CF ($MM)
1994	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	1.06	24.00	11.11	55.92	25.89	82.22	38.07	-38.07
1996	0.00	0.00	0.00	2.87	0.00	0.00	32.00	15.11	65.59	30.97	97.59	46.09	-43.22
1997	2.55	0.00	2.55	28.09	2.30	1.11	34.00	16.38	16.89	8.14	53.19	25.62	2.47
1998	3.16	0.00	3.16	64.79	2.30	1.13	30.70	15.08	8.01	3.94	41.01	20.15	44.64
1999	3.79	0.00	3.79	66.67	0.00	0.00	2.00	1.00	0.00	0.00	2.00	1.00	65.67
2000	3.84	0.00	3.84	74.83	0.00	0.00	2.00	1.02	0.00	0.00	2.00	1.02	73.81
2001	3.89	0.00	3.89	55.42	0.00	0.00	2.00	1.04	0.00	0.00	2.00	1.04	54.38
2002	2.67	0.00	2.67	30.59	0.00	0.00	2.00	1.06	0.00	0.00	2.00	1.06	29.53
2003	2.04	0.00	2.04	8.59	0.00	0.00	2.00	1.08	0.00	0.00	2.00	1.08	7.50
2004	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.20	0.66	2.00	1.11	3.20	1.77	-1.77
2005	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.34	1.00	0.56	1.60	0.90	-0.90
2006	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.35	1.00	0.58	1.60	0.92	-0.92
2007	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTALS	21.94	0.00	21.94	331.85	6.90	3.30	133.10	64.25	150.41	71.18	290.41	138.74	193.11
											300	340	392

YEAR	(SRB) TAX CALCULATION: W/UPLIFT ($MM)	CUM W/UPLIFT ($MM)	ADJ (SRB) BAHT/M (BAHT)	(SRB) TAX ($MM)	POST SRB NET CF ($MM)	CORPORATE TAX CALCULATION: CAPITAL DEPR ($MM)	POST DEPRECIATION REVN ($MM)	POST DEPRECIATION CUML ($MM)	POST DEPRECIATION NET CF ($MM)	ROY/SRB ($MM)	OPR CST ($MM)	PRE-CT PROFIT ($MM)	CORP TAX ($MM)	POST TAX NET CF ($MM)
1994	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	-38.07	-38.07	0	0.00	-38.07	7.61	-7.61	-7.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-38.07
1996	-43.22	-81.29	0	0.00	-43.22	16.83	-13.81	-21.42	0.00	0.15	0.00	-0.15	0.00	-43.22
1997	2.47	-78.82	0	0.00	2.47	21.96	11.20	-10.23	0.00	2.52	2.55	-5.06	0.00	2.47
1998	44.64	-34.18	0	0.00	44.64	25.99	50.23	40.00	40.00	8.27	3.16	28.58	14.29	30.35
1999	65.67	31.49	10118	14.55	51.12	26.19	52.69	92.69	52.69	22.96	3.79	25.94	12.97	38.15
2000	73.81	105.30	11164	19.57	54.24	18.78	69.60	162.29	69.60	29.28	3.84	36.48	18.24	35.99
2001	54.38	159.68	8188	7.68	46.70	9.77	56.00	218.30	56.00	14.13	3.89	37.98	18.99	27.71
2002	29.53	189.20	4423	0.00	29.53	4.86	31.16	249.46	31.16	2.76	2.67	25.73	12.87	16.66
2003	7.50	196.70	1362	0.00	7.50	1.04	10.19	259.65	10.19	0.61	2.04	7.54	3.77	3.73
2004	-1.77	194.93	0	0.00	-1.77	1.20	-1.20	258.46	-1.20	0.00	0.00	-1.20	0.00	-1.77
2005	-0.90	194.03	0	0.00	-0.90	1.17	-1.17	257.28	-1.17	0.00	0.00	-1.17	0.00	-0.90
2006	-0.92	193.11	0	0.00	-0.92	1.15	-1.15	256.13	-1.15	0.00	0.00	-1.15	0.00	-0.92
2007	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.94	-0.94	255.20	-0.94	0.00	0.00	-0.94	0.00	0.00
2008	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.72	-0.72	254.48	-0.72	0.00	0.00	-0.72	0.00	0.00
2009	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.36	-0.36	254.11	-0.36	0.00	0.00	-0.36	0.00	0.00
TOTALS	193.11			41.80	151.31	138.55	254.11		254.11	80.68	21.94	151.50	81.12	70.19

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

Tantawan 455 Bcf & 35.5 Mmb
EIGHT Platform Case 668 Bcfe
FPSO & Offload System $78mm
2-Plt Drl & Cmpl 10 Wl/plt @ $3mm/ea
6-Plt Drl & Cmpl 12 Wl/plt @ $2.6mm/ea
Platform Cost $11.6mm/ea
Pipelines $3mm to $7.5mm per Platform

		CONV RATIO $/BAHT	$0.040	CORPORATE TAX %	50.0%
		WORKING INTEREST %	46.30%	GOVNT ROYALTY %	11.1%
		PRIVATE ROYALTY %	0.0%		
		NET REVENUE INT %	46.30%	M FACTOR (SRB)	387,600
				K FACTOR (SRB)	150,000
		OIL PRICE $/BBL	$18.00	K+M	537,600
		OIL PROCESS $/BBL	$2.00	(SRB) UPLIFT %	0.0%
		OIL SALES $/BBL	$16.00	SUNK CST (DEPR $M)	$0.0
		OIL PRICE ESC %	2.0%		
		COND YIELD B/MMCF	0.0	GAS PRICE $/MMBTU	$2.25
				HEAT MMBTU/MCF	1.000
Chg CPI	6.0	YEAR INITIAL ESC	1995	GAS SALES $/MCF	$2.25
1991 CPI	105.7	CAPITAL EXP ESC %	2.0%	GAS PRICE ESC %	2.0%
YEAR	1991	OPER EXP ESC %	2.0%	FUEL USAGE %	4.0%
		YR OPER EXP $M/WL	$120	TRANS FEE $/MCF	$0.00
		YR OPER FPSO $M/YR	$3,000	TRANS FEE ESC %	0.0%

NPV $MM

	Pro Tax	Post Tax
Undisc	$426.7	$169.0
10.0%	$180.4	$51.8
12.0%	$150.8	$38.0
15.0%	$114.1	$21.0
20.0%	$68.8	$0.4
25.0%	$37.6	$21.0
R.O.R.	38.3%	21.1%
	Royalty:	$89.7
	SRB:	$73.5
	Corp Tax:	$184.1
	Thailand:	$347.4

PRODUCTION & REVENUE / **PRODUCT REVENUES** / **ROYALTY CALCULATION**

YEAR	Active Wells	GROSS DAILY RATES (Mbopd)	GROSS DAILY RATES (Mmcfpd)	NET ANNUAL SALES OIL (MMBbl)	NET ANNUAL SALES GAS (Bcf)	COND (MMBbl)	PRODUCT PRICES LIQUID ($/Bbl)	PRODUCT PRICES GAS ($/Mcf)	LIQUID ($MM)	GAS ($MM)	NET REVN ($MM)	GROSS EQUIV (MBblpd)	GOV ROY ($MM)	REVENUE POST ROY ($MM)
1994	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	15.69	2.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	16.00	2.25	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1996	0	0.15	7.00	0.03	1.14	0.00	16.32	2.30	0.41	2.61	3.02	0.82	0.15	2.87
1997	20	1.52	76.03	0.26	12.34	0.00	16.65	2.34	4.28	28.88	33.15	8.82	2.52	30.64
1998	30	14.91	86.31	2.52	14.00	0.00	16.98	2.39	42.78	33.43	76.21	23.19	8.27	67.95
1999	40	10.38	122.75	1.75	19.91	0.00	17.32	2.44	30.37	48.50	78.87	22.16	8.41	70.47
2000	50	10.90	182.20	1.84	29.56	0.00	17.67	2.48	32.54	73.43	105.97	28.39	12.30	93.67
2001	70	15.09	212.06	2.55	34.40	0.00	18.02	2.53	45.95	87.17	133.13	35.45	16.35	116.77
2002	60	19.24	179.83	3.25	29.18	0.00	18.38	2.58	59.76	75.40	135.17	36.51	16.71	118.46
2003	50	12.68	147.96	2.14	24.00	0.00	18.75	2.64	40.16	63.28	103.45	26.88	11.81	91.63
2004	40	5.23	138.39	0.88	22.45	0.00	19.12	2.69	16.90	60.37	77.27	18.52	7.73	69.54
2005	30	5.22	81.58	0.88	13.24	0.00	19.50	2.74	17.22	36.30	53.52	13.06	4.79	48.73
2006	10	2.01	11.36	0.34	1.84	0.00	19.89	2.80	6.77	5.15	11.92	3.10	0.65	11.28
2007	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.29	2.85	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2008	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	20.70	2.91	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2009	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	21.11	2.97	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
TOTALS		35,527	454,601	16.45	202.06	0.00	18.07	2.55	297.15	514.54	811.69	216.90	89.70	721.99

