การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

นางสาวกาญจนา รักสุจริตกุล

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
ปีการศึกษา 2553

DEVELOPING COMPUTER SOFTWARE FOR NATURAL GAS POTENTIAL ASSESSMENT IN NORTHEASTERN THAILAND

Kanjana Ruksutjaritkul

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for the

Degree of Master of Engineering in Geotechnolgy

Suranaree University of Technology

Academic Year 2010

การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

_____

(ผศ.ธารา เล็กอุทัย)
ประธานกรรมการ

_____

(รศ.เกรียงไกร ไตรสาร)
กรรมการ (อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์)

_____

(อ. ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล)
กรรมการ

_____

(อ. ดร.จงพันธ์ จงลักษมณี)
กรรมการ

_____

(อ. ดร.ทวีศักดิ์ ศิลกุล)
กรรมการ

_____

(ศ. ดร.ชูกิจ ลิมปิจำนงค์)
รองอธิการบดีฝ่ายวิชาการ

_____

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

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

กาญจนา รักสุจริตกุล : การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (DEVELOPING COMPUTER SOFTWARE FOR NATURAL GAS POTENTIAL ASSESSMENT IN NORTHEASTERN THAILAND) อาจารย์ที่ปรึกษา : รองศาสตราจารย์เกรียงไกร ไตรสาร, 133 หน้า.

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์คือ (1) พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ชื่อ PPA (Petroleum Potential Assessment) โดยใช้ Microsoft Visual Basic version 6.0 สำหรับประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (2) นำผลลัพธ์จากการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ได้จากโปรแกรม PPA เปรียบเทียบกับโปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) และโปรแกรม GeoX (Geometry Experiment) (3) ด้านเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาในเชิงอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment)

การประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติของโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม PPA สามารถสรุปได้ดังนี้ (1) ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ พบว่าที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 คิดเป็นปริมาณ 147.49 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 คิดเป็นปริมาณ 405.71 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 10 คิดเป็นปริมาณ 926.70 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (2) ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ พบว่าที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 คิดเป็นปริมาณ 132.76 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 คิดเป็นปริมาณ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 10 คิดเป็นปริมาณ 834.07 พันล้านลูกบาศก์ฟุต เมื่อนำผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม PPA เปรียบเทียบกับโปรแกรม FASPU พบว่าโปรแกรม PPA มีค่าคลาดเคลื่อนต่างจากโปรแกรม FASPU ประมาณ 26.7 เปอร์เซ็นต์ เนื่องมาจากโปรแกรม PPA มีการพิจารณาข้อมูลนำเข้าทางด้านธรณีวิทยาเพิ่มเติมคือ สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บและรูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ และเมื่อนำผลลัพธ์ที่ได้จากโปรแกรม PPA เปรียบเทียบกับโปรแกรม GeoX พบว่าโปรแกรม PPA มีค่าคลาดเคลื่อนต่างจากโปรแกรม GeoX ประมาณ 15.3 เปอร์เซ็นต์

ผลการประเมินด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซธรรมชาติของโครงสร้างชนบท สำหรับกรณีศึกษาปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู พบว่าอัตราการคืนทุนร้อยละ 20.03 เปอร์เซ็นต์และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเป็น 1.10 โดยคิดหลังจากหักอัตราดอกเบี้ยที่ร้อยละ 10 คิดเป็นค่าเงินปัจจุบันจะมีรายได้สุทธิประมาณ 85.96 ล้านเหรียญสหรัฐ และผลการวิเคราะห์ความไวที่เกี่ยวข้องกับขนาดของ

ปริมาณก๊าซธรรมชาติ พบว่าขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติมีค่าเท่ากับ 230.85 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ส่งผลให้โครงการนั้นเท่าทุนหรือยังไม่ก่อให้เกิดผลกำไร และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติมีค่าเท่ากับ 3.41 เหรียญต่อล้านบีทียู ส่งผลให้โครงการนั้นเท่าทุนหรือยังไม่ก่อให้เกิดผลกำไร

สาขาวิชา เทคโนโลยีธรณี ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ปีการศึกษา 2553 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม _____

KANJANA RUKSUTJARITKUL : DEVELOPING COMPUTER SOFTWARE FOR NATURAL GAS POTENTIAL ASSESSMENT IN NORTHEASTERN THAILAND. THESIS ADVISOR : ASSOC. PROF. KRIANGKRAI TRISARN, 133 PP.

DEVELOPING COMPUTER SOFTWARE/ NATURAL GAS POTENTIAL ASSESSMENT/ GEOX PROGRAM/ FASPU PROGRAM/ ECONOMIC EVALUATION

The objectives of this research are (1) to develop computer program called PPA (Petroleum Potential Assessment) using Microsoft Visual Basic version 6.0 for determining the undiscovered natural gas potential assessment, (2) to compare the commercial petroleum potential assessment software, which are including FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version), GeoX (Geometry Experiments) and PPA (Petroleum Potential Assessment), (3) to evaluate economic returns in term of Internal Rate of Return (IRR) and Profit to Investment Ration (PIR).

The undiscovered natural gas potential assessment of the Chonnabot prospect is performed by PPA software and the results can be summarized as follows; (1) the quantities of gas in place resource for the prospect are 147.49 Bcf at 90 percent, 405.71 Bcf at 50 percent and 926.71 Bcf at 10 percent of probability respectively. The quantities of gas recoverable resource for prospect are 132.76 Bcf at 90 percent, 365.14 Bcf at 50 percent and 834.07 Bcf at 10 percent of probability respectively. The comparison between PPA and FASPU software, PPA software had an error difference

from FASPU software approximately 26.7 percent because of PPA software had been considered in addition of geological parameters, which is net to gross ratio and geometric factor. The comparison between PPA and GeoX software, PPA software had an error difference from GeoX software approximately 15.3 percent.

The economical evaluated result of the expectation case (resource size 365.14 Bcf) and gas price 4.4 US$/MMBtu, are as the Internal Rate of Return is equal to 20.03 percent and the Profit to Investment Ratio is 1.10 (discount factor rate is 10 percent) and the net present value is 85.96 MMUS$. The result of sensitivity analysis the profit will be made when the minimum resource size is 230.85 Bcf and the minimum gas price is 3.41 US$/MMBtu.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

School of Geotechnology Student's Signature _____

Academic Year 2010 Advisor's Signature _____

Co-advisor's Signature _____

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงด้วยดี เนื่องจากได้รับความช่วยเหลืออย่างดียิ่ง ทั้งด้านวิชาการและการดำเนินงานวิจัยจากหน่วยงาน และบุคคลต่าง ๆ ผู้วิจัยจึงขอขอบคุณ

หน่วยงานคณะกรรมการประสานงานเกี่ยวกับการสำรวจทรัพยากรธรณีในภูมิภาคเอเชียตะวันออกและตะวันออกเฉียงใต้ CCOP (The Coordinating Committee for Coastal and offshore Geosciences Programmers in East and Southeast Asia) สนับสนุนด้านโปรแกรม GeoX

คุณ Simplocio P. Caluyong เจ้าหน้าที่ของหน่วยงานคณะกรรมการประสานงานเกี่ยวกับการสำรวจทรัพยากรธรณีในภูมิภาคเอเชียตะวันออกและตะวันออกเฉียงใต้ ที่กรุณาฝึกสอนและคำแนะนำการใช้โปรแกรม GeoX

คุณปิยวัชร ปรามัณรัช เจ้าหน้าที่ของหน่วยงานคณะกรรมการประสานงานเกี่ยวกับการสำรวจทรัพยากรธรณีในภูมิภาคเอเชียตะวันออกและตะวันออกเฉียงใต้ ที่กรุณาให้การสนับสนุนด้านเทคโนโลยีสารสนเทศของงานนี้

ผศ. ธารา เล็กอุทัย หัวหน้าสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ให้คำแนะนำ และช่วยแก้ปัญหา และให้กำลังใจมาโดยตลอด

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ รศ. เกรียงไกร ไตรสาร และ อ.ดร. อัฆพรรค์ วรรณโกมล ที่ให้คำแนะนำ และช่วยแก้ปัญหา และให้กำลังใจมาโดยตลอด

นายณสรกฤษช วัชระคุปต์ และนายศักดิ์ชาย กล่ำกล่อมจิตร ให้คำปรึกษาด้านการพัฒนาโปรแกรม และข้อมูลต่าง ๆ และให้กำลังใจมาโดยตลอด

นางสาวรัชนี หอมกลาง เลขานุการ สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ที่ให้คำปรึกษา และติดต่อหน่วยงานต่าง ๆ

สำหรับประโยชน์ที่เกิดจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ ผู้วิจัยขอมอบให้กับบิดา–มารดา ซึ่งเป็นที่รักและเคารพยิ่ง ตลอดจนอาจารย์ที่เคารพทุกท่าน ที่ได้ประสิทธิ์ประสาทวิชาความรู้ และถ่ายทอดประสบการณ์ที่ดีให้แก่ผู้วิจัยตลอดมา จนทำให้ประสบความสำเร็จในชีวิต

กาญจนา รักสุจริตกุล

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อ (ภาษาไทย) ..... ก
บทคัดย่อ (ภาษาอังกฤษ) ..... ค
กิตติกรรมประกาศ ..... จ
สารบัญ ..... ฉ
สารบัญตาราง ..... ญ
สารบัญรูป ..... ฏ
คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ ..... ฐ
บทที่
1 บทนำ 1
1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ 2
1.3 ขอบเขตของการศึกษา 2
1.4 สมมุติฐานของการศึกษา 2
1.5 ขั้นตอนการศึกษา 3
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษา 3
2 ปริทัศน์วรรณกรรมและประวัติการสำรวจปิโตรเลียม 5
2.1 ลักษณะภูมิประเทศ และภูมิสัณฐาน 5
2.2 ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช 5
2.3 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy) 6
2.3.1 หินมหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic Rocks) 10
2.3.2 หินมหายุคมีโซโซอิก (Mesozoic Rocks) 11
2.3.3 หินมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic Rocks) 14
2.4 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System) 14
2.4.1 หินต้นกำเนิด (source rocks) 14

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.4.2 หินกักเก็บ (reservoir rocks) 15

2.4.3 หินมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic Rocks) 16

2.4.4 โครงสร้างกักเก็บ (trap) 16

2.5 โครงสร้างคาดหวัง (Petroleum prospect) 17

2.5.1 Triassic half-graben play 17

2.5.2 Permian basin play 18

2.5.3 Both Triassic & Permian basins play 19

2.6 ประวัติความเป็นมาหลุมเจาะสำรวจพิสูจน์ปิโตรเลียม ของโครงสร้างชนบท 20

2.6.1 หลุมชนบท-1 20

2.6.2 หลุมภูเวียง-1 21

3 การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม 22

3.1 การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม FASPU 22

3.1.1 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม 22

3.1.2 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม 25

3.1.3 หลักการในการวิเคราะห์ 25

3.1.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในการประมวลผลข้อมูล 26

3.2 การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม GeoX 28

3.2.1 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม 29

3.2.2 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม 31

3.2.3 หลักการในการวิเคราะห์ 31

3.2.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในการประมวลผลข้อมูล 32

3.2.5 ข้อมูลที่ใช้ในการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม 32

3.3 หลักการพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผล โดยวิธี Monte Carlo Simulation 33

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.4 การพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผล
โดยวิธี Probability of Success 35

4 การพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ 36

4.1 การวิเคราะห์ปัญหา 36

4.1.1 สิ่งที่ต้องการ 36

4.1.2 การแสดงผลลัพธ์ 37

4.1.3 การนำเข้าของข้อมูล 37

4.1.4 การประกาศตัวแปร 37

4.1.5 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม PPA 43

4.2 ผังงาน 44

4.3 ระบบภาษาที่ใช้ในการพัฒนาโปรแกรม 48

5 ศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ 49

5.1 การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม FASPU 49

5.2 การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม GeoX 53

5.3 การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม PPA 58

5.4 การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม FASPU
โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท 60

5.4.1 โปรแกรม FASPU 60

5.4.2 โปรแกรม GeoX 60

5.4.3 โปรแกรม PPA 61

6 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ 62

6.1 จุดประสงค์ 62

6.2 แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม 62

6.3 หลักการเลือกสุ่มตัวอย่างของปริมาณก๊าซธรรมชาติ
และราคาขายก๊าซธรรมชาติ 63

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

6.4 สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์ 64
6.4.1 ข้อสมมุติพื้นฐาน 64
6.4.2 ข้อสมมุติด้านราคาและข้อตกลงที่เกี่ยวข้อง 66
6.5 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 66
6.6 คำอธิบายสำหรับตารางการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม 67
6.7 การวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น 68
7 สรุปและข้อเสนอแนะ 70
7.1 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติในโครงสร้างชนบท 70
7.2 สรุปผลวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการวิเคราะห์ความไวต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น 71
7.2.1 สรุปผลวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 71
7.2.2 การวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น 72
7.3 ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย 73
รายการอ้างอิง 74
ภาคผนวก
ภาคผนวก ก. ข้อมูลวิธีการศึกษา และการคำนวณตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณทรัพยากรธรรมชาติ 77
ภาคผนวก ข. หลักการและตัวอย่างการพัฒนาโปรแกรม PPA 87
ภาคผนวก ค. ข้อมูลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ 117
ภาคผนวก ง. บทความวิชาการที่นำเสนอในการประชุมวิชาการ 123
ประวัติผู้เขียน 133

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

4.1 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานทางเทคนิคของโปรแกรม PPA 42
4.2 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานด้านเศรษฐศาสตร์ของโปรแกรม PPA 43
4.3 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรม PPA 48
5.1 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและ
สะสมตัวของปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะทางธรณีวิทยา
ของโครงสร้างชนบท 50
5.2 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของ
ปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะโครงสร้างคาดหวังของโครงสร้างชนบท 50
5.3 ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรน้ำมันที่ได้จากการวิเคราะห์
โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบทในโครงสร้างชนบท 51
5.4 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณ
ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์
โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท 51
5.5 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการเกิด
และสะสมตัวของปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะทางธรณีวิทยา
ของโครงสร้างชนบท 53
5.6 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของ
ปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะโครงสร้างคาดหวังของโครงสร้างชนบท 54
5.7 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีและปริมาณก๊าซธรรมชาติ
ที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างชนบท 55
5.8 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณ
ก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม PPA
ในโครงสร้างชนบท 59

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่ **หน้า**

5.9 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม FASPU โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท 61
6.1 อัตราการผลิตสำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 65
6.2 สรุปผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู 67
7.1 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม FASPU โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท 70
7.2 สรุปผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู 72

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญรูป

รูปที่ **หน้า**

2.1 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 7
2.2 การลำดับชั้นบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย 9
3.1 การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) 34
3.2 การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยม (Triangular distribution) 35
4.1 หน้าหลักของโปรแกรม PPA 38
4.2 หน้ารองโปรแกรม PPA ประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ 39
4.3 หน้ารองโปรแกรม PPA การประเมินการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติล่วงหน้า 40
4.4 หน้ารองโปรแกรม PPA ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ 41
4.5 ผังงานโปรแกรม PPA 45
5.1 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมโดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท 52
5.2 ผลการประเมินศักยภาพก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างชนบท 56
5.3 ผลการประเมินศักยภาพก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างชนบท 57
5.4 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม GeoX แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation 58
5.5 ผลผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม PPA แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation 60
6.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน 69
6.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน 69

คำอธิบายสัญลักษณ์และคำย่อ

A	=	พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย เอเคอร์)
Bcf	=	พันล้านลูกบาศก์ฟุต
Bg	=	ตัวแปรของการเปลี่ยนแปลงของปริมาตรก๊าซในแหล่ง (ไม่มีหน่วย)
Btu	=	หน่วยของค่าความร้อนในระบบอังกฤษ
Fill	=	ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (หน่วย ร้อยละ)
Bg	=	ค่าอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของปริมาณก๊าซ (ไม่มีหน่วย)
F95	=	ระดับความเป็นไปได้สูง
F50	=	ระดับความเป็นไปได้ปานกลาง
F05	=	ระดับความเป็นไปได้ต่ำ
GF	=	รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)
h	=	ความหนาของชั้นกักเก็บ (หน่วย ฟุต)
MMUS$	=	ล้านเหรียญสหรัฐ
MMcf/d	=	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
MMcf/month	=	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน
MMcf/year	=	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี
Net/Gross Ratio	=	สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)
Por	=	ค่าความพรุนของหิน (หน่วย ร้อยละ)
Pr	=	ความดันเริ่มต้นของแหล่ง
Sg	=	ความอิ่มตัวของก๊าซ
Tr	=	อุณหภูมิของแหล่งกักเก็บ
US$/MMcf	=	เหรียญสหรัฐต่อ 1 ล้านลูกบาศก์ฟุต
US$/MMBtu	=	เหรียญสหรัฐต่อ 1 ล้านบีทียู
Z	=	อัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของปริมาตรก๊าซ (ไม่มีหน่วย)

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความสำคัญและที่มาของปัญหา

พลังงานเป็นเรื่องสำคัญต่อเศรษฐกิจของประเทศชาติและประชาชนอย่างยิ่ง เพราะช่วยในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ สร้างความอยู่ดีกินดีของประชาชน ดังนั้นจึงต้องอาศัยพลังงานเป็นปัจจัยพื้นฐาน ในปัจจุบันแต่ละประเทศประสบปัญหาด้านเศรษฐกิจโดยมีสาเหตุส่วนหนึ่งมาจากความต้องการทรัพยากรปิโตรเลียมที่เพิ่มมากขึ้น เพื่อนำมาใช้พัฒนาในด้านเกษตรกรรม อุตสาหกรรมและคมนาคม ประเทศไทยจึงจำเป็นต้องจ่ายเงินจำนวนมากเพื่อนำเข้าพลังงานเชื้อเพลิงมาใช้ให้เพียงพอกับความต้องการ เนื่องจากปริมาณการผลิตและแหล่งสำรองทรัพยากรปิโตรเลียมไม่ว่าจะเป็นน้ำมันหรือก๊าซธรรมชาติ ที่มีอยู่ทั้งบนบกและในทะเลภายในประเทศมีอยู่อย่างจำกัด ดังนั้นควรมีการสำรวจและพิสูจน์ทราบด้านปิโตรเลียม เพื่อหาแหล่งปิโตรเลียมแหล่งใหม่เพิ่มเติมจากที่มีอยู่และศึกษาวิธีการเพิ่มอัตราการผลิตให้ได้มากที่สุดและเกิดประโยชน์สูงสุด แม้ว่าในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยจะมีศักยภาพทางด้านปิโตรเลียมค่อนข้างสูงโดยเฉพาะแหล่งก๊าซธรรมชาติ มีการสำรวจและศึกษาหลักฐานสนับสนุนด้านปิโตรเลียมมาเป็นระยะเวลาเกือบ 40 ปี แต่ยังไม่ประสบความสำเร็จมากนัก ในปัจจุบันพบว่าภูมิภาคนี้มีแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ 2 แหล่งคือ แหล่งก๊าซธรรมชาติน้ำพองและแหล่งก๊าซธรรมชาติสินภูฮ่อม โดยเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติต้นแบบของการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โครงสร้างของแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ได้ทำการศึกษาคือ บริเวณโครงสร้างชนบท โดยมีหินกักเก็บปิโตรเลียมเป็นหินคาร์บอเนตหรือหินปูนจัดอยู่ในกลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียนในการศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์ เพื่อหาวิธีหรือแนวทางที่จะช่วยค้นหาแหล่งก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ที่ยังไม่มีการผลิตก๊าซธรรมชาติหรือเพื่อเพิ่มอัตราการผลิต จึงได้ทำการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อช่วยการตัดสินใจในด้านการลงทุนและก่อให้เกิดประโยชน์สูงสุด

1.2 วัตถุประสงค์

วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1) พัฒนาโปรแกรม PPA (Petroleum Potential Assessment) เพื่อประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย โดยใช้ Microsoft Visual Basic version 6.0

2) เพื่อประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติที่ได้จากโปรแกรม PPA โดยเปรียบเทียบผลลัพธ์กับการประเมินด้วยโปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) และโปรแกรม GeoX (Geometry Experiment)

3) พิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit per Investment Ratio) และความเสี่ยงในการลงทุน

1.3 ขอบเขตของการศึกษา

ขอบเขตของการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1) การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยได้ทำการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว ในพื้นที่ 3 อำเภอคือ อำเภอชนบท อำเภอแวงใหญ่และอำเภอแวงน้อย จังหวัดขอนแก่น

2) แหล่งก๊าซธรรมชาติทำการศึกษาบริเวณโครงสร้างชนบท โดยมีหินกักเก็บปิโตรเลียมเป็นหินคาร์บอเนตหรือหินปูนจัดอยู่ในกลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน

3) โปรแกรม PPA พัฒนาขึ้นโดยใช้ Microsoft Visual Basic version 6.0

4) วิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาถึงอัตราการคืนทุน สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน พิจารณาถึงผลกระทบและปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่มีผลต่อการลงทุน

1.4 สมมุติฐานของการศึกษา

สมมติฐานของการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1) ข้อมูลโครงสร้างทางธรณีวิทยาและข้อมูลการเจาะสำรวจของโครงสร้างชนบท มีปริมาณก๊าซธรรมชาติมากพอที่จะมีการผลิตในเชิงพาณิชย์ได้

2) ในการพัฒนาโปรแกรม PPA นี้คาดการณ์ว่าโปรแกรมจะมีประสิทธิภาพในการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยหรือแหล่งก๊าซธรรมชาติแหล่งอื่น ๆ ที่มีผลลัพธ์ทางด้านการประเมินใกล้เคียงกับโปรแกรม FASPU และโปรแกรม GeoX

3) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติได้อ้างอิงจากแนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติช่วงเวลาที่กำลังพิจารณา

4) ปัจจัยเสี่ยงที่ทำการวิเคราะห์ได้แก่ ราคาก๊าซธรรมชาติ เงินลงทุน ดัชนีการการผลิต ปัจจัยด้านภาษีและค่าภาคหลวง

1.5 ขั้นตอนการศึกษา

ขั้นตอนการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1) ศึกษาการสำรวจโครงสร้างชนบท ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ทำการศึกษาโปรแกรม FASPU และโปรแกรม GeoX

2) รวบรวมข้อมูลต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในการศึกษาวิจัยทั้งข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและข้อมูลทางด้านวิศวกรรม เช่น ความหนาของแหล่งกักเก็บ ความพรุนของแหล่งกักเก็บ พื้นที่ประเมิน ความอิ่มตัวของก๊าซ ปัจจัยปริมาตรของก๊าซในชั้นแหล่งกักเก็บ ปัจจัยการค้นพบปริมาณก๊าซในแหล่งกักเก็บ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติของโครงสร้างชนบท

3) การพัฒนาโปรแกรม PPA โดยใช้ Microsoft Visual Basic version 6.0 เพื่อประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติของโครงสร้างชนบท

4) การทดสอบโปรแกรม

5) พิจารณาทางด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาของแหล่งก๊าซธรรมชาติที่สนใจและช่วยในการตัดสินใจการลงทุน

6) วิเคราะห์และสรุปผลการวิจัยที่ได้จากการพัฒนาโปรแกรม PPA ที่พัฒนาขึ้นและทำการเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษา

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย มีดังต่อไปนี้

1) การพัฒนาโปรแกรม PPA จะเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยให้มีการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยให้มีความถูกต้องและแม่นยำของผลลัพธ์เมื่อเทียบกับโปรแกรม FASPU โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ที่มีผลลัพธ์ใกล้เคียงกัน เนื่องจากพิจารณาข้อมูลทางด้านวิศวกรรมและธรณีวิทยาที่มีความคล้ายคลึงกันของทั้งสามโปรแกรม และช่วยในการตัดสินใจในการลงทุน

2) ทำให้เกิดความเป็นไปได้ในการที่จะมีการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติบริเวณโครงสร้างชนบทให้เป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ในเชิงพาณิชย์ได้

3) ถ้าได้มีการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติโครงสร้างชนบทแหล่งนี้อาจจะเป็นแหล่งพลังงานด้านก๊าซธรรมชาติแหล่งใหม่ที่ยังไม่เคยมีการผลิตมาก่อนหน้านี้และยังช่วยลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศซึ่งประเทศของเราต้องเสียเงินจำนวนมากในส่วนนี้

4) การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมจะส่งผลให้เกิดประโยชน์ทางด้านความต้องการใช้พลังงานในปัจจุบัน สาธารณูปโภค สร้างงานและสร้างรายได้แก่ประชาชนในพื้นที่

5) เผยแพร่เป็นความรู้ในด้านการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติและความเสี่ยงในการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติ

6) ผู้ทำการศึกษาวิจัยได้รับความรู้และประสบการณ์ในการพัฒนาโปรแกรม PPA

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 2
ปริทัศน์วรรณกรรมและประวัติการสำรวจปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้อง

2.1 ลักษณะภูมิประเทศและภูมิสัณฐาน

บริเวณที่ราบสูงโคราช (The Khorat Plateau) หมายถึงภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งอยู่ระหว่างละติจูดที่ 14°-19° เหนือและลองติจูดที่ 101°-106° ตะวันออก ครอบคลุมพื้นที่ 150,000 ตารางกิโลเมตรหรือประมาณหนึ่งในสามของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย ด้านทิศเหนือและทิศตะวันออกอยู่ตามแนวของแม่น้ำโขงติดต่อกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ด้านทิศใต้มีอาณาเขตติดต่อกับประเทศสหพันธรัฐกัมพูชาและทางด้านทิศตะวันตกมีพื้นที่ติดต่อกับภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย

ลักษณะภูมิประเทศส่วนใหญ่เป็นที่ราบเรียบ มีระดับความสูงประมาณ 130-250 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง โดยมีเทือกเขาเพชรบูรณ์และดงพญาเย็นเป็นขอบที่ราบสูงโคราชทางทิศตะวันตกเริ่มจากจุดเหนือสุดที่ผา มองยาวต่อลงมาทางทิศใต้ตามแนวของภูยาอู่ ภูพานคำ ภูแลนคา และภูพังเหยจนถึงเขื่อนลำตะคลอง ซึ่งบริเวณนี้พื้นที่มีความลาดเทไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ และขอบที่ราบสูงโคราชทางด้านทิศใต้ ประกอบด้วยทิวเขาสันกำแพงและพนมดงรักซึ่งเป็นขอบเขาสูงชันและเอียงเทไปหาแอ่งทางทิศเหนือ ส่วนขอบแอ่งทางด้านทิศเหนือและตะวันออกเป็นแนวเทือกเขาในสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว

2.2 ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช

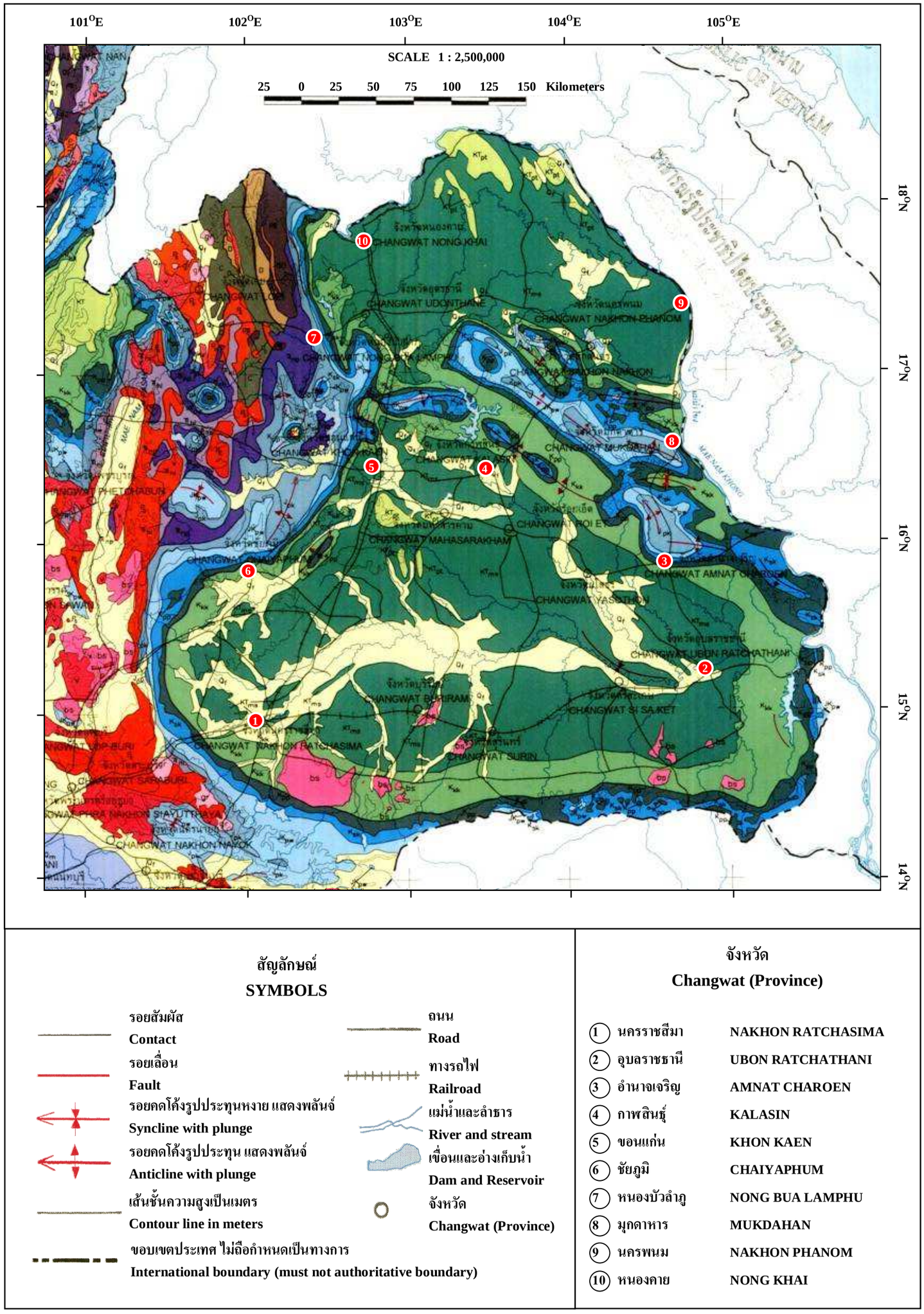
ที่ราบสูงโคราชถูกแบ่งออกโดยเทือกเขาภูพานที่เกิดจากโครงสร้างชั้นหินโค้งรูปประทุนลูกฟูก (Anticlinorium) ที่มีแกนวางตัวอยู่ในแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ (รูปที่ 2.1) โดยเริ่มจากจังหวัดอุบลราชธานี ผ่านสกลนคร กาฬสินธุ์ มุกดาหารไปสิ้นสุดใกล้แม่น้ำโขงที่จังหวัดอุบลราชธานี ซึ่งสูงจากที่ราบมีระดับความสูงประมาณ 300-500 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลางทำให้ส่วนทางด้านเหนือเกิดแอ่งย่อยอุดร–สกลนคร และทางด้านใต้ เกิดแอ่งย่อยโคราช-อุบล แอ่งทั้งสองมีพื้นที่เอียงเทไปยังทิศตะวันออกและมีพื้นที่ราบเรียบ ซึ่งประกอบด้วยที่ราบน้ำท่วมถึง (Floodplain) และที่ราบน้ำท่วมไม่ถึง (Non-floodplain) อยู่กลางแอ่ง นอกจากนี้ในบริเวณกลางแอ่งมีการแทรกดันของเกลือหินกระจายอยู่ทั่วไป ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดดินเค็มและน้ำเค็มในบริเวณที่ราบสูงโคราช ลักษณะภูมิประเทศและภูมิสัณฐานของแอ่งย่อยทั้งสองมีลักษณะดังนี้