OPERATING EXPENSES / **CAPITAL REQUIREMENTS**

YEAR	OPR EXP ($MM)	GAS TRANS ($MM)	TOT EXP ($MM)	NET OPER REVENUE ($MM)	EXPLORATION GROSS ($MM)	EXPLORATION ESC NET ($MM)	DEVELOPMENT GROSS ($MM)	DEVELOPMENT ESC NET ($MM)	FACILITY GROSS ($MM)	FACILITY ESC NET ($MM)	TOTAL CAPITAL GROSS ($MM)	TOTAL CAPITAL ESC NET ($MM)	PRE-TAX NET CF ($MM)
1994	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	0.00	0.00	0.00	0.00	2.30	1.06	24.00	11.11	55.92	25.89	82.22	38.07	-38.07
1996	0.00	0.00	0.00	2.87	0.00	0.00	32.00	15.11	65.59	30.97	97.59	46.09	-43.22
1997	2.55	0.00	2.55	28.09	2.30	1.11	34.00	16.38	16.89	8.14	53.19	25.62	2.47
1998	3.16	0.00	3.16	64.79	2.30	1.13	30.70	15.08	18.23	8.96	51.23	25.17	39.61
1999	3.79	0.00	3.79	66.67	0.00	0.00	31.20	15.64	32.49	16.28	63.69	31.92	34.75
2000	4.46	0.00	4.46	89.21	0.00	0.00	60.90	31.13	34.34	17.56	95.24	48.69	40.53
2001	5.77	0.00	5.77	111.00	0.00	0.00	32.70	17.05	12.07	6.29	44.77	23.34	87.66
2002	5.22	0.00	5.22	113.24	0.00	0.00	4.00	2.13	0.00	0.00	4.00	2.13	111.11
2003	4.64	0.00	4.64	86.99	0.00	0.00	4.00	2.17	0.00	0.00	4.00	2.17	84.82
2004	4.04	0.00	4.04	65.50	0.00	0.00	4.40	2.43	2.00	1.11	6.40	3.54	61.96
2005	3.42	0.00	3.42	45.31	0.00	0.00	3.10	1.75	1.00	0.56	4.10	2.31	42.99
2006	2.08	0.00	2.08	9.20	0.00	0.00	2.60	1.50	1.00	0.58	3.60	2.07	7.12
2007	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	2.10	1.23	1.00	0.59	3.10	1.82	-1.82
2008	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	1.70	1.02	2.00	1.20	3.70	2.22	-2.22
2009	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.60	0.37	1.00	0.61	1.60	0.98	-0.98
TOTALS	39.13	0.00	39.13	682.86	6.90	3.30	268.00	134.10	243.54	118.74	518.44	256.14	426.72

(SRB) TAX CALCULATION / **CORPORATE TAX CALCULATION**

YEAR	W/UPLIFT ($MM)	CUM W/UPLIFT ($MM)	ADJ (SRB) BAHT/M (BAHT)	(SRB) TAX ($MM)	POST SRB NET CF ($MM)	CAPITAL DEPR ($MM)	POST DEPRECIATION REVN ($MM)	POST DEPRECIATION CUML ($MM)	POST DEPRECIATION NET CF ($MM)	ROY/SRB ($MM)	OPR CST ($MM)	PRE-CT PROFIT ($MM)	CORP TAX ($MM)	POST TAX NET CF ($MM)
1994	0.00	0.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1995	-38.07	-38.07	0	0.00	-38.07	7.61	-7.61	-7.61	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-38.07
1996	-43.22	-81.29	0	0.00	-43.22	16.83	-13.81	-21.42	0.00	0.15	0.00	-0.15	0.00	-43.22
1997	2.47	-78.82	0	0.00	2.47	21.96	11.20	-10.23	0.00	2.52	2.55	-5.06	0.00	2.47
1998	39.61	-39.20	0	0.00	39.61	26.99	49.22	39.00	39.00	8.27	3.16	27.57	13.79	25.83
1999	34.75	-4.45	0	0.00	34.75	33.37	45.50	84.50	45.50	8.41	3.79	33.30	16.65	18.10
2000	40.53	36.08	8844	6.83	33.70	35.50	70.47	154.97	70.47	19.13	4.46	46.89	23.44	10.25
2001	87.66	123.73	10950	22.46	65.20	30.95	102.18	257.15	102.18	38.82	5.77	57.59	28.80	36.40
2002	111.11	234.84	10967	28.55	82.56	26.25	108.92	366.06	108.92	45.26	5.22	58.44	29.22	53.34
2003	84.82	319.66	8285	12.32	72.50	21.65	81.80	447.86	81.80	24.13	4.64	53.02	26.51	45.99
2004	61.96	381.62	6113	3.39	58.57	15.97	61.30	509.16	61.30	11.12	4.04	46.13	23.07	35.50
2005	42.99	424.61	4186	0.00	42.99	6.70	46.82	555.98	46.82	4.79	3.42	38.61	19.30	23.69
2006	7.12	431.74	922	0.00	7.12	2.45	9.48	565.46	9.48	0.65	2.08	6.75	3.38	3.75
2007	-1.82	429.92	0	0.00	-1.82	2.38	-2.38	563.08	-2.38	0.00	0.00	-2.38	0.00	-1.82
2008	-2.22	427.70	0	0.00	-2.22	2.39	-2.39	560.68	-2.39	0.00	0.00	-2.39	0.00	-2.22
2009	-0.98	426.72	0	0.00	-0.98	1.88	-1.88	558.80	-1.88	0.00	0.00	-1.88	0.00	-0.98
TOTALS	426.72			73.55	353.17	252.89	558.80		558.80	163.24	39.13	356.43	184.15	169.03

DRILL STEM TESTS
Tantawan -1, -2, -3, -4, -5, -7, -8

Tantawan-1 (*196' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
M-1A	14.50	1.	8,656'-8,674'	4.11	2,212	40/64	1,099
M-4A	17.00	2.	8,076'-8,104'	0.22	490	20/64	454
M-5A	22.75	3.	7,848'-7,875'	9.60	210	28/64	2,135
M-7A	14.50	4.	7,272'-7,293'	9.60	133	28/64	2,077
M-8A,C	14.50	5.	7,062'-7,078' and 7,126'-7,170'	2.22	3,215	36/64	1,070
				25.75	6,260		

Tantawan-2 (*208' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
O-2C	8.17	1.	9,896'-9,922'	6.00	249	24/64	2,463
M-5A	6.50	2.	8,007'-8,050'	12.20	354	40/64	1,811
M-7A,B,C	8.00	3.	7,493'-7,584'	14.70	362	48/64	1,478
M-8A	19.75	4.	7,256'-7,363'	15.70	364	48/64	1,448
M-9B	8.75	5.	6,838'-6,850'	9.80	220	28/64	1,830
M-10A	5.33	6.	6,224'-6,237'	11.90	171	40/64	1,442
				70.30	1,720		

Tantawan-3 (*119' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
M-1C	7.00	1.	9,652'-9,683'	12.38	151	40/64	1,589
M-1A	10.00	2.	9,511'-9,569'	2.35	3,949	48/64	778
M-2A	7.00	3.	9,355'-9,387'	12.60	447	48/64	1,338
M-3B	6.75	4.	9,251'-9,271'	11.40	164	48/64	1,063
M-4C	7.50	5.	8,942'-8,968'	1.93	3,973	48/64	698
				40.66	8,684		

Tantawan-4 (*189' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
O-2A	9.50	1.	12,298'-12,350'	13.70	504	48/64	1,351
M-1D	8.50	2.	11,925'-11,950'	11.60	325	48/64	1,109
M-9C	9.50	3.	9,606'-9,618'	6.70	599	40/64	1,223
				32.00	1,428		

Tantawan-5 (*100' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
O-3D	8.95	1.	11,228'-11,266'	9.23	450	40/64	1,229
O-3A	4.50	2.	10,977'-10,999'	0.24	405	24/64	144
M-1D	6.75	3.	9,824'-9,850'	0.24	375	24/64	254
M-7B	7.75	4.	7,943'-7,968'	14.80	317	48/64	1325
				24.51	1,547		

Tantawan-7 (*186' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
M-1A	23.75	1.	8,466'-8,496'	15.10	420	48/64	1,460
M-5	28.00	2.	7,483'-7,518'	15.60	610	48/64	1,460
M-6A	11.75	3.	7,247'-7,269'	14.60	470	48/64	1,363
				45.30	1,500		

Tantawan-8 (*125' Pay)

Sand Corr	Flow Time	DST No.	Interval Tested	Gas Rate MMCF/D	Oil/Condensate B/D	Choke	Pressure WHP
M-1C	8.00	1.	9,124'-9,181'	–	59 oil/536 wtr	28/64	113
M-5A	22.00	2.	8,139'-8,219'	15.80	290	48/64	1412