แอ่งอุดร-สกลนคร มีอาณาเขตครอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดหนองคาย อุดรธานี สกลนคร นครพนม มุกดาหาร บางส่วนของสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว พื้นที่แอ่งเฉพาะในประเทศไทยมีประมาณ 17,000 ตารางกิโลเมตร มีระดับความสูงระหว่าง 140-180 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง แม่น้ำในบริเวณนี้มีขนาดเล็กและสายสั้น ๆ เกิดจากเทือกเขาภูพาน ได้แก่ แม่น้ำสงคราม แม่น้ำพุงซึ่งไหลลงสู่แม่น้ำโขงทางทิศตะวันออก เป็นต้น นอกจากนี้บริเวณที่มีการทรุดตัวของแผ่นดินจนทำให้เกิดพื้นที่ลุ่ม มีน้ำขังตลอดปีและกลายเป็นหนองบึงกระจายอยู่ทั่วไปที่สำคัญได้แก่ หนองหาน อำเภอกุมภวาปีจังหวัดอุดรธานี หนองญาติ จังหวัดนครพนมและหนองหาน จังหวัดสกลนคร เป็นต้น

แอ่งโคราช-อุบล มีพื้นที่ประมาณ 33,000 ตารางกิโลเมตร เป็นแอ่งตะกอนแม่น้ำที่ใหญ่ที่สุดของประเทศ มีระดับความสูงระหว่าง 120-170 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดนครราชสีมา ชัยภูมิ ขอนแก่น มหาสารคาม ร้อยเอ็ด บุรีรัมย์ กาฬสินธุ์ ยโสธร สุรินทร์ ศรีสะเกษ อุบลราชธานีและอำนาจเจริญ แม่น้ำในบริเวณนี้ส่วนใหญ่มีต้นกำเนิดจากเทือกเขาที่เป็นขอบแอ่งทางทิศเหนือและทิศตะวันตก ที่สำคัญ ได้แก่ แม่น้ำมูลมีต้นกำเนิดจากเขาวงและเขาสมิงของเทือกเขาสันกำแพง บริเวณอำเภอปักธงชัย จังหวัดนครราชสีมา แม่น้ำชี มีต้นกำเนิดจากสันปันน้ำของเทือกเขาเพชรบรูณ์ เขตจังหวัดชัยภูมิ แม่น้ำทั้งสองสายไหลผ่านที่ราบตอนกลางของแอ่ง และบรรจบรวมกันเป็นแม่น้ำขนาดใหญ่ก่อนจะไหลลงสู่แม่น้ำโขงทางทิศตะวันออกบริเวณอำเภอโขงเจียม จังหวัดอุบลราชธานี เป็นต้น

2.3 การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy)

การจำแนกลำดับชั้นหินของการต่อเนื่องของหินชั้นถูกกำหนดให้สัมพันธ์กับลักษณะโครงสร้างและประวัติกระบวนการแปรสัณฐาน การลำดับการต่อเนื่องของชั้นหิน ในบริเวณที่ราบสูงโคราชมีอายุตั้งแต่มหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic) ถึงมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic) การกำหนดอายุชั้นหินมหายุคพาลีโอโซอิกค่อนข้างถูกต้องเนื่องจากมีสัตว์ทะเลอาศัยอยู่มาก ซึ่งการลำดับการตะกอนตามแนวดิ่งจะสะท้อนให้เห็นถึงลักษณะความหลากหลายของสภาพแวดล้อมของการตกตะกอนตั้งแต่การตกในทะเลจนถึงการตกตะกอนบนพื้นทวีป ชั้นตะกอนที่ทับถมกันในที่ราบสูงโคราช สามารถแบ่งกลุ่มลำดับการตกตะกอน โดยการแบ่งอยู่บนพื้นฐานลักษณะความไม่ต่อเนื่องของชั้นหินและอาจอ้างถึงการเปลี่ยนแปลงหน่วยชั้นหินของเปลือกโลก แสดงไว้ใน (รูปที่ 2.2) มีรายละเอียดดังนี้



สัญลักษณ์

SYMBOLS

- รอยสัมผัส — **Contact**
- รอยเลื่อน — **Fault**
- รอยคดโค้งรูปประทุนหงาย แสดงพลันจ์ — **Syncline with plunge**
- รอยคดโค้งรูปประทุน แสดงพลันจ์ — **Anticline with plunge**
- เส้นชั้นความสูงเป็นเมตร — **Contour line in meters**
- ขอบเขตประเทศ ไม่ถือกำหนดเป็นทางการ — **International boundary (must not authoritative boundary)**
- ถนน — **Road**
- ทางรถไฟ — **Railroad**
- แม่น้ำและลำธาร — **River and stream**
- เขื่อนและอ่างเก็บน้ำ — **Dam and Reservoir**
- จังหวัด — **Changwat (Province)**

จังหวัด

Changwat (Province)

1	นครราชสีมา	**NAKHON RATCHASIMA**
2	อุบลราชธานี	**UBON RATCHATHANI**
3	อำนาจเจริญ	**AMNAT CHAROEN**
4	กาฬสินธุ์	**KALASIN**
5	ขอนแก่น	**KHON KAEN**
6	ชัยภูมิ	**CHAIYAPHUM**
7	หนองบัวลำภู	**NONG BUA LAMPHU**
8	มุกดาหาร	**MUKDAHAN**
9	นครพนม	**NAKHON PHANOM**
10	หนองคาย	**NONG KHAI**

รูปที่ 2.1 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (คัดลอกจากกรมทรัพยากรธรณี, 2530)

อายุ AGE	หินชั้นและหินแปร SEDIMENTARY AND METAMORPHIC ROCK
ควอเทอร์นารี QUATERNARY	Q_f ตะกอนธารน้ำพา ที่ราบน้ำท่วม ที่ราบน้ำพา ตะพักลำน้ำและเศษหินเชิงเขา Fluvial deposits: flood plain, alluvium, terrace and colluvium. Q_m ตะกอนชายฝั่งทะเล หาดทราย ป่าชายเลน ที่ลุ่มขึ้นและ และลากูน Coastal deposite: beach, mangrove swamp, marsh and lagoon.
เทอร์เชียรี TERTIARY	T กลุ่มหินแม่เมาะและกลุ่มหินกระบี่ หินกึ่งแข็งตัว หินแข็ง ชั้นถ่านหิน Mae Moh Group and Krabi Group: semiconsolidated, consolidated rocks and coal beds. KT หินทราย หินทรายแป้ง หินเคลย์ หินกรวดมนและแร่ยิปซัม Sandstone, siltstone, claystone, conglomerate and gypsum. KT_{pt} หมวดหินภูทอก หินทราย หินทรายแป้งและหินเคลย์ Phu Thok Formation: sandstone, siltstone and claystone. KT_{ms} หมวดหินมหาสารคาม หินทรายแป้ง หินเคลย์ หินทราย เกลือหิน และแร่ยิปซัม Maha Sarakham Formation: siltstone, claystone, sandstone, rock salt and gypsum.
ครีเทเชียส CRETACEOUS	K_{kk} หมวดหินโคกกราด หินทรายแป้ง หินทราย หินเคลย์ และหินกรวดมน Khok Kruat Formation: siltstone, sandstone, claystone, and conglomerate. K_p หมวดหินพูพาน หินทราย แสดงชั้นเฉียงระดับ หินทรายแป้ง และหินกรวดมน Phu Phan Formation: sandstone, cross-bedded, siltstone and conglomeratic sandstone. K_{pp} หมวดหินภูพาน หินทราย แสดงชั้นเฉียงระดับ หินทรายแป้ง และหินกรวดมน Phu Phan Formation: sandstone, cross-bedded, siltstone and conglomeratic sandstone. K หินทราย และหินโคลน Sandstone and mudstone. K_{sk} หมวดหินเสาขัว หินทรายแป้ง และหินทราย Sao Khua Formation: siltstone and sandstone. JK หินทรายอาร์โคส, หินกรวดมน และหินดินดาน Arkosic sandstone, conglomerate and shale. JK_l หมวดหินลำทับ หินทรายอาร์โคส และลิทิก หินโคลน หินทรายแป้ง มีรอยชั้นเฉียงระดับ หินกรวดมน และหินทราย Lam Thap Formation: Arkosic and lithic sandstone, mudstone, siltstone, cross-bedded, conglomerate and sandstone. JK_{pw} หมวดหินพระวิหาร หินทราย แสดงชั้นเฉียงระดับ หินทรายแป้ง และหินเคลย์ Phra Wihan Formation: sandstone, cross-bedded, siltstone and claystone.
จูแรสซิก JURASSIC	J หินกรวดมน หินทราย หินดินดาน และหินโคลน Conglomerate, sandstone, shale and mudstone. J_u กลุ่มหินอุ้มผาง หินโคลน หินทรายแป้ง หินทราย และหินปูน Umpang Group: mudstone, siltstone, sandstone, and limestone. J_k หมวดหินคลองมีน หินปูน หินดินดาน และหินทรายแป้ง Khlong Min Formation: limestone, shale and siltstone. J_{pk} หมวดหินภูกระดึง หินทรายแป้ง หินทราย หินเคลย์ และหินกรวดมน Phu Kradung Formation: siltstone, sandstone, claystone and conglomerate.
ไทรแอสซิก TRIASSIC	TR_J หินกรวดมน หินอาร์โคส์ หินทรายแป้ง หินดินดาน และหินโคลน Conglomerate, arenite, siltstone, shale and mudstone. TR กลุ่มหินลำปาง หินโคลน หินปูน หินทราย หินทรายแป้ง และหินกรวดมน Lampang Group: mudstone, limestone, sandstone, siltstone and conglomerate. TR_c หินกรวดมนฐาน หินดินดาน หินทราย หินเชิร์ต และหินปูน Basal conglomerate, shale, sandstone, chert and limestone. TR_{np} หมวดหินน้ำพอง หินทราย หินทรายแป้ง หินเคลย์ และหินกรวดมน Nam Phong Formation: sandstone, siltstone, claystone and conglomerate. TR_{cb} หมวดหินห้วยหินลาด หินดินดาน หินโคลน หินทรายแป้ง Chaiburi Formation: limestone, dolomite and chert. TR_{hl} หมวดหินเขาหินแรก หินปูน หินปูนกรวดมนฐาน และหินภูเขาไฟกรวดมน Hual Hin Lat Formation: shale, mudstone, siltstone, graywacke, limestone, basal limestone conglomerate and local volcanic conglomerate.
เพอร์เมียน PERMIAN	P_{rb} กลุ่มหินราชบุรี หินปูน หินปูนเนื้อโดโลไมต์ หินเชิร์ต และหินโดโลไมต์ Ratburi Group: limestone, dolomitic limestone, chert and dolomite. PR หินทราย หินปูน หินทัฟฟ์เนื้อไรโอไลต์ถึงเนื้อแอนดีไซต์ ถูกแปรสภาพ หินดินดาน หินปูนถูกแปรสภาพ และ หินเชิร์ต Sandstone, limestone, metarhyolitic to metaandesitic-tuffs, shale, metalimestone and chert. P_{sb} กลุ่มหินสระบุรี หินปูน หินเชิร์ต หินบะซอลต์ หินอัลตรามาฟิก และหินเซอร์เพนทิไนต์ Saraburi Group: limestone, chert, basalt, ultramafic and serpentinite.
คาร์บอนิเฟอรัส CARBONIFEROUS	C หินกรวดมน หินทราย หินดินดาน หินชนวน หินเชิร์ต และหินปูน Conglomerate, sandstone, shale, slate, chert and limestone. CP หินทราย หินปูน หินดินดาน และหินเชิร์ต Sandstone, limestone, shale and chert. CP_k กลุ่มหินแก่งกระจาน หินทรายและหินโคลนปนกรวด หินดินดาน หินทราย หินทรายแป้ง หินโคลน และหินเชิร์ต Kaeng Krachan Group: pebbly sandstone, pebbly mudstone, shale, sandstone, siltstone, mudstone and chert.
ดิโวเนียน DEVONIAN	D หินเชิร์ต หินดินดาน หินปูน และหินทัฟฟ์ Chert, shale, limestone and tuff. DC หินเชิร์ตถูกแปรสภาพ หินทัฟฟ์ถูกแปรสภาพ หินอ่อน หินปูน-ถูกแปรสภาพ หินภูเขาไฟและหินกึ่งภูเขาไฟถูกแปรสภาพ Metachert, metatuff, marble, metalimestone, metavolcanics and metasubvolcanics. SDC กลุ่มหินทองผาภูมิ หินดินดานเนื้อปูน หินดินดาน หินเชิร์ต หินทรายแป้ง และหินปูน Thong Pha Phum Group: calcareous shale, shale, chert, siltstone, and limestone.
ไซลูเรียน SILURIAN	SD หินฟิลไลต์ หินฟิลไลต์เนื้อคาร์บอน และหินฟิลไลต์เนื้อควอรตซ์ Phyllite, carbonaceous phyllite and quartzitic phyllite.
ออร์โดวิเชียน ORDOVICIAN	O กลุ่มหินทุ่งสง หินปูนเนื้อดิน หินปูน หินปูนเนื้อโดโลไมต์ หินอ่อน และหินดินดาน Thung Song Group: Argillaceous limestone, limestone,dolomitic limestone,marble and shale. ϵO หินอ่อน และหินควอรตซ์ ไมกา ชีสต์ Marble, and quartz-mica-schist.
แคมเบรียน CAMBRIAN	ϵ_t กลุ่มหินตะรุเตา หินทราย หินควอร์ตไซต์ หินดินดาน และหินกรวดมน Tarutao Group: sandstone, quartzite, shale, and conglomerate. ϵ หินควอร์ตไซต์ หินออร์โทควอร์ตไซต์ หินทราย และหินดินดาน Quartzite, orthoquartzite, sandstone and shale.
พรีแคมเบรียน PRE-CAMBRIAN	Pe หินไนส์ลานสาง หินไนส์ หินชีสต์ หินแอมฟิโบไลต์ชีสต์ หินควอร์ตไซต์ หินแคลก์-ซิลิเกต หินอ่อน และหินไบโอไทต์มาร์เบิล Lansang gneiss: gneiss, schist, amphibolite-schist, quartzite, calc-silicate, marble and biotite marble.

หินอัคนี IGNEOUS ROCKS	อายุ AGE
gy หินกีเซอไรต์ **Geyserite**	ควอเทอร์นารี **QUATERNARY**
bs หินบะซอลต์ **Basalt**	ควอเทอร์นารี-เทอร์เชียรี **QUATERNARY-TERTIARY**
gr หินแกรนิต และหินแกรโนไดออไรต์ **Granite and granodiorite**	ครีเทเชียสถึงคาร์บอนิเฟอรัส **CRETACEOUS TO CARBONIFEROUS**
m หินมิกมาไทต์ หินแกรนิต หินไนส์ หินชีสต์ หินควอร์ตไซต์ และหินทราย **Migmatite, granite, gneiss, schist, quartzite and sandstone**	ไทรแอสซิก **TRIASSIC**
v หินไรโอไลต์ หินแอนดีไซต์ และหินทัฟฟ์ **Rhyolite, andesite, and tuff**	ครีเทเชียสถึงเพอร์เมียน **CRETACEOUS TO PERMIAN**
u หินไพรอกซีไนต์ หินเซอร์เพนทิไนต์ และหินฮอร์นเบลนไดต์ **Pyroxenite, serpentinite, and hornblendite**	ไทรแอสซิกถึงเพอร์เมียน **TRIASSIC TO PERMIAN**
b หินอัคนีชนิดเบส หินควอรตซ์แกบโบร **Basic igneous rocks: quartz-gabbro**	คาร์บอนิเฟอรัส **CARBONIFEROUS**

รูปที่ 2.1 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (คัดลอกจากกรมทรัพยากรธรณี, 2530) (ต่อ)

บทที่ 3
การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม

3.1 การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม FASPU

โปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) สร้างโดยกรมธรณีวิทยาของประเทศสหรัฐอเมริกา (U.S. Geological Survey) เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมที่อาจค้นพบเพิ่มเติม (Undiscovered resources) การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียมโดยโปรแกรม FASPU เป็นวิธีที่ใช้ในการวิเคราะห์ลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม (Plays) หรือรูปแบบของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม วิธีนี้สามารถคำนวณได้จากทฤษฎีความน่าจะเป็น (Probability theory) แบ่งออกเป็น 2 ส่วนที่สำคัญคือ การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและการประเมินให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม ตัวแปรที่ได้จากทั้งสองส่วนนี้จะถูกนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์และทางสถิติเพื่อให้ได้ค่าทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum resources) ของพื้นที่ที่ทำการประเมิน

3.1.1 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม

การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้องในการนำมาใช้แบ่งย่อยออกได้เป็น 3 ประเภท ดังต่อไปนี้

1) ลักษณะจำเพาะของธรณีวิทยาปิโตรเลียม (Play attributes)

การให้ค่าหรือกำหนดค่าตัวแปรที่มีอิทธิพลหรือมีผลต่อการเกิดและการสะสมตัวของปิโตรเลียม ประกอบไปด้วย

1.1) ค่าความเป็นไปได้ของการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon source)

1.2) ค่าความเป็นไปได้ของเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม (Timing)

1.3) ค่าความเป็นไปได้ของความเหมาะสมของการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Migration)

1.4) ค่าความเป็นไปได้ศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้น ๆ ในการกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน (Potential reservoir facies)

หากลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมที่ต้องการพิสูจน์มีคุณสมบัติดังกล่าวครบถ้วน แสดงว่าลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมนั้นมีความเหมาะสม ถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ถึง 1 (มีความเป็นไปได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ซึ่งจะถูกกำหนดหรือให้ค่าโดยนักธรณีวิทยาปิโตรเลียมหรือผู้ทำการประเมิน และเมื่อนำค่าความเป็นไปได้ของตัวแปรต่าง ๆ เหล่านี้มาคูณกันก็จะได้ค่าความเป็นได้ที่จะมีการเกิดและการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอน

2) ลักษณะจำเพาะของโครงสร้างคาดหวัง (Prospect attributes)

การให้ค่าหรือกำหนดค่าตัวแปรที่มีอิทธิพลหรือมีผลต่อการเกิดและการสะสมตัวของปิโตรเลียม ประกอบด้วย

2.1) ค่าความเป็นไปได้ในการมีไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ (Trapping mechanism)

2.2) ค่าความเป็นไปได้ของการมีค่าความพรุนของหิน (Effective porosity >3%)

2.3) ค่าความเป็นไปได้ของการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Hydrocarbon accumulation) ในโครงสร้างคาดหวัง ซึ่งจะพิจารณาจากการมีหรือไม่มีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Hydrocarbon source) ระยะเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม (Timing) และความเหมาะสมของการเคลื่อนตัวที่จากหินกำเนิดปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Migration)

หากโครงสร้างคาดหวังมีคุณสมบัติดังกล่าวครบถ้วน แสดงว่าโครงสร้างคาดหวังนั้นจะมีปิโตรเลียมสะสมตัวอยู่จริง ถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ถึง 1 (มีความเป็นไปได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ซึ่งจะถูกกำหนดหรือให้ค่าโดยนักธรณีวิทยาปิโตรเลียมหรือผู้ทำการประเมิน และเมื่อนำค่าความเป็นไปได้ของตัวแปรต่าง ๆ เหล่านี้มาคูณกันก็จะได้ค่าความเป็นได้ที่จะมีการเกิดและการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนขึ้นในโครงสร้างคาดหวังนี้ ซึ่งเรียกว่า ความน่าเป็นไปได้ของการสะสมตัวที่มีเงื่อนไข

3) ลักษณะจำเพาะปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon volume attributes)

ส่วนนี้จะเป็นการกำหนดหรือคำนวณค่าของตัวแปรที่จะมีผลต่อปริมาณของทรัพยากรปิโตรเลียมที่จะค้นพบในบริเวณพื้นที่ที่ทำการประเมิน ซึ่งประกอบไปด้วยตัวแปรต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

3.1) ค่าความเป็นไปได้ของชนิดหินของแหล่งกักเก็บ ซึ่งจะกำหนดให้เลือกเพียง 2 ชนิด คือหินทรายและหินคาร์บอนเนต

3.2) ค่าความเป็นไปได้ของสัดส่วนของน้ำมันและก๊าซที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บนี้ โดยที่ค่าความเป็นไปได้ของส่วนนี้จะมีค่ารวมกันเท่ากับ 1 เสมอ

3.3) ค่าของพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย 1,000 เอเคอร์) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.4) ค่าความหนาของแหล่งกักเก็บ (หน่วย 1,000 ฟุต) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.5) ค่าความพรุนของหิน (หน่วย ร้อยละ) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.6) ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (หน่วย ร้อยละ) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.7) ค่าระดับความลึกที่จะต้องเจาะลงไปพบปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ (หน่วย 1000 ฟุต) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.8) ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ร้อยละ) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.9) จำนวนของโครงสร้างคาดหวังที่จะสามารถทำการเจาะได้ (Number of drillable prospect) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

คุณสมบัติที่กล่าวมาจะเป็นตัวบ่งบอกถึงปริมาตรของไฮโดรคาร์บอนที่สะสมตัวในโครงสร้างคาดหวัง คำนวณได้จากสมการเพื่อหาปริมาตรในแหล่งกักเก็บของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ลูกบาศก์ฟุต) ดังนี้

$$\text{ก๊าซอิสระในแหล่ง} = \frac{43{,}560 * 1{,}000 * A * Fill * h * Por * Sg * Pr}{Tr * Z} \quad (3.1)$$

เมื่อ A = พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย เอเคอร์)

h = ความหนาของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ฟุต)

Por = ค่าความพรุนของหิน (หน่วย ร้อยละ)

Fill = ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (หน่วย ร้อยละ)

Sg = ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ร้อยละ)

Pr = ค่าความดันเริ่มต้นของชั้นหินกักเก็บ (หน่วย ปอนด์ต่อตารางนิ้ว)

Tr = ค่าอุณหภูมิของชั้นหินกักเก็บ (หน่วย องศาแรงกิล)

Z = ค่าความสามารถในการอัดตัวของก๊าซ (ไม่มีหน่วย)

3.1.2 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม

ตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมทางวิศวกรรมประกอบด้วย

1) ค่าความดัน (หน่วย ปอนด์ต่อตารางนิ้วต่อฟุต)

2) อุณหภูมิ (หน่วย องศาแรงกิลต่อฟุต)

3) ค่าสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (หน่วย ลูกบาศก์ฟุตต่อบาร์เรล)

4) ค่าอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของปริมาตรน้ำมัน (ไม่มีหน่วย)

5) ความลึกฐานล่างของน้ำมัน (หน่วย ฟุต)

6) ค่าตัวแปรที่ใช้บ่งถึงอัตราส่วนของปริมาณก๊าซที่สามารถนำขึ้นมาใช้ได้ต่อปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่ในแหล่ง (หน่วย ร้อยละ)

3.1.3 หลักการในการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เป้ากักเก็บโดยทฤษฎีความน่าจะเป็น มีประโยชน์และได้ผลอย่างมากเมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการของ Monte Carlo Simulation ซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่ายและใช้เวลานาน โดยวิธีที่ใช้จะเป็นการประยุกต์เอาทฤษฎีและกฎเกี่ยวกับการคาดหมาย (Law of expectation) และความแปรปรวนของทฤษฎีความน่าจะเป็น ค่าตัวแปรต่าง ๆ จะถูกคำนวณ เพื่อหาค่ากลาง (Mean) และค่าความแปรปรวน (Variance) โดยกำหนดให้การกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution จากนั้นจึงคำนวณเพื่อประเมินศักยภาพน้ำมัน ก๊าซเจือปน (Dissolved gas) ก๊าซอิสระ (Non-associated gas) และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นผลรวมของก๊าซเจือปนกับก๊าซอิสระ

3.1.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในการประมวลผลข้อมูล

ภายหลังจากที่ได้ข้อมูลและตัวแปรจากทั้งทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและวิศวกรรมปิโตรเลียมแล้ว จึงนำโปรแกรม FASPU มาคำนวณทรัพยากรปิโตรเลียม โดยมีการประมวลผลข้อมูลลำดับขั้นตอนในการดำเนินการดังนี้

1) เลือกชนิดของลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมในการประเมิน

2) เลือกทำการประเมินทรัพยากรน้ำมันเป็นลำดับแรก

3) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณลักษณะจำเพาะของปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน ในแต่ละลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม ซึ่งประกอบด้วยตัวแปรดังนี้

- พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย 1,000 เอเคอร์)
- ความหนาของแหล่งกักเก็บ (หน่วย 1,000 ฟุต)
- ค่าความพรุนของชั้นหิน (หน่วย ร้อยละ)
- ค่าการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)
- ระดับความลึกถึงชั้นแหล่งกักเก็บ (หน่วย 1,000 ฟุต)
- ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ร้อยละ)
- จำนวนของโครงสร้างคาดหวังที่จะสามารถทำการเจาะได้พิจารณาจากแผนที่โครงสร้างของแหล่งกักเก็บ โดยที่ค่าตัวแปรเหล่านี้จะถูกแบ่งออกเป็นค่าที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ตามลำดับ

4) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของขนาดของแหล่งปิโตรเลียม (Accumulation size) ด้วยสมการทางวิศวกรรมปิโตรเลียม

5) ค่าของขนาดของแหล่งน้ำมันจากขั้นตอนที่ 4 จะถูกนำมาจัดเรียงตัวและแสดงผลโดยอยู่บนพื้นฐานของ การกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution

6) คำนวณค่าความเป็นไปได้ของการมีแหล่งกักเก็บน้ำมันในโครงสร้างคาดหวัง จะต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขของลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม การกำเนิด การเคลื่อนที่และมีการสะสมตัวของปิโตรเลียมได้

7) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของค่าความเป็นไปได้ที่จะมีศักยภาพพบน้ำมัน ซึ่งจะหาค่านี้ได้ได้จากการคูณ Conditional prospect probability เข้ากับค่ากลางและค่าความแปรปรวนของขนาดของแหล่งกักเก็บน้ำมันที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 5

8) คำนวณและจัดจำแนกค่าที่ได้จากขั้นตอนที่ 7 มาแสดงผลการกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

9) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของจำนวนโครงสร้างคาดหวังของแหล่งนี้

10) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของจำนวนของแหล่งกักเก็บน้ำมันโดยได้จากการคูณ Conditional prospect probability กับผลที่ได้จากขั้นตอนที่ 9

11) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของ Conditional (A) potential for oil

12) ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าปริมาณน้ำมันเกิดในโครงสร้างคาดหวัง เกิดและสะสมตัวของน้ำมันนี้ ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่โปรแกรมสุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 8 คูณกับค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 9

13) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของค่าความเป็นไปได้ของการมีน้ำมันเกิดขึ้นซึ่งหมายถึงค่าความเป็นไปได้ของลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม จะมีค่าแหล่งกักเก็บน้ำมันอย่างน้อย 1 แหล่งเกิดขึ้นในแหล่งนี้

14) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของ Conditional (B) potential for oil ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าปริมาณน้ำมันเกิดตามลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมที่เหมาะสมกับการเกิดและสะสมตัวของน้ำมันนี้อย่างน้อย 1 แหล่ง ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 11 คูณกับค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 12

15) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของการที่จะไม่มีน้ำมันเกิดขึ้น ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 12 คูณกับค่า Marginal play probability

16) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของ Conditional play potential for oil ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 13 คูณกับค่า Marginal play probability

17) จัดสร้างค่าการกระจายตัวของค่าความเป็นไปได้ที่ได้จากผลลัพธ์ในการคำนวณในขั้นตอนที่ 13 และแสดงผลการกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

18) จัดสร้างค่าการกระจายตัวของค่าความเป็นไปได้ที่ได้จากผลลัพธ์ในการคำนวณในขั้นตอนที่ 11 และแสดงผลการกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution ที่

ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

19) จัดสร้างค่าการกระจายตัวของค่าความเป็นไปได้ที่ได้จากผลลัพธ์ในการคำนวณในขั้นตอนที่ 15 และแสดงผลการกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

20) ทำการเลือกก๊าซอิสระมาทำการประเมินเป็นลำดับที่ 2 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3 ถึง 18 โดยจะมีการเปลี่ยนค่าตัวแปรจากน้ำมันมาเป็นก๊าซอิสระ และปริมาณของก๊าซอิสระจะใช้สมการที่ใช้หาค่าของปริมาณน้ำมันเริ่มต้นที่มีทั้งหมดแทน โดยที่ค่าของ Conditional prospect probability ของก๊าซอิสระ จะมีค่าเท่ากับ Conditional deposit probability ลบด้วย Conditional prospect probability of oil

21) ทำการเลือกก๊าซเจือปนมาทำการประเมินเป็นลำดับที่ 3 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3 ถึง 18 โดยจะมีการเปลี่ยนค่าตัวแปรจากน้ำมันมาเป็นก๊าซเจือปน และปริมาณของก๊าซเจือปน จะใช้สมการที่ใช้หาค่าปริมาณน้ำมันในที่ปริมาณน้ำมันเริ่มแรกคูณด้วยค่าสัดส่วนก๊าซธรรมชาติต่อน้ำมัน โดยที่ค่าของ Conditional prospect probability ของก๊าซเจือปน จะมีค่าเหมือนกันกับที่ใช้ในขั้นตอนของการประเมินปริมาณน้ำมันเช่นกัน

22) ทำการเลือกก๊าซธรรมชาติมาทำการประเมินเป็นลำดับที่ 4 ทำซ้ำขั้นตอนที่ 4 ถึง 18 โดยจะมีการเปลี่ยนค่าตัวแปรจากน้ำมันมาเป็นก๊าซธรรมชาติ คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของปริมาณของก๊าซธรรมชาติ จะคำนวณโดยใช้สมการที่ใช้คำนวณค่าของปริมาณน้ำมันเริ่มต้นที่มีทั้งหมด โดยที่ค่า Conditional prospect probability ของก๊าซธรรมชาติ จะมีค่าเหมือนกันกับ Conditional deposit probability

23) โปรแกรมจะทำการเรียงลำดับและจัดแสดงผลของการคำนวณโดยจะจัดแบ่งปริมาณของปิโตรเลียมในแบบต่าง ๆ ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับ ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ที่ 0 5 25 50 75 95 และ 100 เปอร์เซ็นต์ ตามลำดับ

3.2 การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม GeoX

โปรแกรม GeoX (Geometry Experiment) ถูกพัฒนาขึ้นมาภายใต้การดูแลของหน่วยงานคณะกรรมการประสานงานเกี่ยวกับการสำรวจทรัพยากรธรณีในภูมิภาคเอเชียตะวันออกและตะวันออกเฉียงใต้ CCOP (The Coordinating Committee for Coastal and offshore Geosciences

Programmers in East and Southeast Asia) เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อการประเมินศักยภาพทรัพยากรด้านปิโตรเลียม แบบจำลองทางด้านเศรษฐศาสตร์และความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น โปรแกรม GeoX ได้มีการพัฒนามาจากโปรแกรม FASPU และมีหลักการที่คล้ายคลึงกัน

การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียมโดยการใช้โปรแกรม GeoX พิจารณาการคำนวณได้จากทฤษฎีความน่าจะเป็น แบ่งออกเป็น 2 ส่วนที่สำคัญคือ การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม และการประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม ตัวแปรที่ได้จากทั้งสองส่วนนี้จะถูกนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์และทางสถิติเพื่อให้ได้ค่าทรัพยากรปิโตรเลียมของพื้นที่ที่ทำการประเมิน

3.2.1 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม

ในการประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมที่เกี่ยวข้องในการนำมาใช้แบ่งย่อยออกได้เป็น 3 ประเภท ดังต่อไปนี้

1) ลักษณะจำเพาะของธรณีวิทยาปิโตรเลียม (Play attributes)

การให้ค่าหรือกำหนดค่าตัวแปรที่มีอิทธิพลหรือมีผลต่อการเกิดและการสะสมตัวของปิโตรเลียม ประกอบไปด้วย

1.1) ค่าความเป็นไปได้ของการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอน

1.2) ค่าความเป็นไปได้ของเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม

1.3) ค่าความเป็นไปได้ของความเหมาะสมของการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

1.4) ค่าความเป็นไปได้ของศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้น ๆ ในการกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน

หากลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมที่ต้องการพิสูจน์มีคุณสมบัติดังกล่าวครบถ้วน แสดงว่าลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมนั้นมีความเหมาะสม ถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ถึง 1 (มีความเป็นไปได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ซึ่งจะถูกกำหนดหรือให้ค่าโดยนักธรณีวิทยาปิโตรเลียมหรือผู้ทำการประเมิน และเมื่อนำค่าความเป็นไปได้ของตัวแปรต่าง ๆ เหล่านี้มาคูณกันก็จะได้ค่าความเป็นได้ที่จะมีการเกิดและการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอน

2) ลักษณะจำเพาะของโครงสร้างคาดหวัง (Prospect attributes)

การให้ค่าหรือกำหนดค่าตัวแปรที่มีอิทธิพลหรือมีผลต่อการเกิดและการสะสมตัวของปิโตรเลียม ประกอบด้วย

2.1) ค่าความเป็นไปได้ในการที่จะมีไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ

2.2) ค่าความเป็นไปได้ของการมีประสิทธิภาพค่าความพรุนของหิน

2.3) ค่าความเป็นไปได้ของการมีการสะสมตัวของปิโตรเลียม ในโครงสร้างคาดหวัง ซึ่งจะพิจารณาจากการมีหรือไม่มีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ระยะเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม และความเหมาะสมของการเคลื่อนตัวที่จากหินกำเนิดปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

หากโครงสร้างคาดหวังมีคุณสมบัติดังกล่าวครบถ้วน แสดงว่าโครงสร้างคาดหวังนั้นจะมีปิโตรเลียมสะสมตัวอยู่จริง ถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ถึง 1 (มีความเป็นไปได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ซึ่งจะถูกกำหนดหรือให้ค่าโดยนักธรณีวิทยาปิโตรเลียมหรือผู้ทำการประเมิน และเมื่อนำค่าความเป็นไปได้ของตัวแปรต่าง ๆ เหล่านี้มาคูณกันก็จะได้ค่าความเป็นได้ที่จะมีการเกิดและการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนขึ้นในโครงสร้างคาดหวังนี้ ซึ่งเรียกว่าความน่าเป็นไปได้ของการสะสมตัวที่มีเงื่อนไข

3) ลักษณะจำเพาะของปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน

(Hydrocarbon volume attributes)

ในส่วนนี้จะเป็นการกำหนดหรือคำนวณค่าของตัวแปรที่จะมีผลต่อปริมาณของทรัพยากรปิโตรเลียมที่จะค้นพบในบริเวณพื้นที่ที่ทำการประเมิน ซึ่งประกอบด้วยตัวแปรต่าง ๆ ดังนี้

3.1) ค่าของพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย 1,000 เอเคอร์)

3.2) ค่าความหนาของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ฟุต)

3.3) ค่าความพรุนของหิน (หน่วย ร้อยละ)

3.4) ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (หน่วย ร้อยละ)

3.5) ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ร้อยละ)

3.6) รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)

3.7) อัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของปริมาณก๊าซ (ไม่มีหน่วย)

3.8) สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)

คุณสมบัติที่กล่าวมาจะเป็นตัวบ่งบอกถึงปริมาตรของไฮโดรคาร์บอนที่สะสมตัวในโครงสร้างคาดหวัง คำนวณได้จากสมการเพื่อหาปริมาตรในแหล่งกักเก็บของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ลูกบาศก์ฟุต) ดังนี้

ปริมาณก๊าซทั้งหมด = 43560*A*h*Fill*GF*Por*Sg*Net/Gross Ratio*(1/Bg) (3.2)

เมื่อ A = พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย เอเคอร์)

h = ความหนาของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ฟุต)

Por = ค่าความพรุนของหินกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)

Fill = ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (หน่วย ร้อยละ)

Sg = ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ร้อยละ)

GF = รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)

Bg = อัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของปริมาณก๊าซ (ไม่มีหน่วย)

Net/Gross Ratio = สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ (หน่วย ร้อยละ)

3.2.2 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม

ตัวแปรที่จะต้องใช้ในการคำนวณปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมทางวิศวกรรมประกอบด้วย ค่าปัจจัยปริมาตรของก๊าซธรรมชาติในชั้นแหล่งกักเก็บ (ไม่มีหน่วย) และปัจจัยการค้นพบปริมาณก๊าซธรรมชาติในแหล่งกักเก็บ (หน่วย เปอร์เซ็นต์)

3.2.3 หลักการในการวิเคราะห์

การวิเคราะห์โดยใช้ทฤษฎีความน่าจะเป็นมีประโยชน์และได้ผลอย่างมาก เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับวิธีการของ Monte Carlo Simulation ซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่ายและเสียเวลามาก โดยวิธีที่ใช้จะเป็นการประยุกต์เอาทฤษฎีและกฎเกี่ยวกับการคาดหมายและความแปรปรวนของทฤษฎีความน่าจะเป็น ค่าตัวแปรต่าง ๆ จะถูกคำนวณ เพื่อหาค่ามัธยฐานและค่าความแปรปรวน โดยกำหนดให้การกระจายตัวของข้อมูลแบบ Log-normal distribution จากนั้นจึงคำนวณเพื่อประเมินศักยภาพน้ำมัน ก๊าซเจือปน ก๊าซอิสระ และก๊าซธรรมชาติซึ่งเป็นผลรวมของก๊าซเจือปนกับก๊าซอิสระ

3.2.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในการประมวลผลข้อมูล

ขั้นตอนของโปรแกรม GeoX จะแบ่งตามลักษณะการทำงานออกเป็น 4 ส่วน ดังต่อไปนี้

1) **g Play R** คือลักษณะการจัดประเภทของแหล่งที่ไม่เคยมีการผลิตมาก่อน เพื่อประเมินศักยภาพแหล่งปิโตรเลียม

2) **g Segment R** จัดอยู่ในขั้นตอนของการประเมินศักยภาพแหล่งปิโตรเลียมซึ่งจะพิจารณาจากสมมติฐานหรือแผนการดำเนินงานแล้วทำการวิเคราะห์โดยจะทำการทดสอบว่า ผลที่ได้รับเป็นไปตามที่คาดหมายไว้หรือไม่ ความถูกต้องของผลที่ได้รับขึ้นอยู่กับข้อมูลที่สามารถรวบรวมได้ว่าความถูกต้องมากน้อยเพียงใด การทำงานของ g Segment R อาศัยหลักการคำนวณของ Monte Carlo Simulation ช่วยในการประเมินจะแสดงออกมาในรูปของความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น และยังพิจารณาแหล่งปิโตรเลียมที่สามารถพัฒนาหรือปรับปรุงเพื่อทำการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม

3) **g Prospect R** ในส่วนนี้มีการพัฒนาเพิ่มมาจากลักษณะการทำงานของ g Segment R โดยมีหน้าที่ประเมินความเสี่ยงโดยพิจารณาจากพื้นที่สนใจออกเป็นส่วน ๆ ตามลักษณะของแหล่งกักเก็บ และรอยเลื่อนที่เกิดขึ้นทางธรณีวิทยา

4) **g Full Cycle** จัดอยู่ในขั้นตอนของการประเมินด้านเศรษฐศาสตร์จากการทำการสำรวจ

3.2.5 ข้อมูลที่ใช้ในการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม

ข้อมูลที่ใช้ในการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมแบ่งตามลักษณะการทำงานแบ่งออกเป็น 6 ส่วน ประกอบด้วย

1) **ป้อนข้อมูล** พิจารณาพื้นที่ที่ต้องการทำการสำรวจ ข้อมูลที่สามารถรวบรวมได้เพื่อดำเนินการตามขั้นตอน ข้อมูลเหล่านี้จะไม่มีผลโดยตรงกับการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม ยกเว้นกรณีที่ยากต่อการควบคุมตัวแปรจากกฎเกณฑ์ที่ถูกกำหนดได้

2) **การตั้งค่า** เป็นการกำหนดทิศทางสำหรับการวิเคราะห์ตามขั้นตอนการดำเนินงาน เช่น สามารถเลือกพิจารณาว่าเป็น น้ำมัน ก๊าซ หรือน้ำมันปนกับก๊าซ แต่ในส่วนนี้จะมีข้อจำกัดคือ จำนวนครั้งที่ทำการสุ่มตามหลักการคำนวณของ Monte Carlo Simulation

3) **ปริมาตร** เป็นการประเมินโดยการใช้ตัวแปรที่สามารถรวบรวมได้ เพื่อคำนวณหาปริมาณไฮโดรคาร์บอนของแหล่งที่สนใจ

4) **ของไหล** เป็นการประเมินโดยการใช้ตัวแปรที่สามารถรวบรวมได้ เพื่อคำนวณหาปริมาตรของปิโตรเลียมเบื้องต้นและปริมาณไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่

5) **ความสัมพันธ์** เป็นลักษณะการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมซึ่งมีความสัมพันธ์ของตัวแปรระหว่างปริมาตร (Volume) กับ ของไหล (Fluid)

6) **ความเสี่ยง** เป็นลักษณะการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม จะพิจารณากรณีที่มีการเปลี่ยนแปลงของข้อมูล เมื่อพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของผลที่ได้ว่ามีแนวโน้มอย่างไรหลังจากที่ได้ข้อมูลและตัวแปรจากทั้งทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและวิศวกรรมปิโตรเลียมแล้ว จึงนำโปรแกรม FASPU มาคำนวณทรัพยากรปิโตรเลียม โดยมีการประมวลผลข้อมูลลำดับขั้นตอนในการดำเนินการดังนี้

โปรแกรม GeoX จะทำการเรียงลำดับและจัดแสดงผลของการคำนวณจะแสดงผลลัพธ์ในรูปของปริมาณไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ทั้งหมด (In place resources) และปริมาณไฮโดรคาร์บอนที่สามารถผลิตได้ (Recoverable resources) ของความน่าจะเป็นที่จะค้นพบร้อยละ 10 50 และ90 ตามลำดับ ผลลัพธ์ด้านเศรษฐศาสตร์จะแสดงผลลัพธ์ในรูปอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio)

3.3 หลักการพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผลโดยวิธี Monte Carlo Simulation

ปริมาณของตัวแปรต่าง ๆ ที่ใช้ในการประมวลผลจะมีค่าแตกต่างกัน โดยขึ้นกับค่าสุ่ม (Random number) โดยค่าสุ่มนี้มีความจำเป็นอย่างมากที่ต้องอาศัยการระบุช่วงของค่าความหลากหลายของค่าแปรที่ถูกเลือก ชนิดของความน่าจะเป็นในการกระจายตัวของข้อมูลและกระบวนการสุดท้ายคือการประมวลเหล่านี้โดยคอมพิวเตอร์ ค่าสุ่มจะอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ถึง 100 เปอร์เซ็นต์ (มีความเป็นไปได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร)

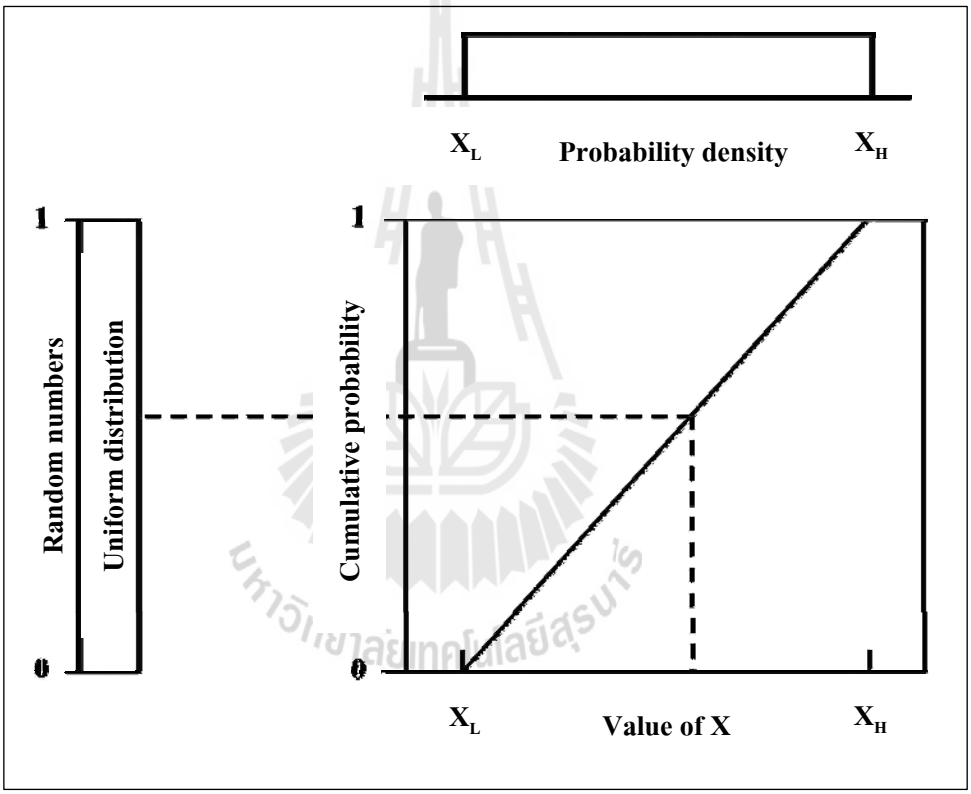
ก.1 การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution) (รูปที่ 3.1)

$$X = X_L + R_N\left(X_H - X_L\right) \tag{3.3}$$

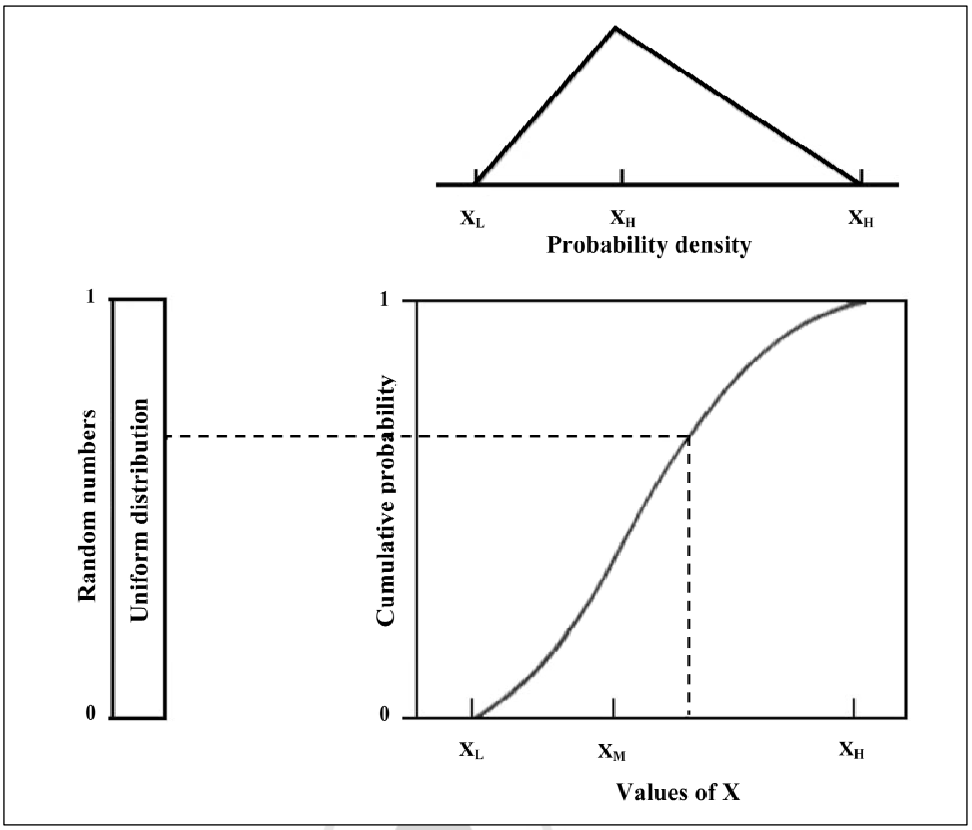
ก.2 การกระจายตัวแบบสามเหลี่ยม (Triangular distribution) (รูปที่ 3.2)

ถ้า $R_N \le \frac{X_M - X_L}{X_H - X_L}$ แล้ว $X = X_L + \sqrt{(X_M - X_L)(X_H - X_L)R_N}$ (3.4)

ถ้า $R_N \ge \frac{X_M - X_L}{X_H - X_L}$ แล้ว $X = X_H + \sqrt{(X_M - X_M)(X_H - X_L)}$ (3.5)



รูปที่ 3.1 การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)



รูปที่ 3.2 การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยม (Triangular distribution)

3.4 การพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผลโดยวิธี Probability of Success

การประเมินโดยอาศัยปัจจัยการพิจารณาทางด้านธรณีร่วมกับการพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผลโดยวิธี Monte Carlo Simulation ปัจจัยทางธรณีประกอบด้วย หินต้นกำเนิดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอน เวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ ศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน ประสิทธิภาพค่าความพรุนของชั้นหิน การสะสมตัวของปิโตรเลียม สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ และการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว โดยกำหนดค่าปัจจัยทางด้านธรณีอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร) ถึง 100 เปอร์เซ็นต์ (มีความเป็นไปได้ 100 เปอร์เซ็นต์ ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปร)

บทที่ 4
การพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ

บทนี้กล่าวถึงการพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ใช้ภาษา Microsoft Visual Version 6.0 วิธีการประเมินแบบ Monte Carlo Simulation ร่วมกับการพิจารณาค่าด้วยวิธี Probability of Success โปรแกรมนี้ชื่อว่า PPA (Petroleum Potential Assessment) ประกอบด้วย การวิเคราะห์ปัญหา ผังงานและระบบภาษาที่ใช้สำหรับการพัฒนาโปรแกรม

4.1 การวิเคราะห์ปัญหา

ขั้นตอนแรกของการพัฒนาโปรแกรมโดยวิธี Monte Carlo Simulation คือการอธิบายปัญหา ทราบรายละเอียดของปัญหา วิธีแก้ปัญหา ขั้นตอน กระบวนการและผลลัพธ์ แสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.1.1 สิ่งที่ต้องการ

1) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ โดยวิธีการประเมินแบบ Monte Carlo Simulation พิจารณาร่วมกับ Probability of Success จัดให้มีการกำหนดค่าตัวอย่างการสุ่มจำนวน 2,000 ค่า คอมพิวเตอร์เป็นผู้ประมวลผลค่าสุ่มของการประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ

2) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นระยะเวลา 20 ปีของการผลิต หลักการคือในช่วงการผลิต 5 ปีแรกมีอัตราการผลิตคงที่โดยประสิทธิภาพการผลิตรวมเป็นร้อยละ 50 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่พิจารณา หลังจากนั้นอัตราการผลิตในปีถัดไปจะลดลงที่ร้อยละ 90 ของอัตราการผลิตในปีก่อนหน้า

3) พัฒนาโปรแกรมสำหรับการประเมินเศรษฐศาสตร์ โดยนำผลลัพธ์จากการประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติที่แสดงผลออกมาในรูปของความน่าจะเป็นที่จะค้นพบร้อยละ 10 50 และ 90 ตามลำดับ และตัวแปรต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำมาวิเคราะห์ผลในเชิงของอัตราการคืนทุนภายในและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน

4.1.2 การแสดงผลลัพธ์

1) การประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ แสดงผลลัพธ์ในรูปแบบของตารางข้อมูลจากการการประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติและรูปแบบของกราฟระหว่างความน่าจะเป็นที่จะค้นพบกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้

2) การวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติ แสดงผลลัพธ์ในรูปแบบของตารางข้อมูลจาก การการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติและรูปแบบของกราฟระหว่างอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติกับระยะเวลาในการผลิต

3) การประเมินเศรษฐศาสตร์ แสดงผลลัพธ์ในรูปแบบของอัตราการคืนทุนภายในและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน

4) สามารถบันทึกข้อมูลและพิมพ์ผลลัพธ์ออกมาในรูปแบบเอกสาร เพื่อทำการวิเคราะห์ข้อมูลและเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้

5) หน้าหลักของโปรแกรมประกอบด้วย 3 ส่วนย่อยคือการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ การประเมินการวางแผนการก๊าซธรรมชาติล่วงหน้าเป็นระยะเวลา 20 ปีของการผลิตและการประเมินเศรษฐศาสตร์ ปรากฏคำอธิบายของข้อมูลนำเข้าที่จำเป็น ดังแสดงในรูปที่ 4.1

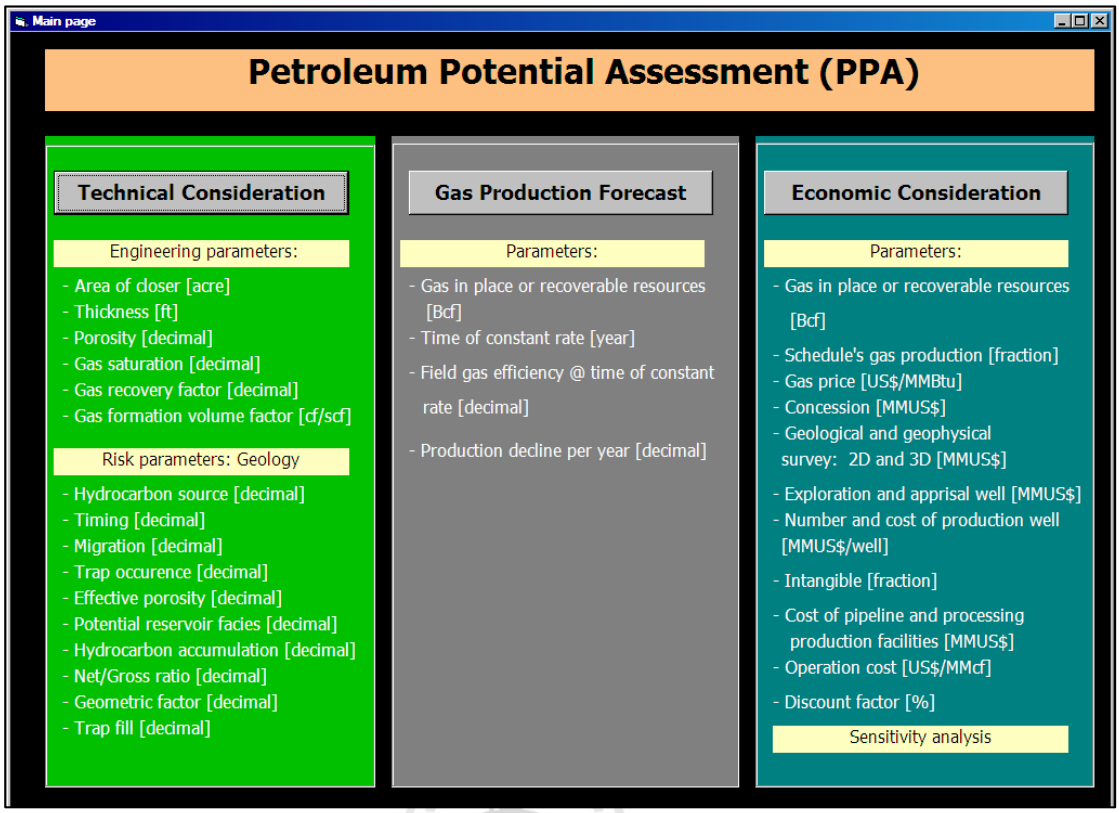
6) ในแต่ละระบบการทำงานของโปรแกรม PPA จะถูกพัฒนาขึ้นและประกอบด้วย 3 ระบบการทำงาน โดยรายละเอียดในแต่ละระบบการทำงานอธิบายโดยใช้สีตามตารางที่ 4.1 และแสดงในรูปที่ 4.2-4.4

4.1.3 การนำเข้าของข้อมูล

ฐานข้อมูลในการพัฒนาโปรแกรม PPA การทำศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลต่าง ๆ โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 4.2 และ ตารางที่ 4.3 สำหรับการเตรียมเป็นข้อมูลพื้นฐาน

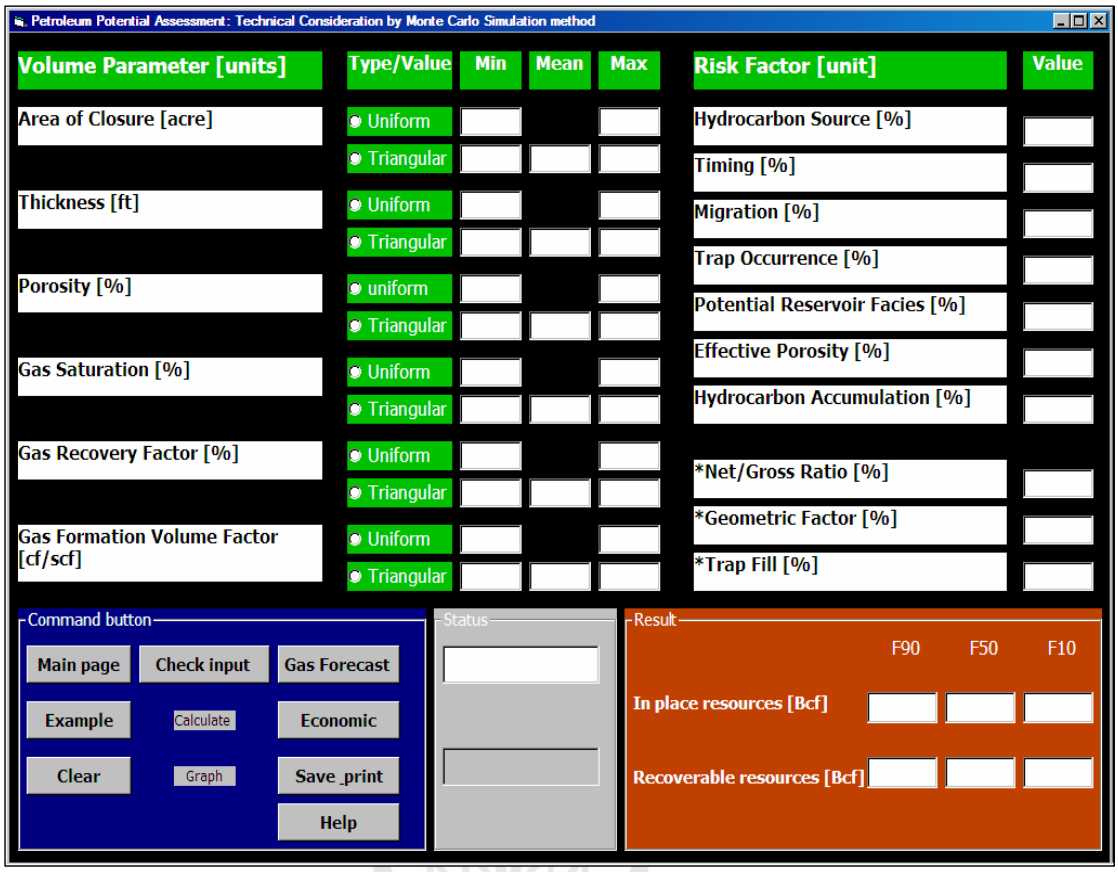
4.1.4 การประกาศตัวแปร

ตัวแปรที่ประกาศเหล่านี้ทำหน้าที่ต่าง ๆ กัน ประกอบด้วย ตัวแปรที่เป็นตัวแทนของการป้อนข้อมูล การแสดงผล การคำนวณ กระบวนการและการประมวลผล โดยตัวแปรและความหมายของ ตัวแปร แสดงรายละเอียดในภาคผนวก ข.



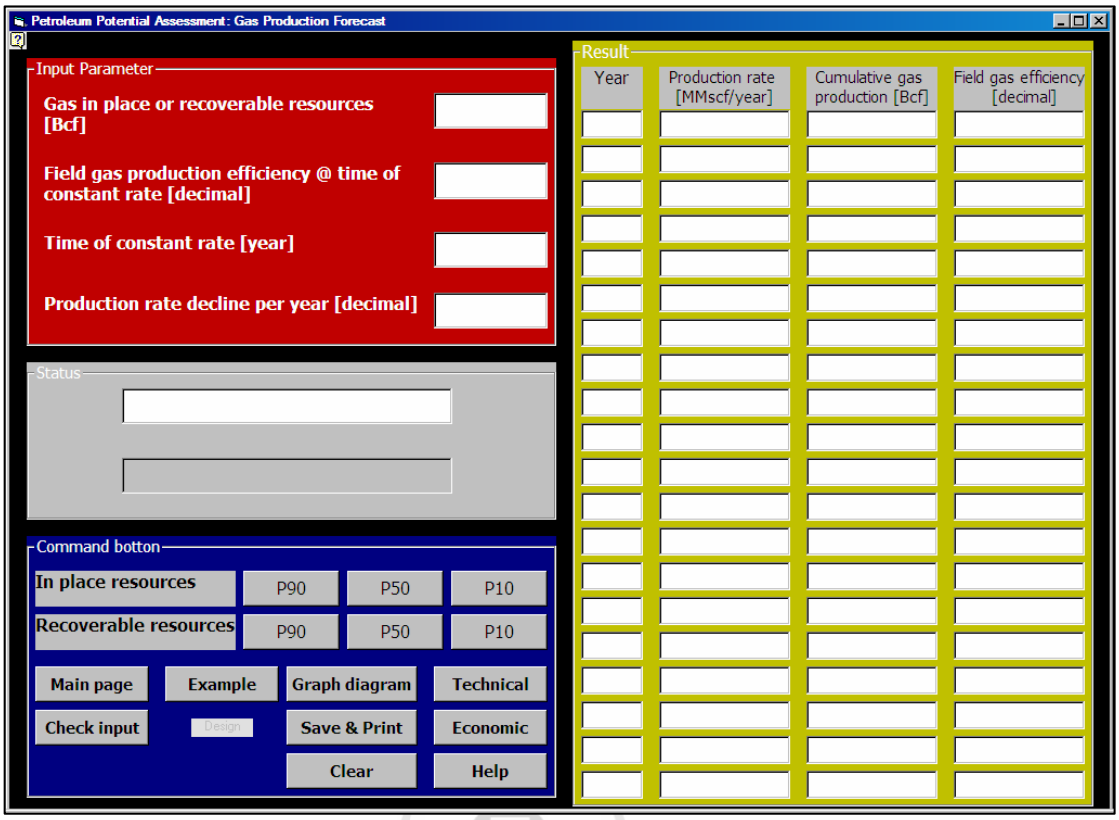
รูปที่ 4.1 หน้าหลักของโปรแกรม PPA

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



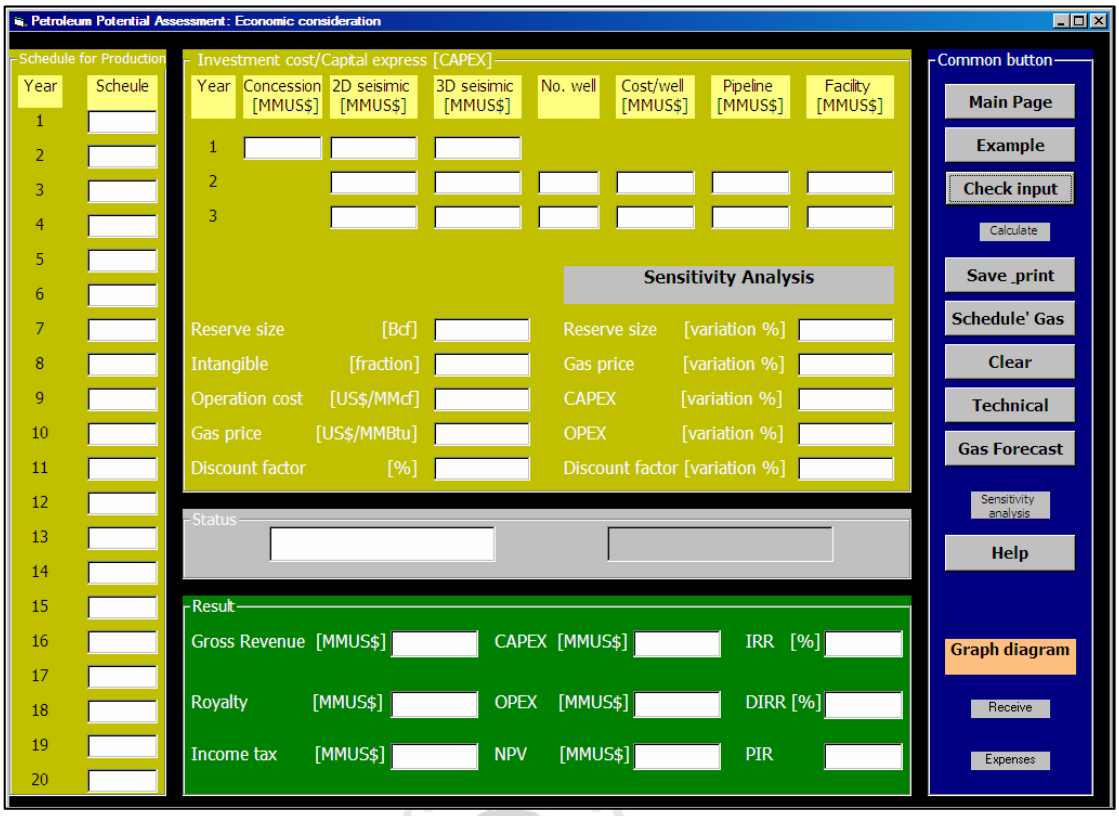
รูปที่ 4.2 หน้ารองโปรแกรม PPA ประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.3 หน้ารองโปรแกรม PPA การประเมินการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติล่วงหน้า