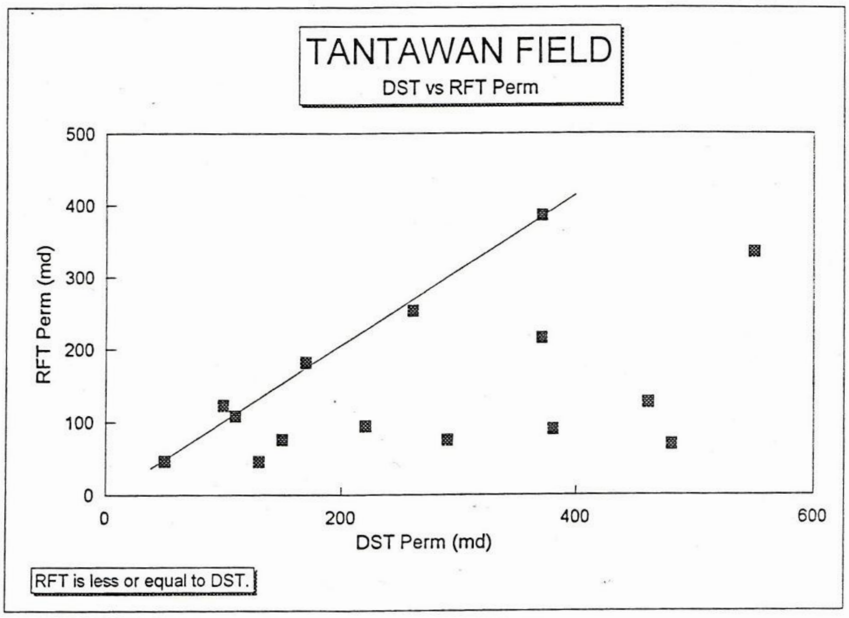
DST Calculation Summary

Reservoir	Interval Gross Ft	Investigation Dst (Acres)	Perm
M-1	31	58	124
M-2/4	27	34	146
M-5	35	82	243
M-6/10	44	47	392
O Sands	35	24	77

Well	Test	Reservoir	Type	Interval Gross Ft	Investigation Dst (Acres)	Perm
TANT-3	Dst #2	M-1A	OIL	58	41	130
TANT-7	Dst #1	M-1A	GAS	30	142	120
TANT-1	Dst #1	M-1A	OIL	18	75	140
TANT-3	Dst #1	M-1C	GAS	31	18	260
TANT-5	Dst #3	M-1D	OIL	26	1	4.8
TANT-4	Dst #2	M-1D	GAS	25	72	90
TANT-3	Dst #3	M-2A	GAS	32	18	50
TANT-3	Dst #4	M-3B	OIL	20	21	55
TANT-1	Dst #2	M-4A	OIL	30	19	20
TANT-3	Dst #5	M-4C	GAS	26	77	460
TANT-7	Dst #2	M-5	GAS	35	161	250
TANT-1	Dst #3	M-5A	GAS	27	41	110
TANT-2	Dst #2	M-5A	GAS	43	44	370
TANT-7	Dst #2	M-6A	GAS	22	6	104
TANT-8	Dst #2	M-6A	GAS	80	139	170
TANT-2	Dst #3	M-7A	GAS	91	39	550
TANT-1	Dst #4	M-7A	GAS	21	20	380
TANT-5	Dst #4	M-7B	GAS	25	78	640
TANT-2	Dst #4	M-8A	GAS	107	39	370
TANT-1	Dst #5	M-8A	OIL	60	--	64
TANT-2	Dst #5	M-9B	GAS	12	42	800
TANT-4	Dst #3	M-9C	G/W	12	92	134
TANT-2	Dst #6	M-10A	GAS	13	10	710
TANT-4	Dst #1	O-2A	GAS	52	74	290
TANT-2	Dst #1	O-2C	GAS	26	5	8
TANT-5	Dst #2	O-3A	OIL	22	2	2
TANT-5	Dst #1	O-3D	GAS	38	13	6.2

Tantawan MDT/DST Permeability Data

WELL	SAND	DST Perm K md	RFT Perm Avg K md	Std Dev md	Std Dev %
TANT-2 Dst #4	**M-8A**	370	386	8.1	2.2%
TANT-2 Dst #3	**M-7A**	550	335	107.4	19.5%
TANT-1 Dst #4	**M-7A**	380	90	145.1	38.2%
TANT-7 Dst #3	**M-6A**	480	69	205.6	42.8%
TANT-8 Dst #2	**M-5A**	170	182	5.9	3.5%
TANT-2 Dst #2	**M-5A**	370	215	77.5	20.9%
TANT-1 Dst #3	**M-5A**	110	109	0.7	0.6%
TANT-7 Dst #2	**M-5**	220	94	62.8	28.6%
TANT-3 Dst #5	**M-4C**	460	127	166.7	36.2%
TANT-3 Dst #3	**M-2A**	50	47	1.7	3.4%
TANT-4 Dst #2	**M-1D**	150	76	37.2	24.8%
TANT-3 Dst #1	**M-1C**	260	254	3.2	1.2%
TANT-7 Dst #1	**M-1A**	100	123	11.4	11.4%
TANT-3 Dst #2	**M-1A**	130	45	42.3	32.5%
TANT-4 Dst #1	**O-2A**	290	75	107.4	37.0%
			Avg Dev:	**65.5**	**20.2%**



Note: The standard deviation is 20% with avg RFT data establishing a minimum permeability.

TANTAWAN FIELD
GULF OF THAILAND

RESERVE SUMMARY
(AS OF 1-1-95)

PROVED	MMCF	MBBLS
Tantawan #1	49,433	14,400
Tantawan #2	59,126	1,311
Tantawan #3	8,021	2,745
Tantawan #4	23,729	568
Tantawan #5	6,002	1,887
Tantawan #6	4,505	139
Tantawan #7	34,422	4,353
Tantawan #8	19,637	1,754
TOTAL PROVED	**204,875**	**27,157**

PROBABLE	MMCF	MBBLS
Tantawan #1	6,738	316
Tantawan #2	17,749	393
Tantawan #3	3,032	450
Tantawan #4	6,091	1,185
Tantawan #5	4,140	690
P-50 Structures	429,669	34,987
TOTAL PROBABLE	**467,419**	**38,021**

	MMCF	MBBLS
POSSIBLE PROSPECTS	**633,365**	**51,573**

FIELD TOTAL (ALL CATEGORIES)	**1,305,659** MMCF	**116,751** MBBLS

TYPE WELL RATE PROFILE

cum/8

SAND	FLUID	NET (ft)	Mmcf	Mbbl	IP Rate	Months Prod
M-8	OIL	5	33	66	600 Bopd	4
M-6/10	GAS	33	1,876	38	7,200 Mcfpd	9
M-5	GAS	18	888	18	3,750 Mcfpd	14
M-2/4	GAS	17	737	15	3,650 Mcfpd	10
M-3/4	OIL	9	33	94	800 Bopd	6
M-1	GAS	12	539	11	2,950 Mcfpd	10
M-1	OIL	16	93	176	780 Bopd	10
O sands	GAS	26	1,237	25	4,250 Mcfpd	16
		136	5,502	462		

80 Acre

136 pa

Single Well Profile

Year	Mcfpd	Bopd
1	3,802	76
2	~~2,415~~ 2060	707
3	~~3,030~~ 2994	127
4	4,487	90
5	1,836	216
	Mmcf	MBbl
Total	5,683	444

Four Platform Case

Year	Mcfpd	Bopd
1	76,033	1,521
2	86,311	14,909
3	122,754	10,377
4	144,183	10,140
5	111,878	6,496
6	63,227	3,061
7	18,356	2,164
8		
9		
10		
	Mmcf	MBbl
Total	227,300	17,764
	220,197	17

Eight Platform Case

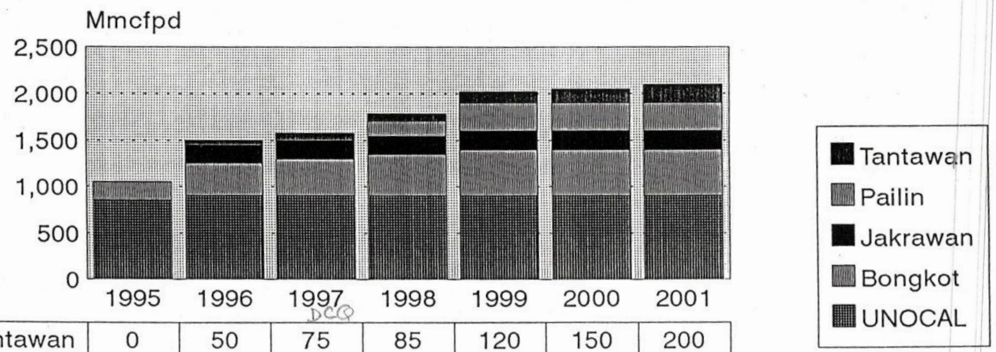
Year	Mcfpd	Bopd
1	76,033	1,521
2	86,311	14,909
3	122,754	10,377
4	182,199	10,900
5	212,058	15,091
6	179,832	19,241
7	147,964	12,677
8	138,392	5,230
9	81,583	5,225
10	18,356	2,164
	Mmcf	MBbl
Total	454,601	35,527 ✓
	440,385	35,527

RC = 75% Oil 25%

ϕ 14% cut off.