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 4.4 หน้ารองโปรแกรม PPA ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.1 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานทางเทคนิคของโปรแกรม PPA

ลำดับ	ข้อมูลนำเข้า	หน่วย	ช่วงที่กำหนด
1	หินต้นกำเนิดของไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon source)	ร้อยละ	1.00-100
2	เวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม (Timing)	ร้อยละ	1.00-100
3	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Migration)	ร้อยละ	1.00-100
4	ไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ (Trap occurrence)	ร้อยละ	1.00-100
5	ศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน (Potential reservoir facies)	ร้อยละ	1.00-100
6	ประสิทธิภาพค่าความพรุนของชั้นหิน (Effective porosity)	ร้อยละ	1.00-100
7	การสะสมตัวของปิโตรเลียม (Hydrocarbon accumulation)	ร้อยละ	1.00-100
8	สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ (Net/Gross Ratio)	ร้อยละ	1.00-100
9	รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ (Geometric factor)	ร้อยละ	1.00-100
10	การสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (Trap fill)	ร้อยละ	1.00-100
11	พื้นที่ประเมิน (Area of closure)	เอเคอร์	-
12	ความพรุนของแหล่งกักเก็บ (Porosity)	ร้อยละ	1.00-100
13	ความหนาของแหล่งกักเก็บ (Thickness)	ฟุต	-
14	ความอิ่มตัวของก๊าซธรรมชาติ (Gas saturation)	ร้อยละ	1.00-100
15	ปัจจัยปริมาตรของก๊าซธรรมชาติในชั้นแหล่งกักเก็บ (Gas Formation Volume Factor)	ไม่มีหน่วย	-
16	ปัจจัยการค้นพบปริมาณก๊าซธรรมชาติ (Recovery Factor)	ร้อยละ	1.00-100
17	ระยะเวลาของการผลิต ที่อัตราการผลิตคงที่ (Time of constant rate)	ปี	-
18	ประสิทธิภาพการผลิตก๊าซธรรมชาติ ที่อัตราการผลิตคงที่ (Field gas production efficiency at time constant rate)	ร้อยละ	1.00-100
19	อัตราการผลิตในปีถัดไปจะลดลงจากอัตราการผลิตในปีก่อนหน้า (Production rate decline per year)	ร้อยละ	1.00-100

ตารางที่ 4.2 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานด้านเศรษฐศาสตร์ของโปรแกรม PPA

ลำดับ	ข้อมูลนำเข้า	หน่วย	ช่วงที่กำหนด
1	ปริมาณก๊าซธรรมชาติเริ่มแรกหรือปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้จริงน้ำมันเริ่มแรก (Gas in place or Recoverable resources)	ลูกบาศก์ฟุต	-
2	แผนการผลิต (Schedule's Gas/Oil production)	ร้อยละ	-
3	ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (Gas price)	เหรียญสหรัฐ/ล้านบีทียู	-
4	ค่าสัมปทานพื้นที่ (Concession)	เหรียญสหรัฐ	-
5	ค่าสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ (Geological and geophysical surveys)	เหรียญสหรัฐ	-
6	ค่าการเจาะหลุมสำรวจและประเมิน (Exploration and appraisal wells)	เหรียญสหรัฐ	-
7	จำนวนหลุมผลิตและค่าใช้จ่ายต่อหลุม (Number and cost of production well)	เหรียญสหรัฐ	-
8	ค่าติดตั้งท่อผลิตและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตอื่น ๆ (Cost of pipeline and processing production facilities)	เหรียญสหรัฐ	-
9	ค่าปฏิบัติการต่ออัตราการผลิต (Operation cost)	เหรียญสหรัฐ	-
10	อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร (Discount factor)	ร้อยละ	1.00-100
11	ค่าอุปกรณ์วัสดุสิ้นเปลือง (Intangible)	ร้อยละ	0.00-1.00

4.1.5 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม PPA

ขั้นตอนการใช้โปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในโครงสร้างชนบท ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย PPA และคอมพิวเตอร์เป็นตัวกำหนดค่าสุ่มตามขั้นตอนดังนี้

1) พิจารณาลักษณะการกระจายตัวของข้อมูลว่าจัดอยู่ในแบบสม่ำเสมอ (Uniform) หรือสามเหลี่ยม (Triangular) ของข้อมูลในแต่ละตัวแปร

2) การป้อนค่าต่ำสุด ค่ากลางและค่าสูงสุดของข้อมูลแต่ละตัวแปรและทำการเลือกสุ่มมา 1 ค่า โดยกำหนดช่วงของข้อมูลอยู่ระหว่าง 0.00-1.00

3) ทำการเลือกลักษณะการกระจายตัวของข้อมูลว่าเป็นแบบสม่ำเสมอ (Uniform) หรือสามเหลี่ยม (Triangular)

4) ทำการเลือกปุ่ม “Calculate” เพื่อทำการประมวลผลศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ถ้าระบบได้ทำการประเมินของแหล่งก๊าซธรรมชาติสำเร็จแล้ว โปรแกรมจะดำเนินขั้นตอนต่อไป

5) ขั้นตอนการใช้โปรแกรมการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติ โดยป้อนตัวแปรต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องตามที่โปรแกรมกำหนดไว้ แล้วทำการเลือกปุ่ม “Design” เมื่อสำเร็จโปรแกรมจะดำเนินขั้นตอนต่อไป

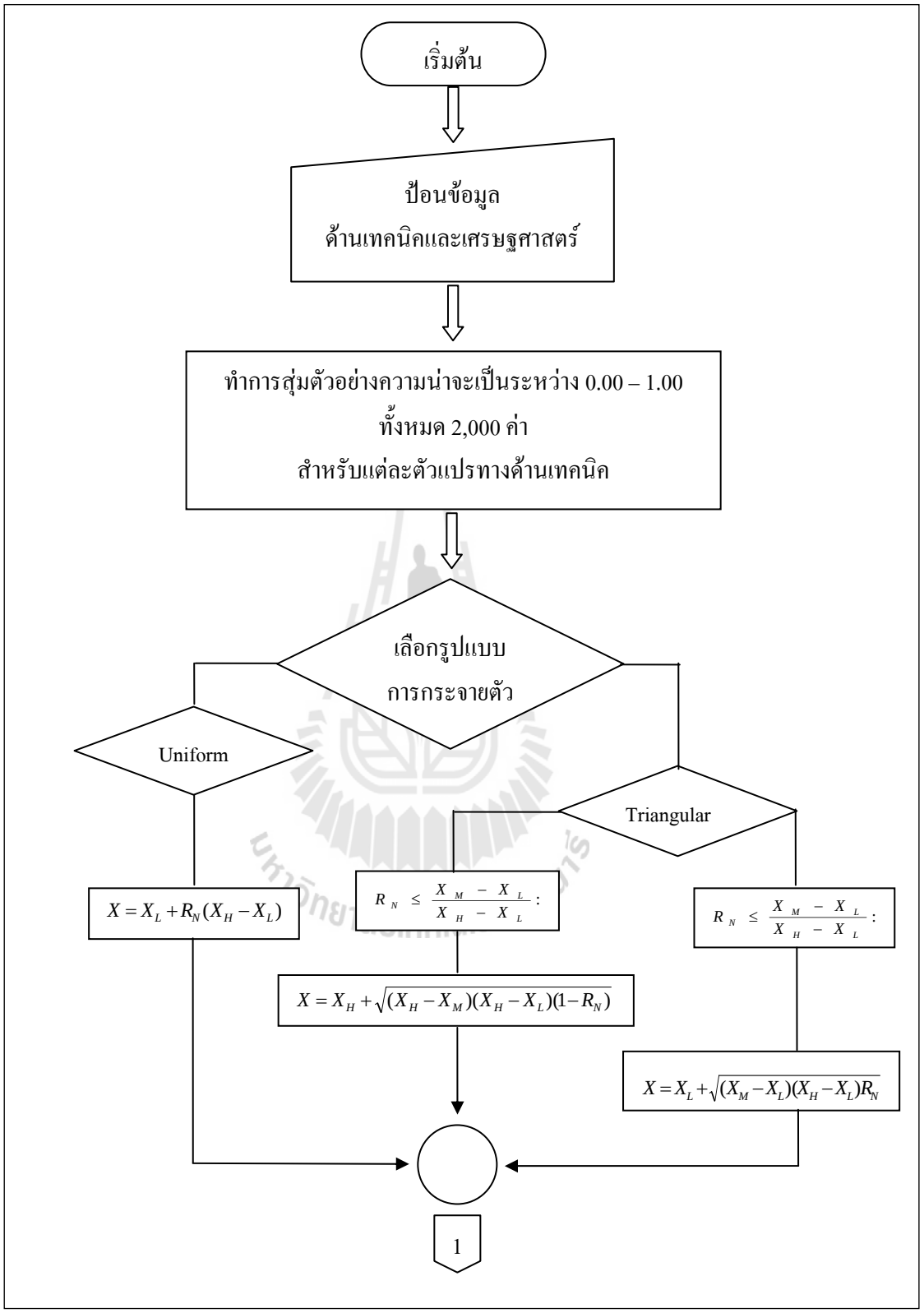
6) ขั้นตอนการใช้โปรแกรมประเมินเศรษฐศาสตร์ของแหล่งก๊าซธรรมชาติโดยโปรแกรมแสดงปุ่มกด “ Economic” เพื่อดำเนินตามขั้นตอนการประเมินผลเศรษฐศาสตร์ แต่กรณีที่โปรแกรมแสดงปุ่มกด “Please Input Number in Red Textbox” ผู้ใช้ต้องย้อนกลับไปตรวจสอบข้อมูลที่ ได้ป้อนว่าตามที่กำหนดไว้หรือไม่ จากนั้นโปรแกรมจะทำการประมวลผลศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ผลลัพธ์ที่ได้จะแสดงผลออกมา 3 ผลลัพธ์ ในรูปของความน่าจะเป็นที่จะค้นพบร้อยละ 10 50 และ 90 และในส่วนของการประเมินเศรษฐศาสตร์ในเชิงของอัตราการคืนทุนภายในและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนของการประเมิน

7) ผู้ใช้สามารถเลือกปุ่ม “Save& Print” เพื่อบันทึกและพิมพ์ข้อมูลทั้งในส่วนการป้อนข้อมูลและการแสดงผลลัพธ์ทั้งรูปแบบของไฟล์และงานเอกสาร

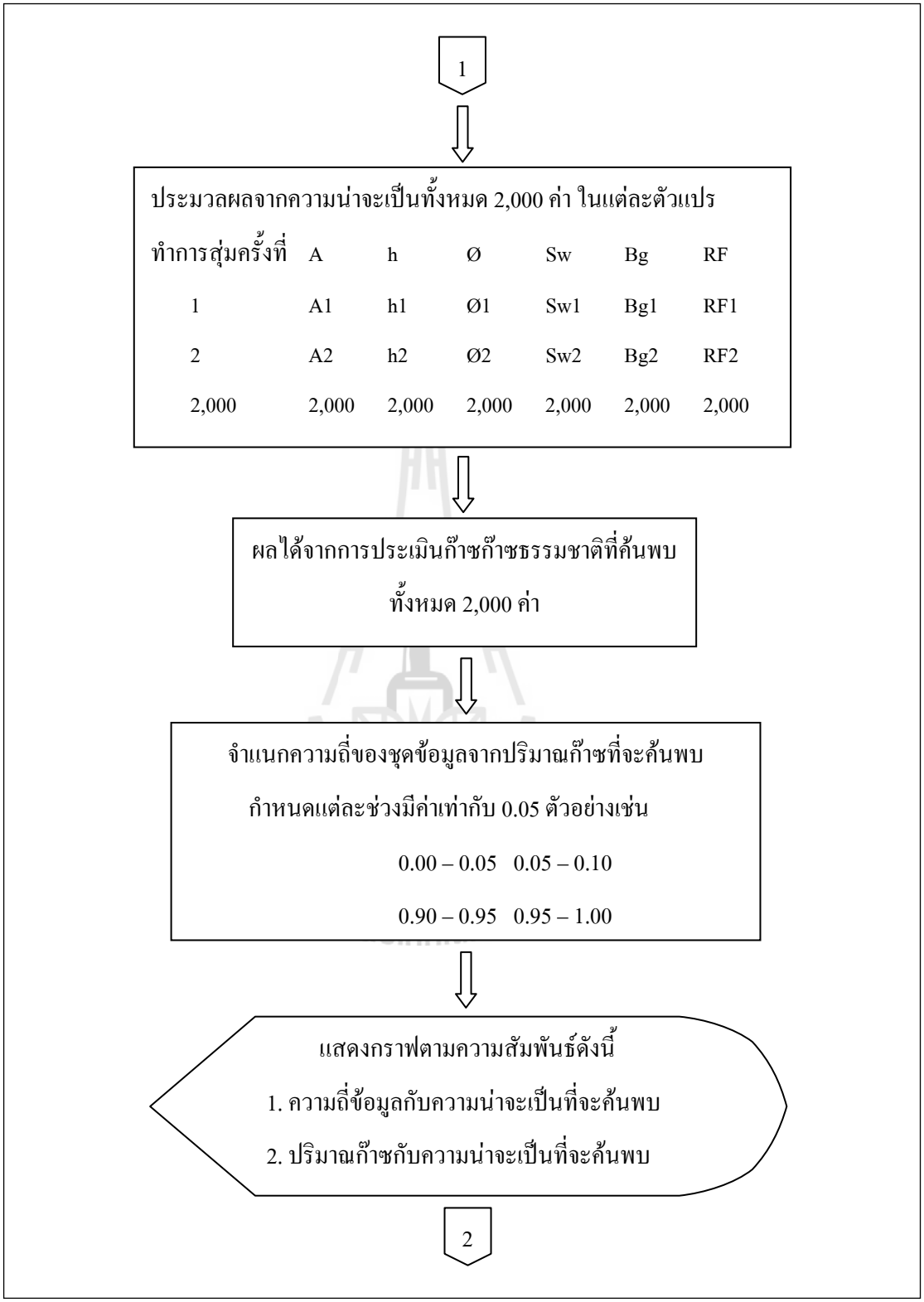
8) ถ้าผู้ใช้ต้องการป้อนข้อมูลใหม่ทั้งหมด ทำได้โดยการเลือกปุ่มกด “Clear” ระบบจะเริ่มทำดำเนินการประมวลผลศักยภาพใหม่

4.2 ผังงาน

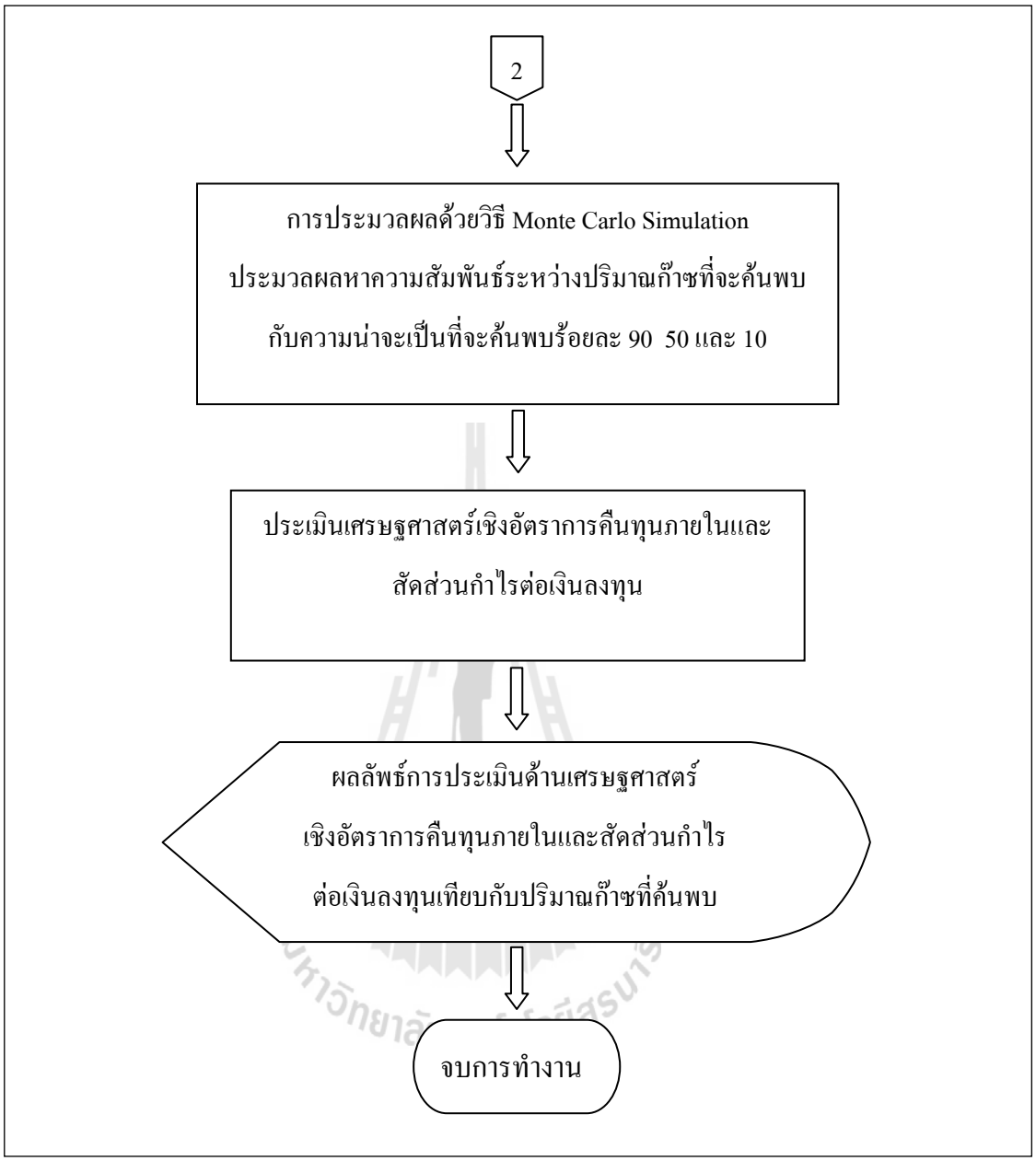
การพัฒนาโปรแกรม PPA จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการวางแผนลำดับงานเพื่อให้เข้าใจระบบการประมวลผลของโปรแกรม ดังนั้นกระบวนการเหล่านี้จะถูกอธิบายในรูปของผังงานที่ต้องประกอบไปด้วยการป้อนข้อมูล การตรวจสอบข้อมูลที่นำเข้า การคำนวณ การเชื่อมต่อกับฐานข้อมูลและการแสดงผล ดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.5 โดยผังงานของโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยนี้จะประกอบไปด้วยตัวแปรของข้อมูลที่ใช้ป้อนและแสดงผล สมการและฐานข้อมูล ซึ่งเป็นไปตามตารางที่ 4.4



รูปที่ 4.5 ผังงานโปรแกรม PPA



รูปที่ 4.5 ผังงานโปรแกรม PPA (ต่อ)



รูปที่ 4.5 ผังงานโปรแกรม PPA (ต่อ)

ตารางที่ 4.3 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรม PPA

รูปแบบ	หมายเหตุ
การป้อนข้อมูล	ตารางที่ 4.2 และ ตารางที่ 4.3 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานของโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย
สมการและฐานข้อมูล	รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข. หลักการและทฤษฎีสำหรับการพัฒนาโปรแกรม
การแสดงผล	หัวข้อ 4.1.2 การแสดงผล

4.3 ระบบภาษาที่ใช้ในการพัฒนาโปรแกรม

หลังจากที่ได้มีการวิเคราะห์ปัญหาและวางผังงานขึ้นมาแล้ว ขั้นตอนต่อไปคือการพัฒนาโปรแกรมนี้จะใช้ภาษา Microsoft Visual Basic version 6.0 โดยรายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 5
ผลการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม

5.1 การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม FASPU

ในการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในโครงสร้างชนบท กลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน เนื่องจากในชั้นหินอื่น ๆ ไม่มีข้อมูลทางธรณีวิทยาและทางวิศวกรรมปิโตรเลียมมากเพียงพอที่จะนำมาใช้กับโปรแกรม FASPU ได้คัดเลือกข้อมูลจากหลุมเจาะสำรวจปิโตรเลียมที่มีการพิสูจน์แล้ว

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับชั้นหินนี้ ได้ถูกคัดเลือก จัดเรียงและนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์ทางสถิติ ก่อนที่จะนำไปใช้ในการประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยโปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) สร้างโดยกรมธรณีวิทยาของประเทศสหรัฐอเมริกา (U.S. Geological Survey) เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมที่อาจค้นพบเพิ่มเติม (Undiscovered resources)

ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมของโปรแกรม FASPU สามารถแยกศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมของพื้นที่ออกเป็นศักยภาพน้ำมันและศักยภาพก๊าซธรรมชาติ โดยผลการประเมินแยกระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมออกเป็น 3 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับสูง กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 95 (F95)
2. ความเป็นไปได้ระดับปานกลาง กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 50 (F50)
3. ความเป็นไปได้ระดับต่ำ กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 5 (F5)

ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างชนบท (Chonnabot prospect)

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมีและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะและความน่าจะเป็น ลักษณะจำเพาะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและลักษณะจำเพาะของโครงสร้างคาดหวัง ดังแสดงในตารางที่ 5.1และตารางที่ 5.2 และผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม FASPU ดังแสดงในตารางที่ 5.3 และตารางที่ 5.4

ตารางที่ 5.1 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะทางธรณีวิทยาของโครงสร้างชนบท

ลักษณะทางธรณีวิทยา	ความเป็นไปได้	เหตุผล
1. หินต้นกำเนิดของไฮโดรคาร์บอน	1.00	จากข้อมูลหลุมชนบท-1 พบว่าเจาะพิสูจน์พบก๊าซธรรมชาติที่สามารถเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของโครงสร้างได้
2. เวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม	1.00	การวิเคราะห์ maturation จากข้อมูลด้าน burial history และ heat flow history บ่งบอกว่ากลุ่มหินสระบุรีให้ dry gas และเกือบ over mature stage
3. การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	1.00	มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณและทิศทางการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
4. ศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน	0.90	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น
Marginal Play Probabilities = 0.90 (1 x 2 x 3 x 4)		

ตารางที่ 5.2 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะโครงสร้างคาดหวังของโครงสร้างชนบท

ลักษณะทางธรณีวิทยา	ความเป็นไปได้	เหตุผล
5. ไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ	0.80	หินปิดกั้นเป็นหมวดหินลำปาวของยุคเพอร์เมียน
6. ประสิทธิภาพค่าความพรุนของชั้นหิน	1.00	ข้อมูลจากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (มากกว่า 3 เปอร์เซ็นต์)
7. การสะสมตัวของปิโตรเลียม	1.00	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียมจะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้างจึงมีความเป็นไปได้สูง
Conditional Deposit Probabilities = 0.80 (5 x 6 x 7)		

ตารางที่ 5.3 ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรน้ำมันที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท

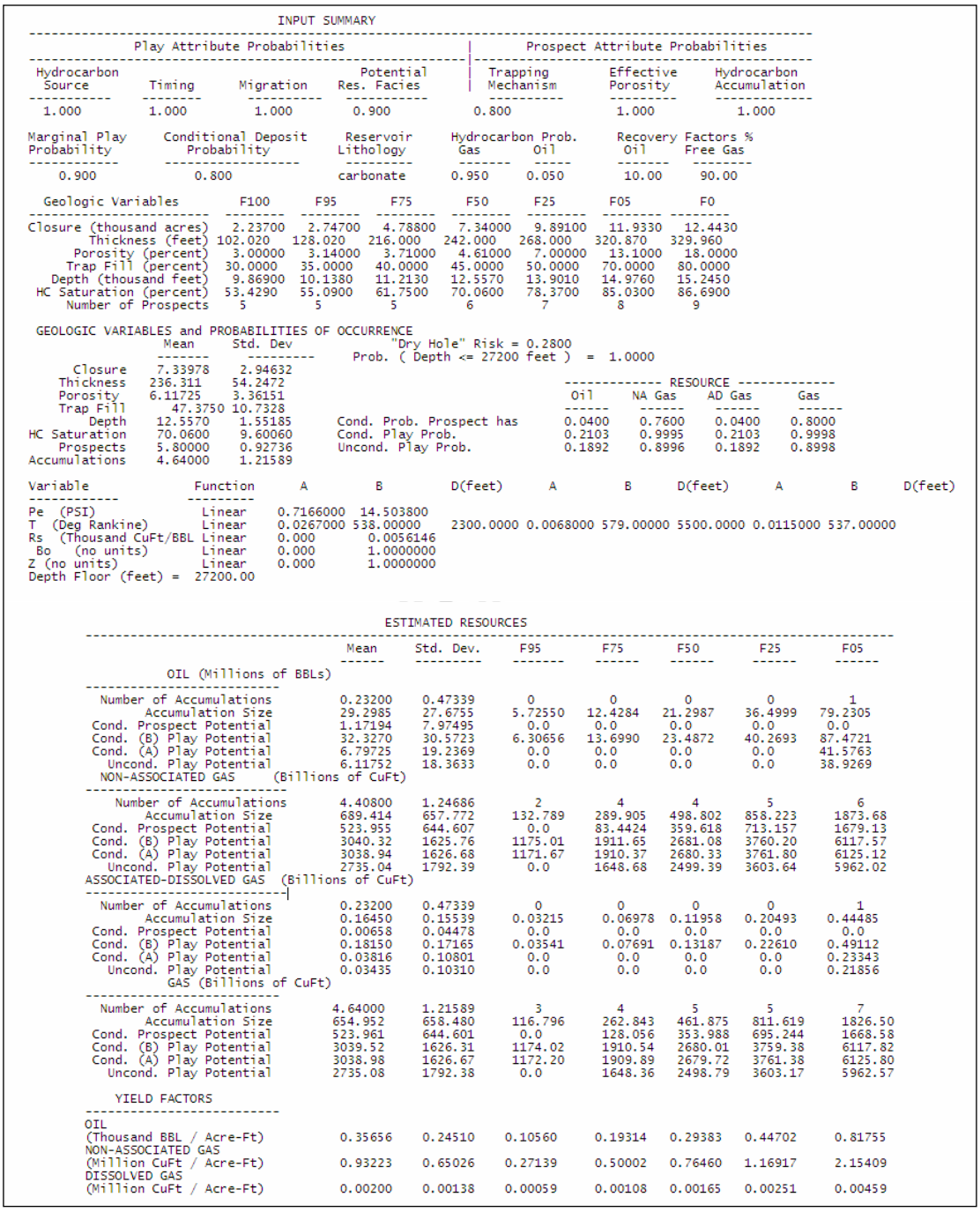
ระดับความเป็นไปได้	จำนวนที่พบเป้ากักเก็บ	ปริมาณน้ำมัน (ล้านบาร์เรล)
ร้อยละ 95	0	5.73
ร้อยละ 50	0	21.30
ร้อยละ 5	1	79.23

ตารางที่ 5.4 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท

ระดับความเป็นไปได้	ปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่/ปริมาณทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)
ร้อยละ 95	139.78/132.79
ร้อยละ 50	554.22/498.80
ร้อยละ 5	2,081.87/1,873.68

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติและวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non - Associated gas) มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ95 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 139.78 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 554.22 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 5 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 2, 081.87 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ95 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 132.79 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 498.80 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 5 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 1,873.68 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



INPUT SUMMARY

Play Attribute Probabilities					Prospect Attribute Probabilities		
Hydrocarbon Source	Timing	Migration	Potential Res. Facies		Trapping Mechanism	Effective Porosity	Hydrocarbon Accumulation
1.000	1.000	1.000	0.900		0.800	1.000	1.000

Marginal Play Probability	Conditional Deposit Probability	Reservoir Lithology	Hydrocarbon Prob. Gas	Hydrocarbon Prob. Oil	Recovery Factors % Oil	Recovery Factors % Free Gas
0.900	0.800	carbonate	0.950	0.050	10.00	90.00

Geologic Variables	F100	F95	F75	F50	F25	F05	F0
Closure (thousand acres)	2.23700	2.74700	4.78800	7.34000	9.89100	11.9330	12.4430
Thickness (feet)	102.020	128.020	216.000	242.000	268.000	320.870	329.960
Porosity (percent)	3.00000	3.14000	3.71000	4.61000	7.00000	13.1000	18.0000
Trap Fill (percent)	30.0000	35.0000	40.0000	45.0000	50.0000	70.0000	80.0000
Depth (thousand feet)	9.86900	10.1380	11.2130	12.5570	13.9010	14.9760	15.2450
HC Saturation (percent)	53.4290	55.0900	61.7500	70.0600	78.3700	85.0300	86.6900
Number of Prospects	5	5	5	6	7	8	9

GEOLOGIC VARIABLES and PROBABILITIES OF OCCURRENCE

	Mean	Std. Dev
Closure	7.33978	2.94632
Thickness	236.311	54.2472
Porosity	6.11725	3.36151
Trap Fill	47.3750	10.7328
Depth	12.5570	1.55185
HC Saturation	70.0600	9.60060
Prospects	5.80000	0.92736
Accumulations	4.64000	1.21589

"Dry Hole" Risk = 0.2800

Prob. (Depth <= 27200 feet) = 1.0000

	RESOURCE Oil	NA Gas	AD Gas	Gas
Cond. Prob. Prospect has	0.0400	0.7600	0.0400	0.8000
Cond. Play Prob.	0.2103	0.9995	0.2103	0.9998
Uncond. Play Prob.	0.1892	0.8996	0.1892	0.8998

Variable	Function	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)
Pe (PSI)	Linear	0.7166000	14.503800							
T (Deg Rankine)	Linear	0.0267000	538.00000	2300.0000	0.0068000	579.00000	5500.0000	0.0115000	537.00000	
Rs (Thousand CuFt/BBL	Linear	0.000	0.0056146							
Bo (no units)	Linear	0.000	1.0000000							
Z (no units)	Linear	0.000	1.0000000							

Depth Floor (feet) = 27200.00

ESTIMATED RESOURCES

	Mean	Std. Dev.	F95	F75	F50	F25	F05
OIL (Millions of BBLs)							
Number of Accumulations	0.23200	0.47339	0	0	0	0	1
Accumulation Size	29.2985	27.6755	5.72550	12.4284	21.2987	36.4999	79.2305
Cond. Prospect Potential	1.17194	7.97495	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. (B) Play Potential	32.3270	30.5723	6.30656	13.6990	23.4872	40.2693	87.4721
Cond. (A) Play Potential	6.79725	19.2369	0.0	0.0	0.0	0.0	41.5763
Uncond. Play Potential	6.11752	18.3633	0.0	0.0	0.0	0.0	38.9269
NON-ASSOCIATED GAS (Billions of CuFt)							
Number of Accumulations	4.40800	1.24686	2	4	4	5	6
Accumulation Size	689.414	657.772	132.789	289.905	498.802	858.223	1873.68
Cond. Prospect Potential	523.955	644.607	0.0	83.4424	359.618	713.157	1679.13
Cond. (B) Play Potential	3040.32	1625.76	1175.01	1911.65	2681.08	3760.20	6117.57
Cond. (A) Play Potential	3038.94	1626.68	1171.67	1910.37	2680.33	3761.80	6125.12
Uncond. Play Potential	2735.04	1792.39	0.0	1648.68	2499.39	3603.64	5962.02
ASSOCIATED-DISSOLVED GAS (Billions of CuFt)							
Number of Accumulations	0.23200	0.47339	0	0	0	0	1
Accumulation Size	0.16450	0.15539	0.03215	0.06978	0.11958	0.20493	0.44485
Cond. Prospect Potential	0.00658	0.04478	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. (B) Play Potential	0.18150	0.17165	0.03541	0.07691	0.13187	0.22610	0.49112
Cond. (A) Play Potential	0.03816	0.10801	0.0	0.0	0.0	0.0	0.23343
Uncond. Play Potential	0.03435	0.10310	0.0	0.0	0.0	0.0	0.21856
GAS (Billions of CuFt)							
Number of Accumulations	4.64000	1.21589	3	4	5	5	7
Accumulation Size	654.952	658.480	116.796	262.843	461.875	811.619	1826.50
Cond. Prospect Potential	523.961	644.601	0.0	128.056	353.988	695.244	1668.58
Cond. (B) Play Potential	3039.52	1626.31	1174.02	1910.54	2680.01	3759.38	6117.82
Cond. (A) Play Potential	3038.98	1626.67	1172.20	1909.89	2679.72	3761.38	6125.80
Uncond. Play Potential	2735.08	1792.38	0.0	1648.36	2498.79	3603.17	5962.57
YIELD FACTORS							
OIL (Thousand BBL / Acre-Ft)	0.35656	0.24510	0.10560	0.19314	0.29383	0.44702	0.81755
NON-ASSOCIATED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.93223	0.65026	0.27139	0.50002	0.76460	1.16917	2.15409
DISSOLVED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.00200	0.00138	0.00059	0.00108	0.00165	0.00251	0.00459

รูปที่ 5.1 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมโดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท

5.2 การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม GeoX

ในการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ในโครงสร้างชนบท กลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน ได้คัดเลือกข้อมูลจากหลุมเจาะสำรวจปิโตรเลียมที่มีการพิสูจน์แล้ว ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับชั้นหินนี้ จัดเรียงและนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์และทางสถิติ ก่อนที่จะนำไปใช้ในการประเมินก๊าซธรรมชาติ โปรแกรม GeoX เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ และความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้นของโครงการที่พิจารณา

ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม สามารถแยกศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมของพื้นที่ออกเป็นศักยภาพน้ำมันและศักยภาพก๊าซธรรมชาติ แบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลักคือ ปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณทั้งหมดที่สามารถผลิตได้จริง โดยผลการประเมินแยกระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ออกเป็น 3 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับสูง กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 90 (F90)
2. ความเป็นไปได้ระดับปานกลาง กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 50 (F50)
3. ความเป็นไปได้ระดับต่ำ กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 10 (F10)

ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างชนบท (Chonnabot prospect)

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมีและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะและความน่าจะเป็น ลักษณะจำเพาะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและลักษณะจำเพาะของโครงสร้างคาดหวัง ดังแสดงในตารางที่ 5.5 และตารางที่ 5.6 และผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม GeoX ดังแสดงในตารางที่ 5.7

ตารางที่ 5.5 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะทางธรณีวิทยาของโครงสร้างชนบท

ลักษณะทางธรณีวิทยา	ความเป็นไปได้ (ร้อยละ)	เหตุผล
1. หินต้นกำเนิดของไฮโดรคาร์บอน	100	จากข้อมูลหลุมชนบท-1 พบว่าเจาะพิสูจน์พบก๊าซธรรมชาติที่สามารถเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของโครงสร้างได้
2. การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	100	มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณและทิศทางการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
3. ศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน	90	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น

ตารางที่ 5.6 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่าง ๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมตามลักษณะจำเพาะโครงสร้างคาดหวังของโครงสร้างชนบท

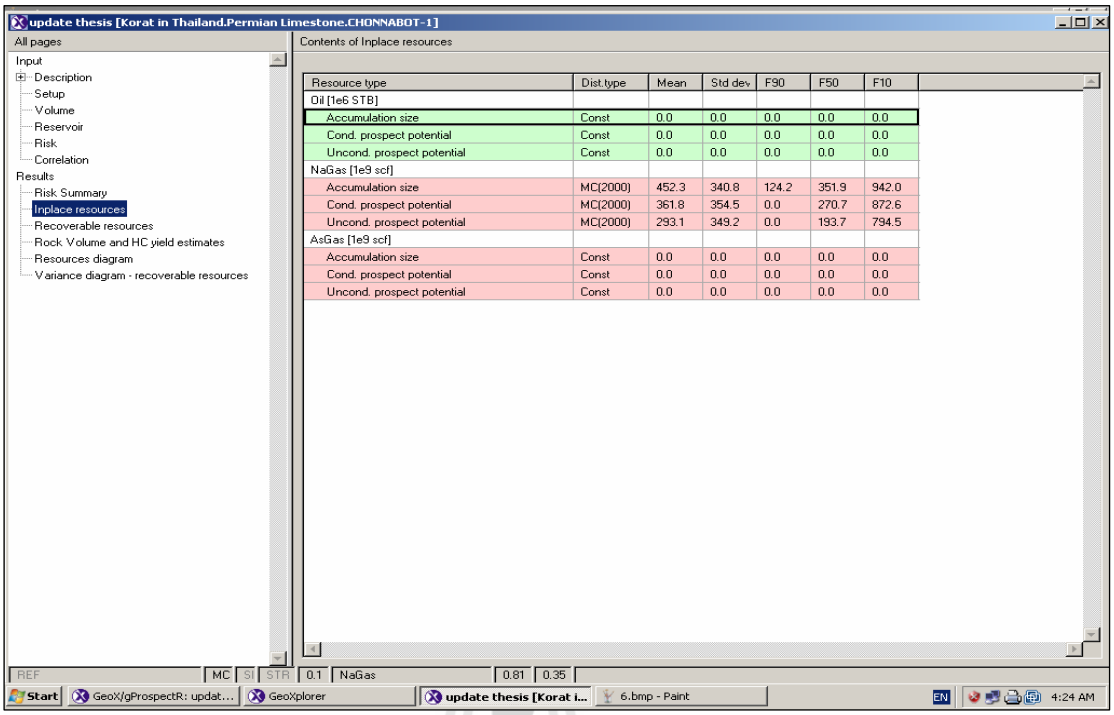
ลักษณะทางธรณีวิทยา	ความเป็นไปได้ (ร้อยละ)	เหตุผล
4. ไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ	80	หินปิดกั้นเป็นหมวดหินลำปาวของยุคเพอร์เมียน
5. ประสิทธิภาพค่าความพรุนของชั้นหิน	100	ข้อมูลจากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (มากกว่า 3 เปอร์เซ็นต์)
6. เวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม	100	จากข้อมูล maturation บ่งบอกว่ากลุ่มหินสระบุรีให้ dry gas และเกือบ over mature stage
7. การสะสมตัวของปิโตรเลียม	100	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง
8. รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ	86	รูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บของโครงสร้างชนบท
9. สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ	68	อ้างอิงจากรายงานขององค์กร CCOP เนื่องจากข้อมูลไม่เพียงพอ
10. การสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว	48	อ้างอิงจากรายงานขององค์กร CCOP เนื่องจากข้อมูลไม่เพียงพอ

ตารางที่ 5.7 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างชนบท (รูปที่ 5.2 และ รูปที่ 5.3)

ระดับความเป็นไปได้	ปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่/ปริมาณทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)
ร้อยละ 90	124.20/111.80
ร้อยละ 50	351.90/316.80
ร้อยละ 10	942.00/847.80

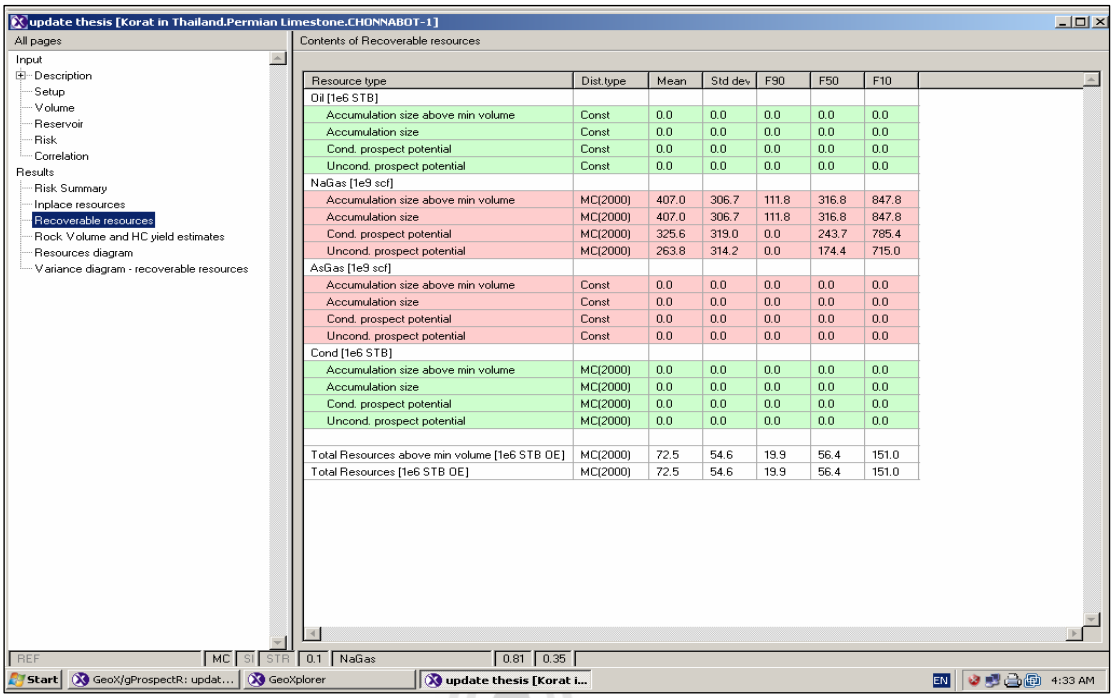
ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท พิจารณาก๊าซธรรมชาติโดยโปรแกรม GeoX และค่าคุณสมบัติต่าง ๆ ทั้งทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 124.20 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 351.90 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 10 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 942.00 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 111.80 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 316.80 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 10 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 847.80 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



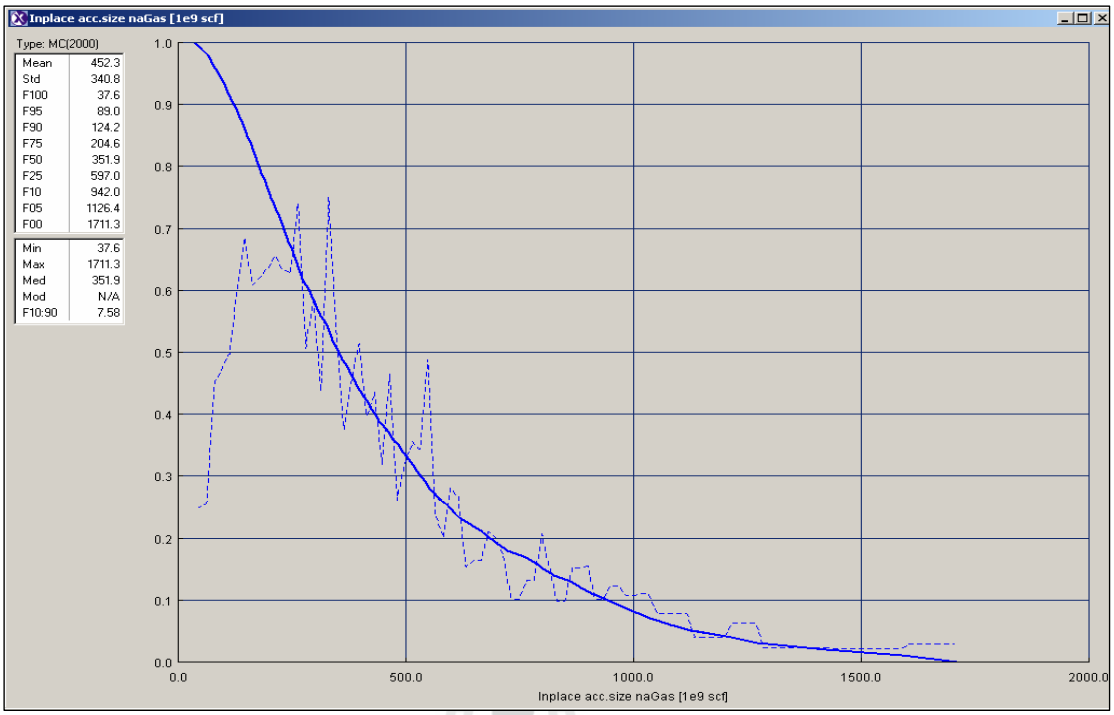
รูปที่ 5.2 ผลการประเมินศักยภาพก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่
โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างชนบท

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 5.3 ผลการประเมินศักยภาพก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างชนบท

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 5.4 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม GeoX แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation

5.3 การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม PPA

การพัฒนาโปรแกรมเพื่อการประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในที่นี้จะเรียกชื่อโปรแกรม PPA ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation ร่วมกับพิจารณาค่าด้วยวิธี Probability of Success การประมวลผลจากโปรแกรม PPA จะมีค่าแตกต่างกันโดยขึ้นกับตัวอย่างค่าสุ่มโดยคอมพิวเตอร์ประมวลผล และทำการประเมินศักยภาพก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียวเท่านั้น โดยผลลัพธ์ที่ได้จากการประมวลผลสามารถแยกศักยภาพก๊าซธรรมชาติ แบ่งออกเป็น 2 ประเภทหลักคือ ปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ออกเป็น 3 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับสูง กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 90 (F90)
2. ความเป็นไปได้ระดับปานกลาง กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 50 (F50)
3. ความเป็นไปได้ระดับต่ำ กำหนดให้ที่ Fractile ที่ 10 (F10)

ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างชนบท (Chonnabot prospect)

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมีและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะและความน่าจะเป็น ทั้งในระดับเป้ากักเก็บ เป้าหวังและปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน ดังแสดงในตารางที่ 5.5 และตารางที่ 5.6

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท พิจารณาก๊าซธรรมชาติ โดยโปรแกรม PPA และค่าคุณสมบัติต่าง ๆ ทั้งทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ90 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 147.49 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 405.71 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 10 จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 926.74 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

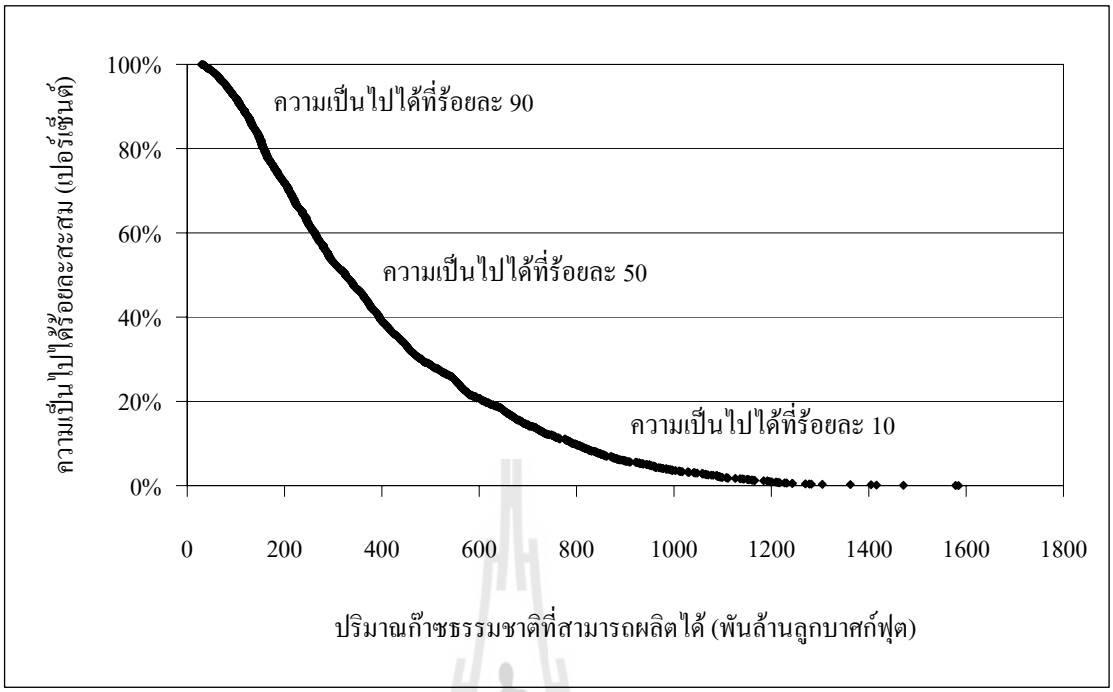
- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ ร้อยละ90 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 132.74 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 10 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 834.07 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ตารางที่ 5.8 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท

ระดับความเป็นไปได้	ปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่/ปริมาณทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)
ร้อยละ 90	147.49/132.74
ร้อยละ 50	405.71/365.14
ร้อยละ 10	926.74/834.07



รูปที่ 5.5 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม PPA แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation

5.4 การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม FASPU โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท

สรุปผลการประเมินศักยภาพก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

5.4.1 โปรแกรม FASPU พบว่ากรณีที่เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 95 50 และ 5 ตามลำดับ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติคิดเป็นปริมาณ 139.78 554.22 และ 2,081.87 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ กรณีที่เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 95 50 และ 5 ตามลำดับ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 132.79 498.80 และ 1,873.68 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ

5.4.2 โปรแกรม GeoX พบว่ากรณีที่เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 50 และ 10 ตามลำดับ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติคิดเป็นปริมาณ 124.2 351.9 และ 942.0 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ กรณีที่เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 50 และ 10 ตามลำดับ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 111.8 316.8 และ 847.8 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ

5.4.3 โปรแกรม PPA พบว่ากรณีที่เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 50 และ 10 ตามลำดับ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติคิดเป็นปริมาณ 147.49 405.71 และ 926.74 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ และกรณีที่เป็นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ ที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 90 50 และ 10 ตามลำดับ พบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 132.74 365.14 และ 834.07 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 5.9

ตารางที่ 5.9 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีและปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม FASPU โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท

โปรแกรม	ปริมาณทั้งหมดที่มี/ปริมาณที่สามารถผลิตได้ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)		
	P95* (P90)	P50	P05* (P10)
โปรแกรม FASPU (*)	139.78/132.79	554.22/498.80	2,081.87/1,873.68
โปรแกรม GeoX	124.20/111.80	351.90/316.80	942.00/847.80
โปรแกรม PPA	147.49/132.74	405.71/365.14	926.74/834.07

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 6
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

6.1 จุดประสงค์

การศึกษาและคำนวณระยะเวลาคืนทุน เงินผลลัพธ์ปัจจุบัน สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนและอัตราการคืนทุนเพื่อวิเคราะห์และคาดการณ์ทางเลือกในการลงทุน วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

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

6.2 แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติถูกกำหนดภายใต้กฎหมายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III ซึ่งแบ่งช่วงเวลาการสำรวจออกเป็น 6 ปีและต่อได้อีก 3 ปี การผลิตมีช่วงเวลา 20 ปีและต่อได้อีก 10 ปี แต่สำหรับแผนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของการศึกษาครั้งนี้ทำการสำรวจของเป็น 3 ปีและทำการผลิตเป็นเวลา 20 ปี รวมทั้งหมดเวลา 23 ปี โดยมีรายละเอียดของแผนการสำรวจและการผลิตก๊าซธรรมชาติ ดังต่อไปนี้

ปีที่ 1

- การขอสัมปทานเพื่อการสำรวจปิโตรเลียมในพื้นที่
- การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (seismic survey) แบบ 2 มิติ

ปีที่ 2

- การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (seismic survey) แบบ 3 มิติ
- เจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม
- เจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม
- การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ

ปีที่ 3

- เจาะหลุมผลิตจำนวน 4 หลุม
- การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
- การติดตั้งอุปกรณ์การผลิตต่าง ๆ

6.3 หลักการเลือกสุ่มตัวอย่างของปริมาณก๊าซธรรมชาติและราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

1) เลือกสุ่มค่าปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ที่ความน่าจะเป็นร้อยละ 50 จากโปรแกรม PPA มาพิจารณา

2) ทำการวางแผนการผลิตโดยโปรแกรมสำหรับการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นระยะเวลา 20 ปีของการผลิตโดยใช้หลักการคือ ในช่วงการผลิต 5 ปีแรกมีอัตราการผลิตคงที่โดยประสิทธิภาพการผลิตรวมเป็นร้อยละ 50 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมด หลังจากนั้นอัตราการผลิตในปีถัดไปจะลดลงที่ร้อยละ 90 ของอัตราการผลิตในปีก่อนหน้า

3) สมมุติราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญต่อ1 ล้านบีทียู

4) ทำการวิเคราะห์ผลลัพธ์การประเมินด้านเศรษฐศาสตร์ ในเชิงค่าของ

- ค่าเงินปัจจุบัน (Net present value)
- รายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ (Gross Revenue)
- ค่าภาคหลวง (Royalty)
- ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร (Income tax)
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน ธรณีฟิสิกส์ ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิตและอุปกรณ์แยกก๊าซธรรมชาติ (CAPEX)
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ (OPEX)
- อัตราการคืนทุน (IRR)
- อัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย (DIRR)
- มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (PIR)

5) วิเคราะห์ความเสี่ยงที่จะเกิดขึ้น (Sensitivity Analysis) ในเชิงค่าของ

- ปริมาณก๊าซธรรมชาติ (Reserve size)
- ราคาก๊าซธรรมชาติ (Gas price)
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน ธรณีฟิสิกส์
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิตและอุปกรณ์แยกก๊าซธรรมชาติ (CAPEX)

- ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ (OPEX)
- อัตราดอกเบี้ย (Discount factor)

6.4 สมมุติฐานในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์

ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ประกอบด้วยข้อสมมุติฐานในการวิเคราะห์กระแสเงินสด (Cash flow) โดยแบ่งออกเป็น

6.4.1 ข้อสมมุติพื้นฐาน

1) พิจารณาปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
2) จำนวนหลุมเจาะ
   - จำนวนหลุมเจาะสำรวจ (Number of exploration well) 1 หลุม
   - จำนวนหลุมเจาะประเมินผล (Number of appraisal well) 1 หลุม
   - จำนวนหลุมเจาะผลิต (Number of development well) 4 หลุม
3) ผลิตก๊าซธรรมชาติเป็นระยะเวลา 20 ปีของการผลิตโดยใช้หลักการคือ ช่วงการผลิต 5 ปีแรกมีอัตราการผลิตคงที่โดยประสิทธิภาพการผลิตรวมเป็นร้อยละ 50 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมด หลังจากนั้นอัตราการผลิตในปีถัดไปจะลดลงที่ร้อยละ 90 ของอัตราการผลิตในปีก่อนหน้า ในโครงสร้างชนบท เป็นส่วนหนึ่งของโปรแกรม PPA
4) กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนประมาณ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต
5) อัตราดอกเบี้ยที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าเงินปัจจุบันที่อัตราร้อยละ 10
6) ค่าภาคหลวงคิดตามอัตราขั้นบันไดโดยเริ่มต้นที่อัตราร้อยละ 5
7) ในการคำนวณค่าภาคหลวง กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติ 10 ล้านบีทียูเท่ากับน้ำมันดิบ 1 บาร์เรล
8) ภาษีเงินได้ปิโตรเลียมร้อยละ 50

ตารางที่ 6.1 อัตราการผลิตสำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ			
ปีที่	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
1	36,514.00	3,042.83	101.43
2	36,514.00	3,042.83	101.43
3	36,514.00	3,042.83	101.43
4	36,514.00	3,042.83	101.43
5	36,514.00	3,042.83	101.43
6	29,211.20	2,434.27	81.14
7	23,368.96	1,947.41	64.91
8	18,695.17	1,557.93	51.93
9	14,970.74	1,247.56	41.59
10	11,940.08	995.01	33.17
11	9,566.67	797.22	26.57
12	7,667.94	639.00	21.30
13	6,134.35	511.20	17.04
14	4,892.88	407.74	13.59
15	3,943.51	328.63	10.95
16	3,140.20	261.68	8.72
17	2,482.95	206.91	6.90
18	2,008.27	167.36	5.58
19	1,643.13	136.93	4.56
20	1,277.99	106.50	3.55

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

6.4.2 ข้อสมมุติด้านราคาและข้อตกลงที่เกี่ยวข้อง

ราคาค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่ใช้ในการศึกษา มีรายละเอียดดังนี้

1) ราคาค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนพื้นฐาน
   - การขอสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียม 0.50 ล้านเหรียญสหรัฐ
   - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ 3.00 ล้านเหรียญสหรัฐ
   - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 3 มิติ 1.00 ล้านเหรียญสหรัฐ
   - ค่าเจาะหลุมสำรวจ 20 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
   - ค่าเจาะหลุมประเมินผล 15 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
   - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมผลิต 20 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
   - ค่าการวางท่อส่งก๊าซธรรมชาติ 7.00 ล้านเหรียญสหรัฐ
   - ค่าอุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติ 145 ล้านเหรียญสหรัฐ

2) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 1,000 ล้านเหรียญสหรัฐต่อพันล้านลูกบาศก์ฟุต และเพิ่มขึ้น (Escalation) ในอัตราร้อยละ 2 ต่อปี

3) สมมุติราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อ 1 ล้านบีทียู

4) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขาย

5) ราคาอุปกรณ์เครื่องมือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อ

6) เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 4 ของโครงการ

6.5 สรุปผลวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

นำสมมุติฐานต่าง ๆ มาวิเคราะห์กระแสเงินสด ณ ปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ ผลการวิเคราะห์จากเศรษฐศาสตร์ ด้วยวิธีที่กล่าวมาแสดงในภาคผนวก ค.

ผลทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม ที่ได้มีการคิดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10.00

1) รายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ 1,423.46 ล้านเหรียญสหรัฐ

2) ค่าภาคหลวง 149.53 ล้านเหรียญสหรัฐ

3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน ธรณีฟิสิกส์ ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิตและอุปกรณ์แยกก๊าซธรรมชาติ 276.41 ล้านเหรียญสหรัฐ

4) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ 378.89 ล้านเหรียญสหรัฐ

5) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร 314.27 ล้านเหรียญสหรัฐ

6) กำไรสุทธิที่ค่าเงินปัจจุบัน 85.96 ล้านเหรียญสหรัฐ

7) อัตราการคืนทุนร้อยละ 20.03

8) อัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 9.12

9) มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเท่ากับ 1.10

ตารางที่ 6.2 สรุปผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

รายละเอียด	ผลที่ได้รับ
- รายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ	1,423.46 ล้านเหรียญสหรัฐ
- รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้	149.53 ล้านเหรียญสหรัฐ
- รัฐเก็บภาษีเงินได้	314.27 ล้านเหรียญสหรัฐ
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ	378.89 ล้านเหรียญสหรัฐ
- กำไรสุทธิที่ค่าเงินปัจจุบัน	85.96 ล้านเหรียญสหรัฐ
- อัตราการคืนทุนหลังเสียภาษี	ร้อยละ 20.03
- อัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย	ร้อยละ 9.12
- สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน	1.10

6.6 คำอธิบายสำหรับตารางการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม

1. จำนวนเงินเข้า (รายรับ) และเงินออก (รายจ่าย) คิดเป็นเงินทั้งปีตามพื้นฐานการศึกษาทางด้านเศรษฐกิจปิโตรเลียม

2. ระยะเวลาการคืนทุนหาจาก เมื่อผลลัพธ์รวมเป็นเงินเริ่มเป็นบวก

3. คำนวณภาษีเงินได้จากกำไรสุทธิ

4. ค่าใช้จ่ายที่ไม่สามารถจับต้องได้ (Intangible cost)

5. ค่าอุปกรณ์วัสดุสิ้นเปลืองจะเท่ากับค่าเสื่อมราคาบวกค่าดำเนินการ

6. ค่าเสื่อมราคาคิดปีละ 20%

7. อัตราการคืนทุนคำนวณดังนี้

ตัวอย่าง การคำนวณอัตราการคืนทุนของก๊าซปริมาณ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

- การคำนวณเงินปัจจุบันสุทธิ (Net present value) โดยคำนวณจากสูตร

$NPV = A(1+i)^{-n}$ เมื่อ

A = ผลลัพธ์กระแสเงินในที่ที่ n

I^n = อัตราลดลงหรืออัตราดอกเบี้ยของธนาคาร = 10.00%

A = ปีที่ 13 เท่ากับ 17.05 ล้านเหรียญสหรัฐ

NPV = $17.05 \times (1+0.10)^{-12}$ = 5.43 ล้านเหรียญสหรัฐ

- สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (PIR) = 314.27 / 276.41 = 1.1
- อัตราการคืนทุน (IRR) = 20.03%

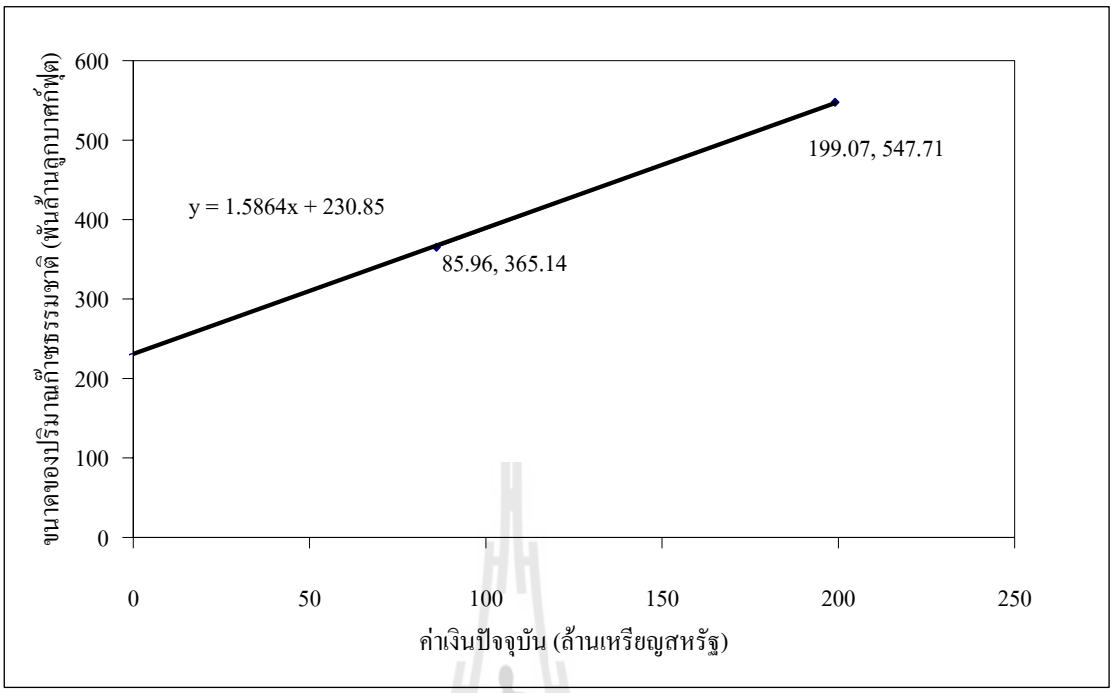
6.7 การวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น