FUTURE PROJECTED GAS SUPPLY VS CAPACITY

THAILAND FIELD DEVELOPMENT STUDY



	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001
Tantawan	0	50	75	85	120	150	200
Pailin	0	0	0	150	300	300	300
Jakrawan	0	200	200	200	200	200	200
Bongkot	200	350	400	450	500	500	500
UNOCAL	850	900	900	900	900	900	900

1996 Pipeline Capacity 34"-850; 36"-900; 24"-150; Total 1,900 Mmcfpd.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ง

เอกสารการตีพิมพ์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

Study on Marginal Petroleum Field in Thailand

Kriangkrai Trisarn
Associate Professor School of Geotechnology, Institute of Engineering
Suranaree University of Technology111 University Avenue,
Nakhon Ratchasima 30000, Thailand.Tel.(044) 224310, 224441 Fax. 044-224220
E-mail : kriangkr@ccs.sut.ac.th

ABSTRACT

The objectives of this research are to 1) compile petroleum field developments in Thailand, 2) determine the reserve and production of small petroleum fields using reservoir simulation, 3) evaluate economic returns on small petroleum fields, 4) determine the knowhow to develop marginal petroleum field commercially. The study is based on 80 $/barrel of oil and 6 $/MMBTU of natural gas prices. The fields become marginal petroleum fields when the IRR is less than 10%. The reserve of marginal oil fields is 80,000 and 2,000,000 barrels and gas fields is 200 and 300 billion cubic feet for onshore and offshore respectively. The marginal petroleum fields can be developed commercially (IRR=15-20%) when either reserve or petroleum price increases by 20%. When the reserve of a marginal field is established, if the investment and operation cost can cut down by 20% the field become profitable. The innovation of new technology and incentive royalty and taxes relaxation should promote the petroleum activities and increase the indigenous petroleum supply.

Keywords: Field Development, Reservoir Simulation, Marginal Petroleum Fields, Economics, Sensitivity Analysis

1. INTRODUCTION

Petroleum is the most important energy source for social and economic development in Thailand. The petroleum is consumed in many sectors such as, communications, industries, agriculture, and power generation, etc. Thailand petroleum supply increased 8.3% to 1,825 MBOED in 2010 from the previous year while the GDP growth was about 7%. In a breakdown of the total petroleum supply volume, 44.3% came from indigenous sources and 55.7% from imports. The total petroleum import was worth about 900 billion baht, of which 82% of it was spent for crude oil. The GDP growth for the next few years is estimates to be about 4-5% while the petroleum demand is expected increasing at 5-6% per annum. In order to add up the indigenous petroleum supply, Department of mineral Fuels (DMF) is approaching to the 21st petroleum concession-bidding round. Nowadays, the oil price is increasing which stimulates the oil companies to explore for new fields as well as marginal ones. Marginal petroleum fields refer to petroleum fields that contain reserves that are not economic when produced by majors using conventional techniques but might be profitable if explored by small company or indigenous entrepreneur due to their low overhead and operating cost.

"Marginal fields have nothing to do with their size, there are 100 million- barrel marginal fields" said Jeff Aldrich, chief geologist with Forest Oil International in Houston. "It's all about economic". He presented the paper, "Are Marginal Fields worth the Effort?" in the last AAPG international conference in Bali.

Reservoir simulation is a powerful and inexpensive tool, which can predict what is going on in the reservoir and the amount of production from alternative operations. Reservoir simulation is necessary to find the most efficient how to develop a marginal petroleum field with the minimum cost.

The objectives of this study are to, 1) compile petroleum fields developments in Thailand, 2) determine the reserve and production of small petroleum fields using reservoir simulation, 3) evaluate economic returns on small petroleum fields 4) determine the knowhow to develop marginal petroleum field commercially.

2. METHODOLOGY

2.1 Compiling Petroleum Exploration and Development Information

More than 10 petroleum explorations and developments were compiled as the database for this study. Nam Phong and Sinphuhorm gas fields are on production in the Khorat Basin northeastern Thailand, The Khorat Basin Chronostratigraphy is shown in Figure 1. Wichian Buri and Na Sanun oil fields used to be small oil fields but now become medium size oil fields due to new volcanic play discovery. Many small to medium size oil fields in Sirikit oil field and nearby have been discovered and developed since 1978. Some small oil fields have developed and put on production. Some marginal oil fields are waiting for suitable condition to be developed such as MAE NAM NAN ect. The Phitsanulok Basin Chronostratigraphy is as in Figure 2. There are many small to medium sizes of oil and gas fields are developed in the gulf of Thailand. Small oil field is being developed in Songkhla field, which is someone may consider as a marginal one. The Schematic of Songkhla Basin is as in Figure 3. Many small oil fields have been developed in Fang Basin.

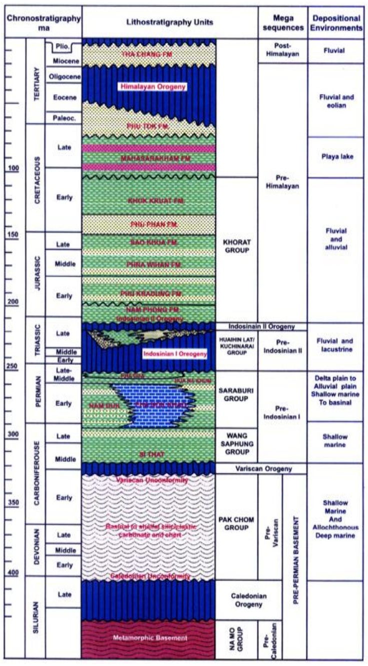


Figure 1: Khorat Basin Chronostratigraphy (After Sunton and Nared, DMF 2005)

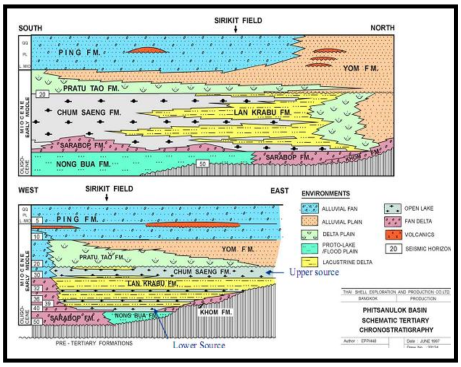


Figure 2: Phitsanulok Basin Chronostratigraphy (After Nuchanart Garawek, PTTEP 2005)

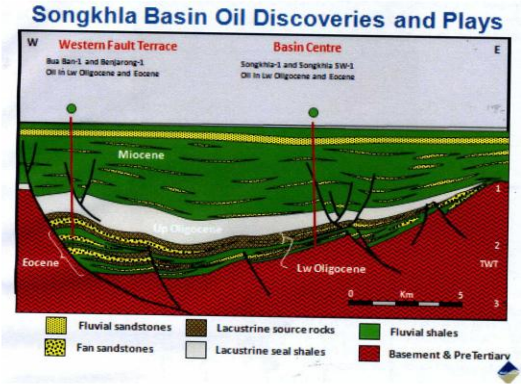


Figure 3: Schematic of Songkhla Basin

(After John Pringle, NuCoastal (Thailand) Limited, 2009)

2.2 Reservoir Simulation Model Development

Four sizes oil reservoir models of 0.4, 1, 6 and 10 MMSTB oil in place and four sizes of gas reservoir model of 250, 375, 450, and 740 billion cubic feet gas in place simulations were developed by utilizing the software namely "Eclipse Office-100". All eight models contain 8 layers, 625 cells/layer, up to a total of 5,000 cells (Grid Blocks). The layers are separated by different porosity and permeability ranging 19 – 26% and 9.2 – 586 md from the bottom to the top of the reservoir. The thickness and drainage area of each model will depend on the petroleum inplace. The number of producing wells in each model is also depended upon the size of petroleum inplace, more petroleum inplace more production wells. Some example models are shown in Figure 4 -7.

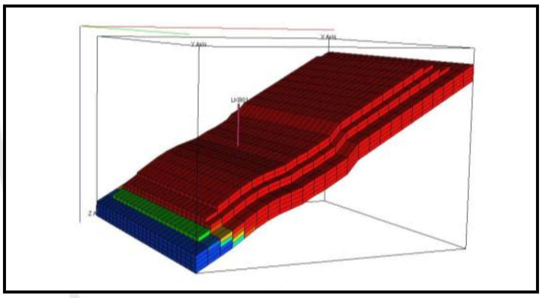


Figure 4: SUT MC1 Model

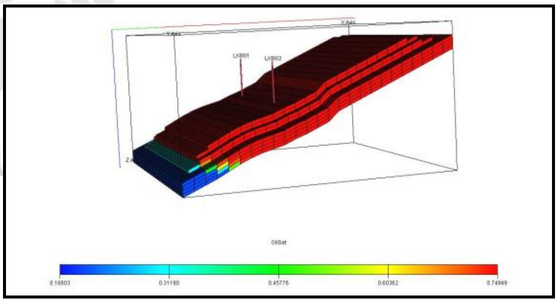


Figure 5: SUT MC3 Model

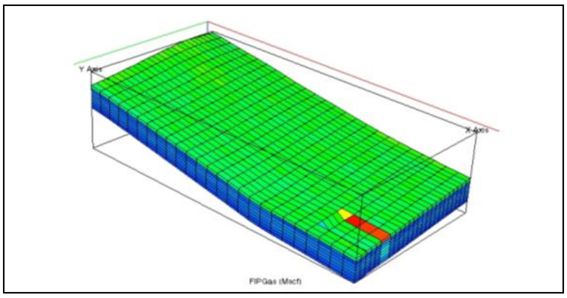


Figure 6: SUT MNE1 Model

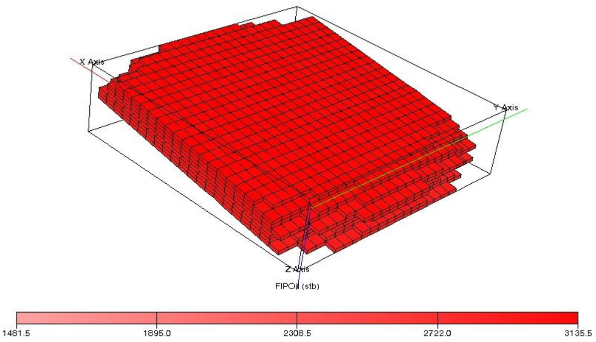


Figure 7: SUT MGT1 Model

Two reserve-size models named SUTMNE1, and SUTMNE2 are represented the gas reservoir in the northeastern Thailand. Four reserve-size models named SUTMC1, SUTMC2, SUTMC3 and SUTMC4 are represented the oil reservoirs in the central Thailand. Five reserve-size models named SUTMGT1, SUTMGT2, SUTMGT3, SUTMGT4 and SUTMGT5 are represented the oil and gas reservoirs in the Gulf of Thailand. Some other details of each model are shown in Table 1 as follows.

2.3 Reservoir Simulation Input Data

The input data for each model were collected and obtained from literature reviewing, concessionaire results, and from assumptions. Many sets of input data were input into the models, however only two set of data for SUT MC1 and SUT MNE1 models will be illustrated in this paper as follows.

For SUT MC1 model;

(a) Fluid properties

- °API oil gravity = 39.4°API
- Solution gas gravity = 0.8
- Water density = 62.428 lb/cu.ft. Water compressibility @ 3500 psi = 3.081×10^{-6} psi^{-1}
- Water viscosity = 0.296 cp
- Oil formation volume factor =1.055-1.286 bbl/STB
- Solution gas oil ratio =0.001-0.482 MSCF/STB
- Oil viscosity = 2.1-6.7 cp
- Gas viscosity =0.013-0.024 cp
- And other calculated fluid properties were obtained from built in software of Eclipse Office.

(b) Rock properties

- Porosity = 19 – 26%
- Permeability = 140 – 280 md
- k_v=k_h for bottom

(c) Reservoir properties

- Depth Oil-Water contact = 3,915 ft
- Initial reservoir pressure@3,850 ft = 3,500 psia
- Bubble point pressure = 1800 psia
- Reservoir temperature = 203°F

For SUTMNE1

(a)Fluid properties

- Gas gravity = 0.83
- Water density = 62.428 lb/cu.ft. Water compressibility @ 3500 psi = 3.081×10^{-6} psi^{-1}
- Water viscosity = 0.296 cp
- Gas formation volume factor B_g =0.62-239bbl/MSCF
- Gas viscosity =0.01-0.04 cp
- And other calculated fluid properties were obtained from built in software of Eclipse Office.

(b) Rock properties

- Porosity = 3 – 18%
- Permeability = 0.3 – 868 md

(c) Reservoir properties

- Depth Gas-Water contact = 10,315 ft
- Initial reservoir pressure@10,000 ft = 6,500 psia
- Reservoir temperature = 240°F

The relative permeability is generated by Eclipse office-100 depends upon the fluid saturation.

3. RESULTS

3.1 Simulation Results

The reservoir simulations were run by using the soft ware called ECLIPSE-100, which is Schlumberger's license. The results of some pattern simulations are listed in the Table 1, and all pattern simulation results are reported in the author's full research report. The brief discussions are as follows.

(1) The reserves and recoveries of SUTMNE1, and SUTMNE2 models are 200, 320 MMMSCF(billion cubic feet), and 80%, 71% respectively.

(2) The reserves and recoveries of SUTMC1, SUTMC2, SUTMC3 and SUTMC4 models are 45,000, 80,000, 160,000, and 1,500,000 STB(stock tank barrel) and 15, 16, 20 , and 15% respectively.

(3) The reserves and recoveries of , SUTMGT1, SUTMGT2, SUTMGT3, SUTMGT4 and SUTMGT5 models are 1,400,000STB, 2,000,000STB, 2,000,000STB, 300 MMMSCF, and 570 MMMSCF and 14, 20, 20 , 80 and 77% respectively.

Three model sets of production rate and pressure vs. time plot are illustrated here namely SUTMC1, SUTMNE1, and SUTMGT1 in Figure 8-11.

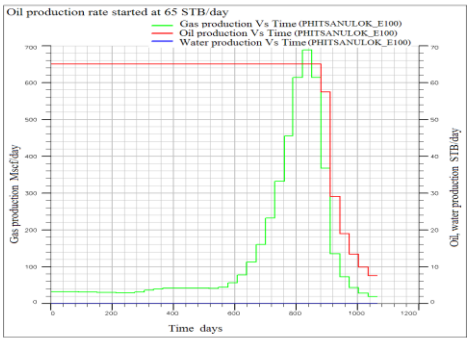


Figure 8: Model SUTMC1 Oil and Gas Production Rate vs. Time from Eclipse office 100

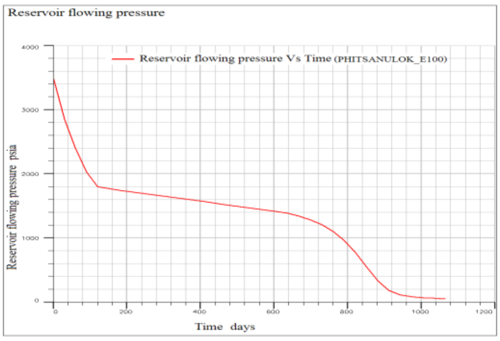


Figure 9: Model SUTMC1 Flowing Bottom Hole Pressure vs. Time

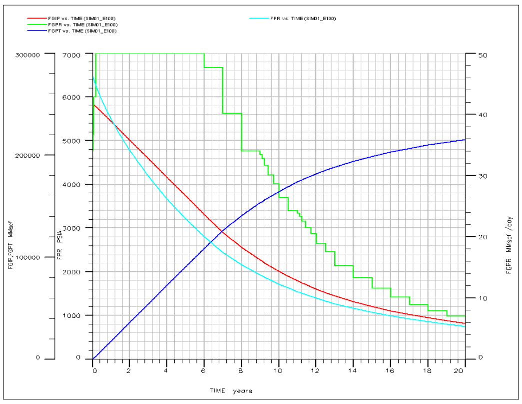


Figure 10: Model SUTMNE1 Gas Production Rate vs. Time

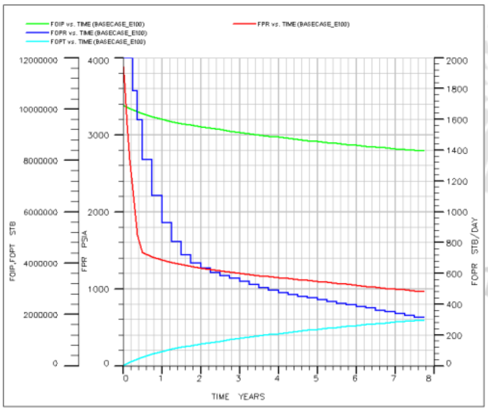


Figure 11: Model SUTMGT1 Oil Inplace, Reserve, Production Rate and Pressure vs. Time

3.2 Economic Analysis

The objective of economic analysis is to study the commerciality of each pattern, which is the result from reservoir simulation. The analysis includes

1. Cash flow in-out
2. Internal rate of return (IRR) and net present value (NPV) of each project
3. Return on investment period(Pay out period)
4. Royalty, Net profit, Taxes
5. Net present profit per investment comparison

The Excel program was developed to do economic analysis based on the following regulations and assumption.