ปัจจัยเสี่ยงที่นำมาทำการวิเคราะห์ ประกอบด้วย

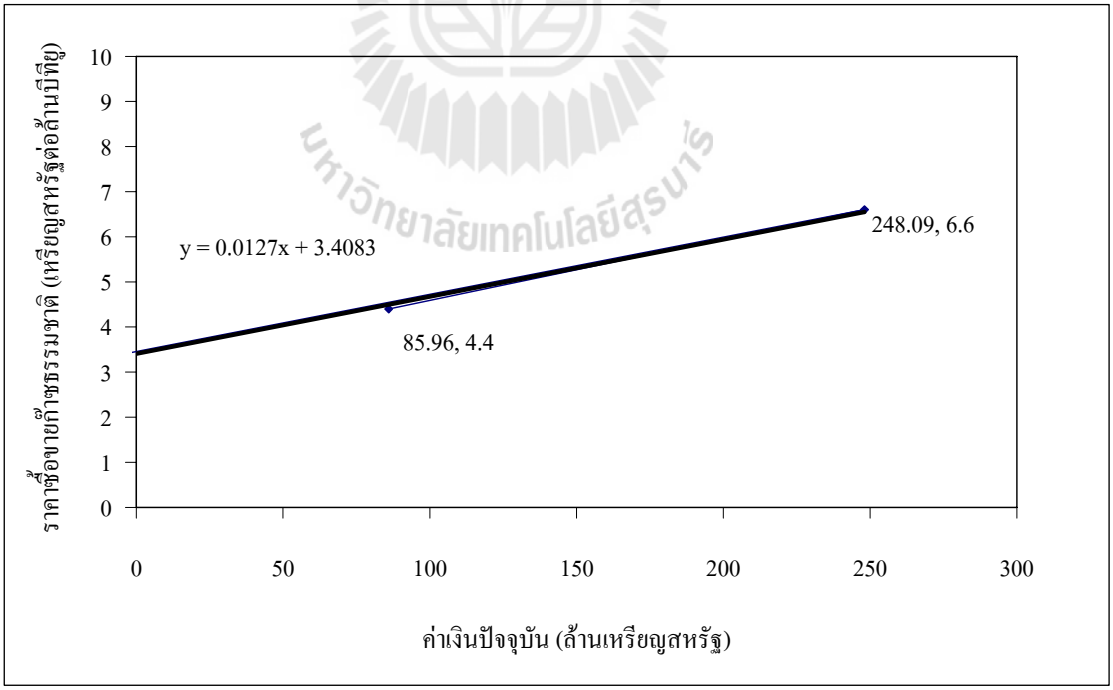
1) ขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต พิจารณาช่วงความเสี่ยงที่ร้อยละ 50 คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ 182.57 และ 547.71 พันล้านลูกบาศก์ฟุตตามลำดับ ในการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงระหว่างขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน พบว่าขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติมีค่าเท่ากับ 230.85 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ส่งผลให้โครงการนั้นเท่าทุนหรือยังไม่ก่อให้เกิดผลกำไร (รูปที่ 6.1)

2) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญต่อ 1 ล้านบีทียู พิจารณาช่วงความเสี่ยงที่ร้อยละ 50 คือ ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 2.2 และ 6.6 เหรียญต่อ 1 ล้านบีทียู ในการวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงระหว่างราคาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน พบว่า ราคาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติมีค่าเท่ากับ 3.41 เหรียญต่อ 1 ล้านบีทียู ส่งผลให้โครงการนั้นเท่าทุนหรือยังไม่ก่อให้เกิดผลกำไร (รูปที่ 6.2)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 6.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน



รูปที่ 6.2 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน

บทที่ 7
ข้อสรุปและข้อเสนอแนะ

เนื้อหาบทนี้จะกล่าวสรุปผลที่ได้จากการพัฒนาโปรแกรมการประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ จากโปรแกรมที่เกี่ยวข้อง วิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นในโครงสร้างชนบท ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และข้อเสนอแนะสำหรับผู้ที่ต้องการศึกษาในหัวข้อนี้

7.1 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติในโครงสร้างชนบท

ในการเปรียบเทียบผลการประเมินก๊าซธรรมชาติในโครงสร้างชนบท ระหว่างโปรแกรม PPA ซึ่งถูกพัฒนาขึ้นกับโปรแกรม FASPU และโปรแกรม GeoX ที่ใช้เป็นโปรแกรมหลักนั้น แสดงรายละเอียดตามตารางที่ 7.1 โดยอธิบายรายละเอียดต่าง ๆ ไว้ในบทที่ 5

ตารางที่ 7.1 ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่มีอยู่และปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์ด้วยโปรแกรม FASPU โปรแกรม GeoX และโปรแกรม PPA ในโครงสร้างชนบท

โปรแกรม	ปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่/ปริมาณทั้งหมดที่สามารถผลิตได้ (พันล้านลูกบาศก์ฟุต)		
	ร้อยละ 95 (*) 90	ร้อยละ 50	ร้อยละ 5 (*) 10
โปรแกรม FASPU (*)	139.78/132.79	554.22/498.80	2, 081.87/1, 873.68
โปรแกรม GeoX	124.20/111.80	351.90/316.80	942.00/847.80
โปรแกรม PPA	147.49/132.49	405.71/365.14	926.70/834.07

สรุปผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติ ที่ความน่าจะเป็นไปได้ร้อยละ 50

1) ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติจากโปรแกรม PPA มีค่าคลาดเคลื่อนต่างจากโปรแกรม FASPU ประมาณ 26.7 เปอร์เซ็นต์ มีสาเหตุเนื่องมาจากโปรแกรม PPA มีการพิจารณาข้อมูลนำเข้าทางด้านธรณีวิทยา คือ สัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ และรูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บเพิ่มเติม

2) ผลการประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติจากโปรแกรม PPA มีค่าคลาดเคลื่อนต่างจากโปรแกรม GeoX ประมาณ 15.3 เปอร์เซ็นต์ ผลการประเมินเกิดค่าคลาดเคลื่อนเล็กน้อยเนื่องมาจากโปรแกรม PPA มีการพิจารณาข้อมูลนำเข้าทางด้านธรณีวิทยาและด้านวิศวกรรมปิโตรเลียมที่คล้ายคลึงกับโปรแกรม GeoX

7.2 สรุปผลวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์และการวิเคราะห์ความไวต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น

7.2.1 สรุปผลวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

1) รายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ 1,423.46 ล้านเหรียญสหรัฐ

2) ค่าภาคหลวง 149.53 ล้านเหรียญสหรัฐ

3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน ธรณีฟิสิกส์ ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิตและอุปกรณ์แยกก๊าซธรรมชาติ 276.41 ล้านเหรียญสหรัฐ

4) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ 378.89 ล้านเหรียญสหรัฐ

5) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร 314.27 ล้านเหรียญสหรัฐ

6) กำไรสุทธิที่ค่าเงินปัจจุบัน 85.96 ล้านเหรียญสหรัฐ

7) อัตราการคืนทุนร้อยละ 20.03

8) อัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 9.12

9) มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเท่ากับ 1.10

ตารางที่ 7.2 สรุปผลการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์สำหรับปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

รายละเอียด	ผลที่ได้รับ
- รายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ	1,423.46 ล้านเหรียญสหรัฐ
- รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้	149.53 ล้านเหรียญสหรัฐ
- รัฐเก็บภาษีเงินได้	314.27 ล้านเหรียญสหรัฐ
- ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ	378.89 ล้านเหรียญสหรัฐ
- กำไรสุทธิที่ค่าเงินปัจจุบัน	85.96 ล้านเหรียญสหรัฐ
- อัตราการคืนทุนหลังเสียภาษี	ร้อยละ 20.03
- อัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย	ร้อยละ 9.12
- สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน	1.10

7.2.2 การวิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น

ปัจจัยเสี่ยงที่นำมาทำการวิเคราะห์ ประกอบด้วย

1) ขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต พิจารณาที่ร้อยละ 50 คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถผลิตได้ 182.57 และ 547.71 พันล้านลูกบาศก์ฟุตตามลำดับ ในการวิเคราะห์ระหว่างขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน พบว่าขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติมีค่าเท่ากับ 230.85 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ส่งผลให้โครงการนั้นเท่าทุนหรือยังไม่ก่อให้เกิดผลกำไร

2) ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 4.4 เหรียญต่อล้านบีทียู พิจารณาที่ร้อยละ 50 คือ ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติที่ 2.2 และ 6.6 เหรียญต่อล้านบีทียู ในการวิเคราะห์ระหว่างราคาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติกับค่าเงินปัจจุบัน พบว่าราคาการซื้อขายก๊าซธรรมชาติมีค่าเท่ากับ 3.41 เหรียญต่อล้านบีทียู ส่งผลให้โครงการนั้นเท่าทุนหรือยังไม่ก่อให้เกิดผลกำไร

7.3 ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

1. โปรแกรม PPA สามารถประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิผล ดังนั้นจึงควรมีการพิจารณาและประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติตามโครงสร้างต่าง ๆ ที่คาดว่าจะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติได้จากโปรแกรมนี้ เพื่อตอบสนองความต้องการพลังงานที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน

2. ผู้วิจัยหรือผู้ที่ทำการศึกษาหัวข้อนี้ ควรจะมีความรู้และความเข้าใจในการใช้โปรแกรม FASPU และ โปรแกรม GeoX สำหรับการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติกับการวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและข้อมูลทางด้านวิศวกรรม

3. ผู้วิจัยหรือผู้ที่ทำการศึกษาหัวข้อนี้ ควรจะมีความรู้และความเข้าใจในการประยุกต์หลักการและทฤษฎี Monte Carlo Simulation, Probability of Success และ Microsoft Visual Basic version 6.0 เพื่อพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมถึงหลักการและทฤษฎีทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม เพื่อพัฒนาโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมในเชิงของอัตราการคืนทุนภายในและสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน

4. การประมวลผลที่แม่นยำของแต่ละโปรแกรม ขึ้นอยู่กับขั้นตอนการออกแบบทฤษฎีที่ใช้ฐานข้อมูล และการข้อมูลนำเข้า

5. ผลลัพธ์ทางสถิติของข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและข้อมูลทางด้านวิศวกรรม ช่วยให้สามารถพิจารณาช่วงที่เหมาะสมสำหรับการกระจายตัวของข้อมูลและประยุกต์ข้อมูลที่จะใช้ในการประมวลผลของโปรแกรมนี้ได้

6. ข้อมูลนำเข้าบางค่าอาจจะต้องสมมุติค่าขึ้นมา เนื่องมาจากข้อจำกัดของข้อมูลนำเข้า จึงมีผลต่อการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ ทำให้เกิดค่าคลาดเคลื่อนขึ้นได้

7. สำหรับผู้ที่สนใจในอนาคต อาจจะต้องมีการพัฒนาฟังก์ชั่นต่าง ๆ เพิ่มขึ้นจากที่มีอยู่ อาทิเช่น การประเมินศักยภาพแหล่งน้ำมันบริเวณแหล่งโครงสร้างอื่น ๆ

8. คาดหวังว่ารายงานวิทยานิพนธ์เล่มนี้ จะมีประโยชน์กับผู้ที่สนใจในการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย หรือบริเวณแหล่งโครงสร้างอื่น ๆ

รายการอ้างอิง

Bunopas, S. (1992). Regional stratigraphic correlation in Thailand. In **Proceedings of a National Conference on Geologic Resource of Thailand: Potential for Future Development** (pp. 189-208). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Resources.

CCOP. (1982). Petroleum data management and Monte carlo simulation. In Proceeding of the join ASCOPE/CCOP workshop, Jakarta, Indonesia.

CCOP. (1999). **The CCOP Petroleum Resource Classification System**. [On-line]. Available: http://www.ccop.or.th/onlinepub/16122003_17_pdf.pdf

CCOP. (2000). **The CCOP Guidelines for Risk Assessment Petroleum Prospects**. [On-line]. Available: http://www.ccop.or.th/PPM/document/home/ RiskAssess.pdf

CCOP Technical Secretariat (1990). **CCOP/WGRA Play Modelling Exercise 1989-1990**. Bangkok. 126 pp.

Chantong, W. (2007). Carbonate reservoir in the Khorat Plateau (in thai). In **DMF Technical Forum 2007** (pp. 55-76). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Fuels.

Chantong, W., and Booth, J. (2007). Is the Kuchinarai group of the Khorat Plateau a good source of hydrocarbons?. In **Proceedings of the International Conference on Geology of Thailand: Towards Sustainable Development and Sufficiency Economy** (p 132). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Resources.

Chantong, W., Booth, J., Srisuwon, P., and Kaewkor, C. (2008). Post-mortem on success and failure of the Khorat Plateau wells. In **The 2nd Petroleum Forum: Blooming Era of Northeastern Thailand** (pp. 59-61). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Fuels.

Crovelli, R.A. (1987). Probability theory versus simulation of petroleum potential in play analysis. **Annals of Operations Research**. 8: 363-381.

Crovelli, R.A. (1995). Environment probabilistic quantitative assessment methodologies. **Computers & Geosciences**. 21(8): 971-984.

Crovelli, R.A., and Balay, R.H. (1994). Geologic model, probabilistic methodology and computer programs for petroleum resource assessment. **Basin Analysis in Petroleum Exploration : A case study from the Bekes basin, Hungary** (pp. 295-304). Netherlands : Kluwer Academic.

Department of Mineral Fuels. (2007). **Petroleum and Coal Activities in Thailand : annual report 2007.** Bangkok : Department of Mineral Fuels.

Department of Mineral Fuels. (2006). **Petroleum and Coal Activities in Thailand : annual report 2006.** Bangkok : Department of Mineral Fuels.

Dolton, G.L. and Crovelli, R.A. (1997). Assessment methology for deep natural gas resources. **U.S. Geological Survey**. 2146-O: 233-239.

GMT Cooporation Ltd. and SUT (1999). **Petroleum Potential Assessment of Northeastern Thailand**: Mineral Fuels Division, Department of Mineral Resources, Ministry of Industry, Thailand. (report)

Kozar, M.G., Crandall, G.F., and Hall, S.E. (1992). Integrated structural and stratigraphic study of the Korat bsin, Ratburi Limestone (Permian), Thailand. In **Proceedings of a National Conference on the Geologic Resource of Thailand: Potential for Future Development** (pp. 692-736). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Resources.

Lovatt Smith, P.F. and Stoles, R.B. (1997). Geology and Petroleum potential of the Khorat Plateau basin in the Vientiane area of LAO P.D.R. **Journal of Petroleum Geology**. 20(1): 27-50

McCray, A.W. (1975). **Petroleum Evaluations and Economic Decisions**. New Jersey: Prentice-Hall, Inc. 448 pp.

Sattayarak, N. (1992). Petroleum exploration opportunities in Thailand. In **Proceedings of a National Conference on Geologic Resources of Thailand: Potential for Future Development** (pp. 668-675). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Resources.

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

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

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**. Bangkok, Thailand: Department of Mineral Resources.

Thongboonruang, C. (2008). Petroleum source rock potential of NE Thailand. In **The 2nd Petroleum Forum: Blooming Era of Northeastern Thailand** (pp. 33-50). Bangkok, Thailand: Department of Mineral Fuels.

Trisarn, K. (1995). Petroleum and energy situation for industrial development in Thailand and Indochina. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina** (pp. 535-540). Khon Kaen, Thailand: Khon Kaen University.

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ภาคผนวก ก.

ข้อมูลวิธีการศึกษา และการคำนวณตัวแปร ที่ใช้ในการคำนวณทรัพยากรธรรมชาติ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การศึกษาตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน จะถูกนำมาจำแนก ศึกษาด้วยวิธีการทางสถิติ ตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1) การจำแนกข้อมูลออกเป็นหมวดหมู่

คือ การนำข้อมูลที่มีลักษณะเหมือนกันมาจัดไว้ในกลุ่ม (Group) หรือหมวด (Class) เดียวกัน เช่น ค่าของตัวแปรใด ๆ ที่มีขนาดเท่ากันก็อยู่ในกลุ่มเดียวกัน การกระทำเช่นนี้จะทำให้ทราบความถี่ (Frequency) วิธีการจำแนกข้อมูลออกเป็นหมดหมู่ที่นิยมใช้กันมากก็คือ การแจกแจงความถี่ (Frequency distribution) ข้อมูลที่มีการแจกแจงความถี่นี้บางครั้งจึงเรียกว่า Grouped data

2) ค่าที่แท้จริงของอันตรภาคชั้น (Exact limits of the class interval)

การนำอันตรภาคชั้น (Class interval) มาใช้ในตารางแจกแจงความถี่ก็ต้องคำนึงถึงค่าที่แท้จริงหรือค่าจริง (Exact limits of the class interval) ซึ่งเป็นขอบเขตของอันตรภาคชั้นด้วย เช่น อันตรภาคชั้น 25 ถึง 26 จะรวมค่า 25 26 เข้าไว้ด้วยกัน แต่ขอบเขตของระดับค่า 25 คือ 24.5 กับ 25.5 และขอบเขตของระดับค่า 26 คือ 25.5 กับ 26.5 นั่นคือระดับค่า 25 คือ ค่ากึ่งกลางของ (25.5+24.5)/2 และระดับค่า 26 คือ ค่ากึ่งกลางของ (26.5+25.5)/2 ดังนั้น ค่าที่แท้จริงที่ครอบคลุมอันตรภาคชั้น 25 ถึง 26 คือ 24.5 ถึง 26.5 ค่า 24.5 และ 26.5 นี้ บางครั้งเรียกว่า ขีดจำกัดล่าง (Lower limits) และขีดจำกัดบน (Upper limits) ของอันตรภาค

3) ความถี่สะสม (Cumulative frequency)

คือ ผลบวกของค่าความถี่ในอันตรภาคชั้นนั้นกับชั้นที่ต่ำกว่าทุกชั้น เช่น ความถี่สะสมของอันตรภาคชั้น 41-42 ก็คือ ผลรวมของความถี่ในชั้น 41-42 กับความถี่ในชั้น 43-44 ซึ่งเท่ากับ 2+1 = 3 ความถี่สะสมของอันตรภาคชั้น 39-40 ก็คือ ผลรวมของความถี่ของอันตรภาคชั้น 39-40 อันตรภาคชั้น 41-42 และอันตรภาคชั้น 43-44 ซึ่งเท่ากับ 1+2+1 = 4 เป็นต้น

ตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon volume attributes) ประกอบด้วย

1) ค่าของพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (หน่วย เอเคอร์)
2) ค่าความหนาของแหล่งกักเก็บ (หน่วย ฟุต)
3) ค่าความพรุนของหิน (หน่วย ร้อยละ)
4) ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (หน่วย ร้อยละ)

ตารางที่ ก.1 การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่าง ๆ ที่มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท

ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม	การกระจายตัวของข้อมูล	ช่วงของข้อมูล		
		ต่ำสุด	ค่ากลาง	สูงสุด
1. พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (เอเคอร์)	สม่ำเสมอ	2,237	-	12,443
2. ค่าความพรุนของแหล่งกักเก็บ (เปอร์เซ็นต์)	สม่ำเสมอ	3	-	18
3. ความหนาของแหล่งกักเก็บ (ฟุต)	สามเหลี่ยม	102.02	242.0	329.96
4. ความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (เปอร์เซ็นต์)	สม่ำเสมอ	53.42	-	86.69

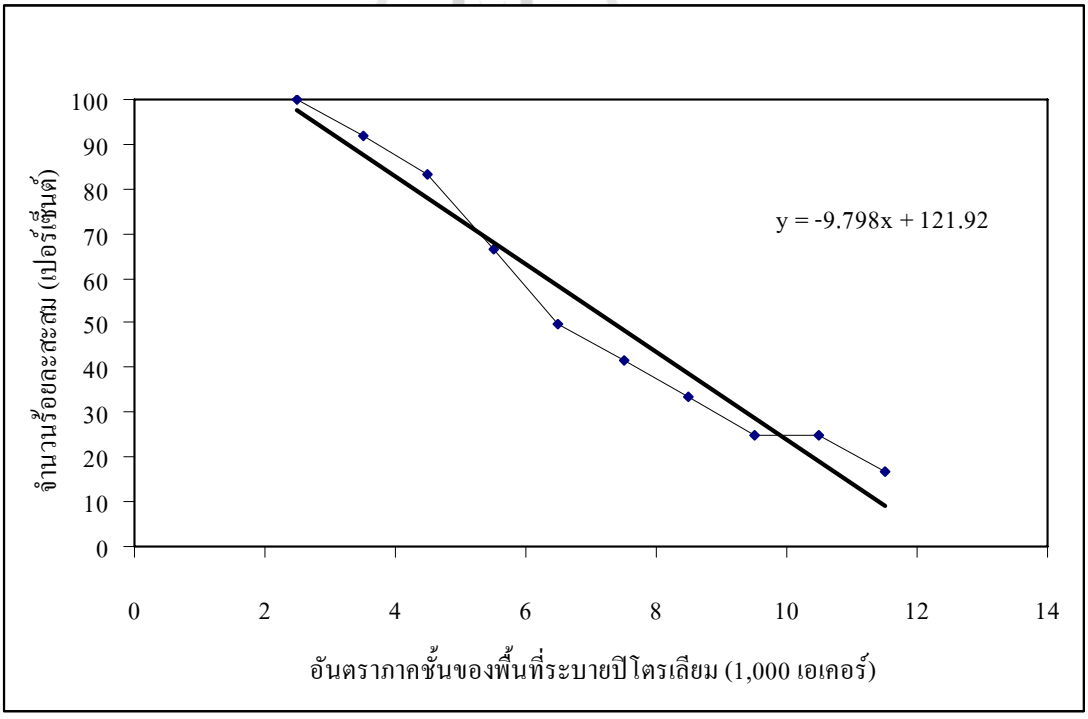
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลพื้นฐานสำหรับการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลพื้นที่ระบายปิโตรเลียม ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

ชื่อหลุมเจาะ	โครงสร้างกักเก็บ	พื้นที่	
		ตารางกิโลเมตร	เอเคอร์
SUT-1	A-1	31.1	7,684.95
	A-2	27.85	6,881.86
SUT-2	A-3	41.46	10,244.95
		17.89	4,420.70
		17.68	4,368.81
SUT-3	A-4	47.03	11,621.00
SUT-4	A-5	47	11,613.91
		35	8,648.65
		21	5,189.19
		13	3,212.36
SUT-5	A-6	11.67	2,883.71

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.3 ข้อมูลแสดงการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลพื้นที่ระบายปิโตรเลียม ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

อันตรภาคชั้น (1,000 เอเคอร์)	ความถี่	จำนวนร้อยละสะสม
2.5	1	100
3.5	1	91.7
4.5	2	83.3
5.5	2	66.7
6.5	1	50
7.5	1	41.7
8.5	1	33.3
9.5	0	25
10.5	1	25
11.5	2	16.7



รูปที่ ก.1 ความสัมพันธ์ระหว่างอันตรภาคชั้น กับจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลพื้นที่ระบายปิโตรเลียม ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

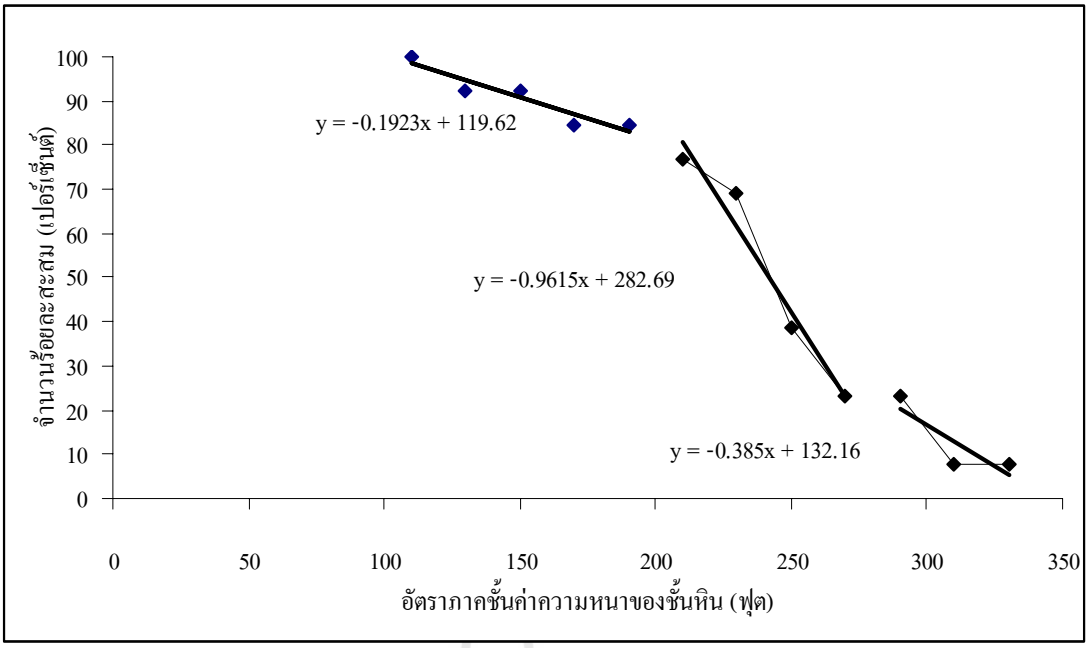
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลพื้นฐานสำหรับการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลความหนาของแหล่งกักเก็บ ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

ชื่อหลุมเจาะ	ความหนาของเป้ากักเก็บ(ฟุต)	ชื่อหลุมเจาะ	ความหนาของเป้ากักเก็บ(ฟุต)
SUT-6	234	SUT-13	244
SUT-7	103	SUT-14	300
SUT-8	144	SUT-15	300
SUT-9	238	SUT-16	213
SUT-10	322	SUT-17	228
SUT-11	238	SUT-18	198
SUT-12	252	-	-

ตารางที่ ก.5 ข้อมูลแสดงการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลความหนาของแหล่งกักเก็บ ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

อันตราภาคชั้น (ฟุต)	ความถี่	จำนวนร้อยละสะสม
110	1	100.0
130	0	92.3
150	1	92.3
170	0	84.6
190	1	84.6
210	1	76.9
230	4	69.2
250	2	38.5
270	0	23.1
290	2	23.1
310	0	7.7
330	1	7.7

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ ก.2 ความสัมพันธ์ระหว่างอันตรภาคชั้น กับจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลความหนาของแหล่งกักเก็บ ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

ตารางที่ ก.6 ข้อมูลพื้นฐานสำหรับการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลค่าความพรุนของชั้นหิน ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

ค่าความพรุน (เปอร์เซ็นต์)	ค่าความพรุน (เปอร์เซ็นต์)	ค่าความพรุน (เปอร์เซ็นต์)
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00
4.00	5.00	6.00

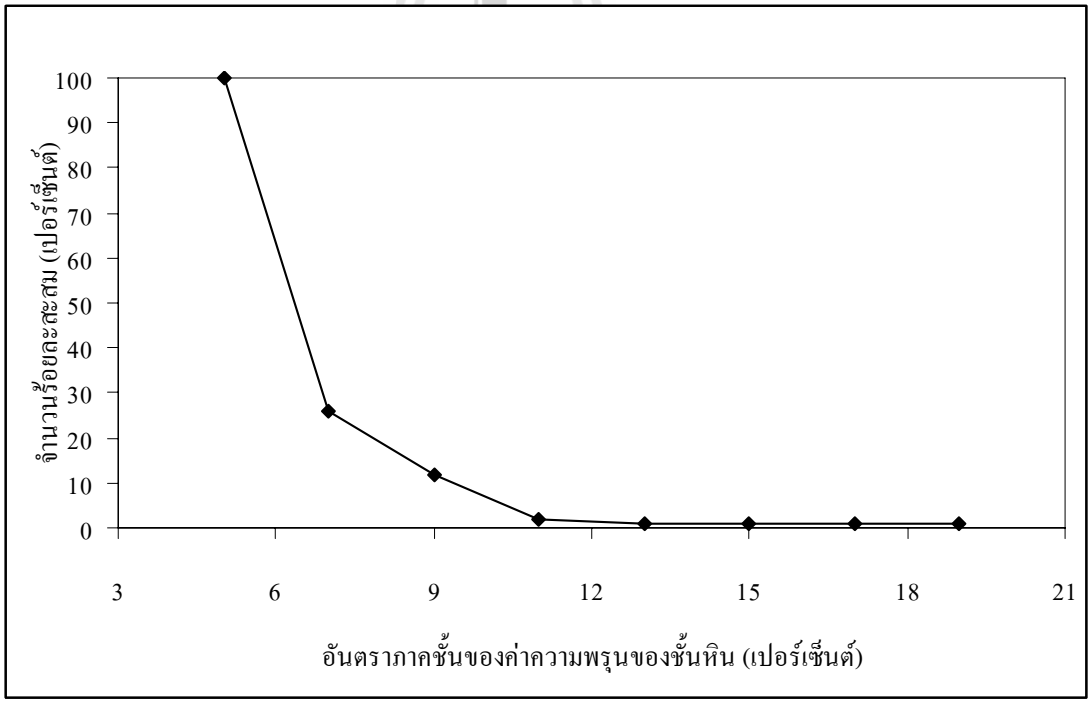
ตารางที่ ก.6 ข้อมูลพื้นฐานสำหรับการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของ
ข้อมูลค่าความพรุนของชั้นหิน ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน (ต่อ)

ค่าความพรุน (เปอร์เซ็นต์)	ค่าความพรุน (เปอร์เซ็นต์)	ค่าความพรุน (เปอร์เซ็นต์)
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	7.00
4.00	5.00	8.00
4.00	5.00	8.00
4.00	5.00	8.00
4.00	5.00	8.00
4.00	5.00	8.00
4.00	5.00	9.00
4.00	5.00	9.00
4.00	5.00	9.00
4.00	5.00	9.00
4.00	5.00	9.00
4.00	5.00	9.00
4.00	5.00	9.20
4.50	5.00	9.44
4.74	5.00	9.90
5.00	5.23	10.00
5.00	6.00	12.00
5.00	6.00	18.00
5.00	6.00	

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.7 ข้อมูลแสดงการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลค่าความพรุนของแหล่งกักเก็บ ประเภทหินปูน ยุคเพอร์เมียน

อันตราภาคชั้น (เปอร์เซ็นต์)	ความถี่	จำวนร้อยละสะสม (เปอร์เซ็นต์)
5	69	100
7	18	41
9	14	25
11	6	13
13	3	8
15	3	5
17	2	3
19	1	1



รูปที่ ก.3 ความสัมพันธ์ระหว่างอันตรภาคชั้น กับจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลค่าความพรุนของชั้นหิน ประเภทหินปูน ยุคเพอร์เมียน

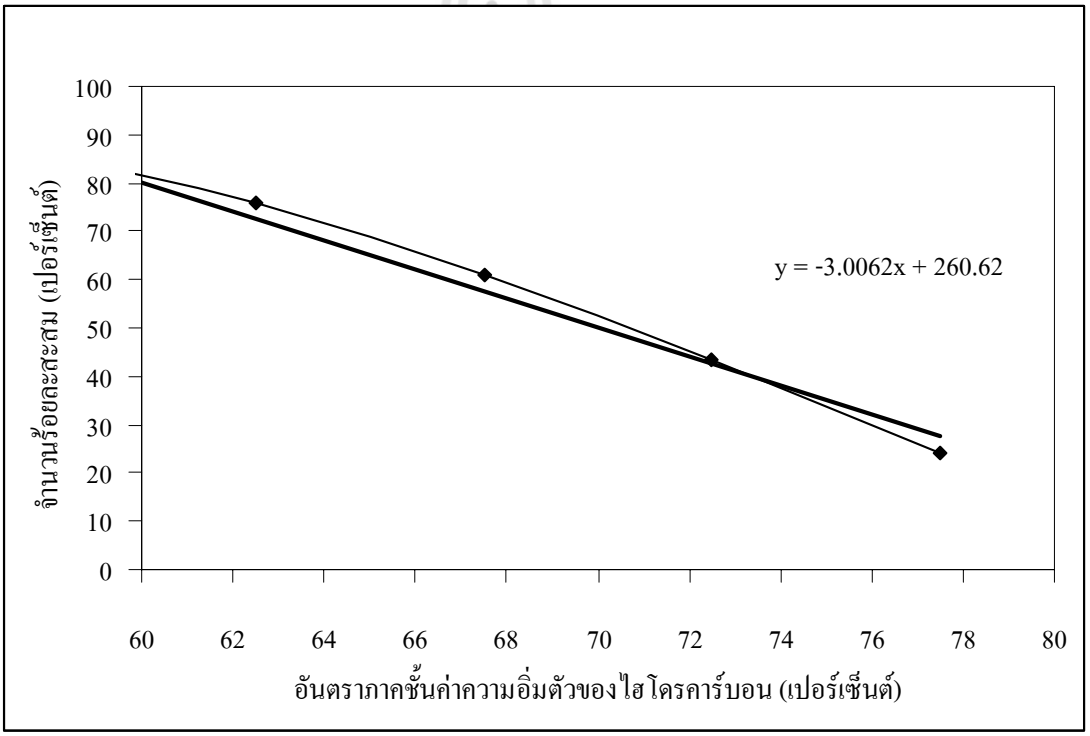
ตารางที่ ก.8 ข้อมูลพื้นฐานสำหรับการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

ข้อมูลชุดที่	ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน	ข้อมูลชุดที่	ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน
1	50	24	69
2	53	25	69
3	53	26	70
4	53	27	71
5	54	28	71
6	55	29	72
7	55.7	30	72
8	57	31	72
9	59	32	73
10	59	33	74
11	59	34	75
12	62	35	75
13	62	36	76
14	64	37	76
15	64	38	76.3
16	65	39	77
17	65	40	77
18	65	41	78
19	66	42	78
20	67	43	78
21	68	44	79.9
22	69	45	80
23	69	46	80