- Oil price 80 US$/STB
- Gas price 6 US$/1000SCF
- **Capital investment**

1. Concession application
   - Medium size reservoir 1 MM$
   - Small size 0.1-0.2 MM$
2. Geological & Geophysical Exploration
   - Medium size 2-5 MM$
   - Small size 0.2-1 MM$
3. Exploratory and Appraisal wells
   Northeast 20 MM$
   Central and Gulf of Thailand 1 MM$
4. Production wells
   Northeast 22-25 MM$
   Central and Gulf of Thailand 1.2-1.5MM$

5. Production Facilities
   Oil field
   - Medium size 20 MM$
   - Small size 1-2 MM$
   Gas field 100-200 MM$
6. Production Cost (Lifting Cost)
   Oil field
   - Medium size 20 $/STB
   - Small size 10-15$/STB
   Gas field 1.5-2 $/1000SCF

7. Discounted Rate (Interest Rate) 10%
   - Escalation 2%

10. Sliding Scale Royalty

(Production Level)	(Rate)(%)
0-2000 BPD	5.00
2000-5000 BPD	6.25
5000-10000 BPD	10.00
10000-20000 BPD	12.50
> 20000 BPD	15.00

11. Income Tax 50%

Many different sized models were analyzed for a comparison of economic expectations. The IRR (Internal Rate of Return) of the SUTMC1, SUTMC2, SUTMC3, SUTMC4, SUTMNE1, SUTMNE4, SUTMGT1, SUTMGT2, SUTMGT3, and SUTMGT4 are -0.1, 8.7, 20, 23, 9.4, 15, 8, 8.4, 9, and 22.5% respectively. The small reserve-size models have IRR less than 10%. These cases are shown in Table 2. Four set of sensitivity analysis were done to identify what fields should be considered as marginal ones. The sensible factors are percent change of reserve, petroleum price, and CAPEX (capital investment) varied with IRR (internal rate of return). The models include SUTMC1, SUTMC2, SUTMNE1, and SUTMGT3 as follows.

Model	Region	Petroleum inplace	Number of producing wells	Initial Production rate	Number Of years On production	Cumulative Petroleum Production (Reserve)	Recovery (%)
SUTMC1	Central Thailand	300,000STB	1	65 STB/D	3	45,000STB	15
SUTMC2	Central	400,000STB	1	150 STB/D	4	80,000STB	20
SUTMC3		1,000,000STB	2	150 STB/D	5	160,000STB	16
SUTMC4		10,000,000STB	4	600 STB/D	20	1,500,000STB	15
SUTMNE1	Northeastern	250 MMMSCF (Billion cubic ft.)	8	50 MMSCF/D (Million cu.ft per day)	20	200 MMMSCF (billion cu.ft.)	80
SUTMNE2		450MMMSCF	8	75MMMSCF/D	20	320MMMSCF	71
SUTMGT1	Gulf of Thailand	10,000,000 STB	3	2000STB/D	8	1,400,000 STB	14
SUTMGT2	Gulf of Thailand	10,000,000 STB	4	600STB/D	20	2,000,000 STB	20
SUTMGT3		10,000,000 STB	4	600STB/D	20	2,000,000STB	20
SUTMGT4		375 MMMSCF	8	200MMSCF/D	20	300 MMMSCF	80
SUTMGT5		740MMMSCF	16	200MMSCF/D	20	570MMMSCF	77

Table 1: Simulation Result Summary

Model	Cumulative Petroleum Production (Reserve)	CAPEX Investment Cost (MM$)	OPEX Operation Cost (MM$)	Revenue (MM$)	ROYALTY (MM$)	INCOME TAX (MM$)	NPV (Net present Value10% Discount MM$)	IRR Internal Rate of Return(%)
SUTMC1	45,000STB	2.64	0.51	3.63	0.18	0.36	-0.39	-0.1
SUTMC2	80,000STB	2.90	1.8	6.8	0.3	0.8	-0.06	8.7
SUTMC3	160,000STB	4.71	2.77	13.12	0.66	2.6	0.86	20.0
SUTMC4	1,500,000STB	34	30	120	6	25	10	23.0
SUTMNE1	200MMMSCF	347	344	1200	89	220	32	9.4
SUTMNE2	320MMMSCF	376	449	1950	170	490	50	15.0
SUTMGT1	1,400,000STB	46	40	113	6	12	-2	8.0
SUTMGT2	2,000,000STB	50	42	165	8	35	8	8.4
SUTMGT3	300MMMSCF	432	808	1860	167	236	28	9.0
SUTMGT4	570MMMSCF	520	1120	3440	380	720	180	22.5

Table 2: Economic Analysis Result Summary

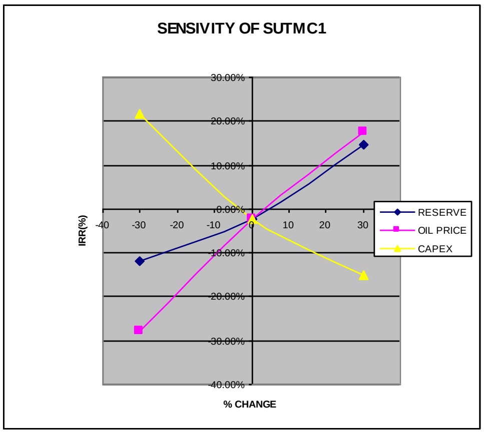


Figure 12: Model SUTMC1 Sensitivity Analysis

	Reserve(STB)		Oil Price($/STB)	
	80,000	96,000	80	96
Revenue MM$	6.4	7.7	6.4	7.7
CAPEX, MM$	2.9	2.9	2.9	2.9
OPEX, MM$	1.8	2.2	1.8	1.8
ROYALTY MM$	0.3	0.4	0.3	0.4
INC. TAX, MM$	0.8	1.2	0.8	1.4
NPV10%DCMM$	-0.06	0.23	-0.06	0.35
IRR(%)	8.68	14.62	8.68	17.04
DIRR(10%DC)(%)	-1.20	4.20	-1.20	6.40
DPIR	-0.02	0.08	-0.02	0.12

Table 4: Sensitivity Analysis of SUTMC2

	RESERSE (MMSTB)		Oil Price (US$/STB)	
	0.045	0.0585	80	104
Revenue MM$	3.63	4.72	3.63	4.72
CAPEX, MM$	2.64	2.64	2.64	2.64
OPEX, MM$	0.507	0.659	0.507	0.507
ROYALTY, MM$	0.181	0.236	0.181	0.236
INC. TAX, MM$	0.360	0.801	0.360	0.877
NPV(10%DC), MMUS$	-0.393	-0.074	-0.393	-0.021
DIRR(10%DC)	-0.102	-0.019	-0.102	-0.005
DPIR(10%DC)	-0.149	-0.028	-0.149	-0.008
IRR(%)	-0.1	0.7	-0.1	0.94
PIR	-0.022	0.146	-0.022	0.175

Table 3: Sensitivity Analysis of SUTMC1

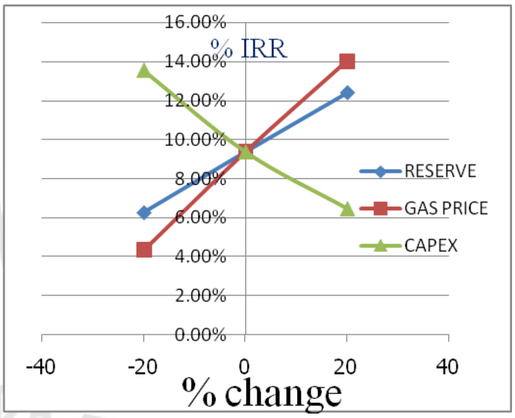


Figure 14: Model SUTMNE1 Sensitivity Analysis

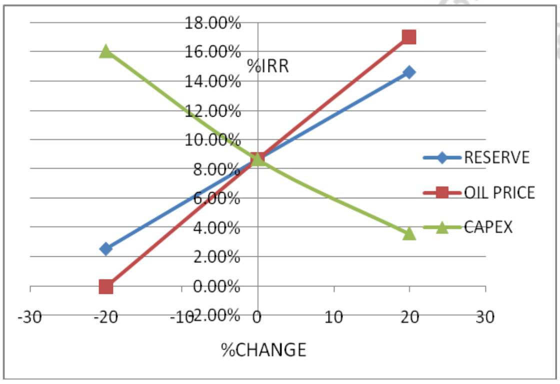


Figure 13: Model SUTMC2 Sensitivity Analysis

	Reserve (MMMSCF)		Gas Price (US$/1,000 SCF)	
	200	240	6	7.2
Revenue, MM$	1200	1440	1200	1440
CAPEX, MM$	347	347	347	347
OPEX, MM$	344	413	344	344
ROYALTY, MM$	89	120	89	106
INC.TAX, MM$	220	290	220	331
NPV(10%DC)MM$	32	76	32	100
IRR(%)	9.37	12.40	9.37	14.03
DIRR(10%DC)	1.87	4.30	1.87	5.70
DPIR(10%DC)	0.092	0.218	0.092	0.217

Table 5: Sensitivity Analysis of SUTMNE1

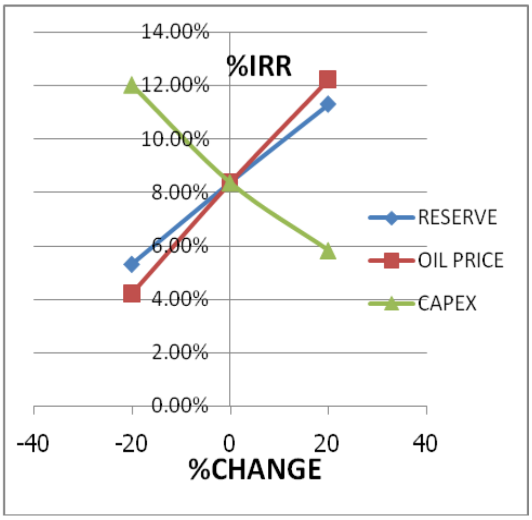


Figure 15: Model SUTMGT2 Sensitivity Analysis

	Reserve (MMSTB)		Oil Price ($/STB)	
	2	2.4	80	96
Revenue, MM$	165	198	165	198
CAPEX, MM$	50	50	50	50
OPEX, MM$	43	51	43	43
ROYALTY MM$	8	10	8	10
INC. TAX, MM$	35	47	35	51
NPV(10%D) MM$	7.74	15.43	7.74	18.34
IRR(%)	8.37	11.30	8.37	12.20
DIRR(10%DC)(%)	2.43	4.77	2.43	5.56
DPIR(10%DC.)	0.160	0.310	0.160	0.310

Table 6: Sensitivity analysis of SUTMGT2

3.3 How to Develop Marginal Fields

The sensivity analysis in the previous section for some marginal field shown that either petroleum reserve or price increases by 20% will make IRR greater than 10%. When the oil or gas price is 80 $/barrel and 6$/MSCF respectively, if we cut the CAPEX down by 20% the IRR is also greater than 10%. I would like to define IRR less than 10% is non-profitable for oil and gas field development and these will call marginal fields. We can see that the gas fields become marginal in the northeastern and The Gulf of Thailand have the reserves of 200 and 300 MMMSCF respectively. The oil fields in the central and The Gulf of Thailand have the reserves of 80,000 and 2,000,000 barrels will define as marginal field. If the reserves are established, the method how to develop the marginal fields is to lower the investment cost down at least 20%. The methodology to reduce capital and operation cost includes Rapid Oil Development (ROD), Innovative Facilities, Mobile Facilities(sharing), Novel wells for increased Production Rates, Improved Recovery, and Reduced Cost etc. NuCoastal in Thailand applies DWA (Development while Appraisal) method to develop Songkhla oil field instead of conventional one makes the field profitable. PTTEP plans to use Mobile Production Facility (MPF as in Fig 16) to develop marginal oil fields in the SIRIKIT FIELD.

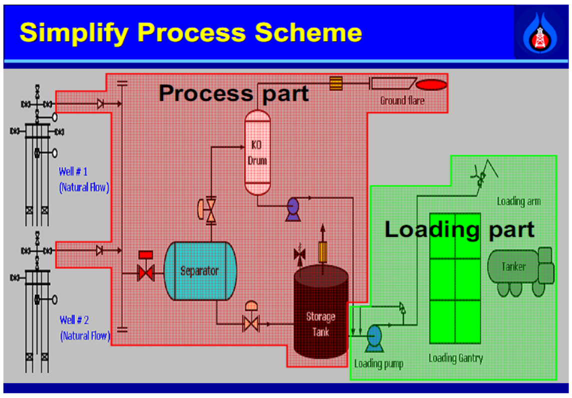


Figure 16: Schematic Process of MPF (after Prapoj, K. PTTEP Technical Forum 2007)

Marginal field legislation and incentives is a wide spectrum of styles and methods, including tax holidays, reinvestment incentives, cost recovery uplift and sliding scale royalty. Carefully crafted marginal field legislation can create a win-win situation where both the royalty and tax to the government and the cash flow to the producer can both rise. For Thailand III, sliding scale royalty rate for marginal fields are variable to output, in the range of 5-15%. Two things that a country can do to increase indigenous petroleum production are to 1) improve the fiscal structure and 2) open previously unavailable acreage. The favor condition for marginal field can consider on ON and OFF basis depending upon the IRR cumulative

4. CONCLUSION AND DISCUSSION

Thailand petroleum supply is about 1,825 MBOED in 2010 with 44.3% came from indigenous sources and 55.7% from imports. The indigenous gas production now is about 3,000 MMSCFD, and condensate and crude oil is together about 255,000 bpd. The petroleum demand is expected to rise at 5-6% per annum in the next few years. In order to add up the indigenous petroleum production, DMF is approaching to the 21st petroleum concession-bidding round and improvement of the fiscal structure for marginal fields should be considered. Marginal petroleum fields are the fields that earn IRR less than 10% which are not economic when produce by using conventional techniques but might be profitable if using innovative method and facilities. Lower CAPEX and operation cost down will make the marginal fields

developments profitable. Reservoir simulation is a powerful tool to predict the reservoir performance in many operational options. In this study, two reserve-size represented the gas reservoir in the northeastern, four reserve-size represented the oil reservoirs in the central and five reserve-size represented the oil and gas reservoirs in the Gulf of Thailand were modeled and using ECLIPSE-100 to run the simulations. The oil and gas productions last from 3 to 20 years with the recover ranging from 15-84%. The economic evaluation indicated the smaller reserve-size yield less IRR, which is in the range of 8-35%. The sensitivity analysis of the small fields shown petroleum either reserve or price increases by 20% will make IRR greater than 10%. When the oil or gas price is 80 $/barrel and 6$/MSCF respectively, if the CAPEX and operation cost lowered by 20% the IRR is also greater than 10%. The gas fields become marginal in the northeastern and The Gulf of Thailand has the reserves of 200 and 300 MMMSCF respectively. The marginal oil fields in the central and The Gulf of Thailand have the reserves of 80,000 and 2,000,000 barrels. The methodology to reduce capital and operation cost includes Rapid Oil Development (ROD), Innovative Facilities, Mobile Facilities(sharing), Novel wells for increased Production Rates, Improved Recovery, and Reduced Cost etc.

Marginal field legislation and incentives include tax holidays, reinvestment incentives, cost recovery uplift and sliding scale royalty. The favor condition for marginal field can consider on ON and OFF basis depending upon the IRR cumulative

5. ACKNOWLEDGMENTS

I am grateful to Suranaree University of Technology for granting the budget for this research, and to all SUT personnel who supported the study, especially Mr. Narin and Tatiya my research assistants, who ran reservoir simulations and did the economic evaluations.

The author would like to thank DMF (Department of Mineral Fuel) and personnel for supporting data and Schlumberger for the software “Eclipse Office”. I would also like to thank the concessionaires, especially PTTEP who was very kind in providing the necessary data and support.

6. REFERENCES

Assavarittiiprom, V., Chaisilboon, B. and Polachan, S. (1995). Review on petroleum exploration in Northeastern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo’95)** (pp.541-550). Khon Kaen.

BALLESEROS, L.E. CHAVEZ (2004) “RAPID ASSESSMENT OF REDEVELOPMENT POTENTIAL IN MARGINAL OIL FIELDS, APPLICATION TO THE CUT BANK FIELD” Graduate Thesis, Texas A &M University 2004.

Booth, John (2000). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE KHORAT PLATEAU BASIN N.E. THAILAND, Amerada Hess Thailand, August 2000 DMR Presentation..** (Unpublished menuscript).

Chinoroje, O. and Cole, M.R. (1995). Permian carbonates in the Dao Ruang-1 exploration well Implications for petroleum potential, Northeast Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo’95)** (pp.563-576). Khon Kaen.

Chonglakmani, C.,Charoentitira ,T. and Liengjarern, M. (1995). Permian carbonates of Loei area, Northeastern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo’95)** (pp. 577-587). Khonkean.

D.A. O’DEA, J. (1986) “Technology for Developing Marginal Offshore Oilfelds” ELSEVIVE APPLIED SCIENCE PUBLISHERS, LONDON and NEW YORK

DMF and SUT; “Study on the Possibility of Marginal Oil Fields Development in Sirikit and nearby Areas”, 2008. (Unpublished menuscript)

GMT, SUT (1999). **PETROLEUM POTENTIAL ASSESSMENT OF NOTHEASTERN THAILAND, DMR REPORT.**. (Unpublished menuscript).

Henry, B. C. (1997). **Modern Reservoir Engineering-A Simulation Approach**. New Jersey: Englewood Cliffs.

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

Kriangkrai, T. (1995). **Petroleum NAD Energy Situation for Industrial Development in Thailand and Indochina** . In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo’95)** (pp.535-540). Khon Kaen.

Kriangkrai, T. (2005). **Acid Fracturing Increases Production in Tight Gas Carbonate.** In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.)** (pp.84-91). Khon Kaen.

Kriangkrai, T. (2005). **Petroleum Production Efficiency in Carbonate Reservoir.** In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.)** (pp.72-81). Khon Kaen.

Petroleum Act and Petroleum Income Tax Act B.E. 1999_Thailand III. **Mineral Fuels Division. Department of Mineral Resources. Ministry of Industry.**

Pradidtan, S. (1995). Petroleum exploration in Northeastern Thailand: The revealed results and its potential. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp. 589-599). Khon Kaen.

Sattayarak, N. (2005). Petroleum Potential of the Northeast ,Thailand. . In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.)** (pp.21-30). Khon Kaen.

Sattayarak, N., Pradidtan, S. and Chonglakmani, C. (1997). Stratigraphy and depositional environment of the upper Palaeozoic and Mesozoic sediments in the central and northeastern parts of Thailand. In **the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific and the Associated Meeting of IGCP 359, IGCP 383 (Geo-Indo'97)** (pp. 7-14). Bangkok.

Siddiqi, A.M., Kumar, T. and Doshi, C.S. (1994). Development of Marginal Oil & Gas Fields by Linear Programming Models - a Techno-Commercial Approach. SPENIS 93053, Proceedings, SPENIS National Seminar on Technology Trends in Oil Industry, Dehradun, UP (Jan. 7-8).

Somchai Poom-Im ; "UPDATED THAILAND HYDROCARBON POTENTIAL : OPPORTUNITIES & INCENTIVES SPAPEX Exploration Conference 2001, Orchard Hotel Singapore 4-6 April 2001.

SPE, "Guideline for the Evaluation Guidelines for the Evaluation of Resources. A supplement to the SPE-WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE-WPC/AAPC Petroleum Resources Definitions. Joint publication of the Society of Petroleum Engineers, The World Petroleum Congresses and the American Association of Petroleum Geologists. SPE 2001.

Stig Svalheim (2004). Marginal Field Development - a Norwegian Perspective. The 3rd PPM Seminar. Chiang Mai, Thailand.

Thanajaro, Thanana. (2008). "FPSO for Marginal Field Development : A Case Study of Northern Arthit Development Project" in 12th PTTEP TECHNIAL FORUM 2008, August 21-22, 2008, Sofitel Centara Grand Hotel Bangkok.

Weeramethachai, Deephorm, 2010. "A Case Study of Munhamir Development, Block 44 Oman", 14th PTTEP TECHNICAL FORUM, August 19-20,2010.

Zhang, X., and Sanderson, D. J., 2002. Numerical Modeling and Analysis of Fluid Flow and Deformation of Fractured Rock Masses.

New York: Elsevier Science. 288 p.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก จ

ประวัติผู้วิจัย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประวัติผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร เกิดเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2496 ที่จังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษามัธยมศึกษาตอนปลายที่โรงเรียนเบญจมหาราชจังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตร์บัณฑิตวิศวกรรมโยธาที่มหาวิทยาลัยขอนแก่นในปี พ.ศ. 2518 ได้สอบชิงทุนกรมทรัพยากรธรณีไปศึกษาต่อในสาขาวิศวกรรมปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2519 ที่มหาวิทยาลัย New Mexico Tech. ประเทศสหรัฐอเมริกา และย้ายการศึกษาไปที่มหาวิทยาลัย The University of Oklahoma สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมปิโตรเลียมมหาบัณฑิตในปี พ.ศ.2520 เริ่มปฏิบัติราชการที่กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี ตั้งแต่ พ.ศ. 2521 โดยดำรงตำแหน่งวิศวกรปิโตรเลียม 3-7 ผู้ชำนาญการ และผู้ชำนาญการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบและกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 ปัจจุบันดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ และเป็นรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี และตำแหน่งหัวหน้าสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

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

ผู้ร่วมวิจัย

นายอัฆพรรค์ วรรณโกมล เกิดเมื่อวันที่ 30 กันยายน 2515 ที่จังหวัดชลบุรี สำเร็จการศึกษาขั้นปริญญาตรีสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ขั้นปริญญาโทสาขาปิโตรเลียม จากภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และขั้นปริญญาเอกสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาธรณีวิทยา มหาวิทยาลัย Free University ประเทศเยอรมัน ปัจจุบันเป็นอาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา ดำรงตำแหนงรองผู้อำนวยการศูนย์บรรณสารและสื่อการศึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บรรณานุกรม

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ "การศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแหล่งสิริกิติ์และใกล้เคียง" พ.ศ. 2551

Assavarittiiprom, V., Chaisilboon, B. and Polachan, S. (1995). Review on petroleum exploration in Northeastern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp.541-550). Khon Kaen.

BALLESEROS, L.E. CHAVEZ (2004) "RAPID ASSESSMENT OF REDEVELOPMENT POTENTIAL IN MARGINAL OIL FIELDS, APPLICATION TO THE CUT BANK FIELD" Graduate Thesis, Texas A &M University 2004.

Booth, John (2000). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE KHORAT PLATEAU BASIN N.E. THAILAND, Amerada Hess Thailand, August 2000 DMR Presentation..**. (Unpublished menuscript).

CCOP, "The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects" July 2000.

CCOP, 1982; PETROLEUM DATA MANAGEMENT AND MONTE CARLO SIMULATION. PROCEEDING OF THE JOINT ASCOPE/CCOP WORKSHOP, Jakarta, Indonesia, February, 1982.

Chinoroje, O. and Cole, M.R. (1995). Permian carbonates in the Dao Ruang-1 exploration well Implications for petroleum potential, Northeast Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp.563-576). Khon Kaen.

Chonglakmani, C.,Charoentitira ,T. and Liengjarern, M. (1995). Permian carbonates of Loei area, Northeastern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp. 577-587). Khonkean.

Fee, D.A. O'DEA, J. (1986) "Technology for Developing Marginal Offshore Oilfelds" ELSEVIVE APPLIED SCIENCE PUBLISHERS, LONDON and NEW YORK

GMT, SUT (1999). **PETROLEUM POTENTIAL ASSESSMENT OF NOTHEASTERN THAILAND, DMR REPORT..** (Unpublished menuscript).

Henry, B. C. (1997). **Modern Reservoir Engineering-A Simulation Approach**. New Jersey: Englewood Cliffs.

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

Kriangkrai, T. (1987). **The Reserve, Energy Production and Production Natural Gas Rate Determination.** Institute of Engineering, Suranaree University of Technology. (Unpublished menuscript).

Kriangkrai, T. (1995). **Petroleum NAD Energy Situation for Industrial Development in Thailand and Indochina** . In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp.535-540). Khon Kaen.

Kriangkrai, T. (2005). **Acid Fracturing Increases Production in Tight Gas Carbonate.** In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.)** (pp.84-91). Khon Kaen.

Kriangkrai, T. (2005). **Petroleum Production Efficiency in Carbonate Reservoir.** In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.)** (pp.72-81). Khon Kaen.

Petroleum Act and Petroleum Income Tax Act B.E. 1999_Thailand III. **Mineral Fuels Division. Department of Mineral Resources. Ministry of Industry.**

Prapidtan, S. (1995). Petroleum exploration in Northeastern Thailand: The revealed results and its potential. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp. 589-599). Khon Kaen.

Sattayarak, N. (2005). Petroleum Potential of the Northeast ,Thailand. . In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.)** (pp.21-30). Khon Kaen.

Sattayarak, N., Pradidtan, S. and Chonglakmani, C. (1997). Stratigraphy and depositional environment of the upper Palaeozoic and Mesozoic sediments in the central and northeastern parts of Thailand. In **the International Conference on Stratigraphy**

and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific and the Associated Meeting of IGCP 359, IGCP 383 (Geo-Indo'97) (pp. 7-14). Bangkok.

Siddiqi, A.M., Kumar, T. and Doshi, C.S. (1994). Development of Marginal Oil & Gas Fields by Linear Programming Models - a Techno-Commercial Approach. SPENIS 93053, Proceedings, SPENIS National Seminar on Technology Trends in Oil Industry, Dehradun, UP (Jan. 7-8).

Somchai Poom-Im ; "UPDATED THAILAND HYDROCARBON POTENTIAL : OPPORTUNITIES & INCENTIVES SPAPEX Exploration Conference 2001, Orchard Hotel Singapore 4-6 April 2001.

SPE, "Guideline for the Evaluation Guidelines for the Evaluation of Resources. A supplement to the SPE-WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE-WPC/AAPC Petroleum Resources Definitions. Joint publication of the Society of Petroleum Engineers, The World Petroleum Congresses and the American Association of Petroleum Geologists. SPE 2001.

Stig Svalheim (2004). Marginal Field Development - a Norwegian Perspective. The 3rd PPM Seminar. Chiang Mai, Thailand.

Thanajaro, Thanana. (2008). "FPSO for Marginal Field Development : A Case Study of Northern Arthit Development Project" in 12th PTTEP TECHNIAL FORUM 2008, August 21-22, 2008, Sofitel Centara Grand Hotel Bangkok.

The Reserve, Energy Production and Production Natural Gas Rate Determination. Institute of Engineering, Suranaree University of Technology. (Unpublished menuscript).

WARLICK International. "NORTH AMERICA'S FORGOTTEN OIL CACHE; A Marginal Wells Development Guide for E & P, Service Companies and Investors" Strategic Energy Reports-Warlick International 2006-2007.