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก.9 ข้อมูลแสดงการจัดอันตรภาคชั้น และจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน ประเภทหินคาร์บอเนต ยุคเพอร์เมียน

อันตราภาคชั้น (เปอร์เซ็นต์)	ความถี่	จำวนร้อยละสะสม (เปอร์เซ็นต์)
52.5	6	100
57.5	5	87
62.5	7	76.1
67.5	8	60.9
72.5	9	43.5
77.5	11	23.9



รูปที่ ก.4 ความสัมพันธ์ระหว่างอันตรภาคชั้น กับจำนวนร้อยละสะสมของข้อมูลค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน ประเภทหินปูน ยุคเพอร์เมียน

ภาคผนวก ข

หลักการและตัวอย่างการพัฒนาโปรแกรม PPA

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ข.1 ประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (PPA)

ลำดับ	การประกาศตัวแปร	ความหมาย
1	aul	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับพื้นที่ประเมิน
2	auh	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับพื้นที่ประเมิน
3	atl	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับพื้นที่ประเมิน
4	atm	ค่าข้อมูลกลางของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับพื้นที่ประเมิน
5	ath	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับพื้นที่ประเมิน
6	pul	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับความพรุน
7	puh	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับความพรุน
8	ptl	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความพรุน
9	ptm	ค่าข้อมูลกลางของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความพรุน
10	pth	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความพรุน
11	tul	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับความหนา
12	tuh	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับความหนา
13	ttl	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความหนา
14	ttm	ค่าข้อมูลกลางของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความหนา
15	tth	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความหนา
16	sgul	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับความอิ่มตัวของไหล
17	sguh	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับความอิ่มตัวของไหล
18	sgtl	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความอิ่มตัวของไหล
19	sgtm	ค่าข้อมูลกลางของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความอิ่มตัวของไหล
20	sgth	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับความอิ่มตัวของไหล
21	bgul	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับปัจจัยทางด้านปริมาตรของชั้นหิน
22	bguh	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับปัจจัยทางด้านปริมาตรของชั้นหิน

ตารางที่ ข.1 ประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (PPA) (ต่อ)

ลำดับ	การประกาศตัวแปร	ความหมาย
23	bgtl	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับปัจจัยทางด้านปริมาตรของชั้นหิน
24	bgtm	ค่าข้อมูลกลางของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับปัจจัยทางด้านปริมาตรของชั้นหิน
25	bgth	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับปัจจัยทางด้านปริมาตรของชั้นหิน
26	rful	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับปัจจัยการค้นพบ
28	rfuh	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอสำหรับปัจจัยการค้นพบ
29	rftl	ค่าข้อมูลต่ำสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับปัจจัยการค้นพบ
30	rftm	ค่าข้อมูลกลางของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับปัจจัยการค้นพบ
31	rfth	ค่าข้อมูลสูงสุดของการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยมสำหรับปัจจัยการค้นพบ
32	h	ค่าหินต้นกำเนิดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอน
33	t	ค่าเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม
34	mi	ค่าการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
35	trap	ค่าไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ
36	poten	ค่าศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน
37	poro	ค่าประสิทธิภาพค่าความพรุนของชั้นหิน
39	Hac	ค่าการสะสมตัวของปิโตรเลียม
40	Ng	ค่าสัดส่วนความหนาของชั้นกักเก็บไฮโดรคาร์บอนต่อความหนาของชั้นกักเก็บ
41	Gf	ค่ารูปทรงเรขาคณิตของแหล่งกักเก็บ
42	tf	ค่าการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว
43	gi	ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่พิจารณา
44	eg	ค่าประสิทธิภาพการผลิตก๊าซธรรมชาติ
45	tc	ระยะเวลาการผลิตก๊าซธรรมชาติ กำหนดให้อัตราการผลิตคงที่

ตารางที่ ข.1 ประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (PPA) (ต่อ)

ลำดับ	การประกาศตัวแปร	ความหมาย
46	d	อัตราการผลิตในปีถัดไปลดลงจากอัตราการผลิตในปีก่อนหน้า
47	c	ค่าขอสัมปทานพื้นที่ที่ทำการสำรวจ
48	d21	ค่าสำรวจธรณีฟิสิกส์ระบบ 2 มิติ ปีที่ 1 ของระยะเวลาการสำรวจ
49	d22	ค่าสำรวจธรณีฟิสิกส์ระบบ 2 มิติ ปีที่ 2 ของระยะเวลาการสำรวจ
50	d23	ค่าสำรวจธรณีฟิสิกส์ระบบ 2 มิติ ปีที่ 3 ของระยะเวลาการสำรวจ
51	d31	ค่าสำรวจธรณีฟิสิกส์ระบบ 3 มิติ ปีที่ 1 ของระยะเวลาการสำรวจ
52	d32	ค่าสำรวจธรณีฟิสิกส์ระบบ 3 มิติ ปีที่ 2 ของระยะเวลาการสำรวจ
53	d33	ค่าสำรวจธรณีฟิสิกส์ระบบ 3 มิติ ปีที่ 3 ของระยะเวลาการสำรวจ
54	co2	ค่าใช้จ่ายต่อหลุม ปีที่ 2 ของระยะเวลาการสำรวจ
55	co4	ค่าใช้จ่ายต่อหลุม ปีที่ 3 ของระยะเวลาการสำรวจ
56	w2	จำนวนหลุมผลิต ปีที่ 2 ของระยะเวลาการสำรวจ
57	w4	จำนวนหลุมผลิต ปีที่ 3 ของระยะเวลาการสำรวจ
58	p2	ค่าติดตั้งท่อผลิตก๊าซ ปีที่ 2 ของระยะเวลาการสำรวจ
59	p4	ค่าติดตั้งท่อผลิตก๊าซ ปีที่ 3 ของระยะเวลาการสำรวจ
60	f2	ค่าติดตั้งอุปกรณ์ในการผลิตอื่น ๆ ปีที่ 2 ของระยะเวลาการสำรวจ
61	f4	ค่าติดตั้งอุปกรณ์ในการผลิตอื่น ๆ ปีที่ 3 ของระยะเวลาการสำรวจ
62	r	ขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่พิจารณา
63	i2	ค่าใช้จ่ายที่ไม่สามารถจับต้องได้
64	oe	ค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซธรรมชาติ
65	g	ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ
66	df	อัตราดอกเบี้ย
67	rss	ความเสี่ยงที่อาจเกิดจากขนาดของปริมาณก๊าซธรรมชาติที่พิจารณา
68	gps	ความเสี่ยงที่อาจเกิดจากราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ

ตารางที่ ข.1 ประกาศตัวแปรและความหมายของโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซธรรมชาติ ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (PPA) (ต่อ)

ลำดับ	การประกาศตัวแปร	ความหมาย
69	cas	ความเสี่ยงที่อาจเกิดจากค่าการดำเนินการ ค่าติดตั้งอุปกรณ์ต่าง ๆ
70	ops	ความเสี่ยงที่อาจเกิดจากค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซธรรมชาติ
71	dfs	ความเสี่ยงที่อาจเกิดจากค่าอัตราดอกเบี้ย

ตัวอย่างการพัฒนาโปรแกรม PPA สำหรับประเมินการวางแผนการผลิตก๊าซธรรมชาติล่วงหน้า แสดงไว้ในหน้าที่ 92-116

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
Private Sub Text21_Change ()
End Sub
Private Sub check_Click ()
Text1.Text = "Check input...please wait"
Dim Response As Variant
Label10.BackColor = &H8080FF
Label2.BackColor = &H8080FF
Label3.BackColor = &H8080FF
Label4.BackColor = &H8080FF
If gi.Text = "" Or eg.Text = "" Or tc.Text = "" Or d.Text = "" Then
Response = MsgBox ("Please enter number in text box", vbCritical + vbOKOnly, "Error !!")
Exit Sub
End If
If eg > 1 Then
Label3.BackColor = &HFF&
Response = MsgBox ("Field Gas Efficiency [decimal] must be between 0.xxxx and 1", vbCritical +
vbOKOnly, "Check input!!")
End If
If d > 1 Then
Label10.BackColor = &HFF&
Response = MsgBox ("Production decline per year [decimal] must be between 0.xxxx and 1", vbCritical +
vbOKOnly, "Check input!!")
End If
If eg = 1 Then
d = 0
t1 = tc
q1 = Round (eg * gi * 10 ^ 9 / tc / 10 ^ 6, 2)
g1 = q1 * 10 ^ 6 * t1 / 10 ^ 9
e1 = Round (g1 / gi, 4)
MsgBox "Successful design for 100% Field Gas Efficiency"
End If
If eg < 1 Then
t1 = tc
q1 = Round (eg * gi * 10 ^ 9 / tc / 10 ^ 6, 2)
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
g1 = q1 * 10 ^ 6 * t1 / 10 ^ 9
e1 = Round (g1 / gi, 4)
If d = 0 Then
Label4.BackColor = &HFF&
Response = MsgBox ("Production decline per year [decimal] must be between 0.xxxx and 1", vbCritical +
vbOKOnly, "Check input !!")
End If
End If
If d > 0 And d < 1 And eg < 1 Then
Timer1.Enabled = False
design.Visible = True
MsgBox "Next to Design"
gi.Enabled = False
eg.Enabled = False
tc.Enabled = False
d.Enabled = False
End If
End Sub
Private Sub Command1_Click ()
Form1.Show
End Sub
Private Sub Command10_Click ()
Form2.gi.Text = Form6.p90i.Text
End Sub
Private Sub Command11_Click ()
Form2.gi.Text = Form6.p50i.Text
End Sub
Private Sub Command12_Click ()
Form2.gi.Text = Form6.p10i.Text
End Sub
Private Sub Command13_Click ()
On Error Resume Next
Dim progress As Integer
Dim Test Array (15000) As String
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
Text1.Text = "Progressing...please wait"
g2 = Round (((g1 * 10 ^ 9) + (q1 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
If g2 < gi Then
t2 = t1 + 1
q2 = Round (q1 * d, 2)
e2 = Round (g2 / gi, 4)
g3 = Round (((g2 * 10 ^ 9) + (q2 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g2 > gi Then
g3 = g2
t2 = 0
q2 = 0
g2 = 0
e2 = 0
End If
If g3 < gi Then
t3 = t2 + 1
q3 = Round (q2 * d, 2)
e3 = Round (g3 / gi, 4)
g4 = Round (((g3 * 10 ^ 9) + (q3 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g3 > gi Then
g4 = g3
q3 = 0
t3 = 0
g3 = 0
e3 = 0
End If
If g4 < gi Then
t4 = t3 + 1
q4 = Round (q3 * d, 2)
e4 = Round (g4 / gi, 4)
g5 = Round (((g4 * 10 ^ 9) + (q4 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
If g4 > gi Then
g5 = g4
q4 = 0
t4 = 0
g4 = 0
e4 = 0
End If
If g5 < gi Then
t5 = t4 + 1
q5 = Round (q4 * d, 2)
e5 = Round (g5 / gi, 4)
g6 = Round (((g5 * 10 ^ 9) + (q5 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g5 > gi Then
g6 = g5
q5 = 0
t5 = 0
g5 = 0
e5 = 0
End If
If g6 < gi Then
t6 = t5 + 1
q6 = Round (q5 * d, 2)
e6 = Round (g6 / gi, 4)
g7 = Round (((g6 * 10 ^ 9) + (q6 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g6 > gi Then
g7 = g6
q6 = 0
t6 = 0
g6 = 0
e6 = 0
End If
If g7 < gi Then
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
t7 = t6 + 1
q7 = Round (q6 * d, 2)
e7 = Round (g7 / gi, 4)
g8 = Round (((g7 * 10 ^ 9) + (q7 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g7 > gi Then
g8 = g7
t7 = 0
q7 = 0
g7 = 0
e7 = 0
End If
If g8 < gi Then
t8 = t7 + 1
q8 = Round (q7 * d, 2)
e8 = Round (g8 / gi, 4)
g9 = Round (((g8 * 10 ^ 9) + (q8 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g8 > gi Then
g9 = g8
q8 = 0
t8 = 0
g8 = 0
e8 = 0
End If
If g9 < gi Then
t9 = t8 + 1
q9 = Round (q8 * d, 2)
e9 = Round (g9 / gi, 4)
g10 = Round (((g9 * 10 ^ 9) + (q9 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g9 > gi Then
g10 = g9
q9 = 0
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
t9 = 0
g9 = 0
e9 = 0
End If
If g10 < gi Then
t10 = t9 + 1
q10 = Round (q9 * d, 2)
e10 = Round (g10 / gi, 4)
g11 = Round (((g10 * 10 ^ 9) + (q10 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g10 > gi Then
g11 = g10
t10 = 0
q10 = 0
g10 = 0
e10 = 0
End If
If g11 < gi Then
t11 = t10 + 1
q11 = Round (q10 * d, 2)
e11 = Round (g11 / gi, 4)
g12 = Round (((g11 * 10 ^ 9) + (q11 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g11 > gi Then
g12 = g11
t11 = 0
q11 = 0
g11 = 0
e11 = 0
End If
If g12 < gi Then
t12 = t11 + 1
q12 = Round (q11 * d, 2)
e12 = Round (g12 / gi, 4)
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
g13 = Round (((g12 * 10 ^ 9) + (q12 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g12 > gi Then
g13 = g12
t12 = 0
q12 = 0
g12 = 0
e12 = 0
End If
If g13 < gi Then
t13 = t12 + 1
q13 = Round (q12 * d, 2)
e13 = Round (g13 / gi, 4)
g14 = Round (((g13 * 10 ^ 9) + (q13 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g13 > gi Then
g14 = g13
t13 = 0
q13 = 0
g13 = 0
e13 = 0
End If
If g14 < gi Then
t14 = t13 + 1
q14 = Round (q13 * d, 2)
e14 = Round (g14 / gi, 4)
g15 = Round (((g14 * 10 ^ 9) + (q14 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g14 > gi Then
g15 = g14
t14 = 0
q14 = 0
g14 = 0
e14 = 0
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
End If
If g15 < gi Then
t15 = t14 + 1
q15 = Round (q14 * d, 2)
e15 = Round (g15 / gi, 4)
g16 = Round (((g15 * 10 ^ 9) + (q15 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g15 > gi Then
g16 = g15
t15 = 0
q15 = 0
g15 = 0
e15 = 0
End If
If g16 < gi Then
t16 = t15 + 1
q16 = Round (q15 * d, 2)
e16 = Round (g16 / gi, 4)
g17 = Round (((g16 * 10 ^ 9) + (q16 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g16 > gi Then
g17 = g16
t16 = 0
q16 = 0
g16 = 0
e16 = 0
End If
If g17 < gi Then
t17 = t16 + 1
q17 = Round (q16 * d, 2)
e17 = Round (g17 / gi, 4)
g18 = Round (((g17 * 10 ^ 9) + (q17 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g17 > gi Then
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
g18 = g17
t17 = 0
q17 = 0
g17 = 0
e17 = 0
End If
If g18 < gi Then
t18 = t17 + 1
q18 = Round (q17 * d, 2)
e18 = Round (g18 / gi, 4)
g19 = Round (((g18 * 10 ^ 9) + (q18 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g18 > gi Then
g19 = g18
t18 = 0
q18 = 0
g18 = 0
e18 = 0
End If
If g19 < gi Then
t19 = t18 + 1
q19 = Round (q18 * d, 2)
e19 = Round (g19 / gi, 4)
g20 = Round (((g19 * 10 ^ 9) + (q19 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g19 > gi Then
g20 = g19
t19 = 0
q19 = 0
g19 = 0
e19 = 0
End If
If g20 < gi Then
t20 = t19 + 1
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
q20 = Round (q19 * d, 2)
e20 = Round (g20 / gi, 4)
g21 = Round (((g20 * 10 ^ 9) + (q20 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g20 > gi Then
g21 = g20
t20 = 0
q20 = 0
g20 = 0
e20 = 0
End If
design.Visible = False
gi.Enabled = True
eg.Enabled = True
tc.Enabled = True
d.Enabled = True
End Sub
Private Sub Command14_Click ()
Dim Response As Variant
Dim xlsApp As New Excel.Application
Dim xlsBook As Excel.Workbook
Dim xlsSheet As Excel.Worksheet
Dim resp As Integer
On Error Resume Next
Dim progress As Integer
Dim TestArray(15000) As String
Text1.Text = "Graph diagram...please wait"
Set xlsBook = xlsApp.Workbooks.Open("C:/Data base/Book6.xls")
Set xlsSheet = xlsBook.Worksheets("Sheet1")
xlsSheet.Cells (1, 1) = t1.Text
xlsSheet.Cells (2, 1) = t2.Text
xlsSheet.Cells (3, 1) = t3.Text
xlsSheet.Cells (4, 1) = t4.Text
xlsSheet.Cells (5, 1) = t5.Text
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
xlsSheet.Cells (6, 1) = t6.Text
xlsSheet.Cells (7, 1) = t7.Text
xlsSheet.Cells (8, 1) = t8.Text
xlsSheet.Cells (9, 1) = t9.Text
xlsSheet.Cells (10, 1) = t10.Text
xlsSheet.Cells (11, 1) = t11.Text
xlsSheet.Cells (12, 1) = t12.Text
xlsSheet.Cells (13, 1) = t13.Text
xlsSheet.Cells (14, 1) = t14.Text
xlsSheet.Cells (15, 1) = t15.Text
xlsSheet.Cells (16, 1) = t16.Text
xlsSheet.Cells (17, 1) = t17.Text
xlsSheet.Cells (18, 1) = t18.Text
xlsSheet.Cells (19, 1) = t19.Text
xlsSheet.Cells (20, 1) = t20.Text
xlsSheet.Cells (1, 2) = q1.Text
xlsSheet.Cells (2, 2) = q2.Text
xlsSheet.Cells (3, 2) = q3.Text
xlsSheet.Cells (4, 2) = q4.Text
xlsSheet.Cells (5, 2) = q5.Text
xlsSheet.Cells (6, 2) = q6.Text
xlsSheet.Cells (7, 2) = q7.Text
xlsSheet.Cells (8, 2) = q8.Text
xlsSheet.Cells (9, 2) = q9.Text
xlsSheet.Cells (10, 2) = q10.Text
xlsSheet.Cells (11, 2) = q11.Text
xlsSheet.Cells (12, 2) = q12.Text
xlsSheet.Cells (13, 2) = q13.Text
xlsSheet.Cells (14, 2) = q14.Text
xlsSheet.Cells (15, 2) = q15.Text
xlsSheet.Cells (16, 2) = q16.Text
xlsSheet.Cells (17, 2) = q17.Text
xlsSheet.Cells (18, 2) = q18.Text
xlsSheet.Cells (19, 2) = q19.Text
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
xlsSheet.Cells (20, 2) = q20.Text
xlsApp.Visible = True
Response = MsgBox("Succesfully Evaluation", vbInformation + vbOKOnly, " Gas Production Forecast")
End Sub
Private Sub Command2_Click ()
Form5.Show
End Sub
Private Sub Command3_Click ()
Form6.Show
Dim Response As Variant
Response = MsgBox("Please enter number in text box", vbInformation + vbOKOnly, "Hint !!")
End Sub
Private Sub Command4_Click ()
Form9.Show
Text1.Text = "Help...please wait"
Dim Response As Variant
Response = MsgBox("Please enter number in text box", vbInformation + vbOKOnly, "Hint !!")
End Sub
Private Sub Command5_Click ()
Text1.Text = "Clear"
gi.Text = ""
tc.Text = ""
d.Text = ""
eg.Text = ""
t1.Text = ""
t2.Text = ""
t3.Text = ""
t4.Text = ""
t5.Text = ""
t6.Text = ""
t7.Text = ""
t8.Text = ""
t9.Text = ""
t10.Text = ""
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
t11.Text = ""
t12.Text = ""
t13.Text = ""
t14.Text = ""
t15.Text = ""
t16.Text = ""
t17.Text = ""
t18.Text = ""
t19.Text = ""
t20.Text = ""
q1.Text = ""
q2.Text = ""
q3.Text = ""
q4.Text = ""
q5.Text = ""
q6.Text = ""
q7.Text = ""
q8.Text = ""
q9.Text = ""
q10.Text = ""
q11.Text = ""
q12.Text = ""
q13.Text = ""
q14.Text = ""
q15.Text = ""
q16.Text = ""
q17.Text = ""
q18.Text = ""
q19.Text = ""
q20.Text = ""
g1.Text = ""
g2.Text = ""
g3.Text = ""
g4.Text = ""
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
g5.Text = ""
g6.Text = ""
g7.Text = ""
g8.Text = ""
g9.Text = ""
g10.Text = ""
g11.Text = ""
g12.Text = ""
g13.Text = ""
g14.Text = ""
g15.Text = ""
g16.Text = ""
g17.Text = ""
g18.Text = ""
g19.Text = ""
g20.Text = ""
e1.Text = ""
e2.Text = ""
e3.Text = ""
e4.Text = ""
e5.Text = ""
e6.Text = ""
e7.Text = ""
e8.Text = ""
e9.Text = ""
e10.Text = ""
e11.Text = ""
e12.Text = ""
e13.Text = ""
e14.Text = ""
e15.Text = ""
e16.Text = ""
e17.Text = ""
e18.Text = ""
```

```
e19.Text = ""
e20.Text = ""
Label10.BackColor = &HC0&
Label2.BackColor = &HC0&
Label3.BackColor = &HC0&
Label4.BackColor = &HC0&
Dim Response As Variant
Response = MsgBox("Please enter number in text box", vbInformation + vbOKOnly, "Hint !!")
End Sub
Private Sub Command6_Click ()
Text1.Text = "Example"
gi.Text = "323.13"
tc.Text = "5"
d.Text = "0.8"
eg.Text = "0.5"
End Sub
Private Sub Command7_Click ()
Form2.gi.Text = Form6.p50r.Text
End Sub
Private Sub Command8_Click ()
Form2.gi.Text = Form6.p90r.Text
End Sub
Private Sub Command9_Click ()
Form2.gi.Text = Form6.p10r.Text
End Sub
Private Sub design_Click ()
On Error Resume Next
Dim progress As Integer
Dim TestArray(15000) As String
Text1.Text = "Progressing....please wait"
Response = MsgBox("Please wait", vbInformation + vbOKOnly, "Progressing !!")
g2 = Round (((g1 * 10 ^ 9) + (q1 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
If g2 < gi Then
t2 = t1 + 1
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
q2 = Round (q1 * d, 2)
e2 = Round (g2 / gi, 4)
g3 = Round (((g2 * 10 ^ 9) + (q2 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g2 > gi Then
g3 = g2
t2 = 0
q2 = 0
g2 = 0
e2 = 0
End If
If g3 < gi Then
t3 = t2 + 1
q3 = Round (q2 * d, 2)
e3 = Round (g3 / gi, 4)
g4 = Round (((g3 * 10 ^ 9) + (q3 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g3 > gi Then
g4 = g3
q3 = 0
t3 = 0
g3 = 0
e3 = 0
End If
If g4 < gi Then
t4 = t3 + 1
q4 = Round (q3 * d, 2)
e4 = Round (g4 / gi, 4)
g5 = Round (((g4 * 10 ^ 9) + (q4 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g4 > gi Then
g5 = g4
q4 = 0
t4 = 0
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
g4 = 0
e4 = 0
End If
If g5 < gi Then
t5 = t4 + 1
q5 = Round (q4 * d, 2)
e5 = Round (g5 / gi, 4)
g6 = Round (((g5 * 10 ^ 9) + (q5 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g5 > gi Then
g6 = g5
q5 = 0
t5 = 0
g5 = 0
e5 = 0
End If
If g6 < gi Then
t6 = t5 + 1
q6 = Round (q5 * d, 2)
e6 = Round (g6 / gi, 4)
g7 = Round (((g6 * 10 ^ 9) + (q6 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g6 > gi Then
g7 = g6
q6 = 0
t6 = 0
g6 = 0
e6 = 0
End If
If g7 < gi Then
t7 = t6 + 1
q7 = Round (q6 * d, 2)
e7 = Round (g7 / gi, 4)
g8 = Round (((g7 * 10 ^ 9) + (q7 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
End If
If g7 > gi Then
g8 = g7
t7 = 0
q7 = 0
g7 = 0
e7 = 0
End If
If g8 < gi Then
t8 = t7 + 1
q8 = Round (q7 * d, 2)
e8 = Round (g8 / gi, 4)
g9 = Round (((g8 * 10 ^ 9) + (q8 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g8 > gi Then
g9 = g8
q8 = 0
t8 = 0
g8 = 0
e8 = 0
End If
If g9 < gi Then
t9 = t8 + 1
q9 = Round (q8 * d, 2)
e9 = Round (g9 / gi, 4)
g10 = Round (((g9 * 10 ^ 9) + (q9 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g9 > gi Then
g10 = g9
q9 = 0
t9 = 0
g9 = 0
e9 = 0
End If
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
If g10 < gi Then
t10 = t9 + 1
q10 = Round (q9 * d, 2)
e10 = Round (g10 / gi, 4)
g11 = Round (((g10 * 10 ^ 9) + (q10 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g10 > gi Then
g11 = g10
t10 = 0
q10 = 0
g10 = 0
e10 = 0
End If
If g11 < gi Then
t11 = t10 + 1
q11 = Round (q10 * d, 2)
e11 = Round (g11 / gi, 4)
g12 = Round (((g11 * 10 ^ 9) + (q11 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g11 > gi Then
g12 = g11
t11 = 0
q11 = 0
g11 = 0
e11 = 0
End If
If g12 < gi Then
t12 = t11 + 1
q12 = Round (q11 * d, 2)
e12 = Round (g12 / gi, 4)
g13 = Round (((g12 * 10 ^ 9) + (q12 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g12 > gi Then
g13 = g12
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
t12 = 0
q12 = 0
g12 = 0
e12 = 0
End If
If g13 < gi Then
t13 = t12 + 1
q13 = Round (q12 * d, 2)
e13 = Round (g13 / gi, 4)
g14 = Round (((g13 * 10 ^ 9) + (q13 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g13 > gi Then
g14 = g13
t13 = 0
q13 = 0
g13 = 0
e13 = 0
End If
If g14 < gi Then
t14 = t13 + 1
q14 = Round (q13 * d, 2)
e14 = Round (g14 / gi, 4)
g15 = Round (((g14 * 10 ^ 9) + (q14 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g14 > gi Then
g15 = g14
t14 = 0
q14 = 0
g14 = 0
e14 = 0
End If
If g15 < gi Then
t15 = t14 + 1
q15 = Round (q14 * d, 2)
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
e15 = Round (g15 / gi, 4)
g16 = Round (((g15 * 10 ^ 9) + (q15 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g15 > gi Then
g16 = g15
t15 = 0
q15 = 0
g15 = 0
e15 = 0
End If
If g16 < gi Then
t16 = t15 + 1
q16 = Round (q15 * d, 2)
e16 = Round (g16 / gi, 4)
g17 = Round (((g16 * 10 ^ 9) + (q16 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g16 > gi Then
g17 = g16
t16 = 0
q16 = 0
g16 = 0
e16 = 0
End If
If g17 < gi Then
t17 = t16 + 1
q17 = Round (q16 * d, 2)
e17 = Round (g17 / gi, 4)
g18 = Round (((g17 * 10 ^ 9) + (q17 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g17 > gi Then
g18 = g17
t17 = 0
q17 = 0
g17 = 0
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
e17 = 0
End If
If g18 < gi Then
t18 = t17 + 1
q18 = Round (q17 * d, 2)
e18 = Round (g18 / gi, 4)
g19 = Round (((g18 * 10 ^ 9) + (q18 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g18 > gi Then
g19 = g18
t18 = 0
q18 = 0
g18 = 0
e18 = 0
End If
If g19 < gi Then
t19 = t18 + 1
q19 = Round (q18 * d, 2)
e19 = Round (g19 / gi, 4)
g20 = Round (((g19 * 10 ^ 9) + (q19 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
If g19 > gi Then
g20 = g19
t19 = 0
q19 = 0
g19 = 0
e19 = 0
End If
If g20 < gi Then
t20 = t19 + 1
q20 = Round (q19 * d, 2)
e20 = Round (g20 / gi, 4)
g21 = Round (((g20 * 10 ^ 9) + (q20 * 10 ^ 6 * d)) / 10 ^ 9, 2)
End If
```

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

```
If g20 > gi Then
g21 = g20
t20 = 0
q20 = 0
g20 = 0
e20 = 0
End If
design.Visible = False
gi.Enabled = True
eg.Enabled = True
tc.Enabled = True
d.Enabled = True
MsgBox "Successful design for gas production forecast"
End Sub
Private Sub File_Click ()
End Sub
Private Sub save_Click ()
Text1.Text = "Save&print"
dlg.ShowPrinter
Printer.Print "Gas Production Forecast"
Printer.Print "Input parameter"
Printer.Print Printer.Print "1. Gas in place resources or recoverable resources [Bcf] = "; IIf(gi.Text = "", "No Data", gi.Text)
Printer.Print "2. Field gas production efficiency @time of constant rate [decimal] = "; IIf(eg.Text = "", "No Data", eg.Text)
Printer.Print "3. Time of constant rate [year] = "; IIf(tc.Text = "", "No Data", tc.Text)
Printer.Print "4. Production rate decline per year [decimal] = "; IIf(d.Text = "", "No Data", d.Text)
Printer.Print Printer.Print " Output"
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t1.Text = "", "No Data", t1.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q1.Text = "", "No Data", q1.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g1.Text = "", "No Data", g1.Text); " Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e1.Text = "", "No Data", e1.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t2.Text = "", "No Data", t2.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q2.Text = "", "No Data", q2.Text); " Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g2.Text = "", "No Data", g2.Text); "Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e2.Text = "", "No Data", e2.Text)
```

```
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t3.Text = "", "No Data", t3.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q3.Text = "",
"No Data", q3.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g3.Text = "", "No Data", g3.Text); "Field gas
efficiency [0-1]="; IIf(e3.Text = "", "No Data", e3.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t4.Text = "", "No Data", t4.Text); " Production rate [MMscf]="; IIf(q4.Text = "",
"No Data", q4.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g4.Text = "", "No Data", g4.Text); "Field gas
efficiency [0-1]="; IIf(e4.Text = "", "No Data", e4.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t5.Text = "", "No Data", t5.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q5.Text = "",
"No Data", q5.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]
="; IIf(g5.Text = "", "No Data", g5.Text); "Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e5.Text = "", "No Data", e5.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t6.Text = "", "No Data", t6.Text); " Production rate [MMscf]="; IIf(q6.Text = "",
"No Data", q6.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g6.Text = "", "No Data", g6.Text); "Field gas
efficiency [0-1]="; IIf(e6.Text = "", "No Data", e6.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t7.Text = "", "No Data", t7.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q7.Text = "",
"No Data", q7.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g7.Text = "", "No Data", g7.Text); "Field gas
efficiency [0-1]="; IIf(e7.Text = "", "No Data", e7.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t8.Text = "", "No Data", t8.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q8.Text = "",
"No Data", q8.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g8.Text = "", "No Data", g8.Text); "Field gas
efficiency [0-1]="; IIf(e8.Text = "", "No Data", e8.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t9.Text = "", "No Data", t9.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q9.Text = "",
"No Data", q9.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g9.Text = "", "No Data", g9.Text); "Field gas
efficiency [0-1]="; IIf(e9.Text = "", "No Data", e9.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t10.Text = "", "No Data", t10.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q10.Text =
"", "No Data", q10.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g10.Text = "", "No Data", g10.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e10.Text = "", "No Data", e10.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t11.Text = "", "No Data", t11.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q11.Text =
"", "No Data", q11.Text); "Cumulatiive gas
production [Bcf]="; IIf(g11.Text = "", "No Data", g11.Text); "          Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e11.Text
= "", "No Data", e11.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t12.Text = "", "No Data", t12.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q12.Text =
"", "No Data", q12.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g12.Text = "", "No Data", g12.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e12.Text = "", "No Data", e12.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t13.Text = "", "No Data", t13.Text); " Production rate [MMscf]="; IIf(q13.Text =
"", "No Data", q13.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g13.Text = "", "No Data", g13.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e13.Text = "", "No Data", e13.Text)
```

```
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t14.Text = "", "No Data", t14.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q14.Text =
"", "No Data", q14.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g14.Text = "", "No Data", g14.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e14.Text = "", "No Data", e14.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t15.Text = "", "No Data", t15.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q15.Text =
"", "No Data", q15.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g15.Text = "", "No Data", g15.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e15.Text = "", "No Data", e15.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t16.Text = "", "No Data", t16.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q16.Text =
"", "No Data", q16.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g16.Text = "", "No Data", g16.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e16.Text = "", "No Data", e16.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t17.Text = "", "No Data", t17.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q17.Text =
"", "No Data", q17.Text); "Cumulatiive gas
production [Bcf]="; IIf(g17.Text = "", "No Data", g17.Text); "          Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e17.Text
= "", "No Data", e17.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t18.Text = "", "No Data", t18.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q18.Text =
"", "No Data", q18.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g18.Text = "", "No Data", g18.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e18.Text = "", "No Data", e18.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t19.Text = "", "No Data", t19.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q19.Text =
"", "No Data", q19.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g19.Text = "", "No Data", g19.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e19.Text = "", "No Data", e19.Text)
Printer.Print ; "Year@"; IIf(t20.Text = "", "No Data", t20.Text); "Production rate [MMscf]="; IIf(q20.Text =
"", "No Data", q20.Text); "Cumulatiive gas production [Bcf]="; IIf(g20.Text = "", "No Data", g20.Text); "
Field gas efficiency [0-1]="; IIf(e20.Text = "", "No Data", e20.Text)
Printer.EndDoc
End Sub
Private Sub Timer1_Timer ()
design.Visible = False
End Sub
```

ภาคผนวก ค.

ข้อมูลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

ระยะเวลาการผลิต	ปริมาณก๊าซธรรมชาติ	อัตราการผลิต	รายได้ทั้งหมดจากการขายก๊าซธรรมชาติ	ค่าภาคหลวง	ค่าใช้จ่ายการเจาะหลุม		
					ค่าขอสัมปทานพื้นที่	ค่าสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ระบบ 2 มิติ	ค่าสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ระบบ 3 มิติ
ปี	ล้านลูกบาศก์ฟุต	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ
1					0.50	3.00	
2							1.00
3							
4	365,140,000,000	36,514.00	160.66	20.08			
5	365,140,000,000	36,514.00	160.66	20.08			
6	365,140,000,000	36,514.00	160.66	20.08			
7	365,140,000,000	36,514.00	160.66	20.08			
8	365,140,000,000	36,514.00	160.66	20.08			
9	365,140,000,000	29,211.20	128.53	12.85			
10	365,140,000,000	23,368.96	102.82	10.28			
11	365,140,000,000	18,695.17	82.26	8.23			
12	365,140,000,000	14,970.74	65.87	4.12			
13	365,140,000,000	11,940.08	52.54	3.28			
14	365,140,000,000	9,566.67	42.09	2.63			
15	365,140,000,000	7,667.94	33.74	2.11			
16	365,140,000,000	6,134.35	26.99	1.35			
17	365,140,000,000	4,892.88	21.53	1.08			
18	365,140,000,000	3,943.51	17.35	0.87			
19	365,140,000,000	3,140.20	13.82	0.69			
20	365,140,000,000	2,482.95	10.92	0.55			
21	365,140,000,000	2,008.27	8.84	0.44			
22	365,140,000,000	1,643.13	7.23	0.36			
23	365,140,000,000	1,277.99	5.62	0.28			
		323,514.04	1423.46	149.53			

ตารางที่ ค.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายกาซธรรมชาติ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู (ต่อ)

ค่าหลุมเจาะสำรวจ หลุมผลิต และอุปกรณ์แยกก๊าซธรรมชาติ							
ระยะเวลาการผลิต	จำนวนหลุมเจาะ	ราคาหลุมเจาะ	ค่าท่อส่งก๊าซ	ค่าใช้จ่ายที่ไม่สามารถจับต้องได้ (ร้อยละ 80)	ค่าใช้จ่ายที่สามารถจับต้องได้ (ร้อยละ 20)	ค่าอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการผลิตก๊าซธรรมชาติ	รวมค่าใช้จ่ายทั้งหมด
ปี	หลุม	ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ
1	2	15.00	4.00	24.00	6.00		3.50
2	4	20.00	3.00	64.00	16.00	145	35.00
3							228.00
4							
5							
6							
7							
8							
9							
10							
11							
12							
13							
14							
15							
16							
17							
18							
19							
20							
21							
22							
23							
			7.00	88.00	22.00	145	266.50

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายกาซธรรมชาติ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู (ต่อ)

ระยะเวลาการผลิต	ค่าดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติ		รวมค่าใช้จ่ายหลุมเจาะกับค่าดำเนินการผลิตก๊าซธรรมชาติ	การสิ้นเปลืองค่าทรัพย์สิน ถอนทุนคืนร้อยละ 20						
				กรณีค่าใช้จ่ายที่สามารถจับต้องได้						
ปี	ล้านเหรียญสหรัฐต่อล้านลูกบาศก์ฟุต	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	1	2	3	4	5	6	รวม
1			3.50							0.00
2			35.00	2.00						2.40
3			288.00		34.80					34.80
4	1,000	38.75	38.75			34.80				34.80
5	1,000	39.52	39.52				34.80			34.80
6	1,000	40.31	40.31					34.80		34.80
7	1,000	41.12	41.12						32.8	32.80
8	1,000	41.94	41.94							0.00
9	1,000	34.23	34.23							0.00
10	1,000	27.93	27.93							0.00
11	1,000	22.79	22.79							0.00
12	1,000	18.61	18.61							0.00
13	1,000	15.14	15.14							0.00
14	1,000	12.38	12.38							0.00
15	1,000	10.12	10.12							0.00
16	1,000	8.26	8.26							0.00
17	1,000	6.72	6.72							0.00
18	1,000	5.52	5.52							0.00
19	1,000	4.48	4.48							0.00
20	1,000	3.62	3.62							0.00
21	1,000	2.98	2.98							0.00
22	1,000	2.49	2.49							0.00
23	1,000	1.98	1.98							0.00
		378.89	645.39							174.00

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ค.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายกาซธรรมชาติ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู (ต่อ)

ระยะเวลาการผลิต	ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ	คิดค่าถอนทุนคืน ร้อยละ 20 ของ ค่าใช้จ่ายต่าง ๆ	รายได้ทั้งหมดที่ยังไม่หักภาษีรายได้	ภาษีเงินได้ ร้อยละ 50	อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ	
ปี	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน
1	3.50	3.50	-3.50	0.00	0.00	0.00
2	25.00	27.00	-27.00	0.00	0.00	0.00
3	64.00	98.80	-98.80	0.00	0.00	0.00
4	58.83	93.63	67.03	0.00	36,514.00	101.43
5	59.61	94.41	66.25	1.99	36,514.00	101.43
6	60.40	95.20	65.46	32.73	36,514.00	101.43
7	61.20	94.00	66.66	33.33	36,514.00	101.43
8	62.03	62.03	98.64	32.31	36,514.00	101.43
9	47.08	47.08	81.45	40.73	29,211.20	81.14
10	38.21	38.21	64.61	32.31	23,368.96	64.91
11	31.02	31.02	51.24	25.62	18,695.17	51.93
12	22.73	22.73	43.14	21.57	14,970.74	41.59
13	18.43	18.43	34.11	17.05	11,940.08	33.17
14	15.01	15.01	27.09	13.54	9,566.67	26.57
15	12.23	12.23	21.51	10.76	7,667.94	21.30
16	9.61	9.61	17.39	8.69	6,134.35	17.04
17	7.79	7.79	13.74	6.87	4,892.88	13.59
18	6.39	6.39	10.96	5.48	3,943.51	10.95
19	5.18	5.18	8.64	4.32	3,140.20	8.72
20	4.16	4.16	6.76	3.38	2,482.95	6.90
21	3.43	3.43	5.41	2.71	2,008.27	5.58
22	2.85	2.85	4.38	2.19	1,643.13	4.56
23	2.26	2.26	3.37	1.68	1,277.99	3.55
	620.92	794.92	628.54	314.27		

ตารางที่ ค.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 365.14 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาซื้อขายกาซธรรมชาติ 4.4 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู (ต่อ)

สรุปรายรับและรายจ่ายทั้งหมด								
ระยะเวลาการผลิต	อัตราการผลิต	รายได้จากการขายก๊าซธรรมชาติ	ค่าใช้จ่ายการเจาะหลุมและอุปกรณ์แยกก๊าซ	ค่าใช้จ่ายดำเนินการผลิต	สิ่งที่รัฐบาลจะได้รับ		ค่าเงินปัจจุบัน ก่อนคิดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10	ค่าเงินปัจจุบันอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10
					ค่าภาคหลวง	ภาษีเงินได้		
ปี	ล้านลูกบาศก์ต่อปี	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ	ล้านเหรียญสหรัฐ
1	0.00	0.00	3.50	0.00	0.00	0.00	-3.50	-3.50
2	0.00	0.00	35.00	0.00	0.00	0.00	-32.45	-35.95
3	0.00	0.00	228.00	0.00	0.00	0.00	-196.04	-232.00
4	36,514.00	160.66		38.75	20.08	0.00	76.51	-155.49
5	36,514.00	160.66		39.52	20.08	1.99	67.66	-87.83
6	36,514.00	160.66		40.31	20.08	32.73	41.93	-45.90
7	36,514.00	160.66		41.12	20.08	33.33	37.33	-8.57
8	36,514.00	160.66		41.94	20.08	32.31	25.31	16.74
9	29,211.20	128.53		34.23	12.85	40.73	19.00	35.74
10	23,368.96	102.82		27.93	10.28	32.31	13.70	49.44
11	18,695.17	82.26		22.79	8.23	25.62	9.88	59.32
12	14,970.74	65.87		18.61	4.12	21.57	7.56	66.88
13	11,940.08	52.54		15.14	3.28	17.05	5.43	72.31
14	9,566.67	42.09		12.38	2.63	13.54	3.92	76.23
15	7,667.94	33.74		10.12	2.11	10.76	2.83	79.07
16	6,134.35	26.99		8.26	1.35	8.69	2.08	81.15
17	4,892.88	21.53		6.72	1.08	6.87	1.49	82.64
18	3,943.51	17.35		5.52	0.87	5.48	1.08	83.73
19	3,140.20	13.82		4.48	0.69	4.32	0.78	84.50
20	2,482.95	10.92		3.62	0.55	3.38	0.55	85.06
21	2,008.27	8.84		2.98	0.44	2.71	0.40	85.46
22	1,643.13	7.23		2.49	0.36	2.19	0.30	85.75
23	1,277.99	5.62		1.98	0.28	1.68	0.21	85.96
รวม		1423.46	266.50	378.89	149.53	314.27	85.96	
					อัตราการคืนทุน		20.03%	9.12%
					สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน		1.10	0.31

ภาคผนวก ง

บทความวิชาการที่นำเสนอในการประชุมวิชาการ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

รายชื่อบทความวิชาการที่นำเสนอในการประชุมวิชาการ

กาญจนา รักสุจริตกุล, เกรียงไกร ไตรสาร และอัฆพรรค์ วรรณโกมล. 2554. **การพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์สำหรับการประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย**. การประชุมวิชาการบัณฑิตศึกษา ครั้งที่ 4, มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี. 7-8 กรกฎาคม 2554 (อยู่ระหว่างนำเสนอ).

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การประชุมวิชาการบัณฑิตศึกษาครั้งที่ 4 มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 7 – 8 กรกฎาคม 2554

Software Development for Natural Gas Potential Assessment in Northeastern of Thailand

Kanjana Ruksutjaritkul* **Kriangkrai Trisarn[1]** **Akkhapun Wannakomol[2]**

School of Geotechnology Institute of Engineering Suranaree University of Technology

E-mail: Kanjana_kul@hotmail.com

Abstract

The software has been developed for natural gas potential assessment in Northeastern of Thailand and design support of input parameter under various geological and engineering parameters including area of closure, porosity, thickness, gas saturation, gas formation volume factor and recovery factor. The program hereafter is called PPA (Petroleum Potential Assessment), using Monte Carlo Simulation and probability of success theory. The program is developed on Microsoft Visual Basic version 6.0 software and hence makes it interactive, user-friendly and revisable. The program including a main page and 3 modules consist of Technical, Gas production forecast and Economic considerations. In term of technical consideration, the quantities of gas in place resource for prospect are 147.49 Bcf at 90 percent, 405.71 Bcf at 50 percent and 926.74 Bcf at 10 percent of probability respectively. The quantities of gas recoverable resource for prospect are 132.74 Bcf at 90 percent, 365.14 Bcf at 50 percent and 834.07 Bcf at 10 percent of probability respectively. In term of economic consideration, the IRR (Internal Rate of Return) and PIR (Profit to Investment Ratio) for natural gas field at Chonnabot prospect are 20.03 % and 1.10..

Keywords: Natural gas, Potential assessment, Northeastern of Thailand

Introduction

The world has problem of economic due to petroleum prices. The energy is vital to both the economic and population, it is one power to drive growth of economic and prosperity of people. The energy consumption has expanded and developed in various functions such as industry, agriculture and transportation. Thailand spends a large amount of money for importing oil. The reserves of petroleum in Thailand are limited. Therefore, these should be researching for new petroleum fields and increasing recovery from the existing petroleum fields. More than 40 years, it has been explored and produced petroleum in Northeastern of Thailand. Today two natural gas fields, namely Nam Phong and Sinphuhrom are on production. Several petroleum exploration wells and seismic are conducted. The main reservoir rocks are the carbonate rock of the Saraburi group. It is expected that the anticlines preceded the semi-garben basins. It has proved petroleum source rocks in the semi-graben basins with petroleum migrating to accumulate in Chonnabot prospect. The development of method to do petroleum potential assessment in Northeastern of Thailand and especially in Chonnabot prospect will be very good challenge.

Theoretical analysis

The Monte Carlo Simulation and probability of success (POS) is applied to the resources determination method. Monte Carlo Simulation is shown in Figure 1 is a powerful tool for obtaining

*School of Geotechnology, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, 111 University Avenue, Muang District, Nakhon Ratchasima, 30000 Thailand.

E-mail: Kanjana_kul@hotmail.com

solutions by numerical methods using of random numbers and a function of the engineering (area of closure, thickness, porosity, gas saturation, gas recovery factor and gas formation volume factor). The process of making repeated solutions characterizes the groups of numerical methods. Random numbers taken process of making repeated solutions characterizes the groups of numerical methods.

Random numbers taken from an appropriate range of values repeatedly selects values entering into the calculations. From several hundred to several thousand trials are generally used to obtain suitable results, which make the technique less suitable to hand calculations than to the electronic computer. Essentially, the answers can be arranged in a form that gives the fractions of total results, which falls within certain ranges in method. Thus it is readily adapted to solve probability problems and constructing probability distribution. Some of the types of solutions that have been obtained by simulation are giving in the follow list:

1. Estimate such as probability distributions of petroleum resources will give P90 (Proved), P50 (Proved + Probable) and P10 (Proved + Probable + Possible) reserves.
2. Estimate such as probability distributions of rates of return that might be obtained in the business venture.
3. Probability distributions of the possible "state of nature "such as the probable ultimate recovery from a petroleum reservoir.
4. Determine the most profitable number of parallel facilities.
5. Determine the probability diagram formed by combining quantities whose variation can be expressed algebraically with those whose variations can be expressed only empirically or graphically.
6. Illustrations of the validity of theorems.
7. Sensitivity analysis.

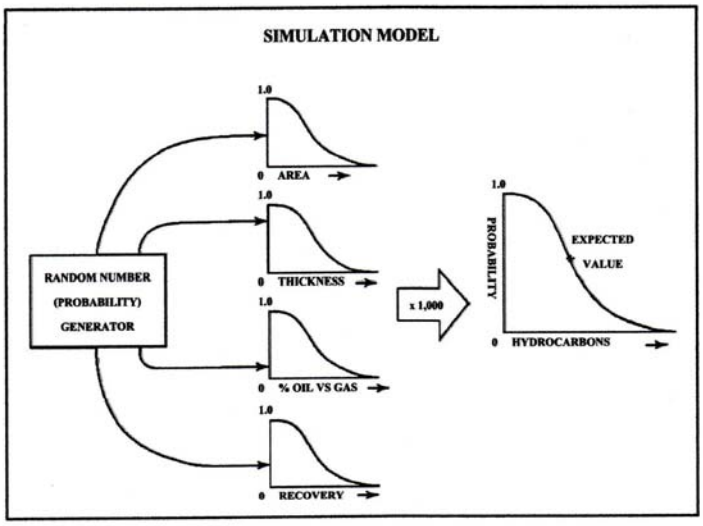


Figure 1. Monte Carlo Simulation Model (from Kjemperud, 2005)

The probability of success (POS) when using prospect evaluation tools, the proportion of oil and gas in our prospect is usually one of the input parameters in the volumetric calculation. However, in some cases we wish to evaluate different cases (oil case, oil case and combination case). In these situations, we must assess the risk associated with each case. For any given prospect, the four possible outcome (dry, oil, gas and oil & gas) are independent. The resources distribution or range of outcomes being used in the evaluation, and is a function of the geological risk (including hydrocarbon resource, timing, migration, trap occurrence, potential reservoir facies, effective porosity and hydrocarbon accumulation) of the project.

Software Development

The software development for Petroleum Potential assessment will be applied to Monte Carlo Simulation and probability of success (POS) of theoretical analysis. In the term of economic evaluation of the petroleum potential assessment will be performed to fine the best Internal Rate of Return and Profit to Investment Ratio. The program hereafter is called PPA (Petroleum Potential Assessment). The program is developed on Microsoft Visual Basic version 6.0 software that is enterprises edition with source code and utility for natural gas potential assessment. The program includes necessary command bottoms similar to the commercial software such as "Main page", "Calculate", "Check input, Clear" and "Save & Print". The program is substitute of common order such as input, output and help. The PPA includes a main page and 3 modules (including Technical, Gas production forecast and Economic consideration) are shown in Figure 2.

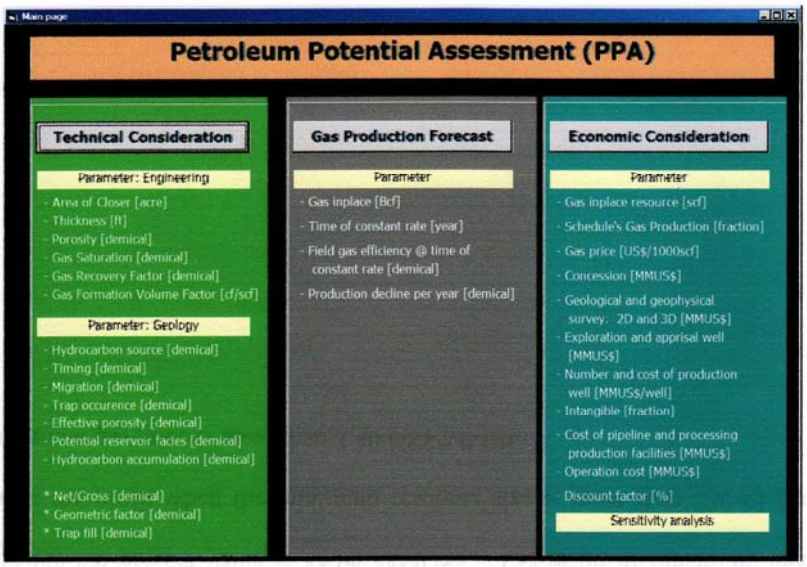


Figure 2. The main page of PPA

Flow chart for software development used for identifying step, calculate and compile of software in term of pictures or symbols. Compilation of software includes manual input, calculate, design and output are shown example in Figure 3.

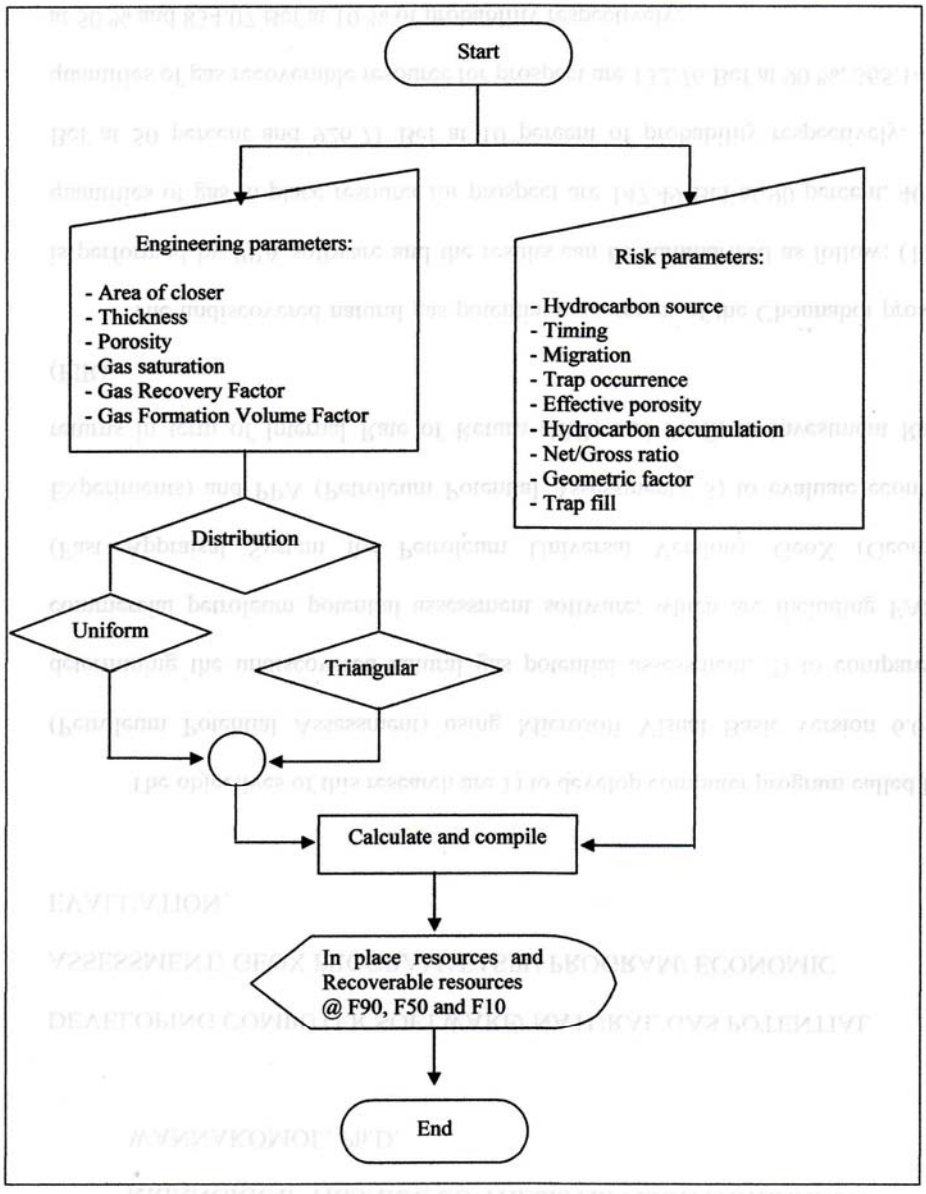


Figure 3. Flow chart for Technical consideration

Technical consideration

In term of technical consider for natural gas potential assessment in Northeastern of Thailand is evaluated by PPA software. Estimation such as probability distributions of petroleum resources gives F90, F50 and F10 reserves at 147.49 Bcf, 405.71 Bcf and 926.74 Bcf respectively and the distribution curve are shown in Figure 4. The input parameters are calculated as shown in Table 1. The comparison

to commercial software including FASPU (FAST Appraisal System for Petroleum Universal Version) and GeoX (Geometry experiments) are shown in Table 2.

Table 1. Input parameters of Technical consideration

Parameter: Engineering	Units	Value		
		Min	Mean	Max
Area of closer	acre	2020	–	12530
Thickness	ft	107	240	374
Porosity	%	3	–	18
Gas saturation	%	53	–	86
Gas recovery factor	%	90	–	90
Gas formation volume factor	-	0.0032	–	0.0034

Table 1. Input parameters of Technical consideration (Con't.)

Parameter: Geology	Units	Value
Hydrocarbon source	%	100
Timing	%	100
Migration	%	100
Trap occurrence	%	80
Potential reservoir facies	%	90
Effective porosity	%	100
Hydrocarbon accumulation	%	100
Net/Gross ratio	%	68
Geometry factor	%	86
Trap fill	%	48

Table 2. Result of Technical consideration for natural gas potential assessment.

Software	In place resources/Recoverable resources (Bcf)		
	(P95*)/P90	P50	(P5*)/P10
FASPU (*)	139.78 / 132.79	554.20 / 498.80	2, 081.87 / 1, 873.68
GeoX	124.20 / 111.80	351.90 / 316.80	942.00 / 847.80
PPA	147. 49 / 132.74	405.71 / 365.14	926.74 / 834.07

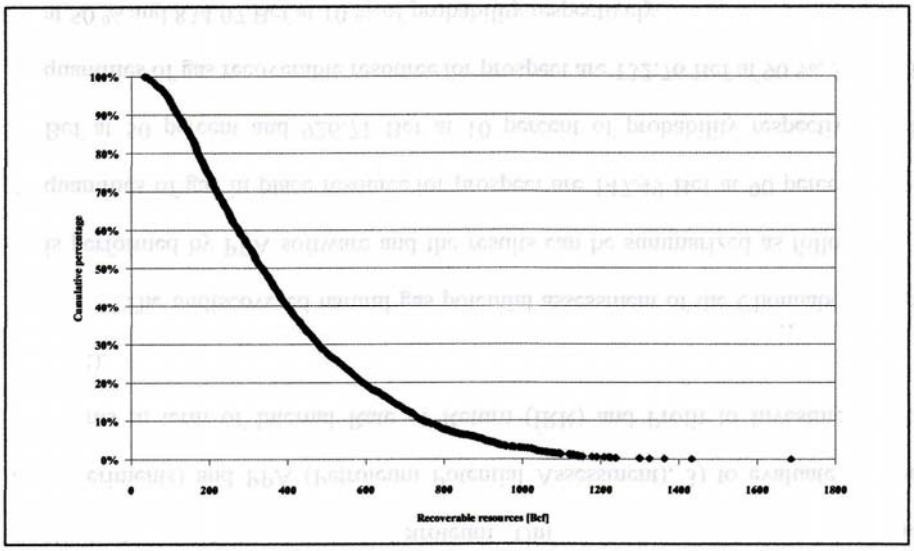


Figure 6: Natural gas potential assessment by PPA software

Economic consideration

In term of economic consideration, the determination of the Internal Rate of Return and Profit to Investment Ratio are being analyzing and estimating in all study cases. The exploration and production periods under the Petroleum Acts "Thailand III" is divided into 3 years of exploration period and 20 years of production period. This study will be early production on the 4th year of investment. The total exploration and production period is 23 years that are divided in this study. The data production period by gas production forecast module. The work plan will be this following schedule.

1st year @ 2010: Petroleum concession
2nd year @ 2010: Geological and geophysical survey
3rd year @ 2010: Drill exploration, appraisal and production wells
4th year @ 2010: Production

The petroleum economic study under the concession system and petroleum economic evaluation of Thailand III (Department of Mineral Resource, 1999) has assumptions and details that are basic assumptions and other assumption cost is shown in Table 3 and result of economic as shown in Table 4.

Table 3. The basic and other assumption cost at the reserves 365.14 Bcf

Type	Number	Unit
Gas price	4.4	US$/MMBtu
Operation expense	1000	MMUS$
Facility cost	145	MMUS$
Capital cost	276.41	MMUS$
- Geological and geophysical survey		
- Drilling explorations well		

- Drilling appraisals well		
- Drilling production well		
- Pipe line		
Income tax	50	%
Discount rate	10	%
Tangible cost	20	%
Intangible cost	80	%

Table 4. Result of Economic consideration

Gross revenue	1,423.46 MMUS$
Royalty	149.53 MMUS$
Income tax	314.27 MMUS$
Operation cost	378.89 MMUS$
IRR	20.03 %
DIRR	9.12 %
PIR	1.10

Conclusion and Recommendations

In term of technical consideration, the quantities of gas in place resource are 147.49 Bcf at 90 percent, 405.71 Bcf at 50 percent and 926.74 Bcf at 10 percent of probability respectively. The quantities of gas recoverable resources are 132.74 Bcf at 90 percent, 365.14 Bcf at 50 percent and 834.07 Bcf at 10 percent of probability respectively are shown in Table 5.

Table 5. Result of technical consideration for natural gas potential assessment.

Software	In place resources/Recoverable resources (Bcf)		
	(P95*) / P90	P50	(P5*) / P10
FASPU(*)	139.78 / 132.79	554.20 / 498.80	2, 081.87 / 1, 873.68
GeoX	124.20 / 111.80	351.90 / 316.80	942.00 / 847.80
PPA	147.49 / 132.74	405.71 / 365.14	926.74 / 834.07

The comparison between PPA and FASPU software, PPA software had an error difference from FASPU software approximately 26.7 percent because of PPA software had considered in geological parameters, which are net to gross ratio and geometric factor. The comparison between PPA and GeoX software, PPA software had an error difference from GeoX software approximately 15.3 percent. In term of economic consideration, the IRR (Internal Rate of Return) and PIR (Profit to Investment Ratio) for natural gas in Northeastern of Thailand are 20.03 % and 1.10 respectively.

Recommendation

The research studies for petroleum potential assessment depends on the accuracy of the input parameters including geological and engineering parameters. The results of this assessment may change, as new information is available from future exploration work and economic evaluation in the other natural gas fields.

References

[1] CCOP Technical Secretariat (2003). Evaluation Report on the use of GeoX in the CCOP Member Countries, 15 November 2003.

[2] Chantong, W. (2007). Carbonate reservoir in the Khorat Plateau (in thai). In DMF Technical Forum 2007; May 18, 2007; Department of Mineral Fuels, Bangkok, Thailand, p. 55-76.

[3] Crovelli, R.A. (1995). Environment probabilistic quantitative assessment methodologies. Computer & Geosciences. 21(8): 971-984.

[4] Department of Mineral Fuels. (2007). Petroleum and Coal activities in Thailand : annual report 2007. Bangkok, Thailand, p.30-37.

[5] Dolton, G.L., and Crovelli, R.A. (1997). Assessment methodology for deep natural gas resources.U.S. Geological Survey.2146-0:223-239

[6] Lovatt Smith, P.F., and Stoles, R.B. (1997). Geology and Petroleum potential of the Khorat Plateau basin in the Vientiane area of LAO P.D.R. Journal of Petroleum Geology. 20(1): 27-50

[7] McCray, A.W. (1975). Petroleum Evaluation and Economic Decisions. New Jersey: Prentice-Hall, Inc. 448 pp.

[8] Sattayarak, N. (2005). Petroleum Potential of the Northeast, Thailand. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina; November 28-30, 2005; Khon Kaen University, Khon Kaen, Thailand, p. 21-30.

[9] Trisarn, K. (1995). Petroleum an energy situation for industrial development in Thailand and Indochina. In Proceedings of The International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (pp535-540). Khon Kaen, Thailand, Khon Kaen University

ประวัติผู้วิจัย

นางสาวกาญจนา รักสุจริตกุล เกิดเมื่อวันที่ 1 กุมภาพันธ์ 2528 ที่อำเภอปากช่อง จังหวัดนครราชสีมา เริ่มการศึกษาชั้นประถมที่โรงเรียนรุ่งอรุณวิทยา ชั้นมัธยมศึกษาตอนต้น และตอนปลายที่โรงเรียนปากช่อง จังหวัดนครราชสีมา ในปี พ.ศ.2550 สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาตรี สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และได้ศึกษาต่อระดับปริญญาโท สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี ณ สถาบันเดิม ขณะศึกษาได้รับทุนผู้ช่วยสอนของสาขาวิชาฯ อีกทั้งเป็นผู้ร่วมวิจัยในโครงการวิจัย เรื่อง “การประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมของภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ (Northeastern Petroleum Potential and Risk Assessment Using Computer Program)” ในส่วนการประเมินทรัพยากรธรรมชาติโดยโปรแกรม GeoX (Geometry Experiment)

สถานที่ติดต่อ 219/1 ซอย 2 ถนนเทศบาล 18 ตำบลปากช่อง อำเภอปากช่อง จังหวัดนครราชสีมา 30130 โทรศัพท์ 085-8565284 E-mail : Kanjana_kul@hotmail.com

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี