



รายงานการวิจัย

การศึกษาและประเมินศักยภาพก๊าซในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช
Study and Potential Evaluation of Khorat Tight Sand Gas

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รายงานการวิจัย

การศึกษาและประเมินศักยภาพก๊าซในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช
Study and Potential Evaluation of Khorat Tight Sand Gas

คณะผู้วิจัย

หัวหน้าโครงการ

รองศาสตราจารย์ เกรียงไกร ไตรสาร

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผู้ร่วมวิจัย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัมพรศักดิ์ วรรณโกมล

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ปีงบประมาณ พ.ศ. 2558
ตามมติคณะรัฐมนตรี ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติประจำปีงบประมาณ 2558 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้ โดยเฉพาะนายณสรกฤษช วัชรคุปต์ที่พัฒนาโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) นาย ภาณุพงศ์ แก้วหมุด และนางสาว พรชญา ภูมิพันธุ์ ที่พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์คำนวณหินแตก(Fracturing) และเป็น ผู้ช่วยวิจัยทำโปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) และจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซ (Reservoir simulation), กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) และเจ้าหน้าที่ๆ บริษัท ปตท. สผ. ที่กรุณาให้คำปรึกษาและข้อมูลต่างๆ

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอบคุณสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุกๆ ด้าน

ผู้วิจัย

กรกฎาคม 2560

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยและการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและบริษัทผู้รับประทานปิโตรเลียมในด้านข้อมูล จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประเมินศักยภาพ ปริมาณแก๊สในหินทรายเนื้อแน่นในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ และ พัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นต้นแบบของแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น ศึกษาการทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing พัฒนารูปแบบโปรแกรมคำนวณปริมาณน้ำ Fracturing fluid และขนาดของรอยแตก และประเมินประสิทธิภาพการผลิตแก๊ส และพัฒนาโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit per Investment Ratio) เป็นต้น ถึงปัจจุบันมีการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด 57 หลุม พบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ 4 แหล่ง คือน้ำพอง ภูฮ่อม ดงมูล และหยางฉาง แหล่งก๊าซน้ำพองและภูฮ่อมกำลังผลิตร่วมกันได้วันละ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุต ผลการศึกษาพบว่ามีโอกาสที่จะพบแหล่งก๊าซในหินทรายยุคโคราช ขนาด 65, 150 – และ 340 พันล้านลูกบาศก์ ที่ระดับความน่าจะเป็นร้อยละ 95, 50 และ 5 ตามลำดับ แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซขนาด 150 พันล้าน ลบ. ฟุต ก่อนทำให้หินแตกสามารถผลิตเริ่มต้นได้วันละ 15 ล้าน ลบ. ฟุตในปีที่หนึ่งและค่อยๆลดลงเหลือวันละ 5.2 ล้าน ลบ. ฟุตในปีที่ยี่สิบ ผลิตก๊าซได้รวม 55.82 พันล้าน ลบ. ฟุตติดปีร้อยละ 37 อัตราคืนทุนร้อยละ 5.21 แต่หลังการทำให้หินแตกด้วยน้ำไฮดรอลิก 1,500 บาร์เรล สามารถผลิตเริ่มต้นได้วันละ 25 ล้าน ลบ. ฟุตในปีที่หนึ่งและค่อยๆลดลงเหลือวันละ 5.5 ล้าน ลบ. ฟุตในปีที่ยี่สิบ ผลิตก๊าซได้รวม 93.14 พันล้าน ลบ. ฟุตติดปีร้อยละ 62 อัตราคืนทุนร้อยละ 15.73 และถ้าทำให้หินแตกด้วยน้ำไฮดรอลิก 5,000 บาร์เรล สามารถผลิตเริ่มต้นได้วันละ 30 ล้าน ลบ. ฟุตในปีที่หนึ่งและค่อยๆลดลงเหลือวันละ 6 ล้าน ลบ. ฟุตในปีที่ยี่สิบ ผลิตก๊าซได้รวม 111 พันล้าน ลบ. ฟุตติดปีร้อยละ 74 อัตราคืนทุนร้อยละ 21.04

เทคนิคการทำหินแตก เทคโนโลยีการผลิตที่ทันสมัยลดค่าใช้จ่าย และการเพิ่มคุณค่าแหล่งก๊าซขนาดเล็กโดยการผลิต เอ็นจีวี จะช่วยทำให้สามารถพัฒนาแหล่งก๊าซขนาดเล็กได้อย่างมีประสิทธิภาพและสนับสนุนภาคขนส่งและพัฒนาอุตสาหกรรมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศไทยต่อไป

Abstract

This project was funded and supported by SUT budget, laboratories, and personnel with the assistant from DMF and concessionaire's personnel for data. The objectives of the research are to review petroleum exploration and production information, study and potential evaluate Khorat Tight Sand Gas in Northeastern Thailand using computer program. The computer model is developed for gas reservoir in Khorat gas sand, study hydraulic fracturing and develop the program to calculate the fracture length and efficiency, and develop the economic program to evaluate IRR (Internal Rate of Return) and PIR (Profit per Investment Ratio). Up to now 57 wells were drilled in the northeastern Thailand, there are four commercial gas field were discovered includes Namphong, Sinphuhorm, Dong Mun and Yanchang. Now two gas fields, Namphong and Sinphuhorm gas fields are on production with the summed production rate of 140 MMSCFD (million cubic foot per day). The study indicated that the probability to find the gas in place in Khorat sand will be 65, 150 and 340 MMMSCF (Billion cubic foot) at the probability of 95, 50, and 5 % respectively. The computer model of 150 MMMSCF gas in place is evaluated. Before hydraulic fracturing, the gas reservoir produces 15 MMSCFD in the first year then declines to end at 5.5 MMSCFD in the 20th year with the total gas production of 56 MMMSCF, recovery of 37% and IRR of 5%. After 1500 barrels of hydraulic fracturing, the gas reservoir produces 25 MMSCFD in the first year then declines to end at 5.5 MMSCFD in the 20th year with the total gas production of 93 MMMSCF, recovery of 62% and IRR of 16%. After 5000 barrels of hydraulic fracturing, the gas reservoir produces 30 MMSCFD in the first year then declines to end at 6 MMSCFD in the 20th year with the total gas production of 111 MMMSCF, recovery of 74% and IRR of 21%.

The hydraulic fracturing and new production technologies and value added NGV production will make the small gas field be profitable and commercially developed.

The gas production from small gas fields will support the transportation and industrial sections in the region.

สารบัญ

	หน้า
กิตติกรรมประกาศ.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
Abstract.....	จ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ฐ
สารบัญรูป.....	ด
บทที่ 1 บทนำ	
ความสำคัญ และที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย.....	1
วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย.....	6
ขอบเขตของการศึกษาวิจัย.....	6
ทฤษฎี สมมุติฐาน หรือกรอบแนวความคิดของการศึกษาวิจัย.....	7
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย.....	10
วิธีดำเนินการของการศึกษาวิจัย.....	11
การถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย.....	13
บทที่ 2 ปรีทศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	
ลักษณะภูมิประเทศ และภูมิสัณฐาน.....	15
ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช.....	17
การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy).....	19
หินมหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic Rocks)	24
หินมหายุคมีโซโซอิก (Mesozoic Rocks)	26
หินมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic Rocks)	36
ภูมิภาคปิโตรเลียม (Petroleum Province).....	37
ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System).....	40
หินต้นกำเนิด (source rocks)	40
หินกักเก็บ (reservoir rocks).....	40
หินปิดกั้น (seal)	42
การกักเก็บ (trap)	42
การวิเคราะห์หินต้นกำเนิด (Source rocks analysis).....	42
โครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (Petroleum Prospect)	45

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
Triassic half-graben play	47
Triassic inversion-anticline.....	47
Triassic pinch out.....	51
Triassic truncation.....	52
Permian basin play.....	53
Permian carbonates fault-reactivated anticlines.....	53
Permian basin inversion and reactivated faults-Anticline	57
Permian reverse faults relate fold/Khorat flat.....	59
Tertiary reverse faults-related folds.....	61
Shallow Permian/Permo-Carboniferous Anticline.....	62
Thick Permian carbonate rocks.....	65
Permian reefal build-up.....	68
Both Triassic & Permian basins play.....	69
Permian pinch out.....	69
Permian underneath very thick Triassic graben.....	71
Very complex structure (cannot be defined).....	73
สรุปการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	76
หลุมภูเวียง-1.....	86
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	86
ลำดับชั้นหิน.....	86
การพบปิโตรเลียม.....	88
หลุมรัตนะ-1 (ST).....	91
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	91
การพบปิโตรเลียม.....	92
ผลการทดสอบอัตราการผลิต-DST.....	92
หลุมศรีธาตุ-2 (SI THAT-2).....	92
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	92
ลำดับชั้นหิน.....	94
การพบปิโตรเลียม.....	96

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
หลุมศรีธาตุ-3 (SI THAT-3).....	97
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	97
ลำดับชั้นหิน.....	97
การพบปิโตรเลียม.....	100
หลุมมุกดาหาร-1 (Mukdahan-1).....	103
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	103
ลำดับชั้นหิน.....	103
การพบปิโตรเลียม.....	103
การวิเคราะห์หินตัวอย่าง.....	105
หลุมดาวเรือง-2และ 3ST (Doa Rung-2 and 3ST).....	107
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	107
ลำดับชั้นหิน.....	107
การพบปิโตรเลียม.....	110
การวิเคราะห์แหล่งปิโตรเลียม.....	111
หลุมดงมูล-1, ดงมูล-2 (Dong Mun1,2).....	113
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	113
ลำดับชั้นหิน.....	113
การพบปิโตรเลียม.....	114
หลุมดงมูล-3, ดงมูล-3ST (Dong Mun-3 and 3ST).....	115
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	115
ลำดับชั้นหิน.....	115
การพบปิโตรเลียม.....	117
หลุมดาวเรือง-1.....	117
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	117
ลำดับชั้นหิน.....	118
การพบปิโตรเลียม.....	118
หลุมชนบท-1.....	119
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ.....	119
ลำดับชั้นหิน.....	120

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
การพบปิโตรเลียม.....	122
ระบบปิโตรเลียมของโครงสร้างจตุรัส ด้านขุนทด สีคิ้ว และ ดอนไพร (Chatturat, Dan Khun Tod, Si Kew and Don Phrai).....	122
การวิวัฒนาการของโครงสร้าง (Regional Structure Evaluation).....	122
คุณสมบัติและการประเมินหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม(Source-rock Characters and Evaluation).....	123
คุณสมบัติและการประเมินหินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir-rock Characters and Evaluation).....	123
หินปิดกั้น (seal) และโครงสร้างกักเก็บ(Trap and Structure).....	124
การประเมินเป้าหมาย และหาเป้าหมายที่มีศักยภาพสูงสุด (Play Evaluation and Target Optimization).....	129
การพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์.....	130
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง.....	130
บทที่ 3 แนวทางการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม (Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect)	
บทนำ.....	139
หลักการความน่าจะเป็น (The Probability Concept).....	140
ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บแต่ละแหล่ง (Individual Prospect Probabilities).....	143
คำนำ.....	143
นิยามของแหล่งเป้าหมายปิโตรเลียม (Prospect definition).....	145
การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และการประเมินความเสี่ยง (Geological models and risk assessment).....	149
บทที่ 4 การเก็บหินตัวอย่าง การวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน	
การเก็บหินตัวอย่าง.....	173
การวัดค่าความพรุนของชั้นหิน.....	181
การวัดค่าความซึมผ่านของชั้นหิน.....	185
การวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุมเจาะ(Side Wall Cores).....	189
บทที่ 5 วิธีการจัดทำ การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม	

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
พื้นฐานที่สำคัญและคำจำกัดความ (Basic Principles and Definitions).....	191
นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserve Definitions).....	194
ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves; P1).....	195
ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves).....	198
การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resource Assessment).....	200
การประเมินโดยความเห็นผู้เชี่ยวชาญ (Delphi Method).....	200
วิธีผลิตต่อหน่วยพื้นที่หรือปริมาตร (Area/Volumetric Yield Method)....	201
วิธีการเปรียบเทียบ (Analogy Method).....	202
วิธีมวลสมดุลย์ (Geochemical material Balance Method).....	204
วิธีประเมินจากกระบวนการค้นพบและอัตราการพบ (Discovery Process and Finding Rates).....	204
วิธีประเมินโดยการวัดพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม (Performance based estimates).....	205
วิธีการจำลองแหล่ง (Deposit Simulation).....	208
วิธีการคำนวณแบบ Prospect and Play	210
บทที่ 6 การทำหินแตกและพัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์	
การทำหินแตกโดยการอัดของเหลว (Hydraulic Fracturing).....	211
การทำแบบจำลองด้วยคอมพิวเตอร์ (Computer Simulation Model).....	217
บทที่ 7 ศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมและผลการจำลองคอมพิวเตอร์	
การประเมินศักยภาพโดยใช้โปรแกรม FASPU.....	221
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	221
การประเมินศักยภาพโดยใช้โปรแกรม MSP.....	226
การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างการใช้โปรแกรม MSP กับโปรแกรม FASPU.....	230
ผลการจำลองคอมพิวเตอร์.....	232
บทที่ 8 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	
จุดประสงค์.....	237
แผนการสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียม.....	237

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
หลักการเลือกส่วนผสมตัวอย่างของปริมาณก๊าซธรรมชาติและราคาก๊าซธรรมชาติทั้ง 50 ตัวอย่าง.....	238
สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์ก่อนการทำให้หินแตก	238
ข้อสมมุติพื้นฐาน	238
ข้อสมมุติด้านราคา.....	239
ข้อสมมุติฐานอื่น ๆ.....	239
ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด.....	239
สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์หลังการทำให้หินแตกที่การอัดน้ำ 1,500 บาร์เรล.....	246
ข้อสมมุติพื้นฐาน	246
ข้อสมมุติด้านราคา.....	246
ข้อสมมุติฐานอื่น ๆ.....	247
ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด.....	247
สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์หลังการทำให้หินแตกที่การอัดน้ำ 5,000 บาร์เรล.....	253
ข้อสมมุติพื้นฐาน	253
ข้อสมมุติด้านราคา.....	253
ข้อสมมุติฐานอื่น ๆ.....	254
ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด.....	254
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมเปรียบเทียบในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	260
บทที่ 9	
สรุปและข้อเสนอแนะ	
การประเมินปริมาณก๊าซในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	261
การจำลองโมเดลการผลิตก๊าซก่อนและหลังการทำให้หินแตกและการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์.....	261
ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย.....	266
ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย.....	269
ประวัติผู้วิจัย.....	277

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
2.1	แสดงผลการวิเคราะห์ธรณีเคมี (Geochemistry).....	43
2.2	แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	76
2.3	Phu Wiang -1 gas peaks recorded over 5%.....	90
2.4	Ratana-1(ST): Headspace Gas Data.....	92
2.5	WELL DATA (ALL DEPTHS ARE DRILLED m MDRTE) (Si.That-2).....	93
2.6	WELL LITHOSTRATIGRAPHIC(Si.That-2).....	94
2.7	Hydrocarbon show(Si.That-2).....	96
2.8	Stratigraphy of Si That-3.....	99
2.9	Gas peaks and gas compositions for Si That -3.....	100
2.10	Gas peaks and gas compositions for Si That -3ST.....	100
2.11	Petrophysical Summary.....	101
2.12	Gas peaks and gas compositions for Mukdahan-1.....	104
2.13	Petrophysical Summary Mukdahan-1.....	105
2.14.1	Background Gas summary for Upper Nam Phong Formation (8.25 mMD-386.5 mMD).....	108
2.14.2	Background Gas summary for Middle Nam Phong Formation (386.5 mMD-641.5 mMD).....	108
2.14.3	Background Gas summary for Lower Nam Phong Formation (641.5 mMD-1184.3 mMD).....	108
2.14.4	Background Gas summary for Kuchinarai Group (1184.3 mMD-1297.1 mMD).....	109
2.14.5	Background Gas summary for Huai Na Kham Formations (1297.1 mMD-1370 mMD).....	109
2.14.6	Background Gas summary for Pha Nok Khao Formations (1370 mMD-2075 mMD).....	109
2.14.7	Background Gas summary for Si That Formations (2075-2781 mMD).....	109
2.15	Gas peaks and gas compositions for Doa Rung-2 and 3ST.....	110
2.16	ผลการวิเคราะห์จาก Wire Line Logs ดังตารางข้างล่าง.....	112
2.17	Formation and Lithology.....	113

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
2.18	การทดสอบอัตราการใช้ไฮโดรคาร์บอน Test 4 หลุมดงมูล-1.....	114
2.19	การทดสอบอัตราการใช้ไฮโดรคาร์บอน หลุมดงมูล-2.....	115
2.20	การทดสอบอัตราการใช้ไฮโดรคาร์บอน หลุมดงมูล.....	116
2.21	HEADSPACE GAS ANALYSIS (CUTTINGS).....	119
2.22	SUMMARY TABLE OF STRATIGRAPHY 3.....	122
2.23	สรุปผลการวัดค่าความพรุนและค่าความซึมผ่าน.....	124
2.24	ค่า TOC เปรียบเทียบกับ T _{max} , S ₁ , S ₂ และ S ₃ ทดสอบโดย Rock-Eval pyrolysis บริเวณบ้านหนองทราย แอ่งซับพลู หมวดหินห้วยหินลาด (อาศัยไร่, 2557).....	134
2.25	การจำแนกช่วงของ thermal maturity โดยใช้ T _{max} , vitrinite reflectance (R _o), production index (PI) (Peters and Cassa, 1994; Espitalié and Bordenave, 1993; Bacon et al., 2000), และ transformation ratio (TR) (Jarvie et al., 2005, 2007).....	137
2.26	การไหลของก๊าซธรรมชาติของหลุมน้ำพอง 4 หลังจากการทำ acidizing (Trisarn, 2010).....	138
3.1	ความสัมพันธ์ระหว่างความเชื่อมโยง การครอบคลุม และคุณภาพของข้อมูล.....	149
3.2	แสดงระดับความน่าจะเป็นของรูปแบบจำลอง.....	150
3.3	แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีศักยภาพ.....	154
3.4	แสดงระดับความน่าจะเป็นของระดับความลึกของชั้นกักเก็บปิโตรเลียม กับรูปแบบ ของข้อมูล.....	156
3.5	แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีลักษณะโครงสร้างปิด.....	160
3.6	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการปิดกั้นปิโตรเลียม.....	161
3.7	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดย พิจารณาจากปริมาณ และระดับความสุกสมบูรณ์ (maturity).....	166
3.8	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม และ ช่วงเวลาที่เหมาะสมต่อการเคลื่อนที่.....	168
3.9	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการคงสภาพของสารไฮโดรคาร์บอน หลังการสะสมตัว.....	169
4.1	แสดงแผนการเดินทางและจุดเก็บตัวอย่าง.....	175
4.2	ตัวอย่างการคำนวณหาค่าความพรุน.....	182

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่	หน้า	
4.3	ความพรุนของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมดมีดังนี้.....	183
4.4	ตัวอย่างตารางคำนวณหาค่าความซึมผ่าน.....	187
4.5	ค่าความซึมผ่านของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมด.....	188
4.6	ผลการวิเคราะห์ค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ของตัวอย่างหิน (After Trisarn, K 2015).....	189
6.1	แสดงค่าคงที่ C (Advance in Hydraulic Fracturing (John L, et al.).....	215
6.2	ค่าต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณ.....	215
6.3	สามารถสรุปการคำนวณได้ดังนี้.....	216
7.1	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	222
7.2	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	222
7.3	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท.....	223
7.4	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	226
7.5	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	227
7.6	การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่างๆ ที่มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Choice of range and distribution) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	228
7.7	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยการใช้โปรแกรม MSP ในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช.....	228
7.8	การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างชั้นหินทรายชุด.....	231

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
8.1	แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์.....	242
8.2	แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์	249
8.3	แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์	256
9.1	การเปรียบเทียบผลการประมาณปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างชั้นหินทรายชุด.....	261
9.2	เปรียบเทียบอัตราการผลิต การลงทุน และผลตอบแทน.....	265



สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
1.1	แสดงปริมาณทรัพยากร Unconventional Gas ทั่วโลก.....	2
1.2	แผนที่แสดงพื้นที่ที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 19 ในปี พ.ศ. 2548.....	4
1.3	แผนที่แสดงพื้นที่ที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 20 ในปี พ.ศ. 2550.....	5
1.4	แสดงการทำ Hydraulic fracturing ตามแนว Fracture orientation (after B.C. Craft and W. R. Holden 1962).....	8
1.5	แสดงการเฉลี่ยค่าความซึมผ่านได้(after B.C. Craft and W. R. Holden 1962).....	8
1.6	แสดงการอัตราการผลิตเพิ่มขึ้น (Productivity Ratio) ตาม Fracture coefficient (capacity) และความยาวของ Fracture (after B.C. Craft and W. R. Holden 1962).....	9
1.7	สูตรแสดงการคำนวณความกว้างของรอยแตก เวลาอัดและปริมาตรของ Fracturing Fluid after Peter P. Valkó, Texas A&M University, 2005).....	9
1.8	แสดงรูปจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ.....	10
2.1	แสดงลักษณะธรณีสัณฐานของที่ราบสูงโคราช ซึ่งประกอบด้วยแอ่งสกลนครทางตอนเหนือ และแอ่งโคราชทางตอนใต้ (คัดลอกจาก ธรณีวิทยาประเทศไทย, 2544)..	15
2.2	แสดงแนวคดโค้งและแอ่งสะสมตะกอนบริเวณที่ราบสูงโคราช (วนิดา, 2548).....	18
2.3	แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กรมทรัพยากรธรณี, 2530).....	20
2.4	การลำดับชั้นหินสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และโครงสร้างปิโตรเลียม (สุนทรและนเรศ, 2548)	22
2.5	ภูมิภาคปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (นเรศ, 2548).....	39
2.6	แผนที่แสดง Petroleum prospects ของที่ราบสูงโคราช และตำแหน่งเส้นสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (วนิดา, 2550).....	46
2.7	สรุปการลำดับชั้นหลุมภูเวียง.....	89
2.8	หลุมดาวเรือง-1.....	118
2.9	หลุมชนบท-1.....	120
2.10	ภาพชั้นหินโครงสร้างด้านขุดทดจากการวัดคลื่นไหวสะเทือน.....	126
2.11	คลื่นไหวสะเทือน block L21/57 ของแหล่งกักเก็บสีคิ้วและดอนไพร (Department of Mineral Fuels,2013).....	127
2.12	คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บสีคิ้ว(Department of Mineral Fuels,2013).....	127
2.13	คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บดอนไพร.....	128

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า	
2.14	คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บดอนไพร.....	128
2.15	ดงรูปจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ.....	131
2.16	แสดงตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary (ภาคกลาง).....	131
2.17	แสดงเครื่องมือและการวัด permeability ของตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary.....	132
2.18	แสดงการแตกของหินในทิศทางที่แข็งแรงน้อยที่สุด (least Principle Stress).....	132
2.19	การจำแนกศักยภาพหินต้นกำเนิดของบ้านหนองทรายโดยเทียบค่าอินทรีย์คาร์บอนรวม (TOC).....	135
2.20	กราฟระหว่างค่า TOC และ S_2 แสดงคุณภาพของอินทรีย์วัตถุของบ้านหนองทรายแอ่งซับพลู.....	136
2.21	กราฟระหว่าง S_1 และ TOC เพื่อแสดงการเคลื่อนที่ของไฮโดรคาร์บอนของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู.....	136
2.22	Thermal maturity stages of source rocks of the Ban Nong Sai section, the Sap Phlu Basin that evaluated by (A) vitrinite reflectance (R_o) of visual analysis (purple) and calculation from T_{max} (black) and (B) T_{max} ($^{\circ}C$) (Arsairai, 2014).....	137
3.1	ความน่าจะเป็นทางสถิติ (probability) กับอัตราเสี่ยง (risk).....	140
3.2	การประเมินค่าความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา.....	144
3.3	แผนผังแสดงวิธีการวิเคราะห์ความเสี่ยง.....	145
3.4	ไดอะแกรมความถี่สะสมแสดงช่วงความไม่แน่นอน.....	146
3.5	ความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยา และตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณหาปิโตรเลียมแบบปริมาตร โดยแสดงตามกล่องสี่.....	147
3.6	แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการประเมินความเสี่ยงและการคำนวณหาปริมาตร.....	148
3.7	รูปแบบความสัมพันธ์ระหว่าง favourable model และ unfavourable model).....	152
3.8	รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism).....	162
3.9	ตัวอย่างแผนที่แสดงระดับ maturity ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (drainage area) และทิศทางเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม.....	168
3.10	กิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree).....	171
4.1	แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 1 และ 2.....	173

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
4.2 แสดงเส้นทางการเก็บตัวอย่างวันที่ 3.....	174
4.3 แสดงเส้นทางการเก็บตัวอย่างวันที่ 4.....	174
4.4 แสดงเส้นทางการเก็บตัวอย่างวันที่ 5.....	175
4.5 พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายพระวิหาร.....	179
4.6 ตัวอย่างชั้นหินทรายพระวิหาร.....	179
4.7 พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง.....	180
4.8 ตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง.....	180
4.9 เครื่องวัดความพรุนและแท่งตัวอย่าง.....	181
4.10 เครื่องวัดค่าความซึมผ่าน.....	185
4.11 หลักการวัดค่าความซึมผ่าน.....	185
5.1 โครงสร้างระบบการจำแนกทรัพยากรตาม SPE/WPC/AAPG/SPEE โดยแสดง ทรัพยากรหลักที่สามารถจะผลิตได้ในประเภทต่างๆ ประกอบไปด้วยปริมาณการ ผลิต (Production) ปริมาณสำรอง (Reserves) ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะ พิจารณาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) และทรัพยากรคาดคะเน (Prospective Resources) รวมทั้งปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้อีกด้วย.....	192
5.2 ชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005).....	203
5.3 หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม กับชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005).....	203
5.4 Exponential Decline Curve.....	205
5.5 Three Types of Production Decline Curves on Coordinate, Semi log, and Log-Log Graph Paper (SPE, 2003).....	206
5.6 แสดงสมการการคงตัวของสสาร (Material Balance) (Archer, 1996).....	207
5.7 การเขียนกราฟสมการ Material Balance ให้เป็นเส้นตรงเพื่อหาปริมาณ ปิโตรเลียม (N) (Archer, 1996).....	207
5.8 รูปแบบของ Monte Carlo Simulation Model (Kjemperud,2005).....	209
5.9 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ Reservoir Simulation (Trisarn, 2016).....	210
6.1 องค์ประกอบของความเครียดและแนวรอยแตกที่เกิดขึ้น (Hubbert and Willis, ⁶ Trans. AIME.).....	211
6.2 แนวขอการแตก (after Craft B.C. and Holden W. R. 1962).....	212

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่	หน้า
6.3 แสดงค่าเฉลี่ยของความสามารถในการซึมผ่านได้ของของไหลเมื่อทำให้เกิดรอยแตกขึ้น (after B.C. Craft and W. R. Holden 1962).....	212
6.4 กราฟการประมาณอัตราส่วนของการผลิตหลังจากการทำให้หินแตกในแนวตั้งแล้ว (Vertical Fracturing) (after Craft B.C. and Holden W. R. 1962).....	213
6.5 ลักษณะตัวอย่างรอยแตกของ PKN (Perkins and Kern (1961) and Nordgren (1972)).....	214
6.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราช (50x50x5 = 12,500 เซลล์).....	217
6.7 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราชด้านหน้า.....	217
6.8 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราชด้านข้าง.....	218
6.9 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชุดหินโคราชด้านบน.....	218
6.10 แสดงแบบจำลองพื้นที่และแนวรอยที่ทำให้หินแตก (ด้านบน).....	219
6.11 แสดงแบบจำลองพื้นที่และแนวรอยที่ทำให้หินแตก (ด้านหน้า).....	219
6.12 แสดงแบบจำลองพื้นที่และแนวรอยที่ทำให้หินแตก (ด้านข้าง).....	219
7.1 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม FASPU.....	224
7.2 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช โดยโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation.....	229
7.3 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean.....	230
7.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณแก๊สที่มีอยู่, อัตราการผลิต, ผลรวมของการผลิต กับเวลา ก่อนการทำให้หินแตก.....	232
7.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดัน กับเวลา แสดงให้เห็นการลดลงของความดันเมื่อเริ่มทำการผลิตจนถึงวันสุดท้ายของการผลิต (ก่อนการทำให้หินแตก).....	233
7.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณแก๊สที่มีอยู่, อัตราการผลิต, ผลรวมของการผลิต กับเวลา หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไปทีปริมาณ 1,500 บาร์เรล.....	233
7.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดัน กับเวลา แสดงให้เห็นการลดลงของความดันเมื่อเริ่มทำการผลิตจนถึงวันสุดท้ายของการผลิต (หลังการทำให้หินแตก โดยการอัดน้ำลงไปทีปริมาณ 1,500 บาร์เรล).....	234

สารบัญรูป (ต่อ)

รูปที่		หน้า
7.8	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณแก๊สที่มีอยู่, อัตราการผลิต, ผลรวมของการผลิต กับเวลา หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไปทีปริมาณ 5,000 บาร์เรล.....	234
7.9	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดัน กับเวลา แสดงให้เห็นการลดลงของความดันเมื่อเริ่มทำการผลิตจนถึงวันสุดท้ายของการผลิต (หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไปทีปริมาณ 5,000 บาร์เรล).....	235
9.1	แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราช ($50 \times 50 \times 5 = 12,500$ เซลล์).....	263

บทที่ 1

บทนำ

1. ความสำคัญ และที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญหนึ่งในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ลดการพึ่งพาน้ำมันจากต่างประเทศลงได้บ้าง ปัจจุบันราคาน้ำมันแพงขึ้นมาก เนื่องจากมีการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นจากการพัฒนาประเทศและวิกฤตการณ์บางอย่าง แต่ทว่าการค้นพบแหล่งน้ำมันในประเทศยังไม่มากพอ ทำให้ต้องนำเข้าน้ำมันเป็นจำนวนมากกว่าวันละ ๓๙๐๐,๐๐๐ บาเรล ส่งผลให้ประเทศขาดดุลการค้าเป็นอย่างมาก จึงจำเป็นต้องหาปิโตรเลียมเพิ่มอย่างเร่งด่วนเพื่อแก้ไขวิกฤตครั้งนี้

ในอดีตที่ผ่านมาได้มีการเจาะหลุมสำรวจพบปิโตรเลียม แต่ไม่สามารถพัฒนาขึ้นมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้ เนื่องจากเป็นแหล่งขนาดเล็ก จึงไม่คุ้มทุนสำหรับการพัฒนาที่ระดับราคาปิโตรเลียมในอดีต แต่ในปัจจุบันความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีและราคาปิโตรเลียมที่สูงขึ้นอย่างมากทำให้การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่ในอดีตไม่คุ้มทุนมีความเป็นไปได้ อีกทั้งสำหรับแหล่งก๊าซขนาดเล็กที่ในอดีตจะไม่สามารถพัฒนาให้เกิดประโยชน์ได้นั้น ในปีงบประมาณ ๒๕๕๐ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดจ้างที่ปรึกษาเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการนำก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในเขตสัมปทานปิโตรเลียมบนบกมาใช้ประโยชน์โดยตรงกับท้องถิ่นที่มีแหล่งทรัพยากร เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการพัฒนาของชุมชน ทั้งเป็นการส่งเสริมให้อุตสาหกรรมขนาดเล็กสามารถลดต้นทุนและค่าใช้จ่ายลงสามารถแข่งขันได้ และยังได้ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทดแทนให้แพร่หลายออกไป นอกจากนี้ยังได้ศึกษาความเป็นได้ที่จะนำก๊าซปริมาณน้อยไปผลิตไฟฟ้าหรือทำเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งการศึกษาดังกล่าวเป็นการสนับสนุนและเร่งรัดให้เกิดการพัฒนาแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบนบก ซึ่งแต่เดิมไม่สามารถพัฒนาได้เนื่องจากมีปริมาณสำรองไม่สูงมากนักจึงไม่คุ้มทุนที่จะพัฒนา

ก๊าซธรรมชาติที่เราใช้กันอยู่ในปัจจุบัน จัดอยู่ในก๊าซธรรมชาติประเภท Conventional gas ซึ่งเป็นการรวมตัวของก๊าซอยู่ภายในช่องหรือโพรงภายในชั้นหินลึกลงไปใต้พื้นผิวโลก โดยสามารถที่จะขุดเจาะขึ้นมาเพื่อใช้ประโยชน์ได้ แต่เนื่องจากก๊าซธรรมชาติในรูปแบบดังกล่าวหายากมากขึ้น ขณะนี้จึงได้มีการศึกษาเพื่อหาแหล่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม โดยพบว่ายังมีก๊าซธรรมชาติในอีกรูปแบบหนึ่งซึ่งเรียกว่า Unconventional gas โดยก๊าซแบบดังกล่าวนี้ถูกกักเก็บอยู่ในชั้นหินที่มีความหนาแน่นค่อนข้างมากและกระจายอยู่เป็นบริเวณกว้าง อีกทั้งความสามารถในการให้ก๊าซธรรมชาติไหลผ่านต่ำมาก จึงต้องมีกรรมวิธีที่ยากขึ้นในการนำก๊าซธรรมชาติขึ้นมาใช้งาน ซึ่ง Unconventional Gas มีหลายรูปแบบ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดาน (Shale gas) ก๊าซธรรมชาติจากถ่านหิน (Coal Bed

Methane, CBM) ก๊าซธรรมชาติจากหินทราย (Tight gas) เป็นต้น ในทศวรรษที่ผ่านมาทั่วโลกต่างให้ความสนใจการผลิตก๊าซจาก Unconventional Gas เพราะมีปริมาณสำรองมาก กล่าวคือทั่วโลกมีก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดาน (Shale gas), ถ่านหิน (Coal Bed Methane, CBM) และจากหินทราย (Tight-sand gas) ประมาณ 16,103, 9,051, และ 7,406 ล้านล้าน ลูกบาศก์ฟุต (Tcf) ตามลำดับ (After Rogner 1996, Taken from Kawata and Fujita 2001) ในขณะที่ Conventional gas มีปริมาณสำรอง 7,360 ล้านล้าน ลูกบาศก์ฟุต (Tcf) ตามรูปที่ 1.1

Region	Coalbed Methane (Tcf)	Shale Gas (Tcf)	Tight-Sand Gas (Tcf)	Total (Tcf)
North America	3,017	3,840	1,371	8,228
Latin America	39	2,116	1,293	3,448
Western Europe	157	509	353	1,019
Central and Eastern Europe	118	39	78	235
Former Soviet Union	3,957	627	901	5,485
Middle East and North Africa	0	2,547	823	3,370
Sub-Saharan Africa	39	274	784	1,097
Centrally planned Asia and China	1,215	3,526	353	5,094
Pacific (Organization for Economic Cooperation and Development)	470	2,312	705	3,487
Other Asia Pacific	0	313	549	862
South Asia	39	0	196	235
World	9,051	16,103	7,406	32,560

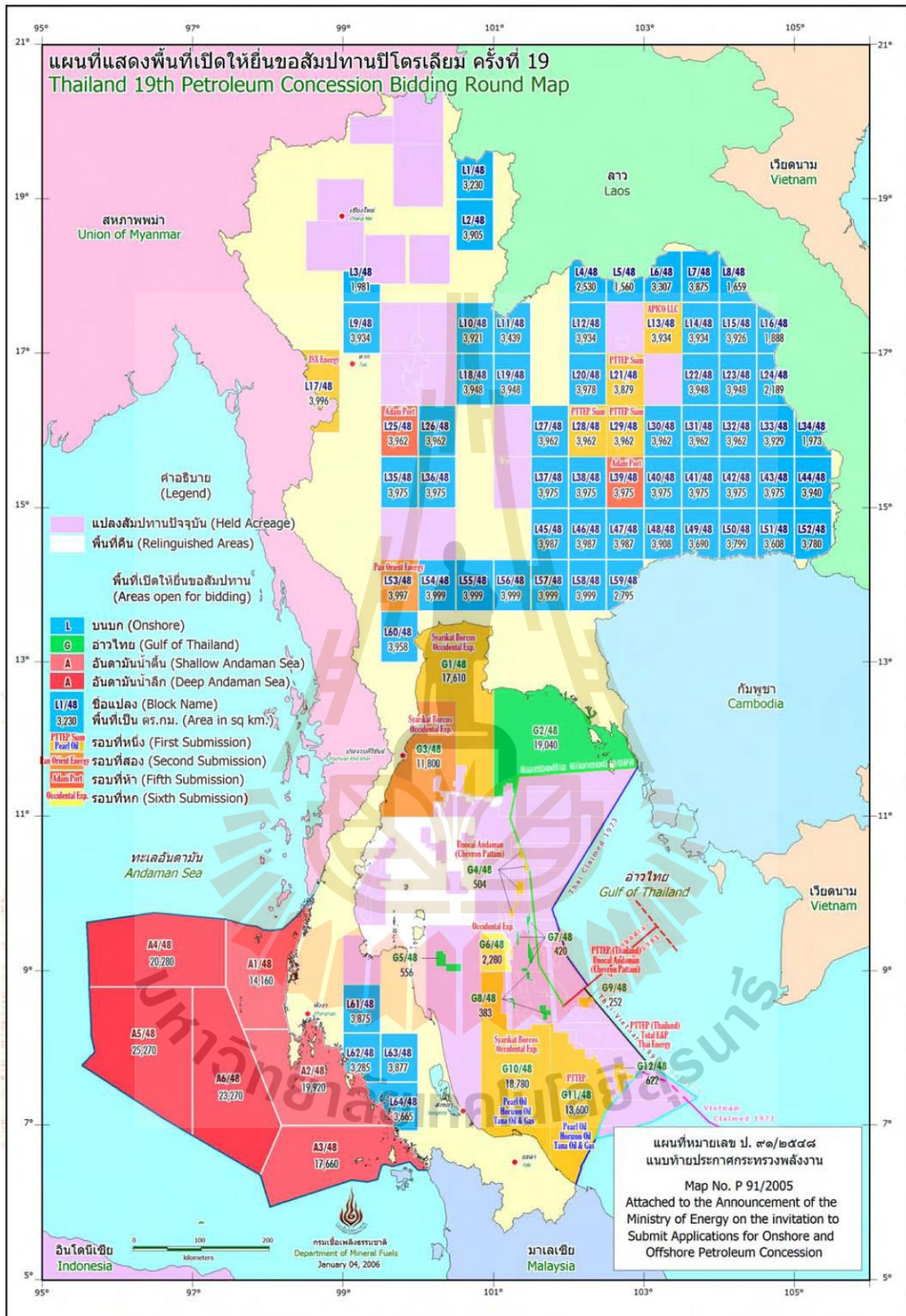
รูปที่ 1.1 แสดงปริมาณทรัพยากร Unconventional Gas ทั่วโลก

สำหรับประเทศสหรัฐอเมริกา จุดเด่นก็คือเป็นเจ้าของเทคโนโลยีในการขุดเจาะที่เรียกกันในช่วงนี้ว่า Hydraulic fracturing และ Horizontal drilling และในระยะเวลาหลายสิบปีที่ผ่านมา สหรัฐอเมริกาก็ได้ทำการขุดเจาะก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดานมาหลายรูปแบบด้วยเทคโนโลยีหลากหลาย แต่ยังไม่ค่อยประสบความสำเร็จเท่าใดนัก เพราะนอกจากต้นทุนสูงแล้ว กรรมวิธียังก่อให้เกิดมลภาวะค่อนข้างสูงด้วย จนกระทั่งเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมา กรรมวิธีที่เรียกว่า Hydraulic fracturing ได้ถูกพัฒนาจนประสบความสำเร็จ เมื่อผนวกเข้ากับวิธีขุดเจาะตามแนวนอน (Horizontal

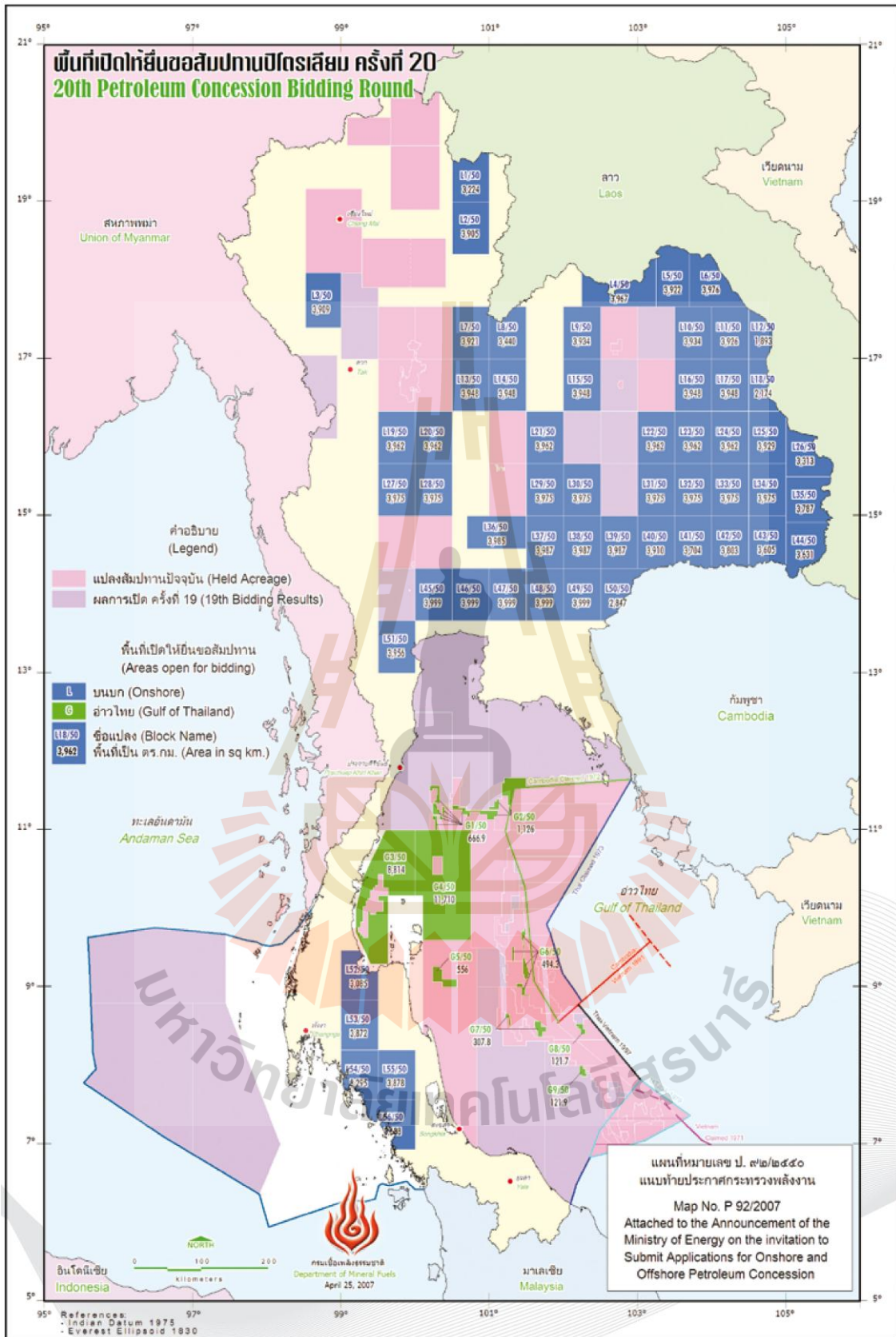
drilling) ทำให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดานที่ต้นทุนต่ำลงมาก และได้ปริมาณมากขึ้นด้วย

ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ของประเทศไทยมีอาณาเขตกว้างใหญ่มีขนาดพื้นที่ประมาณ 200,000 ตารางกิโลเมตร ประกอบกับมีลักษณะและโครงสร้างทางธรณีวิทยาที่เหมาะสมต่อการเกิดและกักเก็บปิโตรเลียม โดยเฉพาะหมวดหินชุดโคราช ประกอบด้วย หมู่หินภูพาน (Phu Phan Member) หมู่หินพระวิหาร (Phra Wihan Member) หมู่หินภูกระดึง (Phu Kradung Member) และหมู่หินน้ำพอง (Nam Phong Member) หนารวมกัน 2.5-3.0 กิโลเมตร เป็นหินทรายเนื้อแน่นแทรกสลับกับหินดินดานทั่วภาคตะวันออกเฉียงเหนือ จึงมีความเหมาะสมที่จะทำการศึกษาเพื่อประเมินว่ามีศักยภาพในการเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช หรือไม่

ผลจากการวิจัยจะทำให้ทราบถึงศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช เพื่อพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมใหม่และยังเป็นการพัฒนาวิธีการในการสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมใหม่ เพื่อนำไปประยุกต์ใช้ในแหล่งอื่นๆ ต่อไปเมื่อเทคโนโลยีดังกล่าวถูกพัฒนาจนสามารถนำมาใช้ได้ง่ายขึ้นและราคาไม่สูงจนเกินไป ซึ่งคาดว่าจะประสบผลสำเร็จได้ในไม่ช้านี้เพราะมีความต้องการใช้พลังงานประเภทนี้ในปริมาณที่สูงมาก ตัวอย่างเช่น การค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติอยู่รอบที่จังหวัดอุดรธานี ซึ่งเลือกใช้เทคโนโลยีการเจาะที่ทันสมัย โดยแหล่งก๊าซดังกล่าวได้พิสูจน์แล้วว่า มีสมรรถนะในเชิงพาณิชย์และสามารถผลิตได้เป็นอย่างดีน้อย 16 ปี อีกทั้งการเปิดสัมปทานในครั้งที่ 19 (พ.ศ.2548) และครั้งที่ 20 (พ.ศ.2550) ดังแสดงในรูปที่ 1.2 และรูปที่ 1.3 ตามลำดับ ฉะนั้น ผู้วิจัยเห็นว่าการศึกษการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั่วทุกภูมิภาคของประเทศไทย หินทรายเนื้อแน่นภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ก็จะได้ประโยชน์อย่างมากต่อองค์ความรู้ ด้านการศึกษา หน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง ภาคเอกชนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม ตลอดจนชุมชนที่จะมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กและหินทรายเนื้อแน่นที่จะเกิดขึ้นในอนาคต



รูปที่ 1.2 แผนที่แสดงพื้นที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 19 ในปี พ.ศ. 2548



รูปที่ 1.3 แผนที่แสดงพื้นที่เปิดให้ยื่นขอสัมปทานปิโตรเลียม ครั้งที่ 20 ในปี พ.ศ. 2550

2. วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

- 2.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย
- 2.2 ศึกษาการพัฒนาแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas)
- 2.3 วัดหาความพรุนและซึมผ่านได้ (Porosity and Permeability) ของหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช ประเมินปริมาณแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น ทั้ง Resources และ Reserves ประเภทต่าง ๆ โดยใช้นิยามสากล SPE/AAPG/WPG เป็นเกณฑ์
- 2.4 ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในการพัฒนาแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- 2.5 พัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นต้นแบบของแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น พร้อมทั้งศึกษาความเป็นไปได้ วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำการพัฒนา
- 2.6 ศึกษาการทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing พัฒนาวิธีการโปรแกรมคำนวณปริมาณน้ำ Fracturing fluid และขนาดของรอยแตก และประเมินประสิทธิภาพการผลิตแก๊ส
- 2.7 เพิ่มสมรรถนะและความสามารถของอาจารย์และนักศึกษบัณฑิตศึกษาศาखाวิชาเทคโนโลยีธรณีให้เข้าใจหลักการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม และวิเคราะห์ความเสี่ยงในการลงทุน การทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing ตลอดจนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ให้มีประสิทธิภาพนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้
- 2.8 เผยแพร่และเสนอวิธีการและผลการศึกษาคู่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และหน่วยงานรัฐและภาคเอกชนที่เกี่ยวข้อง เช่น CCOP บริษัท ฉานซี หยางซาง ปิโตรเลียม จำกัด, เพิร์ล ออย จำกัด อ่าวสยามมารินจำกัด, ทีพีโอ โพลีน เพอร์เวอร์จำกัด, และปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น และในการประชุมวิชาการต่าง ๆ ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น และในการประชุมวิชาการต่าง ๆ
- 2.9 ส่งเสริมให้มีการลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมมากขึ้น

3. ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

- 3.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือให้ครบถ้วนถึงปัจจุบันและข้อมูลบางส่วนในภาคกลางและอ่าวไทย
- 3.2 เก็บรวบรวมข้อมูลการพัฒนาแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas)
- 3.3 เก็บตัวอย่างหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช ประมาณ 20 ตัวอย่างวัดหาความพรุนและซึมผ่าน
- 3.4 รวบรวมแนวทางการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) การสำรวจแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas) แนวทางของ CCOP
- 3.5 ประเมินปริมาณสำรองและทรัพยากรของแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

3.6 ศึกษาการทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing พัฒนาวิธีการโปรแกรมคำนวณปริมาณน้ำ fluid ขนาดรอยแตก และประเมินประสิทธิภาพรอยแตก

3.7 จัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir simulation) แหล่งก๊าซที่ทำหินแตกด้วยน้ำขนาดเล็กและเล็กมากในภาคภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

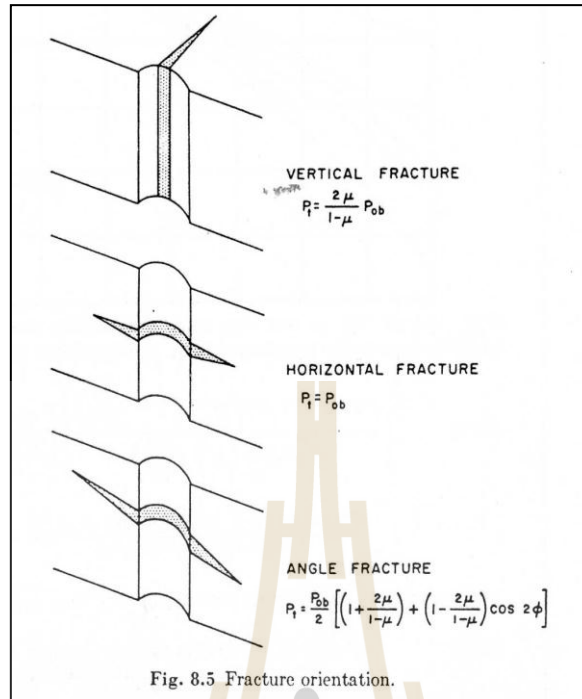
3.8 ศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว

3.9 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งพัฒนาแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas) ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม fiscal regime , discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น พร้อมทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่างๆ บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

4. ทฤษฎี สมมติฐาน หรือกรอบแนวความคิดของการศึกษาวิจัย

จากผลการเจาะสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการพบก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชหลายหลุม เช่น หลุมดาวเรือง-1, ชนบท-1, ภูเวียง-1 และ รัตนะ-1 แต่ไม่ผู้ใดให้ความสนใจ จนกระทั่งระยะหลังเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมา กรรมวิธีที่เรียกว่า Hydraulic fracturing ได้ถูกพัฒนาจนประสบผลสำเร็จ เมื่อผนวกเข้ากับวิธีขุดเจาะตามแนวนอน (Horizontal drilling) ทำให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่น (Tight-sand gas) ที่ต้นทุนต่ำลงมาก และได้ปริมาณมากขึ้นด้วย จึงมีผู้สนใจถึงศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช เพื่อพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมใหม่

การทำหินแตกต้องอัดน้ำผสมสารละลาย (Fracturing Fluid) ด้วยความดันสูง หินจะแตกในทิศทางที่แข็งแรงน้อยที่สุด ถ้าหินอยู่ที่ความลึกน้อยกว่า 3,000 ฟุตจะแตกแนวราบ (Horizontal fracture) ที่สุด ถ้าลึกมากกว่า 3,000 ฟุตจะแตกแนวตั้ง (Vertical fracture) ดังรูปที่ 1.4 ค่าความซึมผ่านในหินแตกจะมากกว่าหินเดิมเป็นหมื่นเท่าและสามารถเฉลี่ยได้ดังรูปที่ 1.5



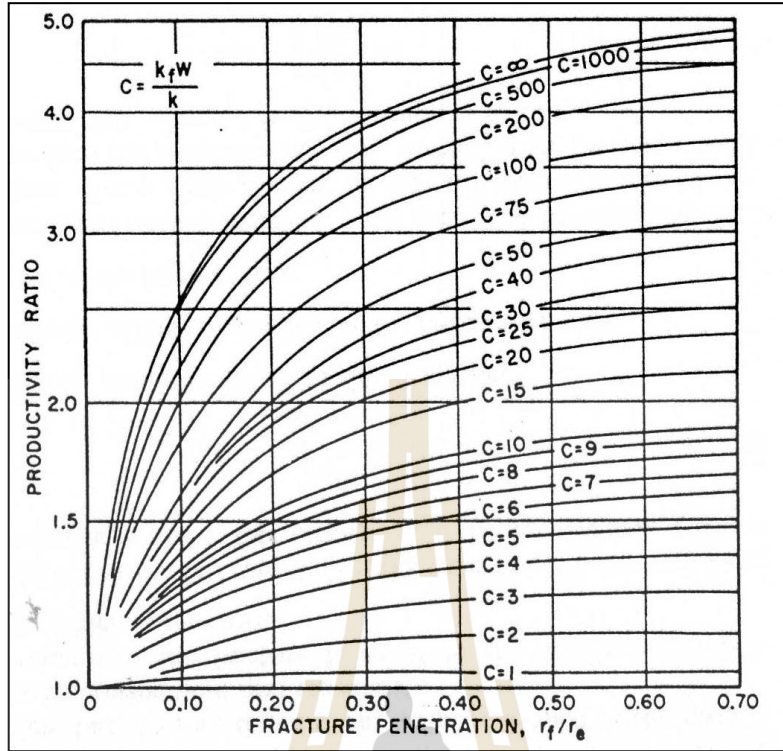
รูปที่ 1.4 แสดงการทำ Hydraulic fracturing ตามแนว Fracture orientation (after B.C. Craft and W.R. Holden 1962)

$$k_{avg} = \frac{k k_{fz} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_{fz} \ln\left(\frac{r_e}{r_f}\right) + k \ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right)}$$

$$k_{fz} = \frac{k_f W + kh}{h}$$

FRACTURE ZONE

รูปที่ 1.5 แสดงการเฉลี่ยค่าความซึมผ่านได้ (after B.C. Craft and W. R. Holden 1962)



รูปที่ 1.6 แสดงการอัตราการผลิตเพิ่มขึ้น (Productivity Ratio) ตาม Fracture coefficient (capacity) และความยาวของ Fracture (after B.C. Craft and W. R. Holden 1962)

อัตราการผลิตก๊าซจะเพิ่มขึ้นเล็กน้อยแต่เพิ่มขึ้นอยู่กับ Fracture coefficient (capacity) ความยาวและกว้างของรอยแตกตามรูปที่ 1.6 และสามารถคำนวณความยาว, กว้างของรอยแตก และปริมาตรของผสมสารละลาย (Fracturing Fluid) ที่ต้องอัดทำให้หินแตก ดังสมการ และ รูปที่ 1.7

Perkins-Kern-Nordgren PKN

$$w_{w,0} = 3.27 \left(\frac{\mu q_i x_f}{E'} \right)^{1/4}$$

$$\bar{w} = 0.628 w_{w,0}$$

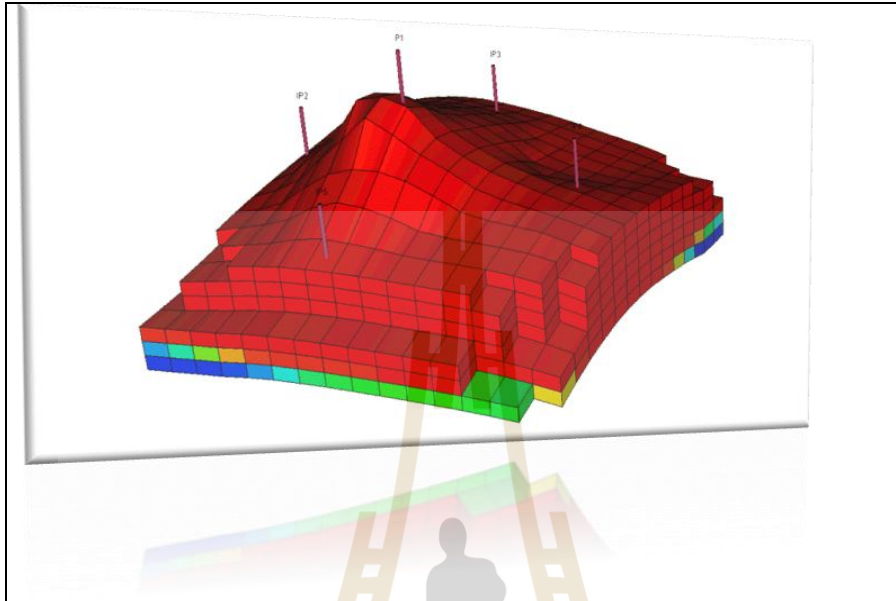
$$w_{w,0} = 9.15^{\frac{1}{2n+2}} \times 3.98^{\frac{n}{2n+2}} \left[\frac{1+2.14n}{n} \right]^{\frac{n}{2n+2}} K^{\frac{1}{2n+2}} \left(\frac{q_i^n h_f^{1-n} x_f}{E'} \right)^{\frac{1}{2n+2}}$$

$$\left(\frac{q_i}{h_f x_f} \right) t - (2k C_L) \sqrt{t} - (\bar{w}_e + 2S_p) = 0$$

$$V_i = q_i t_e$$

รูปที่ 1.7 สูตรแสดงการคำนวณความกว้างของรอยแตก เวลาอัดและปริมาตรของ Fracturing Fluid after (Peter P. Valkó, Texas A&M University, 2005)

เมื่อสามารถคำนวณค่าความซึมผ่านในหินแตกและสามารถเฉลี่ยกับหินเดิมก็นำไปพัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir simulation) แหล่งก๊าซที่ทำหินแตกตามตัวอย่างรูปที่ 1.8



รูปที่ 1.8 แสดงรูปจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ

นำผลการจำลองคอมพิวเตอร์ไปศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งพัฒนาแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas) ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยระบุข้อสมมติฐานต่างๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม fiscal regime, discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช่ เป็นต้น พร้อมทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่างๆ บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

เช่น ด้านวิชาการ ด้านนโยบาย ด้านเศรษฐกิจ/พาณิชย์ ด้านสังคมและชุมชน รวมถึงการเผยแพร่ในวารสาร จดสิทธิบัตร ฯลฯ และหน่วยงานที่ใช้ประโยชน์จากผลการวิจัย

5.1 ด้านวิชาการเทคโนโลยีการสำรวจทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม

5.1.1 ข้อมูลการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

5.1.2 วิธีการประเมินศักยภาพ ผลการประเมินศักยภาพ แลปริมาณก๊าซธรรมชาติ

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

5.1.3 องค์ความรู้ทางการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียม วิธีการคำนวณประเมินปริมาณของผสมสารละลายและประสิทธิภาพการทำหินแตก (Hydraulic Fracturing) แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) สำหรับคณาจารย์และนักศึกษาสาขาวิชาเทคโนโลยีปิโตรเลียมคาดว่าจะมีบัณฑิตศึกษาทำวิจัยต่อยอดเกี่ยวกับเรื่องนี้จบการศึกษาระดับปริญญาโท 2 คน

5.1.4 เผยแพร่เป็นความรู้ในด้านการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

5.1.5 วิธีการ ผลประเมินศักยภาพ ความเสี่ยง การทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing พัฒนาวิธีการโปรแกรมคำนวณปริมาณน้ำ fluid รอยแตก และประเมินประสิทธิภาพผลหินแตก การพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติ

5.2 ด้านนโยบายรัฐบาล

การพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas) และผลิตก๊าซ NGV (Natural Gas for Vehicles) ใช้ในภาคขนส่ง หรือใช้ในอุตสาหกรรมต่อเนื่องอื่นๆ จะสนองนโยบายรัฐบาลด้านพลังงาน แก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชนและผู้ประกอบการเนื่องจากภาวะเงินเฟ้อและราคาน้ำมันเชื้อเพลิงลดมลภาวะต่อสิ่งแวดล้อม

5.3 ด้านเศรษฐศาสตร์/ พาณิชยกรรม/ ด้านสังคมและชุมชน

มีศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในหินทรายเนื้อแน่น (Tight Sand Gas) และขนาดเล็กจำนวนมากในแปลงสัมปทานพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือเมื่อพบแหล่งก๊าซธรรมชาติก็จะส่งผลให้ปริมาณสำรองของประเทศสูงขึ้นตามไปด้วย ซึ่งช่วยลดอัตราการนำเข้าน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจากต่างประเทศ ลดการพึ่งพาจากต่างประเทศและเพิ่มเสถียรภาพด้านพลังงานให้กับประเทศ การพัฒนาแหล่งก๊าซจะเกิดการจ้างงาน และขยายตัวทางด้านเศรษฐกิจทั้งในท้องถิ่นและประเทศ การนำก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในเขตสัมปทานปิโตรเลียมบนบกมาใช้ประโยชน์โดยตรงกับท้องถิ่นที่มีแหล่งทรัพยากร เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการพัฒนาของชุมชน ทั้งเป็นส่งเสริมให้อุตสาหกรรมขนาดเล็กสามารถลดต้นทุนและค่าใช้จ่ายลงสามารถแข่งขันได้ เสริมสร้างอุตสาหกรรมต่อเนื่องและเศรษฐกิจชุมชนและยังได้ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทดแทนให้แพร่หลายออกไป แก้ไขปัญหาความเดือดร้อนของประชาชนและผู้ประกอบการเนื่องจากภาวะเงินเฟ้อและราคาน้ำมันเชื้อเพลิง

6. วิธีดำเนินการของการศึกษาวิจัยและสถานที่ทำการทดลอง/เก็บข้อมูล

6.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศไทยบางส่วนทั้งในภาคกลางและอ่าวไทย

6.2 สรุปค่านิยมและวิธีการประเมินศักยภาพปริมาณทรัพยากร และปริมาณสำรองปิโตรเลียม

6.3 จำแนกศักยภาพปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือแหล่งต่าง ๆ (play type, reservoir type และ basin type) กำหนดปริมาณสำรองขั้นต่ำ สำหรับการพัฒนาแหล่งแก๊สขนาดเล็กและแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช

6.4 เก็บตัวอย่างหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชประมาณ 20 ตัวอย่างวัดหาความพรุนและซึมผ่านได้ (Porosity and Permeability)

6.5 ศึกษาการทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing พัฒนาการวิธีการ โปรแกรมคำนวณปริมาณน้ำ Fracturing fluid และขนาดของรอยแตก และประเมินประสิทธิภาพการผลิตก๊าซ

6.6 สร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) เพื่อเป็นแบบพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก และแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้ Software ชื่อ Eclipse 100

6.7 ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในแหล่งก๊าซในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นมาเอง PPRA v1.0x MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) เปรียบเทียบกับโปรแกรมพาณิชย์ เช่น FASPU(Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) หรือ GeoX (GeoKnowledge, USGS, CCOP)

6.8 ศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว

6.9 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กและแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชได้ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III, discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น พร้อมทั้งทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้น

6.10 ประเมินผล สรุป และเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

6.11 เผยแพร่ผลวิจัยต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง รวมทั้งการประชุมวิชาการต่างๆ ทั้งในระหว่างการทำวิจัยและหลังงานวิจัยเสร็จสิ้นแล้ว

6.12 สถานที่ทำการทดลองและ/ หรือเก็บข้อมูล

6.12.1 สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

6.12.2 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

6.12.3 บริษัท TPI POLENE POWER, Chevron, ปตท.สผ. จำกัด และกรมการพลังงานทหาร

6.12.4 เก็บหินตัวอย่างและข้อมูลบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

6.12.5 ห้องปฏิบัติการมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

7. การถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย

การเผยแพร่ในวารสาร และหน่วยงานที่ใช้ประโยชน์จากผลการวิจัย ผลการวิจัยในรูปแบบของเอกสารและรายงานจะมีการถ่ายทอดและนำเสนอ

7.1 หน่วยงานของรัฐ ประกอบไปด้วยหน่วยงานที่ทำงานเกี่ยวข้องกับทางด้าน ธรณีวิทยา ธรณีวิทยาปิโตรเลียม สํารวจและผลิตปิโตรเลียม ธรณีวิทยาปิโตรเลียม หน่วยงานเหล่านี้ อาทิ เช่น องค์การบริหารส่วนท้องถิ่น สถาบันวิจัยวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งประเทศไทย กรมทรัพยากรธรณี กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ เป็นต้นเอกสารวิชาการเผยแพร่ต่อการประชุมวิชาการหรือหน่วยงานไม่น้อยกว่า 2 ครั้ง

7.2 หน่วยงานทางภาคเอกชน ประกอบด้วยผู้ประกอบการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยโดยเฉพาะบริษัทที่กำลังสำรวจในบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น อฟิโก โคราช จำกัด, ซาลามานเดอร์ เอ็นเนอร์ยี, ฉานซี หยางซาง ปิโตรเลียม จำกัด, เพิร์ล ออย จำกัด อ่าวสยามมารีนจำกัด, และ ทีพีไอ โพลีน เพอร์เวอร์จำกัด เป็นต้น

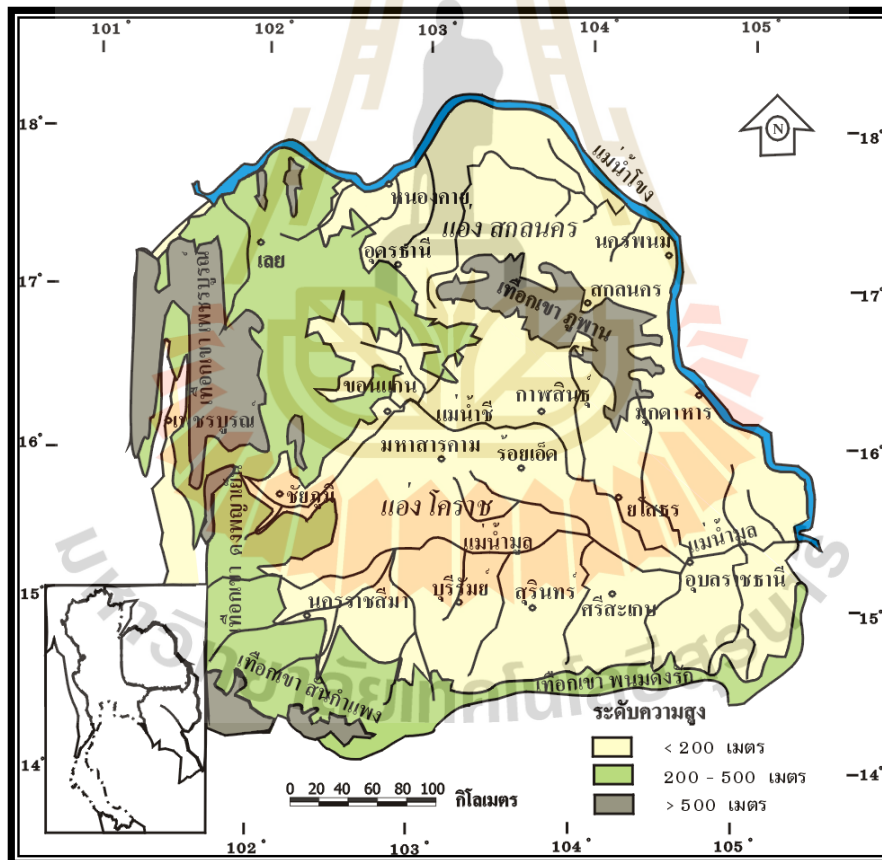
7.3 สถาบันการศึกษา ที่เปิดสอนทางด้านธรณีวิทยา วิศวกรรมปิโตรเลียม ธรณีวิทยาปิโตรเลียม และวิศวกรรมธรณี เช่น สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ภาควิชาเหมืองแร่และปิโตรเลียมภาควิชาธรณีวิทยา จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ทั้งนี้สถาบันการศึกษาเหล่านี้สามารถนำข้อมูลที่ได้จากการวิจัยในครั้งนี้ไปศึกษาต่อ และใช้ประโยชน์ในการศึกษาและวิจัยในระดับการศึกษาชั้นสูงต่อไปซึ่งจะมีผลทำให้สามารถผลิตปิโตรเลียมในประเทศให้มากขึ้น เสริมสร้างเศรษฐกิจชุมชน ช่วยลดการนำเข้าน้ำมันและการขาดดุลการค้าในอนาคต อีกทั้งยังอาจจะมีการสร้างเครือข่ายและร่วมมือกับหน่วยงานต่างประเทศในการแลกเปลี่ยนความรู้ข้อมูลและความคิดเห็น เช่น ร่วมงานกับ CCOP บริษัทน้ำมันต่าง ๆ เป็นต้น

บทที่ 2

ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

1. ลักษณะภูมิประเทศ และภูมิสัณฐาน

บริเวณที่ราบสูงโคราช (The Khorat Plateau) หมายถึง บริเวณที่ราบสูงของภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ซึ่งอยู่ระหว่างละติจูดที่ 14° - 19° เหนือ และเส้นลองจิจูดที่ 101° - 106° ตะวันออก (รูปที่ 2.1) ครอบคลุมพื้นที่ 150,000 ตารางกิโลเมตรหรือประมาณหนึ่งในสามของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศไทย ด้านทิศเหนือและทิศตะวันออกอยู่ตามแนวของแม่น้ำโขงติดต่อกับสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว ด้านทิศใต้มีอาณาเขตติดต่อกับประเทศสหพันธรัฐกัมพูชา และทางด้านทิศตะวันตกมีพื้นที่ติดต่อกับภาคกลางและภาคเหนือของประเทศไทย จุดสูงสุดสูงจากระดับน้ำทะเลปานกลางประมาณ 900 เมตร



รูปที่ 2.1 แสดงลักษณะธรณีสัณฐานของที่ราบสูงโคราช ซึ่งประกอบด้วยแอ่งสกลนครทางตอนเหนือ และแอ่งโคราชทางตอนใต้ (คัดลอกจาก ธรณีวิทยาประเทศไทย, 2544)

ลักษณะภูมิประเทศส่วนใหญ่เป็นที่ราบเรียบ มีระดับความสูงประมาณ 130-250 เมตร จากระดับน้ำทะเลปานกลาง โดยมีเทือกเขาเพชรบูรณ์และดงพญาเย็นเป็นขอบที่ราบสูงโคราชทางทิศ ตะวันตก เริ่มจากจุดเหนือสุดที่ผามอง ยาวต่อลงมาทางทิศใต้ตามแนวของภูยาอู่ ภูพานคำ ภูแลนคา และภูพังเหยจนถึงเขื่อนลำตะคอง ซึ่งบริเวณนี้พื้นที่มีความลาดเทไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ และขอบ ที่ราบสูงโคราชทางด้านทิศใต้ ประกอบด้วยทิวเขาสันกำแพงและพนมดงรัก ซึ่งเป็นขอบเขาสูงชันและ เอียงเทไปหาแอ่งทางทิศเหนือ ส่วนขอบแอ่งทางด้านทิศเหนือและตะวันออกเป็นแนวเทือกเขาใน ประเทศลาว

ที่ราบสูงโคราชถูกแบ่งออกโดยเทือกเขาภูพานที่เกิดจากโครงสร้างชั้นหินโค้งรูปประทุน ลูกฟูก (anticlinorium) ที่มีแกนวางตัวอยู่ในแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ โดยเริ่มจาก จังหวัดอุบลราชธานี ผ่านสกลนคร กาฬสินธุ์ มุกดาหาร และไปสิ้นสุดใกล้แม่น้ำโขงที่จังหวัด อุบลราชธานี ประกอบไปด้วยเนินเขาเล็ก ๆ ที่สูงขึ้นจากที่ราบมีระดับความสูงประมาณ 300-500 เมตร จากระดับน้ำทะเลปานกลาง ทำให้ส่วนทางด้านเหนือ เกิดแอ่งย่อยอุตร-สกลนคร และทางด้านใต้ เกิด แอ่งย่อยโคราช-อุบล (รูปที่ 2.1) แอ่งทั้งสองมีพื้นที่เอียงเทไปยังทิศตะวันออกและมีพื้นที่ราบเรียบ ซึ่ง ประกอบด้วยที่ราบน้ำท่วมถึง และที่ราบน้ำท่วมไม่ถึง (non-floodplain) อยู่กลางแอ่ง นอกจากนี้ใน บริเวณกลางแอ่ง มีการแทรกคั่นของเกลือหินกระจายอยู่ทั่วไป ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดพื้นที่ดินเค็มและ น้ำเค็มในบริเวณที่ราบสูงโคราช ลักษณะภูมิประเทศและภูมิสัณฐานของแอ่งย่อยทั้งสองมีลักษณะดังนี้

แอ่งอุตร-สกลนคร มีอาณาเขตครอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดหนองคาย อุตรธานี สกลนคร นครพนม มุกดาหาร และบางส่วนของประเทศลาว พื้นที่แอ่งเฉพาะในประเทศไทยมีประมาณ 17,000 ตารางกิโลเมตร มีระดับความสูงระหว่าง 140-180 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง แม่น้ำใน บริเวณนี้มีขนาดเล็กและสายสั้นๆ เกิดจากเทือกเขาภูพาน ได้แก่ แม่น้ำสงคราม แม่น้ำพุง ซึ่งไหลลงสู่ แม่น้ำโขงทางทิศตะวันออก เป็นต้น นอกจากนี้บริเวณที่มีการทรุดตัวของแผ่นดิน จนทำให้เกิดพื้นที่ลุ่ม มีน้ำขังตลอดปีและกลายเป็นหนองบึงกระจายอยู่ทั่วไป ที่สำคัญได้แก่ หนองหาน อำเภอกุมภวาปี จังหวัดอุดรธานี หนองญาติ จังหวัดนครพนม และหนองหาน จังหวัดสกลนคร เป็นต้น

แอ่งโคราช-อุบล มีพื้นที่ประมาณ 33,000 ตารางกิโลเมตร เป็นแอ่งตะกอนแม่น้ำที่ใหญ่ ที่สุดของประเทศ โดยมีระดับความสูงระหว่าง 120-170 เมตร จากระดับน้ำทะเลปานกลาง ครอบคลุม พื้นที่บริเวณจังหวัดนครราชสีมา ชัยภูมิ ขอนแก่น มหาสารคาม ร้อยเอ็ด บุรีรัมย์ กาฬสินธุ์ ยโสธร สุรินทร์ ศรีสะเกษ อุบลราชธานี และอำนาจเจริญ แม่น้ำในบริเวณนี้ส่วนใหญ่มีต้นกำเนิดจากเทือกเขาที่ เป็นขอบแอ่งทางทิศเหนือและทิศตะวันตก ที่สำคัญ ได้แก่ แม่น้ำมูล มีต้นกำเนิดจากเขาวงและเขาสมิง ของเทือกเขาสันกำแพง บริเวณอำเภอปักธงชัย จังหวัดนครราชสีมา แม่น้ำชี มีต้นกำเนิดจากสันปันน้ำ ของเทือกเขาเพชรบูรณ์ ในเขตจังหวัดชัยภูมิ แม่น้ำทั้งสองสายไหลผ่านที่ราบตอนกลางของแอ่งและ บรรจบรวมกันเป็นแม่น้ำขนาดใหญ่ก่อนจะไหลลงสู่แม่น้ำโขงทางทิศตะวันออกบริเวณอำเภอโขงเจียม จังหวัดอุบลราชธานี เป็นต้น

2. ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช

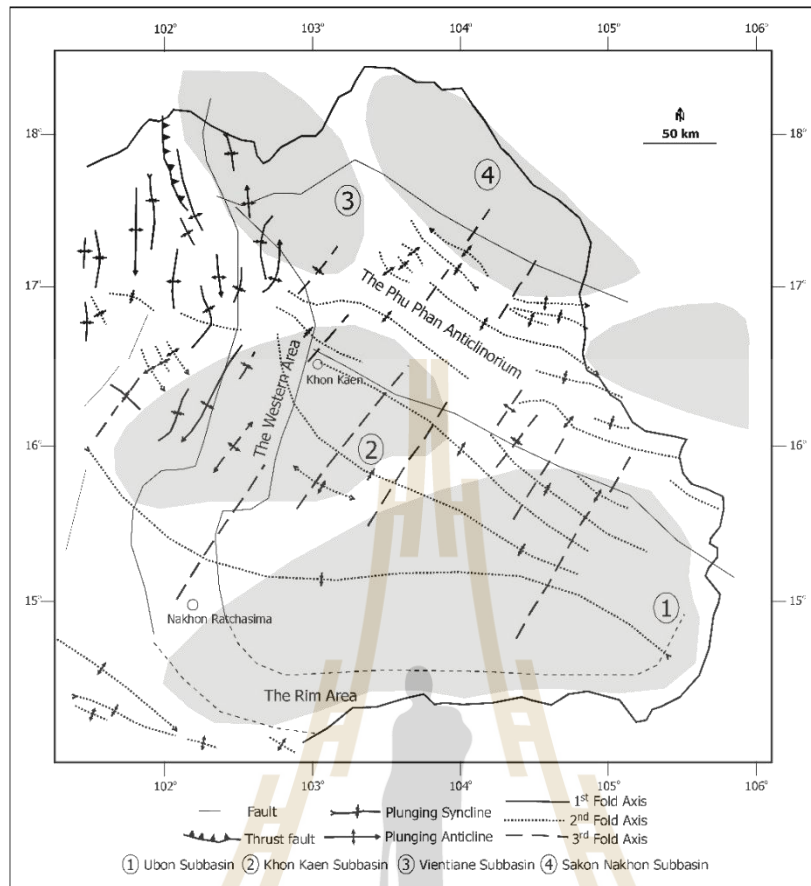
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือที่ราบสูงโคราช เป็นส่วนหนึ่งของแผ่นเปลือกโลกอินโดจีน ซึ่งล้อมรอบด้วยรอยเลื่อนตามแนวระดับ (strike-slip faults) อายุเทอร์เชียรีหลายตัว ถึงแม้ว่าจะมีแนวคิดหลากหลายเกี่ยวกับธรณีแปรสัณฐาน (tectonics) ที่บ่งบอกว่าธรณีวิทยาโครงสร้าง (พื้นผิว) ของที่ราบสูงโคราชไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ แต่ที่ราบสูงโคราช ประกอบด้วยแนวชั้นหินคดโค้ง 2 แนว คือ (1) แนวชั้นหินคดโค้ง เลย-เพชรบูรณ์ (Loei Phetchabun Foldbelt) ซึ่งวางตัวทิศเหนือ-ใต้ ตั้งอยู่ด้านขอบตะวันตกของที่ราบสูงโคราช และ (2) แนวชั้นหินคดโค้งเทือกเขาภูพาน (Phu Phan Anticline) ซึ่งวางตัวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่บริเวณตอนกลางของที่ราบสูงโคราช ซึ่งแนวคดโค้งทั้งสองนี้แบ่งแอ่งสะสมตะกอนเป็น 4 แอ่ง คือ แอ่งอุบล ขอนแก่น เวียงจันทน์ และสกล (รูปที่ 2.2) โดยแอ่งสะสมตะกอนที่มีอายุตั้งแต่ยุคแคมเบรียน (Cambrian) ตอนบนถึงปัจจุบัน และครอบคลุมจังหวัดเกือบทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ยกเว้นจังหวัดเลยและแพร่ขยายไปถึงประเทศลาวจังหวัดเวียงจันทน์และสุวรรณเขต ซึ่งมีรายละเอียดของแต่ละแอ่งย่อย ดังนี้

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

2) แอ่งย่อยขอนแก่น (Khon Kaen Subbasin) อยู่ตอนเหนือของแอ่งอุบล ยาวและขนานกับแอ่งอุบล มีสันเขาแคบเล็กๆ แยกแอ่งย่อยทั้งสองนี้ออกจากกัน แอ่งขอนแก่นครอบคลุมตอนเหนือของจังหวัดนครราชสีมา จังหวัดชัยภูมิและจังหวัดขอนแก่น โครงสร้างชนบทและแหล่งก๊าซน้ำพองต่างก็อยู่บนแอ่งย่อยนี้ ศูนย์กลางของการตกตะกอนอยู่ตอนกลางของแอ่ง

3) แอ่งย่อยเวียงจันทน์ (Vientiane Subbasin) เป็นแอ่งยาวมีแกนอยู่ในแนวประมาณตะวันตกเฉียงเหนือ ครอบคลุมจังหวัดขอนแก่นตอนบน จังหวัดอุดรธานี และจังหวัดหนองคาย ขยายข้ามแม่น้ำโขงไปสู่ประเทศลาว ครอบคลุมเวียงจันทน์และพื้นที่ราบตอนเหนือของเวียงจันทน์มีเทือกเขาภูพานแบ่งแอ่งเวียงจันทน์และแอ่งขอนแก่นออกจากกัน ศูนย์กลางการตกตะกอนของแอ่งอยู่ตรงกลางแอ่ง

4) แอ่งย่อยสกลนคร (Sakon Nakhon Subbasin) ยาวและขนานกับแอ่งเวียงจันทน์ มีขนาดใกล้เคียงกับแอ่งเวียงจันทน์ ส่วนใหญ่ของแอ่งอยู่ในประเทศไทย ยกเว้นทางตะวันออกเฉียงใต้ที่ขยายเข้าไปในประเทศลาวที่เมืองตาเซต ปีกด้านตะวันออกเฉียงเหนือของแอ่งขนานตามแนวแม่น้ำโขง และหินโผล่ซึ่งเป็นหินทรายพระวิหารที่ปรากฏอยู่ในแอ่งลาดเอียงจากเทือกเขาภูพานไปสู่แม่น้ำโขง ก่อให้เกิดเป็นแอ่งที่มีขอบเขตเป็นรอยเลื่อนตามแนวแม่น้ำโขง



รูปที่ 2.2 แสดงแนวคดโค้งและแอ่งสะสมตะกอนบริเวณที่ราบสูงโคราช (วนิดา, 2548)

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

ผลการสำรวจธรณีฟิสิกส์แบบคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าภายใต้แนวชั้นหินคดโค้งของเทือกเขาภูพาน ประกอบด้วยแอ่งสะสมตะกอนอายุเพอร์เมียน (กลุ่มหินสระบุรี) และไทรแอสซิก (กลุ่มหินภูผินารายณ์) (วนิดา, 2548) โดยที่การเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนหลักในแอ่งสะสมตะกอนทั้ง 2 แอ่ง

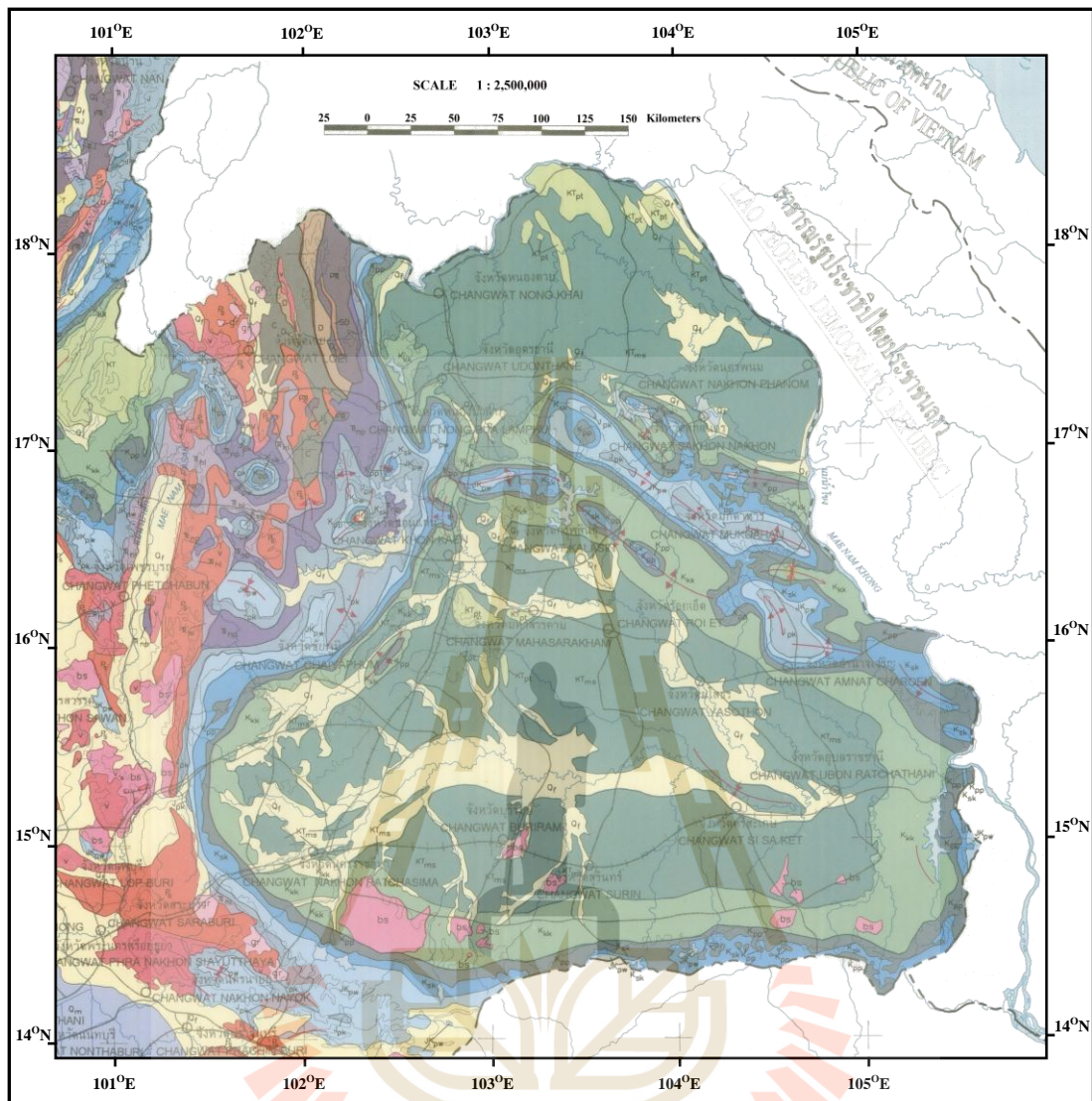
(อายุเพอร์เมียนและไทรแอสซิก) ทำให้เกิดแนวชั้นหินคดโค้งทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ส่วนแนวชั้นหินคดโค้งเลย-เพชรบูรณ์วางตัวทิศเหนือ-ใต้ ประกอบด้วยรอยเลื่อนเดิมที่ซับซ้อนมาก (complex structure) และเคลื่อนที่เปลี่ยนทิศทางไปจากเดิม (inversion) ทำให้เกิดแนวคดโค้ง เลย-เพชรบูรณ์

3. การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy)

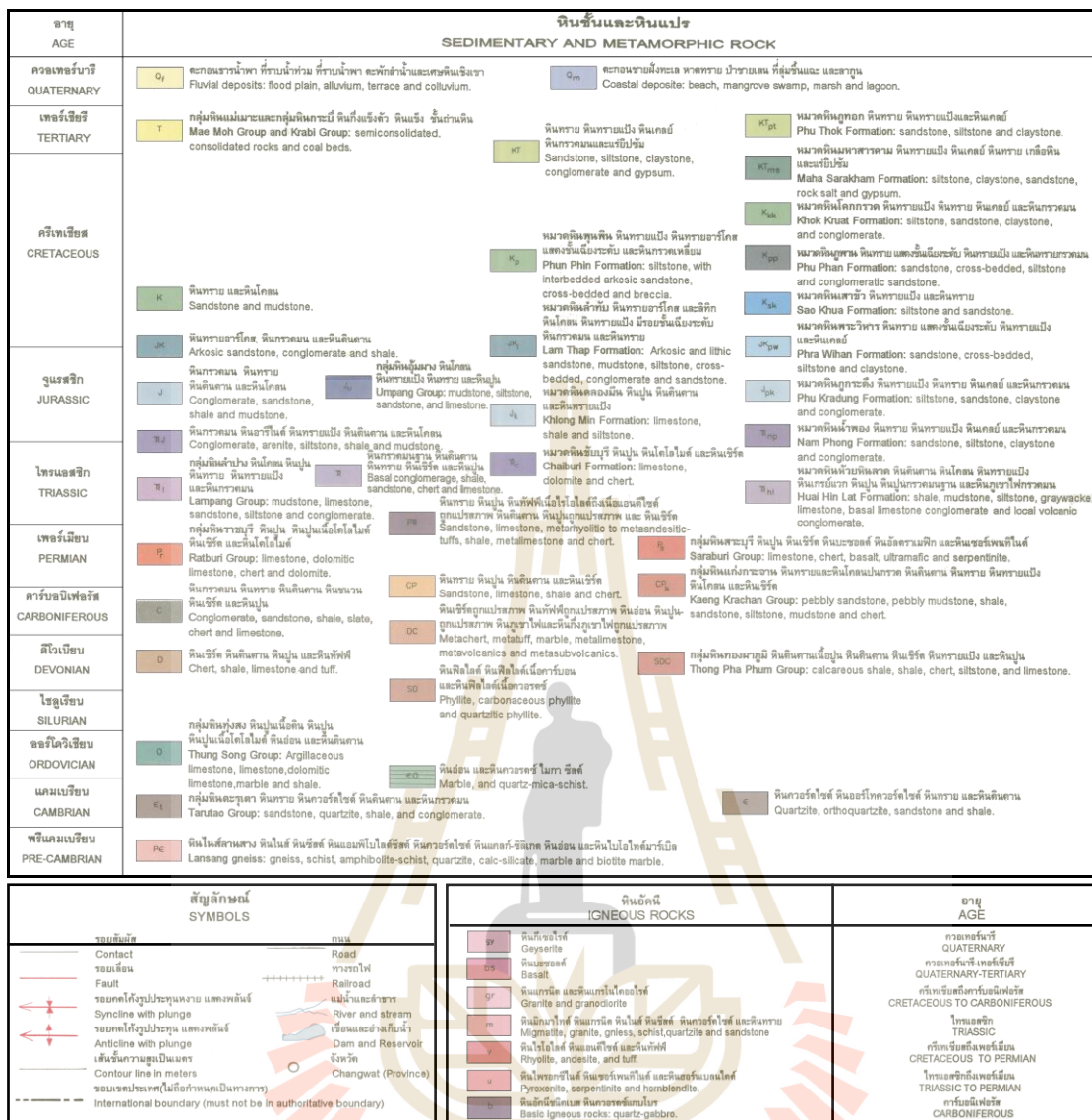
ธรณีวิทยาโดยทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราชพื้นที่ส่วนใหญ่ถูกปิดทับด้วยหินชั้นของกลุ่มหินโคราช (Khorat Group) ของชั้นหินมหายุคมีโซโซอิก (รูปที่ 2.3) ประกอบด้วยหินทรายแป้ง หินทราย หินโคลน และหินกรวดมน ความหนาของหินทั้งสิ้นอาจถึง 4,000 เมตร มีอายุตั้งแต่อายุไทรแอสซิกตอนปลายถึงยุคครีเทเชียส-เทอร์เชียรี ชั้นหินเอียงลาดเล็กน้อยสู่ใจกลางแอ่งโคราชและแอ่งสกลนคร วางทับอยู่บนพื้นผิวที่เกิดจากการผุร่อนของหินมหายุคพาลีโอโซอิกซึ่งพบหินโผล่เฉพาะบริเวณขอบเขตที่ราบสูงโคราชทางทิศตะวันตก ส่วนบนสุดของกลุ่มหินโคราชปิดทับโดยหมวดหินมหาสารคามและภูทอกอายุตอนต้นครีเทเชียสถึงตอนกลางอีโอซีน

นอกจากนี้ยังพบหมวดหินท่าช้างอายุเทอร์เชียรีตอนปลายวางตัวอยู่ชั้นบนสุด ส่วนบริเวณตอนใต้ของที่ราบสูงโคราช มีหินปะชอลด์ยุคควอเทอร์นารีปิดคลุมในบางพื้นที่

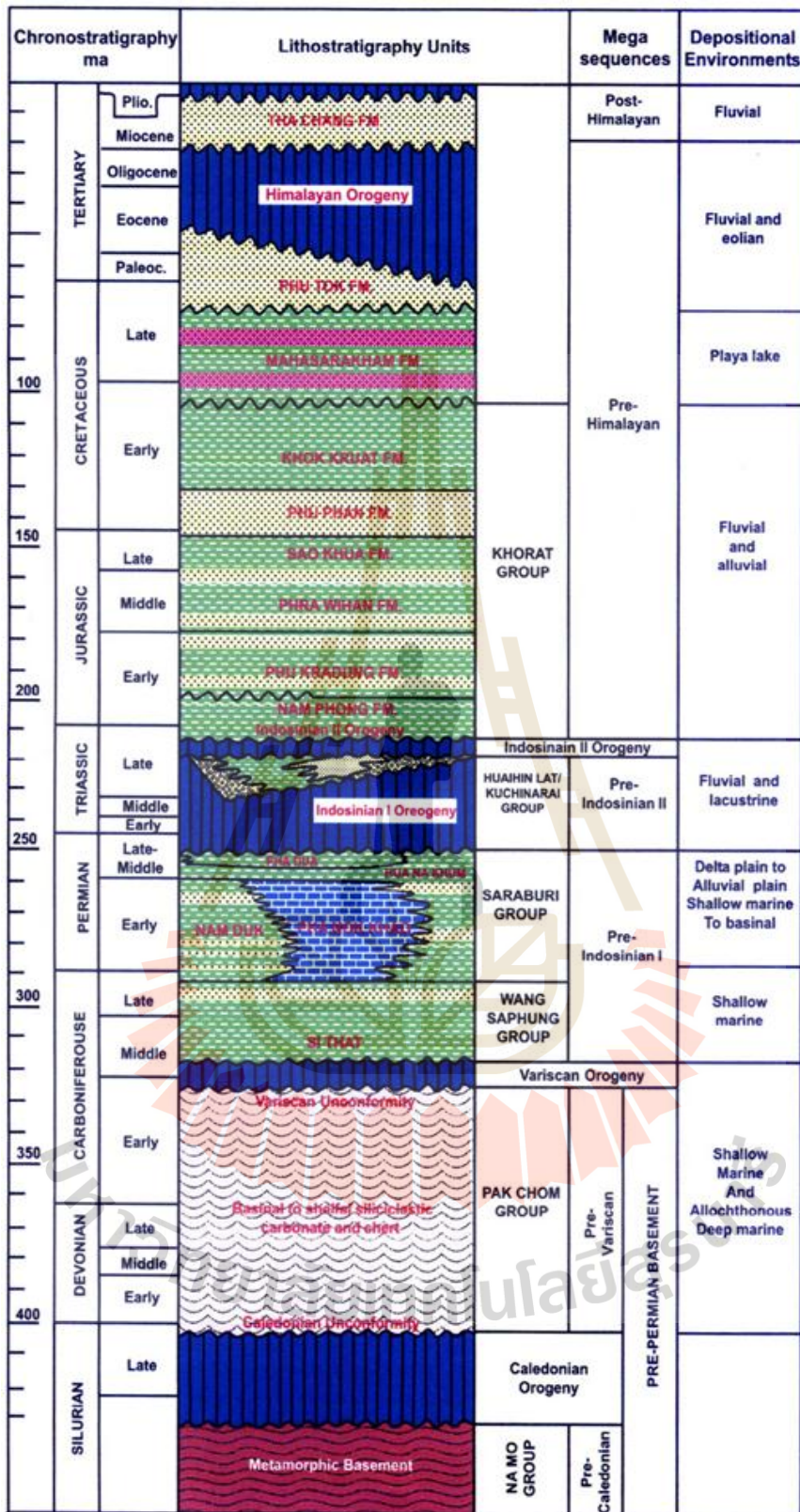
การจำแนกลำดับชั้นหินของการต่อเนื่องของหินชั้นถูกกำหนดให้สัมพันธ์กับลักษณะโครงสร้างและประวัติกระบวนการแปรสัณฐาน (Tectonic History) การลำดับการต่อเนื่องของชั้นหินในบริเวณที่ราบสูงโคราชมีอายุตั้งแต่มหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic) ถึงมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic) การกำหนดอายุชั้นหินมหายุคพาลีโอโซอิกค่อนข้างถูกต้องเนื่องจากมีสัตว์ทะเลอาศัยอยู่มาก ซึ่งการลำดับการตะกอนตามแนวตั้งจะสะท้อนให้เห็นถึงลักษณะความหลากหลายของสภาพแวดล้อมของการตกตะกอนตั้งแต่การตกในทะเลจนถึงการตกตะกอนบนพื้นทวีป (ตั้งแต่ทะเลสาบไปถึงตะกอนแม่น้ำ) ชั้นตะกอนที่ทับถมกันในที่ราบสูงโคราช สามารถแบ่งกลุ่มลำดับการตะกอน โดยการแบ่งอยู่บนพื้นฐานลักษณะความไม่ต่อเนื่องของชั้นหินและอาจอ้างถึงการเปลี่ยนแปลงหน่วยชั้นหินของเปลือกโลก แสดงไว้ในรูปที่ 2.4 และมีรายละเอียดดังนี้



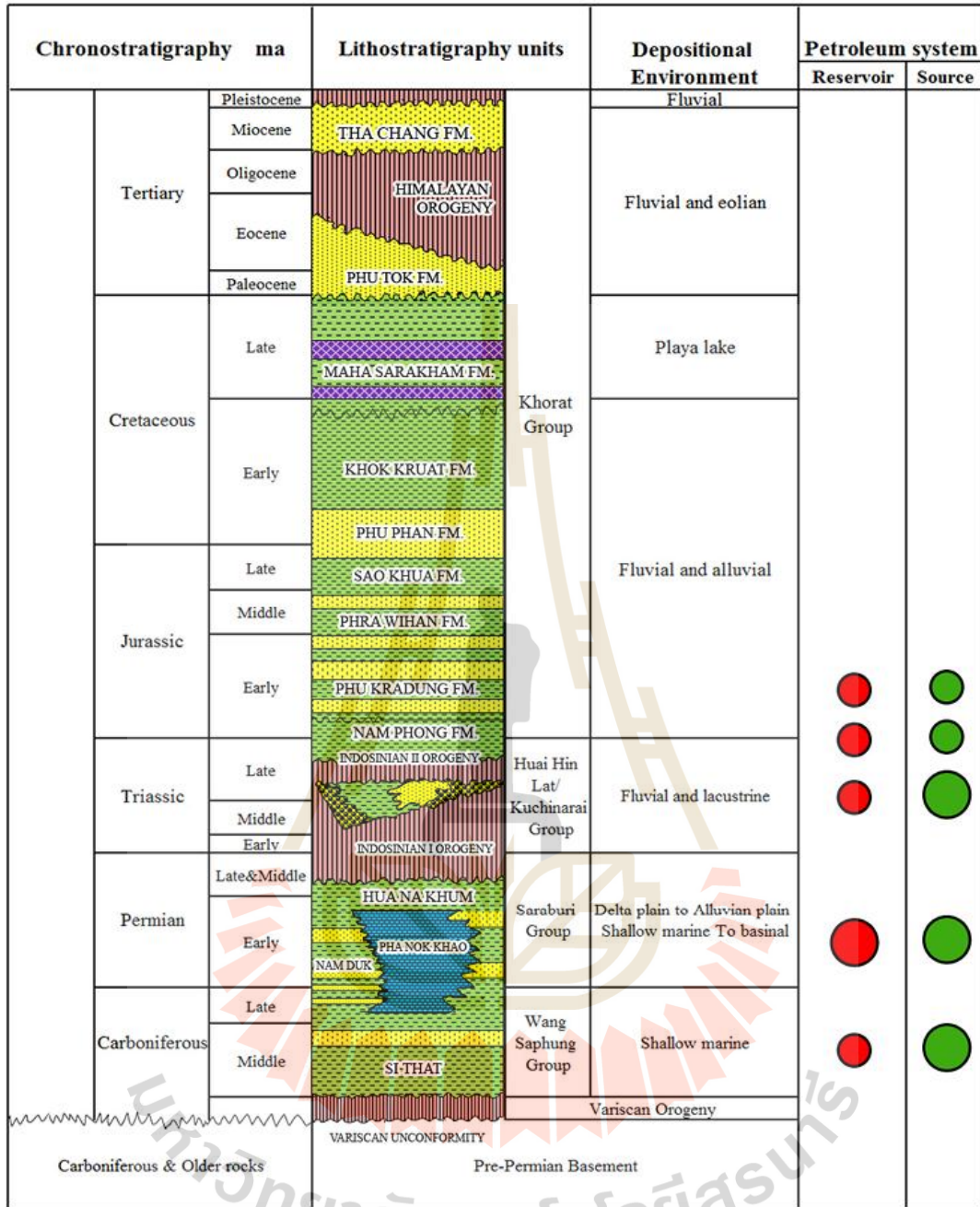
รูปที่ 2.3 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กรมทรัพยากรธรณี, 2530)



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



รูปที่ 2.4 การลำดับชั้นหินของภาคตะวันออกเฉียงเหนือสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และโครงสร้างปิโตรเลียม (สุนทรและนเรศ, 2548)



รูปที่ 2.4 การลำดับชั้นหินสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และโครงสร้างปิโตรเลียม (สุนทรและนเรศ, 2548) (ต่อ)

3.1 หินมหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic Rocks)

หินยุคไซลูเวียน

กลุ่มหินนาโม (Na Mo Group) หินกลุ่มนี้มีอายุตอนกลางยุคไซลูเวียน เป็นหินที่แก่ที่สุด วางตัวเป็นหินพื้นฐานรองรับชั้นหินในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ หินโผล่ตามแนวแม่น้ำโขง บริเวณจังหวัดเลย หินส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินแปรเกรดต่ำ จัดอยู่ในชั้น upper greenschist facies ได้แก่ หินคลอไรต์ซีสต์ หินควอร์ตไซต์ หินเมตาทัฟฟ์ และหินฟิลไลต์

หินยุคดีโวเนียน - หินยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น

กลุ่มหินปากชม (Pak Chom Group) ประกอบด้วยหินที่ตกตะกอนในทะเลตื้น ได้แก่ หินปูน หินแกรนิต หินดินดาน หินกรวดมน และหินทัฟฟ์ ส่วนชั้นหินเชิร์ตที่พบแทรกสลับเป็นชั้นหินที่เกิดในทะเลลึก กลุ่มหินปากชมวางตัวอยู่บนกลุ่มหินนาโมแบบรอยชั้นไม่ต่อเนื่อง

กลุ่มหินปากชม จัดตั้งโดย สงัด พันธุ์โอภาส (Bunopas, 1981) ใช้เรียกชั้นหินดินดานและหินเชิร์ต ที่พบในบริเวณทางเหนือของจังหวัดเลย กลุ่มหินนี้จะพบเฉพาะบริเวณตะวันตกเฉียงเหนือของที่ราบสูงโคราช ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของ Loei Fold Belt

ซากดึกดำบรรพ์ปะการังอายุยุคดีโวเนียนพบในหินปูนที่ริมฝั่งแม่น้ำโขงที่บ้านม่วง บนฝั่งประเทศไทย และบ้านวังบนฝั่งประเทศลาว (Fontaine, 1990) ส่วนซากดึกดำบรรพ์เรติโอลาเรียนมีตั้งแต่ยุคดีโวเนียนตอนปลายถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น ในบริเวณอำเภopakชมจังหวัดเลย และตามทางหลวง ปากชม-เลย (Sashida et al., 1993)

จากการศึกษาโดย Sashida et al. (1993) ซากดึกดำบรรพ์ชนิด *Palaeoscleridium cladophorum* Deflandre และ *Helenifora laticlavium* Nazarov and Ormiston ที่พบตามทางหลวงปากชม-เลย และที่ร่องน้ำข้างถนนทางทิศตะวันออกของภูหลวง หรือในเหมืองแมงกานีสที่ภูซาง และที่เหมืองร้างทางทิศใต้ของภูหนองหญ้าปล้อง เป็นเรติโอลาเรียนอายุดีโวเนียนตอนปลาย (สมัย Frasnian) ซึ่งเคยมีผู้พบในทวีปออสเตรเลียตะวันตกและออสเตรเลียตะวันออก ซากดึกดำบรรพ์ชนิด *Entactinia variospina* (Won), *Archocyrtium coronaesimili* Won, *A. riedeli* Deflandre, *A. cfr. ludicrum* Deflandre ที่อำเภopakชม และริมถนนเลียบบนแม่น้ำโขง ทางทิศตะวันตกของอำเภopakชม มีอายุในยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น (สมัย Tournaisian) ซึ่งเคยพบในประเทศเยอรมนี และออสเตรเลียตะวันออก

หินยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนปลาย

กลุ่มหินวังสะพุง (Wang SaPhung Group) โผล่ให้เห็นชัดเจนในบริเวณอำเภอวังสะพุง จังหวัดเลย บริเวณห้วยบุญหนักกับห้วยคีน และบ้านนาหนอง พบแนวสัมผัสค่อนข้างชัดเจนบริเวณเทือกเขาต้านตะวันตกของบ้านนา น้ำมัน บ้านหนองดอกบัว แผ่กระจายคลุมบริเวณด้านตะวันออกของตัวจังหวัดเลย และวางตัวรองรับหินยุคเพอร์เมียนตอนล่าง

ส่วนล่างสุดของกลุ่มหินประกอบด้วยหินกรวดมน ซึ่งมีเม็ดกรวดประกอบด้วยแร่ควอร์ตซ์ หินควอร์ตไซต์ หินเชิร์ต มีขนาดใหญ่สุดประมาณ 18 เซนติเมตร โดยมีหินทรายเป็นตัวประสานในบางชั้นตัวประสานเป็นพวกดินดานเนื้อทรายสีเทาแกมเขียว หินกรวดมนนี้แทรกสลับด้วยชั้นหินดินดาน และหินทรายเนื้อทัฟฟ์ สีเทาดำและเทาแกมเขียว ในตอนบนของชั้นนี้หินกรวดมนค่อยๆ ลดน้อยลงโดยมีหินอื่นแทรกสลับหนาขึ้นจนกระทั่งตอนบนๆ จึงเป็นชั้นของหินดินดานและหินทรายสีน้ำตาลแกมเทา

ส่วนกลางของหมวดหินนี้เป็นพวกหินทราย หินทรายแป้ง หินดินดาน สีแดงคล้ำบางส่วนเป็นพวกไมกาเขียวส กลุ่มทับด้วยพวกหินเนื้อดิน และหินปูนเนื้อทราย โดยมีหินดินดานและหินทราย สีน้ำตาลแกมเทาสลับอยู่ไม่มากนัก ถัดขึ้นมาประกอบด้วยหินดินดาน และหินทรายสีน้ำตาลแกมเทาสลับด้วยชั้นหินปูนสีเทาดำเป็นบางส่วน

ส่วนบนสุดของหมวดหินวังสะพุง ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 2 หน่วย คือ หน่วยหินช่วงล่างพวกเนื้อละเอียดและหน่วยหินช่วงบนพวกเนื้อหยาบหน่วยหินเนื้อละเอียด หนาประมาณ 140 เมตร ประกอบด้วยหินดินดานสีน้ำตาล หินดินดานเนื้อปูนสีเทาเขียว โดยมีชั้นของหินปูนแทรกสลับอยู่ประมาณ 10 ชั้น แต่ละชั้นหนาประมาณ 2-15 เมตร มีชั้นหินดินดานสีน้ำตาลแดงและ หินทรายแป้งแทรกสลับอยู่ 4 ชั้น แต่ละชั้นหนาประมาณ 2-4 เมตร

หน่วยหินเนื้อหยาบ หนาประมาณ 300 เมตร ประกอบด้วยหินทราย เกิดเป็นชั้นบางๆ สีเทาขาว ถึงเทาแกมเขียว พวกชั้นหินสีแดงและชั้นหินกรวดมน และหินทราย พบว่ามีหินปูนสีเทาขาวถึงเทาดำแทรกสลับอยู่ 4 ชั้น แต่ละชั้นหนาประมาณ 1-5 เมตร หินหน่วยนี้วางตัวอยู่ล่างหินปูนยุคเพอร์เมียนตอนล่าง

หินยุคเพอร์เมียน

กลุ่มหินสระบุรี (Sa raburi Group) บริเวณ จังหวัดเพชรบูรณ์หนองบัวลำภู ชัยภูมิ และตะวันตกเฉียงเหนือของจังหวัดขอนแก่น ได้มีการจำแนกออกเป็น 3 หมวดหิน (Chonglakmani and Sattayarak, 1984) จากล่างขึ้นบนดังนี้

1) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) หมวดหินผานกเค้าตั้งชื่อโดย Chonglakmani และ Sattayarak (1984) และมีตำแหน่งแบบฉบับอยู่ที่ผานกเค้า อำเภอกู่กระดิงจังหวัดเลย กระจายตัวทางด้านตะวันออกเฉียงใต้ของจังหวัดเลย ต่อเนื่องถึงด้านตะวันออกของจังหวัดเพชรบูรณ์ การลำดับชั้นของหมวดหินเทียบสัมพันธ์ได้กับหมวดหินน้ำมโหฬารในพื้นที่จังหวัดเลย และหมวดหินเขาขวางในพื้นที่จังหวัดสระบุรี

หมวดหินประกอบไปด้วยหินปูนสีเทา ขนาดตั้งแต่ชั้นบางถึงเป็นปื้น มีหินดินดาน สีเทาชั้นบางแทรกสลับบ้าง ในเนื้อหินปูนมีหินเชิร์ตเป็นเลนส์ หรือชั้นบางแทรกสลับ

2) หมวดหินหัวนาคำ (Hua Na Kham Formation) เป็นหมวดหินที่กระจายตัวเป็นบริเวณแคบๆ ทางด้านตะวันออกเฉียงใต้ ของจังหวัดเลย และตะวันตกเฉียงเหนือของ

จังหวัดชัยภูมิ บริเวณตำแหน่งแบบฉบับ อยู่ที่บ้านหัวนาคำ จังหวัดชัยภูมิ

ชั้นหินประกอบด้วยหินดินดานสีเทา หินทรายสีน้ำตาลเหลือง และหินปูนสีเทาชั้นบางและเป็นกระเปาะ อายุเพอร์เมียนตอนกลาง

3) หมวดหินน้ำดุก (Nam Duk Formation) กระจายตัวเป็นแนวยาวในทิศทางเหนือ-ใต้ ด้านตะวันออกของจังหวัดเพชรบูรณ์ ตะวันตกเฉียงใต้ของจังหวัดเลย และด้านตะวันตกของจังหวัดขอนแก่น ตำแหน่งแบบฉบับ อยู่ที่บริเวณบ้านน้ำดุก อำเภอหล่มสัก จังหวัดเพชรบูรณ์ บริเวณกิโลเมตร.16-24 ตามเส้นทางหล่มสัก-ชุมแพ

ชั้นหินประกอบด้วย หินดินดานสีเทาจนถึงดำจนถึงสีน้ำตาลแกมเหลือง เม็ดละเอียด และหินปูน สีเทาจนถึงเทาเข้ม แสดงลักษณะชั้นดี เป็นชั้นขนาดบางถึงหนา และแสดงลักษณะ Bouma-sequence

3.2 หินมหายุคมีโซโซอิก (Mesozoic Rocks)

หินยุคไทรแอสซิก (Triassic Rocks)

กลุ่มหินห้วยหินลาด (Huai Hin Lat Group) เป็นหมวดหินล่างสุดของชั้นหินที่ตกตะกอนบนภาคพื้นทวีป Iwai et al. (1966) ตั้งชื่อหมวดหินนี้โดยมีตำแหน่งชั้นหินแบบฉบับอยู่บริเวณห้วยหินลาด ซึ่งไหลผ่านถนนสายชัยภูมิ-ชุมแพ-เลย บริเวณกิโลเมตรที่ 252 ต่อมา Bunopas (1971) กล่าวถึงหมวดหินน้ำผาว่า เป็นหมวดหินล่างสุดของกลุ่มหินโคราช และต่อมา Chonglakmani และ Sattayarak (1978) รวบรวมหมวดหินนี้ให้เป็นหมวดหินห้วยหินลาด เนื่องจากมีลักษณะหินและการวางตัวลำดับชั้นหินที่เหมือนกัน

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน (Stratigraphic relations) หมวดหินห้วยหินลาดวางตัวไม่ต่อเนื่อง (unconformable contact) กับหมวดหินน้ำดุกและชั้นหินปูนอายุเพอร์เมียน ตอนบน และกับหมวดหินน้ำพองที่วางตัวอยู่บนนั้นมียอยสัมผัสแบบค่อยๆเปลี่ยนแปลง (Chonglakmani และ Sattayarak, 1979)

ลักษณะทางกายภาพของหิน (Lithology) หมวดหินห้วยหินลาดบริเวณตำแหน่งชั้นหินแบบฉบับ (type section) แบ่งออกได้เป็น 2 ส่วน คือ ส่วนล่างหนา 200 เมตร ประกอบด้วยหินกรวดมนพื้นฐาน โดยมีหินปูนสลับอยู่ด้านบนเล็กน้อย ส่วนบนหนา 50 เมตร ประกอบด้วยหินทรายและหินโคลนสีเทา สลับกัน มีหินปูนปนโคลนสีเทาดำแทรกซึ่งเมื่อผู้มีสีขาว ในพื้นที่อื่นๆ หมวดหินนี้ประกอบด้วยหินกรวดมนพื้นฐาน หินทรายสลับหินโคลน และหินโคลนสีเทาดำที่มีแร่ยิปซัมสลับเป็นบางชั้น

ความหนาและการแผ่กระจาย (Thickness and distribution) ความหนาของหมวดหินห้วยหินลาดบริเวณตำแหน่งชั้นหินแบบฉบับ มีความหนา 250 เมตร แต่ในพื้นที่อื่นๆความหนาแปรเปลี่ยนอยู่ในช่วง 100-400 เมตร หมวดหินนี้แผ่กระจายกว้างขวางในพื้นที่ขอบตะวันตกของที่

ราบสูงโคราช เช่น บริเวณอำเภอวังสะพุง อำเภอทาลี่ จังหวัดเลย อำเภอสี่หมุก อำเภอชุมแพ จังหวัดขอนแก่น อำเภอกอนสาร อำเภอภูเขียว จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอเมือง อำเภอหล่มสัก อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์ เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ (Paleo environment and paleoclimate) จากการศึกษาการเรียงลำดับชั้นหิน ลักษณะทางกายภาพและส่วนประกอบของหิน และซากดึกดำบรรพ์ที่พบ ชั้นหินของหมวดหินห้วยหินลาดเกิดจากการสะสมตัวในที่ราบลุ่มเชิงเขา ภายใต้ภูมิประเทศที่ไม่ราบเรียบ บางบริเวณมีหนองน้ำเล็กๆ ซึ่งในน้ำมีสารละลายของปูนอยู่สูงในสภาวะภูมิอากาศที่ค่อนข้างร้อนชื้นและค่อย ๆ เปลี่ยนเป็นกึ่งแห้งแล้ง (slightly humid to semi-arid conditions)

หินยุคจูแรสซิก (Jurassic Rocks)

กลุ่มหินโคราช (Khorat Group) เป็นหินที่สะสมตัวกวดทับแอ่งสะสมตะกอนเดิม ประกอบด้วยลำดับหินที่หนาเป็นหินดินเหนียวสีแดง หินทรายแป้ง หินทราย และหินกรวด กลุ่มหินโคราชแบ่งออกเป็นหมวดหินออกได้เป็นชุดน้ำพอง ภูกระดึง พระวิหาร เสาขรัว ภูพาน และโคกกรวด ยกเว้นหินชุดห้วยหินลาด และมหาสารคามซึ่งก่อนหน้านี้ถูกจัดอยู่เป็นส่วนหนึ่งของหินชุดโคราช (Sattayarak et al., 1996)

หมวดหินน้ำพอง

ข้อมูลทั่วไป Ward and Bunnag (1964) เป็นผู้ตั้งหมวดหินน้ำพอง (Nam Phong Formation) โดยให้มีที่ตั้งแบบฉบับตามแนวลำน้ำพองและลำพองโก ซึ่งอยู่ในเขตอำเภอกูกระดิง จังหวัดเลย

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินน้ำพองกับหมวดหินห้วยหินลาดที่วางตัวอยู่ล่างเป็นแบบค่อยๆ เปลี่ยนแปลง Chonglakmani and Sattayarak (1979) สรุปว่ารอยสัมผัสส่วนล่างของลำดับชั้นล่างของหมวดหินน้ำพอง ซึ่งมีสีน้ำตาลแกมแดงกับส่วนบนของหมวดหินห้วยหินลาดนั้น มีลักษณะค่อยๆ เปลี่ยนแปลง คือมีการสลับตัวของหินทั้งสองสี ดังนั้นจึงให้ส่วนล่างสุดของหมวดหินน้ำพองอยู่ที่จุดล่างสุดของหินกรวดมน สีน้ำตาลแกมแดงชั้นล่างสุด นั่นคือเฉพาะลำดับชั้นส่วนกลางและส่วนบนเท่านั้นที่เป็นหมวดหินน้ำพอง ส่วนลำดับชั้นล่างของหมวดหินน้ำพองนั้นให้เป็นส่วนบนของหมวดหินห้วยหินลาด อย่างไรก็ตาม ในบางแห่งไม่พบว่าหมวดหินน้ำพองวางตัวอยู่บนหมวดหินห้วยหินลาด

ลักษณะทางกายภาพของหิน Ward and Bunnag (1964) แบ่งลำดับชั้นของหมวดหินนี้ออกเป็น 3 ส่วน คือ ส่วนล่างเป็นกลุ่มหินทรายแป้ง หินทราย และหินโคลน สีน้ำตาลแกมแดงมีความคงทนต่อการผุพังทำลายน้อย

ลำดับชั้นบริเวณส่วนกลาง ประกอบด้วยหินทรายและหินกรวดมน ชั้นหนาซึ่งมีกรวดขนาดประมาณ 5 เซนติเมตร ของแร่ควอตซ์ หินเชิร์ต หินทรายแป้ง สีน้ำตาลแกมแดง และหิน

อัคนี โดยเฉลี่ยแล้วเม็ดกรวดมีขนาดไม่เกิน 2 เซนติเมตร

ลำดับชั้นส่วนบนประกอบด้วย หินดินดาน หินโคลน และหินทรายแป้ง สีน้ำตาลแกมแดง ลักษณะคล้ายคลึงกับลำดับชั้นด้านล่าง

ความหนาและการแผ่กระจาย ความหนาของหมวดหินน้ำพองบริเวณที่ตั้งแบบฉบับ มีความหนา 1,465 เมตร และแปรเปลี่ยนอยู่ในช่วง 100-1,500 เมตร ในพื้นที่อื่น ๆ

หมวดหินนี้แผ่กระจายกว้างขวางในพื้นที่ขอบตะวันตกของที่ราบสูงโคราช ตามแนวการแผ่กระจายของหมวดหินห้วยหินลาด เช่น บริเวณอำเภอวังสะพุง อำเภอทาลิ่ง จังหวัดเลย อำเภอสีชมพู อำเภอชุมแพ จังหวัดขอนแก่น อำเภอกอนสาร อำเภอภูเขียว จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอเมือง อำเภอหล่มสัก อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์ เป็นต้น นอกจากนี้หมวดหินน้ำพองยังพบได้อีกในบริเวณอำเภอเมือง อำเภอศรีบุญเรือง จังหวัดหนองบัวลำภู และอำเภอภูเวียง อำเภอหนองเรือ จังหวัดขอนแก่น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินน้ำพองเกิดจากการสะสมตัวของตะกอนในที่ราบลุ่มเชิงเขาในระยะแรกและเปลี่ยนไปเป็นการตกตะกอนในแม่น้ำแบบโค้งตัว (meandering river) ที่มีกระแสน้ำรุนแรงตามร่องน้ำและหลังจากนั้นเป็นการตกตะกอนบริเวณสองฝั่งของที่ราบลุ่มแม่น้ำ ในสภาวะภูมิอากาศที่ค่อนข้างกึ่งแห้งแล้ง (semi-arid condition)

หมวดหินภูกระดึง

ข้อมูลทั่วไป Ward and Bunnag (1964) ตั้งชื่อหมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) ตามชื่อภูภูกระดึง ที่ตั้งแบบฉบับอยู่ที่ลำพองโก และตามเส้นทางเดินเท้าขึ้นภูกระดึง จากเชิงเขาถึงชำแอก

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินภูกระดึงกับหมวดหินน้ำพองที่วางตัวอยู่ล่าง จากหลักฐานของ seismic profiles หมวดหินภูกระดึงวางตัวไม่ต่อเนื่อง (unconformable contact) กับหมวดหินน้ำพอง (Sattayarak *et al.*, 1991) จากการลำดับชั้นหินสภาวะอากาศโบราณและสภาวะแวดล้อมของการตกตะกอนที่คล้ายคลึงกันของทั้งสองหมวดหิน

อนุมานได้ว่าความสัมพันธ์ควรเป็นแบบต่อเนื่อง ส่วนความสัมพันธ์กับหมวดหินพระวิหารที่วางตัวอยู่ข้างบนเป็นแบบต่อเนื่อง

ลักษณะทางกายภาพของหิน Ward and Bunnag (1964) แบ่งลำดับชั้นของหมวดหินนี้ออกเป็น 3 ส่วน โดยที่ขอบเขตล่างสุดของหน่วยหินภูกระดึงให้เป็นจุดล่างสุดของหินทรายแป้ง ซึ่งมีปูนเป็นน้ำยาประสาน และมีหินปูนชั้นบาง ๆ ประมาณ 1-5 เซนติเมตร สลับอยู่ส่วนขอบเขตบนสุดนั้นให้เป็นจุดบนสุดของหินสีเทาแกมแดง ที่วางตัวอยู่ล่างของหินทราย สีขาวไม่แสดงชั้นซึ่งเป็นชั้นล่างสุดของหมวดหินพระวิหาร

ในพื้นที่อื่นๆ หมวดหินภูกระดึงประกอบด้วยหินทรายแป้ง หินโคลน หิน

ทราย และหินกรวดมน สีแดงปนม่วง นอกจากนี้ยังพบชั้น calcrete nodules, caliches และ nodular silcrettes อยู่ในชั้นบนสุดของหินโคลน ในบางแห่งมีหินทรายสีขาวปนเทาชั้นหนา 5-10 เมตร สลับอยู่หลายชั้น

ความหนาและการแผ่กระจาย ความหนาของหมวดหินภูกระดึงบริเวณที่ตั้งแบบฉบับ มีความหนา 1,001 เมตร และแปรเปลี่ยนอยู่ในช่วง 800-1,200 เมตร ในพื้นที่อื่น ๆ

หมวดหินนี้แผ่กระจายกว้างขวางในพื้นที่ขอบตะวันตกของที่ราบสูงโคราช ตามแนวการแผ่กระจายของหมวดหินห้วยหินลาดและหมวดหินน้ำพอง เช่น บริเวณอำเภอวังสะพุง อำเภอทาลิ่ง จังหวัดเลย อำเภอสีชมภู อำเภอชุมแพ จังหวัดขอนแก่น อำเภอกอนสาร อำเภอภูเขียว จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอเมือง อำเภอหล่มสัก อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์ เป็นต้น นอกจากนี้หมวดหินภูกระดึงยังพบอีกทั่วไปในที่ราบสูงโคราช เช่น เทือกเขาภูพาน ภูเวียง ในบริเวณอำเภอเมือง อำเภอศรีบุญเรือง จังหวัดหนองบัวลำภู และอำเภอภูเวียง อำเภอหนองเรือ จังหวัดขอนแก่น อำเภอเลิงนกทา จังหวัดยโสธร อำเภอโพธิ์ไทร จังหวัดอุบลราชธานี อำเภอตาพระยา จังหวัดสระแก้ว และอำเภอคลองใหญ่ จังหวัดตราด เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหิน และซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินภูกระดึงเกิดจากการสะสมตัวของตะกอนในแม่น้ำแบบโค้งตัว (meandering river) ที่มีกระแสน้ำรุนแรงตามร่องน้ำและหลังจากนั้นจึงเป็นการตกตะกอนบริเวณสองฝั่งของที่ราบลุ่มแม่น้ำ หนอง และ บึง ในสภาวะภูมิอากาศที่ค่อนข้างกึ่งแห้งแล้ง (semi-arid condition) (Meesook, 2000)

หมวดหินพระวิหาร

ข้อมูลทั่วไป อาจารย์นิธิพัฒน์ ชาลีจันทร์และอาจารย์ดิน บุนนาค เป็นผู้ตั้งชื่อหินพระวิหารเมื่อปี 2497 โดยจัดเป็นหมวดหินมีที่ตั้งแบบฉบับอยู่ที่เขาพระวิหาร ประเทศกัมพูชา ต่อมา Ward and Bunnag (1964) ได้ยกฐานะเป็นหมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) ซึ่งหมู่หินพระวิหารของ ชาลีจันทร์ และดิน บุนนาค อาจจะเปรียบเทียบกับหมวดหินพระวิหาร หมวดหินเสาขัว และหมวดหินภูพานของ Ward and Bunnag รวมกัน โดยหมวดหินเสาขัวในบริเวณนั้นจะบางลง และมีหินสีขาวเพิ่มมากขึ้น

Ward และ Bunnag (1964) ศึกษาลำดับชั้นของกลุ่มหินโคราช ตามทางเดินขึ้นยอดภูกระดึง และให้หน่วยหินพระวิหารอยู่บริเวณชำแหก โดยประกอบด้วยหินเพียง 2 ชั้น มีความหนารวม 56 เมตร

อย่างไรก็ตามหน่วยหินพระวิหารในความหมายของนักธรณีวิทยาชาวญี่ปุ่น ที่มาทำงานวิจัยการลำดับชั้นหินในประเทศไทยนั้นจะรวมหมวดหินเสาขัวเข้าไปด้วย

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน โดยทั่วไปความสัมพันธ์ของหมวดหินพระวิหารกับหมวดหินภูกระดึงและหมวดหินเสาขัวที่วางตัวอยู่ล่างและบนตามลำดับเป็นแบบต่อเนื่อง ส่วน

ความสัมพันธ์ของหมวดหินพระวิหารกับหมวดหินภูกระดึง เช่น ในพื้นที่เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่าภูสีฐาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งบริเวณหินโผล่ตามเส้นทางหมายเลข 2287(อำเภอเขาวง-อำเภอดงหลวง) รวมทั้ง Seismic profiles ในพื้นที่ใกล้เคียง พบว่าหมวดหินพระวิหารวางตัวเป็นชั้นต่อเนื่อง (conformable contact) กับหมวดหิน ภูกระดึงลักษณะ sequence boundary โดยการตกตะกอนแบบ non-marine จากสภาวะแวดล้อม meandering river เปลี่ยนแปรเป็น braided river systems ถึงแม้ว่าความสัมพันธ์ของหมวดหินพระวิหารกับหมวดหินเสาขัวที่วางตัวอยู่ชั้นบนไม่พบในพื้นที่เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่าภูสีฐานเนื่องจากถูกปกคลุมด้วยชั้นดิน แต่จากการเปรียบเทียบกับรอยสัมผัสที่พบต่อเนื่องกันในพื้นที่ใกล้เคียง จึงอนุมานได้ว่าความสัมพันธ์ของหมวดหินพระวิหารและหมวดหินเสาขัวเป็นแบบต่อเนื่อง (conformable contact) และความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้เกี่ยวข้องและคล้ายกับการเปลี่ยนแปลงจากหมวดหินภูกระดึงไปยังหมวดหินพระวิหาร โดยเปลี่ยนแปลงในทางกลับกันคือการเปลี่ยนจากสภาวะแวดล้อมของการตกตะกอนจาก braided river เป็น meandering river deposits ในสภาวะอากาศในสมัยโบราณจาก slightly humid to semi-arid conditions

ลักษณะทางกายภาพของหิน โดยทั่วไปหมวดหินพระวิหารประกอบด้วยหินทราย (sandstones) สีขาวปนเหลือง เม็ดละเอียดถึงหยาบ มีการคัดขนาดและความมนดี ประกอบด้วยเม็ด ควอตซ์เป็นส่วนใหญ่ นอกจากนี้ยังมีหินทรายแป้ง (siltstones) หินโคลน (mudstones) ชั้นบางๆและหินกรวดมน (conglomerates)

ความหนาและการแผ่กระจาย โดยทั่วไปหมวดหินพระวิหารมีความหนา 100-250 เมตร ในพื้นที่บางแห่งเช่นพื้นที่เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่าภูสีฐาน ในเทือกเขาภูพานมีความหนาโดยเฉลี่ย 30 เมตร โดยแปรเปลี่ยนจากช่วง 20-50 เมตร โดยที่ความหนาในพื้นที่นี้ไม่หนามากเมื่อเทียบกับหมวดหินพระวิหารในพื้นที่อื่นๆ

หมวดหินพระวิหารแผ่กระจายกว้างขวางทั่วทั้งราบสูงโคราชในพื้นที่บริเวณเดียวกันกับการแผ่กระจายของหมวดหินภูกระดึงที่กล่าวมาแล้ว แต่ที่แผ่กระจายมากที่สุดได้แก่บริเวณอำเภอคำม่วง อำเภอสมเด็จ อำเภอห้วยผึ้ง จังหวัดกาฬสินธุ์ และอำเภอเกษตรสมบูรณ์ จังหวัดชัยภูมิ อำเภอกันทรลักษ์ จังหวัดศรีสะเกษ อำเภอตาพระยา จังหวัดสระแก้ว เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินพระวิหารเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนจากแม่น้ำชนิด braided and occasional meandering rivers ในสภาพภูมิอากาศที่ค่อนข้างกึ่งแห้งแล้งและร้อนชื้น (slightly humid conditions) (Meesook, 2000)

ในบริเวณที่หมวดหินพระวิหารเกิดจากการสะสมตะกอนโดย braided streams จะได้ชั้นหินทรายหนาสลับกันทำให้พบหินเป็นหน้าผาของภูเขาในปัจจุบัน ส่วนบริเวณที่เกิดจากแม่น้ำที่คดเคี้ยวไปมานั้นจะทำให้ได้ชั้นหินทรายที่มีความหนาน้อยลง และมีหินทรายแป้ง หรือหินโคลนสลับมากขึ้น บริเวณนี้จะมีความคงทนต่อการผุพังทำลายน้อยกว่า ดังนั้นจึงมักพบเป็นร่องรอย

หรือเนินเขาเล็ก ๆ และเมื่อมีการสร้างถนนตัดผ่านแนวเขาของหมวดหินพระวิหารก็มักจะเลือกตัดผ่านบริเวณดังกล่าว ทำให้ลักษณะของหมวดหินพระวิหารที่พบตามหน้าตัดของถนนไม่สะท้อนลักษณะที่ถูกต้องหรือลักษณะส่วนใหญ่ของหน่วยหินเท่าที่ควร

หมวดหินเสาขัว

ข้อมูลทั่วไป Ward and Bunnag (1964) ให้ชั้นหินแบบฉบับของหินหมวดเสาขัว (Sao Khua Formation) อยู่ที่ห้วยเสาขัว ทางเหนือของถนนสายอุดรธานี-หนองบัวลำภู และให้ความเห็นว่าประมาณร้อยละ 60-70 ประกอบด้วยหินทรายแป้ง สีน้ำตาลแกมแดง และปื้นสีเทา อีกประมาณร้อยละ 30 เป็นหินทราย สีแดงอ่อน เม็ดขนาดละเอียด ถึงละเอียดมาก บางชั้นมีกรวดปน หินชนิดอื่นที่พบในหมวดหินเสาขัวก็คือ หินโคลน หินกรวดมนกระเปาะปูน สีน้ำตาลแกมแดง สีเทาแกมเขียว หินปูนสีเทา และหินทรายสีขาว

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินเสาขัวกับหมวดหินพระวิหารที่วางตัวอยู่ข้างเป็นแบบต่อเนื่อง เช่นเดียวกับความสัมพันธ์ระหว่างหมวดหินเสาขัวและหมวดหินภูพานที่วางตัวอยู่ชั้นบน

ลักษณะทางกายภาพของหิน โดยทั่วไปหมวดหินเสาขัวประกอบด้วยชั้นหินสลับกันเป็นแบบ cycles ของหินโคลนปนทรายแป้งสีน้ำตาลแดง สลับกับหินทรายแป้ง หินทรายเม็ดละเอียดถึงเม็ดปานกลาง และหินกรวดมนกับชั้นของ caliches, calcrete nodules และ thin-bedded and nodular silcreted โดยทั่วไปชั้นหินของหมวดหินเสาขัวมีสีน้ำตาลแดงและมี calcreted และ silcreted หนาและเด่นชัดกว่าที่พบในหมวดหินภูกระดึงและหมวดหินโคกกรวด

จากการศึกษาธรณีวิทยาเพื่อสำรวจแร่ยูเรเนียมบริเวณภูเวียง และภูเก้า Hahn (1982) แบ่งหมวดหินเสาขัวออกเป็น 3 หน่วย คือ

หน่วย A อยู่บนสุด ประกอบด้วย หินดินดานกับหินทรายแป้ง สีแดง ถึงม่วง และหินทรายสีม่วงแกมเทา เม็ดขนาดละเอียด ถึงปานกลาง

หน่วย B ประกอบด้วย หินทรายเป็นส่วนใหญ่ มีหินกรวดมนกับหินดินดานบ้างเล็กน้อย หินทรายมีเม็ดขนาดละเอียด ถึงปานกลาง สีเทาแกมขาว เทา พบเศษซากต้นไม้ แร่ทองแดง และยูเรเนียมในหินหน่วยนี้

หน่วย C ประกอบด้วยหินดินดาน และหินทรายแป้ง สีแดงถึงม่วง สลับกับหินทราย สีแดงม่วง ชมพู และสีแดงแกมเทา

เมื่อเปรียบเทียบกับหมวดหินอื่น ๆ ในส่วนบนของกลุ่มหินโคราช หมวดหินเสาขัวจะมีการเปลี่ยนแปลงด้านข้างมากที่สุดทั้งในด้านเนื้อหิน และความหนา โดยที่บางบริเวณจะมีความหนาเพียง ประมาณ 60 เมตร ในบางบริเวณจะมีหินทรายปนกรวดสลับกับหินทรายแป้งเท่านั้น และบางบริเวณจะมี calcrete horizons หนาถึง 3 เมตร สลับอยู่

ในลำดับชั้นประมาณ 20-30 เมตร จากจุดบนสุดของหมวดหินพบ calcrete

horizons วางตัวอยู่บนหินกรวดมน และมีพบซากดึกดำบรรพ์ในหินกรวดมนเหล่านี้

ความหนาและการแผ่กระจาย โดยทั่วไปหมวดหินเสาขร้วมีความหนา ระหว่าง 200-760 เมตร ความหนาของหมวดหินเสาขร้วที่โผล่ให้เห็นในบางพื้นที่เช่นบริเวณเทือกเขาภูพานมีความหนาโดยเฉลี่ย 120 เมตร โดยแปรเปลี่ยนอยู่ในช่วงความหนาระหว่าง 50-200 เมตร

หมวดหินเสาขร้วแผ่กระจายกว้างขวางเช่นเดียวกับหมวดหินภูกระดึงและหมวดหินพระวิหารบนที่ราบสูงโคราช บริเวณที่หมวดหินเสาขร้วแผ่กระจายโผล่ให้เห็นมากที่สุด เช่นบริเวณ อำเภอภูพาน อำเภอเต่างอย จังหวัดสกลนคร และอำเภอดงหลวง จังหวัดมุกดาหาร ในแผนที่มาตราส่วน 1:50,000 ระวังภูพาน (5842-I) และระวังอำเภอเต่างอย (5842-IV) นอกจากนั้นยังวางตัวเป็นแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ของแผนที่มาตราส่วน 1:50,000 ระวังอำเภอสมเด็จ (5742-II) และระวังอำเภอภูผินารายณ์ (5842-III) และทางด้านใต้สุด ในแผนที่มาตราส่วน 1:50,000 ระวังอำเภอคำชะอี (5842-II) เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินเสาขร้วเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนจากแม่น้ำโขงตวัด ที่พบว่ามี การตกตะกอนในร่องน้ำทั้งหินกรวดมน หินทราย และตะกอนที่สะสมตัวในที่ราบน้ำท่วมขัง ในสภาพอากาศที่เป็นแบบกึ่งแห้งแล้ง โดยพบว่าหินมีสีแดงและมี caliche, calcrete nodules และ silcretes เด่นกว่าและมากกว่าในหมวดหินภูกระดึง จากการศึกษา silcretes ที่พบในหมวดหินเสาขร้วบริเวณภูเก้าพระ อำเภอดอนตาล จังหวัดมุกดาหาร แสดงให้เห็นว่าหมวดหินนี้เกิดจากการตกตะกอนในสภาวะภูมิอากาศสมัยโบราณเป็นแบบกึ่งแห้งแล้ง (Meesook, 2000)

หินยุคครีเทเชียสตอนต้น (Early Cretaceous Rocks)

หมวดหินภูพาน

ข้อมูลทั่วไป ชั้นหินแบบฉบับของหมวดหินภูพาน (Phu Phan Formation) อยู่ที่ภูผามิ่ง เทือกเขาภูพาน อำเภอเขาวง จังหวัดกาฬสินธุ์

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินภูพานกับหมวดหินเสาขร้วที่วางตัวอยู่ล่าง เป็นแบบวางตัวแบบต่อเนื่อง เช่นเดียวกับความสัมพันธ์กับหมวดหินโคกกรวดที่วางตัวอยู่บน

ลักษณะทางกายภาพของหิน โดยทั่วไปหมวดหินภูพานประกอบด้วยหินทรายสีเทาปนขาว มีขนาดเม็ดปานกลางถึงเม็ดหยาบจนถึงเม็ดขนาดหินกรวดมน เป็นชั้นหนาและมีชั้นเฉียงระดับขนาดใหญ่ทั้ง planar and trough cross-bedding โดยมีส่วนประกอบเป็นพวกควอตซ์สีขาว หินภูเขาไฟ หินเชิร์ตสีเทา เทาดำ น้ำตาลแดง ดำ เทาขาวและเขียว เม็ดตะกอนมีความมนดีแต่มีการจัดขนาดไม่ค่อยดี ในบางแห่งมีชั้นหินดินดานสีเทาดำสลับอยู่มีลักษณะเป็นเลนส์

ลักษณะเด่นของหมวดหินภูพาน คือ เป็นหินทราย และหินกรวดมน

สีน้ำตาลแกมเหลือง ส้มอ่อน เทา ชมพู และขาว เม็ดขนาดปานกลาง ถึงหยาบมาก บางชั้นของหินทราย มีกรวดปน และมีชั้นเฉียงระดับขนาดกลาง ถึงขนาดใหญ่ หินกรวดมีขนาดใหญ่ถึง 5 เซนติเมตร ส่วนใหญ่ประกอบด้วยแร่ควอตซ์ และเชิร์ต

หินชนิดอื่นที่พบในหมวดหินภูพาน ได้แก่ หินทรายแป้ง หินดินดาน หินกรวดมนกระเปาะปูน และหินทราย สีน้ำตาลแกมแดง

ความหนาและการแผ่กระจาย โดยทั่วไปความหนาของหมวดหินภูพาน มีความหนาระหว่าง 80-140 เมตร ความหนาของชั้นหินทรายของหมวดหินแตกต่างกันไปและเป็นความหนาที่เหลือจากการผุพังและถูกพัดพาไปแล้ว อย่างไรก็ตามชั้นหินของหมวดหินภูพานมักปิดอยู่บนยอดภูเขาที่มีมุมเอียงเทไม่เกิน 10 องศา ทำให้ยอดภูเขาเป็นแนวเรียบ ทั้งนี้เนื่องมาจากว่าหมวดหินภูพานประกอบด้วยหินทรายเนื้อหยาบจึงทนต่อการผุพังมากกว่าหมวดหินอื่น

หมวดหินภูพานแผ่กระจายทั่วไปในที่ราบสูงโคราช โดยเฉพาะบริเวณขอบด้านนอกของหมวดหินเสาขัว เช่น บริเวณ อำเภอภูพาน อำเภอเต่างอย จังหวัดสกลนคร อำเภอหนองสูง อำเภอกำชะอี และอำเภอดงหลวง จังหวัดมุกดาหาร เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินภูพานเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนจากแม่น้ำชนิด braided and occasional meandering rivers ที่มีปริมาณน้ำและความแรงของน้ำสูงและสูงกว่าที่เกิดขึ้นกับหมวดหินพระวิหาร ในสภาพภูมิอากาศในสมัยโบราณที่ค่อนข้างร้อนชื้นถึงกึ่งแห้งแล้ง (Meesook, 2000)

หมวดหินโคกกรวด

ข้อมูลทั่วไป Ward and Bunnag (1964) ตั้งชื่อหินหมวดโคกกรวด (Khok Kruat Formation) ตามชื่อหมู่บ้านโคกกรวด อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา ซึ่งเป็นหมู่บ้านที่พบหินหมวดนี้โผล่ และมีชั้นหินแบบฉบับอยู่ตามถนนสายมิตรภาพ

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินโคกกรวดกับหมวดหินภูพานที่วางตัวอยู่ล่างไม่โผล่ให้เห็นในพื้นที่บางแห่ง เนื่องจากถูกปกคลุมเป็นส่วนใหญ่ แต่ในการตรวจสอบในบางพื้นที่ เช่น บริเวณอำเภอโขงเจียม จังหวัดอุบลราชธานี พบว่าหมวดหินโคกกรวดวางตัวเป็นชั้นต่อเนื่อง (conformable contact) กับหมวดหินภูพานเป็นแบบ sequence boundary ใน non-marine environment จาก braided river เป็น meandering river systems ถึงแม้ว่าความสัมพันธ์ของหมวดหินโคกกรวดกับหมวดหินมหาสารคามที่วางตัวอยู่ชั้นบนไม่พบในพื้นที่บางแห่งเนื่องจากถูกปกคลุมชั้นดิน แต่จากการเปรียบเทียบกับรอยสัมผัสที่พบต่อเนื่องกัน พบว่าเป็น sharp contact กับ basal anhydrite ของหมวดหินมหาสารคาม (Hite, 1974; Hite and Japakasetr, 1979) และจาก seismic profiles (Sattayarak *et al.*, 1991) ก็ยืนยันเช่นนั้น จึงอนุมานได้ว่าความสัมพันธ์ของหมวดหินโคกกรวดและหมวดหินมหาสารคามเป็นแบบไม่ต่อเนื่อง และความสัมพันธ์

ดังกล่าวนี้เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนจากสภาวะแวดล้อมของการตกตะกอนแบบ meandering river systems ในสภาวะภูมิอากาศในสมัยโบราณจาก semi-arid เป็น arid conditions

ลักษณะทางกายภาพของหิน โดยทั่วไปหมวดหินโคกกรวดประกอบด้วยหินทราย หินทรายแป้ง หินโคลน และหินกรวดมน สีนํ้าตาลแดง สีแดงปนม่วง นอกจากนี้ยังพบชั้น calcrete nodules และ caliche อยู่ในชั้นบนสุดของหินโคลน การเรียงลำดับชั้นหินเป็นแบบการตกตะกอนเป็นช่วงๆ (cycles) เริ่มจาก channel conglomerates, channel sandstones, overbank siltstones และ flood-plain siltstones and claystones ความหนาของแต่ละช่วงจะไม่เท่ากัน บางแห่งไม่พบ channel conglomerates ในชั้นล่างสุด อย่างไรก็ตามการเรียงลำดับชั้นหินไม่เด่นเท่ากับหมวดหินภูกระดึงและหมวดหินเสาขัว

หมวดหินโคกกรวดประกอบด้วย หินทรายสีแดงอ่อน แดงแกมเทา นํ้าตาลแกมแดง ขาวนํ้าตาล ชั้นหนาถึงไม่แสดงชั้น มักมีเม็ดขนาดละเอียด บางชั้นมีการปนเล็กน้อย เม็ดกรวดมักจะเป็นหินทรายแป้ง สีนํ้าตาลแกมแดง หรือหินโคลน ส่วนกรวดของควอตซ์ และเชิร์ตพบบ้างเล็กน้อย หินชนิดอื่นที่พบสลับอยู่ คือ หินกรวดมนกระเปาะปูน หินทรายแป้ง หินดินดาน สีแดงนํ้าตาลแดง ช่วงบนของลำดับชั้นหินจะมียิปซัมเป็นชั้นบาง ๆ หรือเป็นกระเปาะในหินทราย หรือหินทรายแป้ง

ความหนาและการแผ่กระจาย โดยทั่วไปความหนาของหมวดหินโคกกรวดแปรเปลี่ยนตั้งแต่ 430-700 เมตร อย่างไรก็ตามในพื้นที่บางแห่ง เช่น บริเวณเขื่อนนํ้าพุ่งความหนาของหมวดหินโคกกรวดที่โผล่ให้เห็นประมาณ 100 เมตร

หมวดหินโคกกรวดแผ่กระจายให้เห็นในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตามขอบทั้งสองด้านของแอ่งพื้นราบของแอ่งรูปประทุน anticlinal structures) ของส่วนเหนือของเทือกเขาภูพาน ซึ่งเป็นแนวที่หมวดหินภูพานและหมวดหินเสาขัวโผล่ให้เห็น บริเวณที่หมวดหินโคกกรวดโผล่ให้เห็นบางแห่ง ได้แก่ บริเวณอำเภอนามน อำเภอห้วยผึ้ง อำเภอกุฉินารายณ์ และอำเภอสมเด็จ จังหวัดกาฬสินธุ์ อำเภอ ภูพาน อำเภอเต่างอย จังหวัดสกลนคร และอำเภอดงหลวง จังหวัดมุกดาหาร ในแผนที่มาตราส่วน 1:50,000 ระวังภูพาน (5842-I) และระวังอำเภอเต่างอย (5842-IV) นอกจากนั้นยังวางตัวเป็นแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ของแผนที่มาตราส่วน 1:50,000 ระวังอำเภอสมเด็จ (5742-II) และระวังอำเภอกุฉินารายณ์ (5842-III) เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินโคกกรวดเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนจากแม่น้ำแบบ meandering river system ในสภาพภูมิอากาศในสมัยโบราณที่ค่อนข้างกึ่งแห้งแล้ง และในช่วงปลายเป็นแบบแห้งแล้ง (Meesook, 2000)

หมวดหินมหาสารคาม

ข้อมูลทั่วไป Gardner et al. (1967) ตั้งชื่อหมวดหินมหาสารคาม (Maha Sarakham Formation) และให้ชั้นหินแบบฉบับอยู่ที่หลุมเจาะนํ้าบาดาล F-34 บริเวณบ้านเชียงเหียน

อำเภอเมือง จังหวัดมหาสารคาม ซึ่งเจาะในปี 2504 และขณะนั้นนักธรณีวิทยาเชื่อว่าบริเวณดังกล่าว เป็นใจกลางของแอ่ง

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินมหาสารคามกับ หมวดหินโคกกรวดที่วางตัวอยู่ล่าง เป็นแบบไม่ต่อเนื่อง (Sattayarak et al., 1991) ส่วนความสัมพันธ์ กับหมวดหินภูทอกและหมวดหินเขาป่ากุกที่วางตัวอยู่ด้านบนเป็นแบบต่อเนื่อง

ลักษณะทางกายภาพของหิน หมวดหินมหาสารคามเปรียบเทียบกับหน่วย หินนิรนาม (unnamed) ของ Ward and Bunnag(1964) ประกอบด้วยหินโคลน หินทรายแป้ง และ เปลือกหิน อยู่สลับกัน จากการศึกษาข้อมูลจากหลุมเจาะสำรวจโปแตซ และหลุมเจาะสำรวจปิโตรเลียม มีนักธรณีวิทยาหลายคนได้เสนอให้แยกหมวดหินมหาสารคามออกจากกลุ่มหินโคราช เช่น Sattayarak (1983,1985)

จากข้อมูลเท่าที่มีอยู่ในปัจจุบัน หมวดหินมหาสารคาม แบ่งออกได้เป็น 6 ลำดับชั้น ดังนี้

- 1) แอนไฮโดรต์ชั้นฐาน (The basal anhydrite) มีความหนาจาก 0.8 ถึง 3.3 เมตร มีรอยต่อกับหินทรายแป้งของหินชุดโคกกรวดเด่นชัดมาก ซึ่งอาจเป็นรอย disconformity
- 2) เปลือกหินชั้นล่าง (Lower Rock Salt) เป็นชั้นเปลือกหินที่มีความหนา มากที่สุด ประกอบด้วยแร่เปลือกหินชั้นหนา และแร่โปแตสเซียม ส่วนที่มีความหนาสูงสุดวัดได้ 437 เมตร
- 3) หินโคลนชั้นล่าง (Lower Claystone) มีสีน้ำตาลแกมแดง และมีจุดสีเขียว อยู่ทั่วไป มีสายแร่คาร์แนลไลต์ และเฮไลต์เล็ก ๆ อยู่ทั่วไป หินหน่วยนี้มีความหนาเฉลี่ยประมาณ 35 เมตร
- 4) เปลือกหินชั้นกลาง (Middle Rock Salt) ส่วนใหญ่ประกอบด้วยเฮไลต์ แต่ ในบางแห่งพบชั้นแอนไฮโดรต์หรือยิปซัมอยู่ด้วย หินหน่วยนี้มีความหนาเฉลี่ยประมาณ 100 เมตร
- 5) หินโคลนชั้นกลาง (Middle Claystone) มีลักษณะเหมือนหินชั้นล่างที่ กล่าวมาแล้ว แต่ไม่มีสายแร่เล็ก ๆ ของคาร์แนลไลต์ หินหน่วยนี้มีความหนาเฉลี่ยประมาณ 40 เมตร
- 6) เปลือกหินชั้นบน (Upper Rock Salt) มีความหนาจาก 3 ถึง 65 เมตร ไม่พบแร่โปแตสเซียมในหินหน่วยนี้เลย

นอกจากนี้ยังมีหินโคลนชั้นบน(Upper Claystone) ซึ่งอยู่บนสุดของชั้นหิน นิรนาม หรือ Unnamed unit ของ Ward and Bunnag (1964) หรือหินชุดมหาสารคาม หินโคลนชั้น บนประกอบด้วย หินโคลนมีชั้นหินทรายแป้ง และหินทรายแทรกสลับ หินหน่วยนี้มีรอยผิวดิวัยอยู่ ด้านล่าง ดังนั้นจึงอาจแยกออกมาจากหินชุดมหาสารคามได้

ความหนาและการแผ่กระจาย ตามข้อมูลหลุมเจาะ หมวดหินมหาสารคามมี ความหนาทั้งหมด 610 เมตร แต่คาดว่าอาจจะหนาสูงสุดถึง 1,000 เมตร ในบางแห่ง

บริเวณที่หมวดหินมหาสารคามแผ่กระจายโผล่ให้เห็นมากที่สุดได้แก่บริเวณ จังหวัดสกลนคร จังหวัดอุดรธานี จังหวัดขอนแก่น จังหวัดหนองคาย จังหวัดกาฬสินธุ์ จังหวัดร้อยเอ็ด

จังหวัดยโสธร จังหวัดอำนาจเจริญ จังหวัดอุบลราชธานี จังหวัดมหาสารคาม และจังหวัดนครราชสีมา เป็นต้น บริเวณที่ชั้นเกลือ(โดมเกลือ) ของหมวดหินนี้โผล่ให้เห็นชัดเจน ได้แก่บริเวณอำเภอบ้านดุง จังหวัดอุดรธานีอำเภอบ้านม่วง จังหวัดสกลนคร อำเภอบรบือ จังหวัดมหาสารคาม และอำเภอพิมาย จังหวัดนครราชสีมา เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและชั้นเกลือ ยิปซัม และแอนไฮไดรต์ หมวดหินมหาสารคามเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนจากน้ำเค็มที่มาจากน้ำทะเลในแอ่ง หนองและบึง ในสภาพภูมิอากาศในสมัยโบราณที่เป็นแบบแห้งแล้ง (arid condition) (Meesook, 2000)

3.3 หินมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic Rocks)

หินยุคเทอร์เชียรี (Tertiary Rocks)

หมวดหินภูทอก

ข้อมูลทั่วไป หมวดหินภูทอก (Phu Thok Formation) เป็นหมวดหินที่โผล่ให้เห็นในพื้นที่บริเวณที่ราบสูงโคราชตามขอบของแอ่งพื้นราบของแอ่งอุดรธานี-สกลนคร หมวดหินนี้ตั้งชื่อ โดยจางพันธ์ จงลักษณะณี และคณะ (2522) โดยมีชั้นหินแบบฉบับอยู่ที่ภูทอกน้อย อำเภอศรีวิไล จังหวัดหนองคาย ต่อมา สุวภาคย์ อิมสมุท (2540) ได้ศึกษาและวิจัยชั้นรายละเอียดของหมวดหินนี้ บริเวณภูทอกน้อยและภูว และได้แบ่งหมวดหินนี้ออกเป็น 4 หมู่หิน

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินภูทอกกับหมวดหินมหาสารคามที่วางตัวอยู่ข้างไม่โผล่ให้เห็นในพื้นที่ราบ แต่จากหลักฐานแห่งหินจากหลุมเจาะน้ำบาดาลที่บ้านท่าพระ จังหวัดขอนแก่น พบว่าชั้นหินสีแดงของหมวดหินภูทอกวางตัวอยู่บนชั้นเกลือของหมวดหินมหาสารคามในระดับความลึก 391 เมตร จากระดับผิวดิน แต่ในบางแห่งของแอ่งอุดรธานี-สกลนคร บริเวณลุ่มน้ำก่ำ ในพื้นที่จังหวัดสกลนคร-นครพนม พบว่าชั้นหินสีแดงของหมวดหินภูทอกวางตัวอยู่บนชั้นเกลือในระดับความลึก 98 เมตร จากระดับพื้นผิว (วีระพงษ์ ต้นสุวรรณ และนรรรัตน์ บุญกันภัย, 2541)

ลักษณะทางกายภาพของหิน จากการศึกษาของสุวภาคย์ อิมสมุท (2540) โดยทั่วไปหมวดหินภูทอก ประกอบด้วยหินทรายสองชนิด คือ หินทรายสีน้ำตาลแดงเนื้อหยาบปานกลางถึงละเอียด ชั้นหนาที่มีการวางชั้นเฉียงระดับขนาดใหญ่แทรกสลับ กับหินทรายสีแดงแกมน้ำตาลถึงแดงแกมม่วงเนื้อละเอียดมากถึงทรายแป้งมีเนื้อปูนผสมที่มีโครงสร้างแบบลอนคลื่น จากการศึกษาเดียวกันนี้ หมวดหินภูทอกสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 หมู่หิน (จากอายุแก่ถึงอ่อน) ดังนี้

หมู่หิน A ประกอบด้วยหินทรายเนื้อละเอียดมากถึงทรายแป้งชั้นหนา

หมู่หิน B ประกอบด้วยหินทรายสองชนิดสลับกันคือ หินทรายเนื้อหยาบปานกลางถึงละเอียดและหินทรายเนื้อละเอียดมากถึงขนาดทรายแป้งมีเนื้อปูนผสม

หมู่หิน C เป็นหินทรายเนื้อหยาบถึงหยาบปานกลาง

หมู่หิน D เป็นหมวดหินบนสุด มีลักษณะคล้ายหมู่หิน B

จากการศึกษาทางสีลาบรรณ หินทรายของหมวดหินภูทอกเป็นหินทรายแบบ lithic arkose-subarkose

ความหนาและการแผ่กระจาย ความหนาของหมวดหินภูทอกที่โผล่ให้เห็นในพื้นที่ภูทอกและภูวัวโดยเฉลี่ย 205 เมตร (สุภาคย์ อิมสมุท, 2540) ในแต่ละ section ความหนาของชั้นหินทรายของหมวดหินภูทอกแตกต่างกันไปและเป็นความหนาที่เหลือจากการผุพังและถูกพัดพาไปแล้ว อย่างไรก็ตามชั้นหินของหมวดหินภูทอกมักพบอยู่เป็นภูเขาโดดๆและบริเวณที่เป็นที่ราบลอนคลื่น

หมวดหินภูทอกแผ่กระจายทั่วไปในพื้นที่บริเวณภูทอกน้อย ภูทอกใหญ่ ภูสิงห์ ภูวัว ภูลังกา และบริเวณที่ราบลอนคลื่นทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน ได้แก่ บริเวณอำเภอปากคาด อำเภอบึงกาฬ อำเภอพรเจริญ อำเภอศรีวิไล อำเภอเซกา อำเภอบึงโขงหลง จังหวัดหนองคาย อำเภอบ้านแพง อำเภอท่าอุเทน อำเภอเรณูนคร และอำเภอธาตุพนม จังหวัดนครพนม อำเภอสว่างแดนดิน จังหวัดสกลนคร อำเภอบ้านไผ่ จังหวัดขอนแก่น และอำเภอบรบือ อำเภอนาเชือก จังหวัดมหาสารคาม เป็นต้น

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหิน หมวดหินภูทอกเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนทั้งจากแม่น้ำ meandering rivers ที่พัดพาเป็นครั้งคราวสลับกับการพัดพาของลม ในสภาพภูมิอากาศในสมัยโบราณที่ค่อนข้างกึ่งแห้งถึงแห้งแล้ง

4. ภูมิภาคปิโตรเลียม (Petroleum Province)

จากลักษณะธรณีฐาน ธรณีวิทยา และธรณีโครงสร้าง สามารถแบ่งภูมิภาคปิโตรเลียมของที่ราบสูงโคราช (Khorat Plateau) ได้ 5 ภูมิภาค โดยไม่รวมพื้นที่เลย-เพชรบูรณ์ และชุมแพ ซึ่งอยู่ทางด้านตะวันตกของที่ราบสูงโคราชในพื้นที่ภูมิภาคปิโตรเลียมจึงมีการศึกษาลักษณะโครงสร้างปิโตรเลียมในแต่ละภูมิภาค เพื่อใช้ในการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมที่กำหนดให้เป็นภูมิภาคปิโตรเลียมของที่ราบสูงโคราช แสดงไว้ในรูปที่ 2.5 และมีรายละเอียด ดังนี้

1) **แนวเทือกเขาภูพาน (Phu Phan anticlinorium)** แนวเทือกเขาภูพานประกอบด้วย โครงสร้างแบบประทุนคว่ำและประทุนหงายสลับซับซ้อน วางตัวอยู่ในแนว NW-SE เริ่มจากแนวเขาน้ำพอง เขาสวนกวาง เทือกเขาภูพาน และผาแต้มทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือรองรับด้วยชั้นหินเพอร์ม-คาร์บอนิเฟอรัส และชุดหินส่วนล่างของกลุ่มหินโคราช (Pre-Khorat rock) อายุไทรแอสสิก ส่วนหินชั้นบนสุดประกอบด้วย ชั้นหินสีแดงของกลุ่มหินโคราชอายุจูแรสสิก-ครีเทเชียส มีการคดโค้งบ้างเล็กน้อย

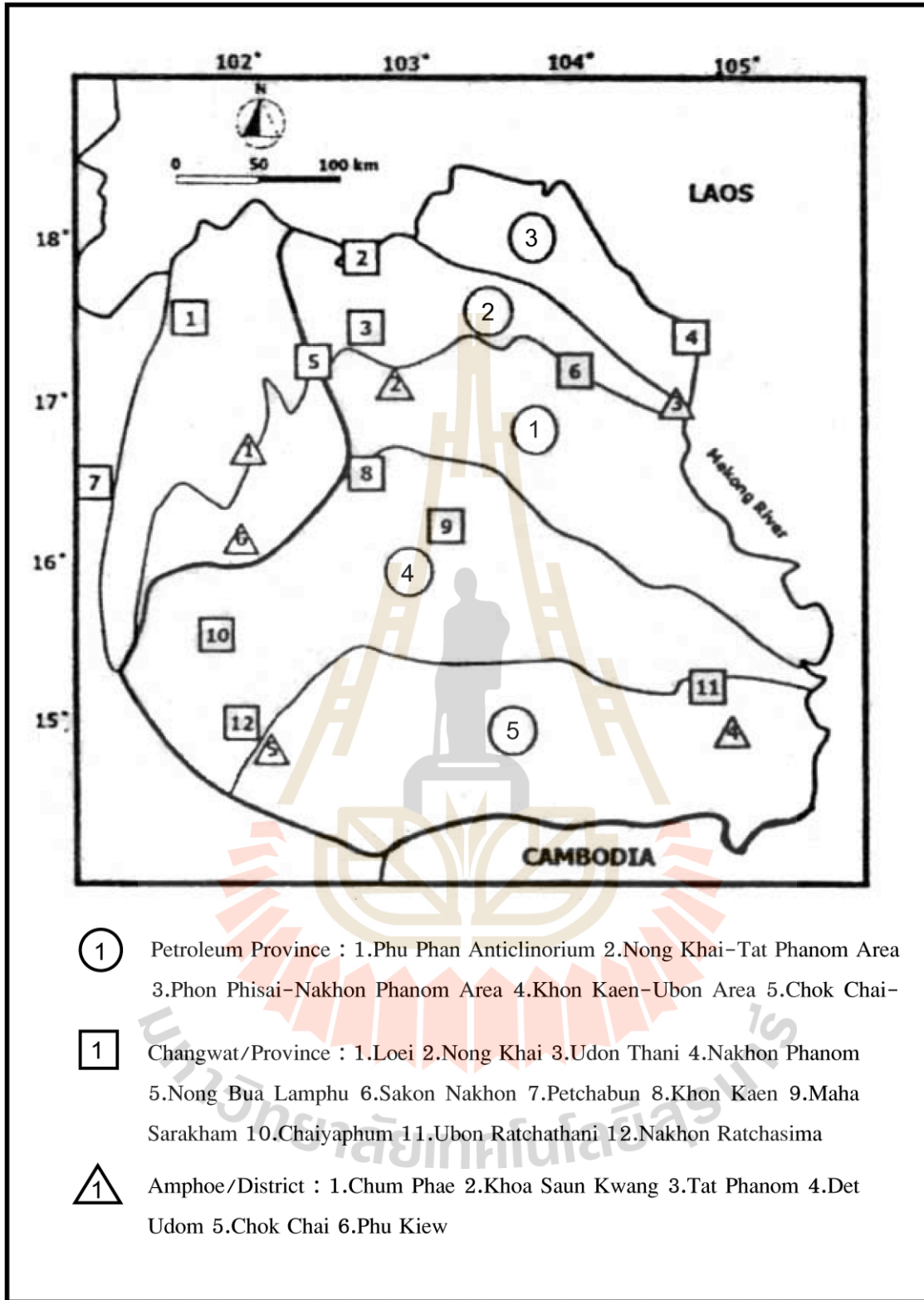
2) **หนองคาย-ธาตุพนม (Nong Khai-Tat Phanom area)** ภูมิภาคปิโตรเลียมหนองคาย-ธาตุพนมวางตัวในแนวเกือบ E-W ทางเหนือของแนวเทือกเขาภูพาน เริ่มจากจังหวัด

หนองคาย อุดรธานี และนครพนมทางทิศตะวันออก มีลักษณะเป็นที่ราบของชั้นหินอายุอ่อน ได้แก่หินชุดภูทอกและหินชุดมหาสารคาม วางตัวอยู่บนชั้นหินสีแดงของกลุ่มหินโคราช และชุดหินส่วนล่างของกลุ่มหินโคราชอายุไทรแอสซิก ส่วนชั้นหินเพอร์ม-คาร์บอนิฟอรัสอาจวางตัวอยู่ตอนล่างสุดในบางบริเวณ

3) โพนพิสัย-นครพนม (Phon Pisai-Nakhon Phanom area) ภูมิภาคปิโตรเลียม โพนพิสัย-นครพนม วางตัวอยู่ตอนเหนือของภูมิภาคหนองคาย-ธาตุพนม มีขอบเขตทางเหนือติดกับแม่น้ำโขง ข้อมูลจากการเจาะสำรวจพบว่า ชั้นหินที่ลึกลงไปประกอบด้วย ชั้นหนาของหินทรายชุดภูทอกที่สะสมตัวจากตะกอนที่พัดพาโดยลม รองรับด้วยหินที่แก่กว่า ได้แก่ชั้นเกลือของหินชุดมหาสารคาม ชั้นหินสีแดงกลุ่มหินโคราช วางตัวอยู่บนหินพื้นฐานที่รองรับอยู่ด้านล่าง

4) ขอนแก่น-อุบล (Khon Kaen-Ubon area) ภูมิภาคปิโตรเลียมขอนแก่น-อุบล วางตัวในแนว E-W ครอบคลุมพื้นที่ตั้งแต่จังหวัดอุบลราชธานี ลักษณะการลำดับชั้นหินคล้ายกับภูมิภาคหนองคาย-ธาตุพนม แต่พบว่าชั้นหินของกลุ่มหินโคราชและหินก่อนชุดโคราชมีชั้นหนากว่ามาก และพบว่าถูกรองรับด้วยหินพื้นฐานซึ่งเป็นหินแกรนิตอายุประมาณ 329 ± 3 ล้านปี (ข้อมูลหลุมเจาะ Yang-Talat 1)

5) โขชัย-เดชอุดม (Chok Chai-Det Udom area) จากการเจาะสำรวจพบว่า บริเวณภูมิภาคหินส่วนใหญ่เป็นชั้นกรวดและหินบะซอลต์ ซึ่งรองรับด้วยชั้นหินสีแดงของกลุ่มหินโคราช ที่ส่วนใหญ่วางตัวอยู่บนหินพื้นฐาน พบชุดหินก่อนหินโคราชบ้างในบางบริเวณ



รูปที่ 2.5 ภูมิภาคปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (นเรศ, 2548)

5. ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

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

5.1 หินต้นกำเนิด (source rocks)

จากการศึกษาธรณีเคมีของตัวอย่างเศษหินและแท่งหินที่ได้จากการเจาะสำรวจพบว่าในบริเวณที่ราบสูงโคราชมีชั้นหินที่มีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิด ได้แก่

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

2) ชุดหินก่อนกลุ่มหินโคราชอายุไทรแอสซิก (Triassic Pre-Khorat sediments) กลุ่มหินห้วยหินลาดอายุไทรแอสซิกตอนปลายประกอบด้วย หินดินดานสีเทา ดินโคลน และหินปูนที่ตกตะกอนในสภาวะแวดล้อมแบบทะเลสาบ ผลการศึกษาธรณีเคมีของตัวอย่างหินพบว่ามีค่า total organic content (TOC) ค่อนข้างสูงประมาณ 0.2-5.76 เปอร์เซ็นต์ ค่าหักเหของวิทรีไนต์ 0.9-20.52 เปอร์เซ็นต์ และการศึกษาตัวอย่างก๊าซธรรมชาติจากหลุมเจาะดาวเรือง 1 พบว่าหินต้นกำเนิดมาจากชั้นหินดินดานและชั้นถ่านหินที่อยู่ในชุดหิน Permian Carbonate

3) กลุ่มหินโคราช (Khorat group) เป็นชั้นหินที่มีอายุในยุคมีโซโซอิก เกิดจากการสะสมตัวตะกอนท้องน้ำและตะกอนน้ำพา และพบว่ามีชั้นถ่านหินเกิดจากการสะสมตัวของซากพืชและเศษไม้เป็นจำนวนมาก ซึ่งอาจจะมีศักยภาพที่จะเป็นต้นกำเนิดของก๊าซธรรมชาติได้

5.2 หินกักเก็บ (reservoir rocks)

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

1) หินกักเก็บยุคเพอร์เมียน (Permian resevoirs) มีคุณลักษณะของหินกักเก็บชนิดคาร์บอนเนตมีดังนี้

1.1) หินคาร์บอนเนต เกิดสะสมตัวบน platform จากข้อมูลแท่งเจาะหินพบว่า ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหิน fossiliferous packstone และ grainstone และมี wackestone และ mudstone เป็นส่วนน้อย

1.2) หินคาร์บอนเนตดังกล่าว โดยทั่วไปมี porosity และ permeability ต่ำ ค่า porosity อยู่ในช่วง 0 ถึง 18% และมีค่า matrix porosity เฉลี่ยประมาณ 4%

1.3) หินคาร์บอนเนตยุคเพอร์เมียนนี้ ถูกทับถมอยู่ในระดับลึกเกิด karstification หลายชั้นตอนและถูกกัดกร่อนอย่างรุนแรง

1.4) ชนิดหินคาร์บอนเนตที่มี mud มาก เช่น mudstone และ wackestone จะมีค่า porosity ที่สูงกว่า ชนิดหินคาร์บอนเนตที่มี grain มาก เช่น packstone, grainstone และ boundstone ส่วนหินโดโลไมต์จะมีค่า porosity สูงกว่าหินปูน

1.5) ค่า permeability ของหินคาร์บอนเนต โดยทั่วไปขึ้นอยู่กับ micro fractures อัตราการไหลสูงของก๊าซในโครงสร้างน้ำพองเกิดจากการมี open microfractures ในหินปูน

2) หินกักเก็บยุคไทรแอสซิก (Triassic resevoirs) หินตะกอนยุคไทรแอสซิก ทั้งหินดินดานและหินปูนที่เกิดในทะเลสาบ ต่างก็เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดี ส่วนหินกักเก็บประกอบด้วย หินทรายที่เป็น sheet และ shoe-string ที่เกิดจากแม่น้ำ หินทรายนี้มีค่า porosity เพียง 3 ถึง 8% เท่านั้น หิน basal conglomerates ของหินไทรแอสซิกมีศักยภาพในการเป็นหินกักเก็บได้ถ้ามีรอยแตกที่เหมาะสม

3) หินกักเก็บหลังยุคไทรแอสซิก (Post-Triassic resevoirs) หินทรายในหมวดหินต่างๆ ของกลุ่มหินโคราช มีศักยภาพในการเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมรายละเอียดของหินทรายในหมวดหินต่างๆ มีดังนี้

3.1) หินทรายของหมวดหินน้ำพองมีขนาดของ grain เฉลี่ยอยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงปานกลางและมีค่า model porosity เฉลี่ย 4.9% (อยู่ในช่วง 0 ถึง 16.5%)

3.2) หินทรายของหมวดหินภูกระดึง มีขนาดของ grain เฉลี่ยอยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงปานกลางแต่ส่วนใหญ่เม็ดทรายจะมีขนาดละเอียด และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 1.5-21.0% โดยมีค่าเฉลี่ย 6.4%

3.3) หินทรายของหมวดหินพระวิหาร มี grain อยู่ในช่วงละเอียดจนถึงปานกลาง และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 0-15.5% โดยมีค่าเฉลี่ย 5.9%

3.4) หินทรายของหมวดหินเสาขัว มี grain ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมาก

จนถึงละเอียดที่มีแคลไซต์เป็นตัวเชื่อมประสาน และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 4.0 ถึง 19.0% โดยมีค่าเฉลี่ย 11.5%

3.5) หินทรายของหมวดหินภูพาน มีค่าเฉลี่ย grain ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงปานกลาง และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 7.5-14.0% โดยมีค่าเฉลี่ย 10.8%

3.6) หินทรายของหมวดหินโคกกรวด มีขนาด grain ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงละเอียด และมีค่า model porosity อยู่ในช่วง 7.5 ถึง 14.5% โดยมีค่าเฉลี่ย 11.0%

5.3 หินปิดกั้น (seal)

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

5.4 การกักเก็บ (trap)

โครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมในการกักเก็บปิโตรเลียมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือประกอบด้วย

- 1) รอยผิวดิสัยผิคมระหว่างกลุ่มหินสระบุรียุคเพอร์เมียน และกลุ่มหินห้วยหินลาดยุคไทรแอสซิก
- 2) การกักเก็บในพืดหินปะการังอายุเพอร์เมียน
- 3) โครงสร้าง half-graben ของหินเพอร์เมียนคาร์บอนेटและหินไทรแอสซิกที่ถูกปิดทับโดยหินโคราช
- 4) โครงสร้าง anticlines ของหินไทรแอสซิกและหินโคราชที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี

6. การวิเคราะห์หินต้นกำเนิด (Source rocks analysis)

โดยผลการวิเคราะห์ด้านธรณีเคมี (Geochemistry) จาก Sattayarak (2005) สรุปผลวิเคราะห์ธรณีเคมีของกลุ่มหินต่างๆ (ตารางที่ 2.1) ซึ่งได้มาจากการวิเคราะห์ข้อมูลจากตัวอย่างหินของหลุมเจาะและหินโผล่ ทั้งจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และผู้รับสัมปทาน สามารถสรุปได้ดังนี้

กลุ่มหินโคราช (Khorat Group) ประกอบด้วยตะกอนทางน้ำ (fluvial และ alluvial) บริษัท Phillips Petroleum Co. (1982) และ Geochem Co. (1992) ได้วิเคราะห์ทางธรณีเคมีจากตัวอย่างหินโผล่ พบว่า maturity บริเวณกลุ่มหินโคราชเหมาะสมดี แต่ปริมาณสารอินทรีย์ (organic

matter) มีปริมาณน้อย ทำให้คุณสมบัติการเป็นหินต้นกำเนิดไม่ดีนัก (Racey และคณะ, 1992) ถึงแม้ว่าชั้นถ่านหินที่แทรกสลับอยู่จะเป็นหินต้นกำเนิดที่ดีและมีปริมาณน้อยเกินไป

กลุ่มหินห้วยหินลาด/กุฉินารายณ์ (Huai Hin Lat/Kuchinarai Group)

ประกอบด้วยหินดินดาน หินโคลน และหินปูนที่สะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบทะเลสาบน้ำจืด พบมีความหนาถึง 1 กิโลเมตร ผู้เขียนหลายท่าน (Metter, 1980; Richardson, 1982; Sattayarak และคณะ, 1989; Unocal 1990; Racey และคณะ, 1992; Pradidtan, 1995) เชื่อว่ากลุ่มหินนี้เป็นหินต้นกำเนิดที่ดี และ Sattayarak และคณะ(1989) พบว่ากลุ่มหินนี้ให้ Kerogen Type I & III ที่สามารถให้กำเนิดทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน

กลุ่มหินสระบุรี (Saraburi Group) ประกอบด้วย 3 หมวดหิน คือ upper clastic, หมวดหิน ผานกเค้า และหมวดหินศรีธาตุ พบว่าส่วนที่เป็น upper clastic สามารถเป็น หินต้นกำเนิดที่ให้ทั้งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ ส่วนหมวดหินศรีธาตุซึ่งอยู่ด้านล่างสุด เป็นหินที่ให้ Kerogen Type III ที่ให้กำเนิดก๊าซธรรมชาติ

ตารางที่ 2.1 แสดงผลการวิเคราะห์ธรณีเคมี (Geochemistry)

กลุ่มหิน/หมวดหิน	TOC (%)	Pyrolysis yield (mg/g)	Vitrinite Reflectance (Ro)	Thermal alteration index (TAI)
กลุ่มหินโคราช โดย Canham และคณะ (1996)				
หมวดหินภูพาน organic material น้อยมาก coal ชั้นบางๆ	4	1.61	0.83 mature	2 oil window
หมวดหินเสาขัว Claystone/sandstone	0.04-0.11	0.01-0.55	-	-
หมวดหินพระวิหาร Shales/siltstones organic material—mostly wood coal ชั้นบาง 2-15 cm	0.35 72.6	0.01-0.7 35.63	0.98-1.00	2-3 upper – middle oil window
หมวดหินภูกระดึง Sandstone, claystone, siltstone/limestone	0.05-0.22	0.13	1.03%	TAI 2-3 middle of oil window

ตารางที่ 2.1 แสดงผลการวิเคราะห์ธรณีเคมี (Geochemistry) (ต่อ)

กลุ่มหิน/หมวดหิน	TOC (%)	Pyrolysis yield (mg/g)	Vitrinite Reflectance (Ro)	Thermal alteration index (TAI)
กลุ่มหินโคราช โดย Canham และคณะ (1996)				
หมวดหินน้ำพอง Claystone, siltstone, sandstone, poor source potential	0.03-0.11	0.02-0.10	0.91% Poor quality maturity	at least 2 upper "oil window"
กลุ่มหินห้วยหินลาด/ภูจินารายณ์ Lacustrine gray shales, mudstones และ limestones หนา 1,000 เมตร (Metter, 1980; Richardson, 1982; Sattayarak และ คณะ, 1989, Unocal 1990; Racey และคณะ, 1992; Pradidtan, 1995)	0.2-5.76	-	0.9-20.52	-
กลุ่มหินสระบุรี				
Upper clastics gray shales (Pradidtan, 1995)	0.2-1.0	-	-	oil&gas prone organic matter
หมวดหินผานกเค้า ส่วนที่เป็น shallow marine shale/limestone (Exxon, Phillips Petroleum, Unocal, Geochem Group)	0.29-1.59	-	-	-
หมวดหินศรีธาตุ (lower clastics) (Chinoroj & Cole, 1995)	0.5-1	-	-	Kerogen Type III –gas prone

7. โครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (Petroleum Prospect)

โครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีการศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 ทำให้มีโครงสร้างต่างๆ มากมาย ทั้งที่น่าจะประสบผลสำเร็จและไม่ หลังจากที่มีข้อมูลการศึกษาเพิ่มเติมในปัจจุบัน โดยจากการศึกษาผลจากการสำรวจทั้งในด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และธรณีเคมี รวมทั้งผลการเจาะสำรวจของบริษัทต่างๆ ได้มีการกำหนดขอบเขตของโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด 59 โครงสร้าง (วนิดา, 2549) และได้ทำการเจาะพิสูจน์ไปแล้ว 14 โครงสร้าง ดังแสดงดังรูปที่ 2.6 แต่มีเพียง 2 โครงสร้างที่เป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน คือ โครงสร้างน้ำพอง และภูฮ่อม

ในการแบ่งลักษณะของโครงสร้าง ได้พิจารณาตามประเภทของเป่าหวัง (play type) อายุของแอ่งสะสมตะกอนด้วยคือ แอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก (Triassic half-graben) และแอ่งยุคเพอร์เมียน (Permian basin) ร่วมกับลักษณะของรูปแบบธรณีวิทยาโครงสร้าง (structural styles) ของแต่ละโครงสร้าง ซึ่งสามารถแบ่งออกเป็น

1. Triassic half-graben Play

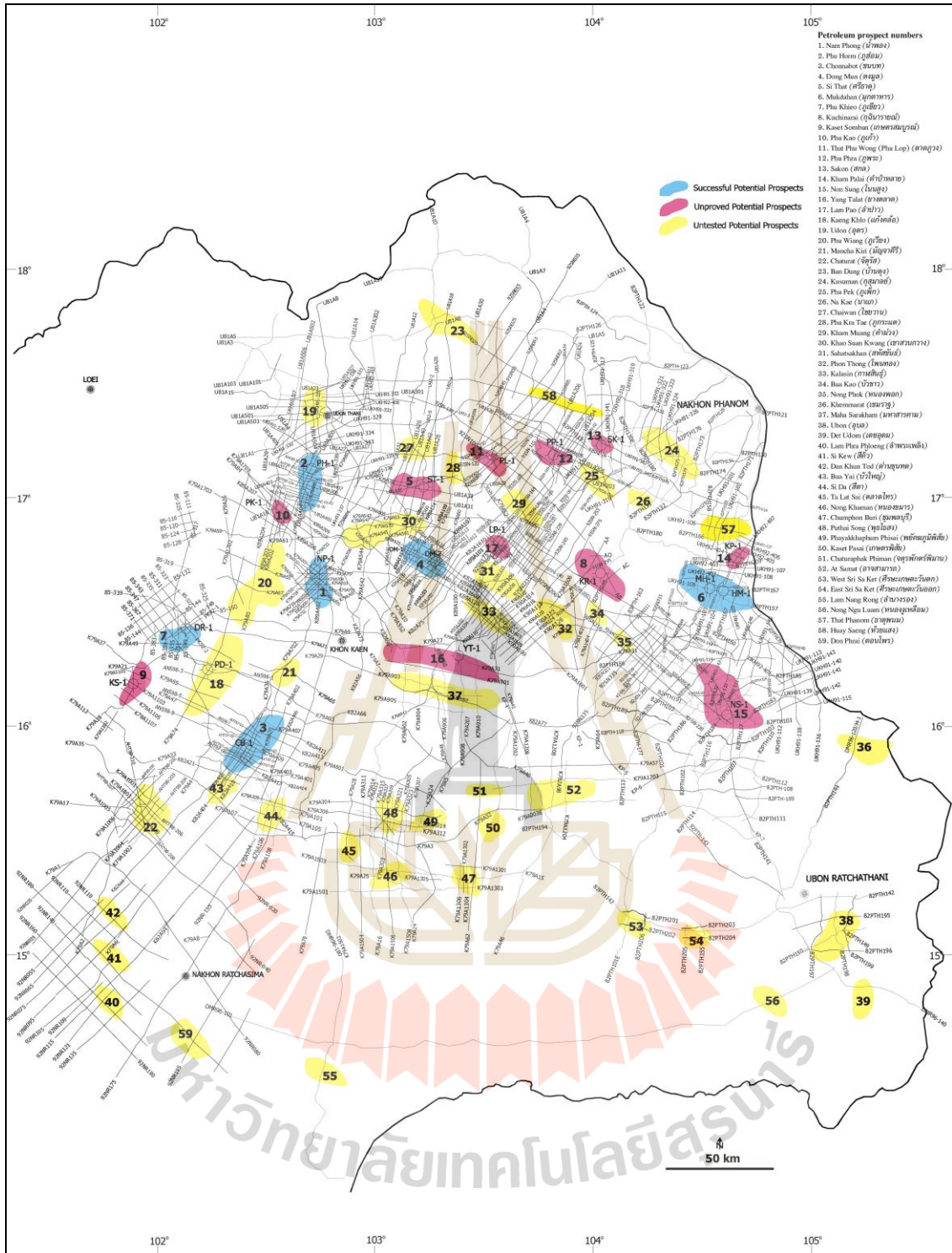
- Triassic inversion-anticline
- Triassic pinch out
- Triassic truncation

2. Permian basin play

- Permian carbonates fault-reactivated anticlines
- Permian basin inversion and reactivated faults-Anticline
- Permian reverse faults relate fold/Khorat flat
- Tertiary reverse faults-related folds
- Shallow Permian/Permo-Carboniferous Anticline
- Thick Permian carbonate rocks
- Syncline
- Anticline
- Permian reefal build-up

3. Both Triassic & Permian basins play

- Permian pinch out
- Permian underneath very thick Triassic graben
- Very complex structure (cannot be defined)



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

7.1 Triassic half-graben Play

เป็นเป่าหวังที่มีลักษณะเป็นแอ่งกึ่งกราเบน (half-graben) ยุคไทรแอสซิก (Triassic) ซึ่งเกิดหลังจาก Indosinian Orogeny I ตะกอนที่สะสมเป็นพวกตะกอนทะเลสาบน้ำจืด (lacustrine sediments) แอ่งกึ่งกราเบนนี้จะอยู่กระจัดกระจายอยู่ทั้งภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งมีทิศทางในแนวตะวันตก-ตะวันออก (W-E) หรือเกือบเหนือ-ใต้ (NNW-SSE) ตะกอนที่สะสมในแอ่งกึ่งกราเบนเป็น ตะกอนที่สะสมระหว่างการเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนหลักที่ทำให้เกิดแอ่งหรือ synrift megasequence ซึ่งสามารถสังเกตได้จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน (seismic profile) ที่แสดงให้เห็นเป็นรูปสามเหลี่ยม (wedge shape) คือ มีความหนาอยู่ด้านที่ติดรอยเลื่อนหลักที่สลับหายไปส่วนบริเวณด้านปลาย ลักษณะของเป่าหวังนี้สามารถแบ่งออกเป็น ดังนี้

7.1.1 Triassic inversion-anticline เป็นเป่าหวังที่เกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก ทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (anticline) ทั้งส่วนที่เป็นกลุ่มหินกุนินารายณ์ที่สะสมในแอ่งกึ่งกราเบนเองและบนกลุ่มหินโคราช แอ่งกึ่งกราเบนเกิด inversion ตามแนวรอยเลื่อนหลัก บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีหลายโครงสร้างที่มีลักษณะแบบเป่าหวังนี้ ได้แก่ โครงสร้างกุนินารายณ์ ภูพระ มุกดาหาร ภูเพ็ก นาแก มหาสารคาม บัวใหญ่ และกุสุมาลย์ เป่า กักเก็บประเภทนี้ได้เจาะหลุมสำรวจ (หลุมกุนินารายณ์-1) เป็นบริเวณแรกของพื้นที่นี้ เนื่องจากเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่สนใจ นอกจากหลุมกุนินารายณ์-1 แล้ว ยังมีอีก 2 หลุม (หลุมภูพระ-1 และ มุกดาหาร-1) ที่ได้ทำการเจาะเพื่อทดสอบเป่ากักเก็บประเภทนี้ แต่ผลการเจาะสำรวจไม่เป็นที่น่าพอใจ

กุนินารายณ์ (Kuchinarai)

โครงสร้างกุนินารายณ์ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. กุนินารายณ์ จ. กาฬสินธุ์ เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนอยู่ในทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ (NW-SE) ตั้งอยู่บริเวณเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าเป็นโครงสร้างที่เกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่งกราเบนซึ่งถึงสะสมด้วยกลุ่มหินกุนินารายณ์

เมื่อประมาณปี พ.ศ. 2514 บริษัท Union oil ทำการสำรวจคลื่นไหวสะเทือน โดยบริษัททำการแปลความหมายคลื่นไหวสะเทือน คาดว่าใต้กลุ่มหินโคราชน่าจะเป็นแอ่งกึ่งกราเบนของ Permian carbonate rocks ที่เกิด inversion จากนั้นได้ทำการเจาะหลุมกุนินารายณ์-1 (KR-1) เมื่อ 13 พฤศจิกายน 2514 ซึ่งเป็นหลุมแรกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เป่าหมายของบริษัทในการเจาะหลุมกุนินารายณ์-1 คือ ต้องการทดสอบหินกักเก็บที่คาดว่าน่าจะเป็น Permian carbonate rocks และกลุ่ม หินโคราชที่เป็น clastic rocks ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,356 เมตร พบกลุ่มหินโคราชและหินดานสลับหินทรายสีน้ำตาลแดงซึ่งน่าจะเป็นกลุ่มหินยุคไทรแอสซิก หรือกลุ่มหินกุนินารายณ์ ไม่พบ Permian carbonate rocks และปิโตรเลียม แต่อย่างไรก็ตามกลุ่มหินไทรแอสซิกหรือกลุ่มหินกุนินารายณ์ที่มีสีน้ำตาลแดง อาจมีหรือไม่มีคุณลักษณะของการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (source rocks) ได้

ภูพระ (Phu Phra)

โครงสร้างภูพระ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พรรณานิคม จ. สกล เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนอยู่ในทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ และเป็น ส่วนหนึ่งของเทือกเขาภูพาน โครงสร้างภูพระที่เกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเช่นเดียวกับโครงสร้างภูผินารายณ์ แต่ค่อนข้างซับซ้อนมากกว่า เนื่องจากมีรอยเลื่อนตัดผ่านหลายแนว ทำให้เกิดแอ่งย่อยมาก

เดิมบริษัท Esso Udon Inc. คาดว่าโครงสร้างนี้เกิดเป็นรูปประทุนคว่ำเมื่อยุคเทอร์เชียรี (Tertiary) มีกลุ่มหินก่อนโคราช (Pre-Khorat Group) ที่มีลักษณะเป็นรูปปลี (wedge shape) น่าจะสะสมตัวในทะเลและบนบก และคาดว่าหินก่อกำเนิดปิโตรเลียมน่าจะ mature และสามารถให้ ปิโตรเลียมแล้ว เคลื่อนที่สะสมบริเวณที่เป็นโครงสร้างรูปประทุน ส่งผลให้บริษัททำการเจาะหลุม ภูพระ (PP-1) เมื่อวันที่ 7 มกราคม 2527 โดยมีเป้าหมายอยู่ที่ (1) หินที่อยู่ใต้กลุ่มหินโคราช (Basal Khorat clastic) (2) กลุ่มหินยุคไทรแอสซิก (Triassic clastic rocks) และ (3) หินภูกระดึง (Phu Kradung sandstone) ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 2,670 เมตร พบร่องรอยก๊าซ (gas show) ที่หินภูกระดึง และพบหินดินดานสีเทาดำของกลุ่มหินยุคไทรแอสซิก (น่าจะเป็นกลุ่มหินภูผินารายณ์) หนาซึ่งเป็นตะกอนที่สะสมในทะเลสาบ (lacustrine sequence) มี TOC 1.2-3.7% สามารถเป็นหินต้น ก่อกำเนิด (source rocks) ที่ดี แต่ไม่มีคุณสมบัติเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียม (reservoir rocks)

การที่ไม่พบปิโตรเลียมของโครงสร้างภูพระ อาจเนื่องมาจากโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เห็นได้ในปัจจุบันเกิดหลังจากที่หินก่อกำเนิดปิโตรเลียมได้ให้ปิโตรเลียมแล้ว จึงไม่สามารถกักเก็บปิโตรเลียมที่ไหลมาสะสมได้

มุกดาหาร (Mukdahan)

โครงสร้างมุกดาหาร ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง และ อ. คำชะอี จ. มุกดาหาร เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนอยู่ในทิศเกือบตะวันตก-ตะวันออกเฉียง เป็นส่วนหนึ่งของเทือกเขาภูพาน โครงสร้างมุกดาหารเกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่งกราเบน อยู่ในทิศตะวันออกเฉียงของโครงสร้างภูผินารายณ์

ปี พ.ศ. 2536 บริษัท Unocal Thailand มีแนวคิดว่าโครงสร้างมุกดาหาร เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (Anticline paleo-high) ที่เกิดก่อนการสะสมตัวของกลุ่มหินโคราช มีลักษณะของ 4-way inversion anticline rollover ของ Permian carbonate rocks ที่น่าจะเป็นโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมที่ดีจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนลักษณะของ reflector มีลักษณะเหมือนฟีดหิน (reef) สามารถเปรียบเทียบได้กับโครงสร้างดงมูลที่เป็น massive Permian carbonate rocks ส่งผลให้บริษัททำการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุมคือ หลุมห้วยมุก-1 (HM-1) และมุกดาหาร-1 (MH-1)

หลุมห้วยมุก-1 เจาะเมื่อ 23 ธันวาคม 2536 เพื่อทดสอบ Anticline paleo-high และมีเป้าหมาย คือ (1) massive Permian carbonate และ tight gas sand ของกลุ่มหินกุฉินารายณ์ และ (2) กลุ่มหินกุฉินารายณ์ที่อยู่บริเวณตื้นๆ (shallow Kuchinarai Group) และหมวดหินน้ำพองตอนล่าง (ส่วนที่เป็น fluvial sediments) ความลึกสุดท้ายของหลุม คือ 2,741 เมตร ผลการเจาะพบ gas bearing มีอัตราการผลิต 48 BBL water/trace gas บริษัทยังเชื่อว่าส่วนที่สูงที่สุดของโครงสร้างรูปประทุนน่า จะมีก๊าซธรรมชาติสะสมอยู่ ไม่พบ Permian carbonate rocks ซึ่งจะมีลักษณะของโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมที่ดีตามที่บริษัทคาดไว้ แต่เป็นแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก ไม่ใช่แอ่งยุคเพอร์เมียน

หลุมมุกดาหาร-1 เจาะเมื่อ 25 เมษายน 2537 ในบริเวณส่วนบนของโครงสร้างมุกดาหาร เพื่อทดสอบก๊าซธรรมชาติที่สะสมอยู่ในหินกักเก็บที่เป็น clastic rocks หลุมมุกดาหาร-1 เป็นหลุมแรกที่ทดสอบความพรุน (porosity) ของ clastic rocks และความสามารถในการซึมผ่าน (permeable) ของกลุ่มหินกุฉินารายณ์และกลุ่มหินโคราชตอนล่าง ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย คือ ความลึก 2,290 เมตร ไม่พบปิโตรเลียม และไม่พบ Permian carbonate rocks แต่เป็นกลุ่มหินกุฉินารายณ์

การที่ไม่พบปิโตรเลียมของโครงสร้างมุกดาหาร อาจเนื่องมาจากเหตุผลเดียวกับโครงสร้างภูพระ คือ โครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เห็นได้ในปัจจุบันเกิดหลังจากที่หินกำเนิดปิโตรเลียมได้ให้ปิโตรเลียมแล้ว จึงไม่สามารถกักเก็บปิโตรเลียมที่ไหลมาสะสมได้ การบร่่องรอยของปิโตรเลียมจากหลุมห้วยมุก-1 เป็นการยืนยันมากลุ่มหินกุฉินารายณ์ที่สะสมในแอ่งกึ่งกราเบนให้ปิโตรเลียมได้ ดังนั้นโครงสร้างนี้มีความสำคัญในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดี

ภูเพ็ก (Phu Pek)

โครงสร้างภูเพ็ก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พรรณานิคม จ. สกล ตั้งอยู่ด้านใต้ของโครงสร้างสกล เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนอยู่ในทิศเกือบตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ เกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกที่อยู่ใต้กลุ่มหินโคราช น่าจะต่อเนื่องจากโครงสร้างภูพระและเป็นโครงสร้างที่อยู่ด้านลึกสุดของแอ่ง โครงสร้างรูปประทุนคว่ำนี้น่าจะเป็นลักษณะโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมที่ดี แต่มีข้อจำกัดอยู่ที่ว่าหินที่สะสมในแอ่งกึ่งกราเบนเป็นกลุ่มหินกุฉินารายณ์ ซึ่งมีคุณสมบัติที่เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมมากกว่าหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดี

นาแก (Na Kae)

โครงสร้างนาแก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. โคกศรีสุพรรณ จ. สกลนคร (เดิมเขต อ. นาแก) เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่อยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างภูเพ็ก และโครงสร้างภูพระ โดยมีแนวแกนอยู่ในทิศทางเดียวกันกับโครงสร้างทั้งสอง และเป็นส่วนหนึ่งของเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่คดโค้งและมีบางส่วนไหลบนผิวดินด้วย ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะเป็นกลุ่มหินกุฉินารายณ์ที่สะสมอยู่ในแอ่งกึ่งกราเบนที่ ต่อเนื่องมาจาก

โครงสร้างภูพระและภูเพ็ก แต่แตกต่างกันที่แอ่งกึ่งกราเบนของโครงสร้างนาแกค่อนข้างซับซ้อน มีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมาก ความเสี่ยงของโครงสร้างที่เป็นแอ่งกึ่งกราเบนก็น่าจะคล้ายกัน คือหินกักเก็บปิโตรเลียมมีคุณภาพไม่ดี ถึงแม้ว่าจะมีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดีก็ตาม ปิโตรเลียมที่กำเนิดขึ้น น่าจะไหลไปสะสมบริเวณอื่นๆ

มหาสารคาม (Mahasarakham)

โครงสร้างมหาสารคาม ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. มหาสารคาม บนพื้นผิวไม่ปรากฏเป็นโครงสร้างรูปประทุน แต่จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปแสดงให้เห็นเป็นรูปประทุนมีแนวแกนเกือบแนวตะวันออก-ตะวันตก ซึ่งเกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่งกราเบนที่มีแนวรอยเลื่อนหลักอยู่ในแนวตะวันออก-ตะวันตก โครงสร้างมหาสารคามและยางตลาด เป็นส่วนหนึ่งของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเดียวกัน แต่โครงสร้าง มหาสารคามเป็นส่วนอยู่ติดกับรอยเลื่อนหลัก บริเวณที่ลึกสุดของแอ่ง และมีกลุ่มหินภูฉินารายณ์ที่หนา ส่วนโครงสร้างยางตลาดเป็นส่วนที่สับหายไป (pinch out) ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก

เนื่องจากใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นแอ่งกึ่งกราเบน ที่มีตะกอนที่มีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิดมากกว่าที่จะเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียม ทำให้โครงสร้างมหาสารคามมีความเป็นไปได้ที่จะพบปิโตรเลียมน้อย แต่อาจเป็นไปได้หากมีการเจาะถึงส่วนลึกที่สุดของแอ่งกึ่งกราเบน ที่น่ามีตะกอนเมดิทหายาบ เช่น ตะกอนที่สะสมตัวบริเวณรูปพัด (delta fan) สะสมอยู่ จึงต้องพิจารณาและศึกษาด้าน stratigraphic trap เพิ่มเติม

บัวใหญ่ (Bua Yai)

โครงสร้างบัวใหญ่ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. บัวใหญ่ จ. นครราชสีมา เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่สามารถสังเกตได้บนพื้นผิว ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโครงสร้างชนบท โครงสร้างรูปประทุนคว่ำเกิดจากการเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนหลักของแอ่งกึ่งกราเบน ถึงแม้ว่าโครงสร้างบัวใหญ่จะเป็นแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก แต่ที่น่าสนใจอยู่ที่ชั้นหินใต้กลุ่มหินภูฉินารายณ์ ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรี (Permian rocks) เพราะได้มีการเจาะหลุมชนบท-1 ที่โครงสร้างชนบทแล้วพบว่าใต้กลุ่มหินภูฉินารายณ์ เป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีเนื้อแน่นมาก ผลการเจาะพบเพียงร่องรอยก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นหากมีการศึกษาเพิ่มเติมบริเวณที่อยู่ใกล้รอยเลื่อนหลักที่ก่อให้เกิดการคดโค้งน่าจะมี ความพรุนสูงก็น่าจะเป็นไปได้ที่จะพบปิโตรเลียมที่สามารถพัฒนาเป็นแหล่ง ผลิตปิโตรเลียมได้

กุสุมาลย์ (Kusuman)

โครงสร้างกุสุมาลย์อยู่บริเวณ อ.กุสุมาลย์ จ.สกลนคร มีลักษณะเป็นรูป ประทุนคว่ำ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกของโครงสร้างสกล จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ใต้กลุ่มหินโคราชเป็นแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกวางตัวแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ขนานกับเทือกเขาภูพาน แต่แอ่งกึ่งกราเบนมีขนาดเล็กเมื่อเทียบกับแอ่งกึ่งกราเบนของโครงสร้างภูพระและภูเพ็ก แต่คล้ายกับโครงสร้างสกลที่แอ่งอาจแยกมาจากแอ่งกึ่งกราเบนหลัก (ที่อยู่ทางทิศใต้) โดยรอยเลื่อนทางทิศใต้ของ

โครงสร้างกุสุมาลย์ เป็นโครงสร้างธาตุพรมที่มีความเป็นไปได้ที่ใต้กลุ่มหินโคราชเป็น Permian carbonate rocks ของกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งอาจต่อเนื่องมายังโครงสร้างกุสุมาลย์ ดังนั้นหากเป้าหมายสำคัญในการสำรวจปิโตรเลียมอยู่ที่ Permian carbonate rocks ก็อาจเป็นไปได้ที่จะประสบผลสำเร็จในโครงสร้างกุสุมาลย์นี้เพราะมีหินต้นกำเนิดที่ดี (กลุ่มหินภูจินารายณ์) ซึ่งอยู่ในแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก

7.1.2 Triassic pinch out เป็นเป้าหมายที่อยู่ส่วนปลายของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเป็นส่วนที่กลุ่มหินภูจินารายณ์สลับและไกลจากรอยเลื่อนหลัก มีลักษณะเหมือนเป็น stratigraphic trap เป้าหวังแบบ Triassic pinch out ได้แก่ โครงสร้างยางตลาด ห้วยแสง และบ้านดุง โครงสร้างยางตลาดได้รับการเจาะสำรวจแล้วแต่ผลไม่เป็นที่น่าพอใจ

ยางตลาด (Yang Talat)

โครงสร้างยางตลาด ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ยางตลาด จ. กาฬสินธุ์ บนพื้นผิวดินไม่สามารถเห็นโครงสร้างใดๆ ที่น่าสนใจ แต่เมื่อศึกษาข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน พบว่าลักษณะของส่วนที่สลับ (pinch out) ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเป็นเป้าหมายที่อาจเป็น stratigraphic trap แอ่งกึ่งกราเบนวางตัวเกือบทิศตะวันตก-ตะวันออก แนวรอยเลื่อนหลักอยู่แนวทิศตะวันตก-ตะวันออกและเอียงไปทางทิศเหนือ ส่วนลึกของแอ่งอยู่ทางทิศใต้และส่วนที่สลับตั้งอยู่ทางทิศเหนือ นอกจากนี้ข้อมูล คลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นถึงลักษณะเป็นรูปสามเหลี่ยม (wedge shape) ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกที่มีกลุ่มหินภูจินารายณ์สะสมอยู่ และบ่งบอกว่าโครงสร้างยางตลาดต่อเนื่องจากโครงสร้างมหาสารคามแต่เป็นส่วนปลายของแอ่งกึ่งกราเบน ซึ่งอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้าง

เดิมบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. แปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและเชื่อว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นแอ่งกึ่งกราเบนที่ถูกสะสมด้วยกลุ่มหินอายุเพอร์เมียน และมีแนวคิดที่จะทดสอบ structural-stratigraphic trap บริเวณที่เป็นส่วนปลายของรูปสามเหลี่ยม (wedge shape หรือ pinch out) โดยเป้าหมายของหินกักเก็บปิโตรเลียมอยู่ที่ Permian carbonate rocks และ กลุ่มหินคลาสติกยุคไทรแอสซิก (Triassic clastics) ส่วนเป้าหมายที่ 2 คือ หินคลาสติกที่อยู่ด้านล่าง ของกลุ่มหินโคราช (Basal Khorat clastics) เมื่อวันที่ 14 กุมภาพันธ์ 2525 บริษัทได้เจาะหลุมยางตลาด-1 (YT-1) ความลึกสุดท้าย 4,279 เมตร ผลการเจาะพบ Triassic conglomerate rocks สีแดง และเจาะผ่านถึง หินฐานราก (Basement) ที่เป็นหินแกรนิต อายุคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น (328 ± 3 Ma) แต่ไม่พบ Permian carbonate rocks และปิโตรเลียมเลย

การที่ไม่พบปิโตรเลียมอาจเป็นไปได้ว่าช่วงเวลาหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ที่สะสมตัวในแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกนี้ ให้ปิโตรเลียมแล้ว แต่ไม่มีหินปิดกั้นหรือหินกักเก็บไม่ดีหรือโครงสร้างกักเก็บไม่ดีในขณะนั้น (สุนทร, 2539 กล่าวว่าการปิโตรเลียมอาจไหลไปตามรอยชั้นไม่ต่อ เนื่อง (unconformity) ระหว่างกลุ่มหินโคราชกับหินฐานราก ทำให้ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม)

ห้วยแสง (Huay Saeng)

โครงสร้างห้วยแสง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณตอนเหนือของ อ. พานานิคม จ. สกลนคร ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างห้วยแสง เป็นส่วนปลายของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกที่ต่อเนื่องมาจากของโครงสร้างภูพระ บนพื้นผิวเป็น ที่ราบไม่เห็นโครงสร้างรูปประทุนใดๆ โครงสร้างห้วยแสงมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างยางตลาดอย่างมากคือเป็นส่วนที่สับของแอ่ง ทำให้มีความเสี่ยงด้านหินปิดกั้นปิโตรเลียมและหินกักเก็บเช่นเดียวกัน

บ้านดุง (Ban Dung)

โครงสร้างบ้านดุง อยู่บริเวณพื้นที่ราบเหนือเทือกเขาภูพาน ครอบคลุมพื้นที่บริเวณระหว่าง อ.บ้านดุง จ. อุดรธานี และ อ. โพนพิสัย จ. หนองคาย ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่า กลุ่มหินโคราชเป็นชั้นวางตัวในแนวระนาบ ต่ำลงไปมีลักษณะเหมือนแอ่งกึ่งกราเบนยุค ไทรแอสซิก แนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ และมีแนวรอยเลื่อนหลักอยู่แนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งเอียงไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ลักษณะของแอ่ง เหมือนเช่นโครงสร้างยางตลาด หรือห้วยแสง แต่แอ่งกึ่งกราเบนนี้อาจเป็นแอ่งยุคไทรแอสซิก หรือ เพอร์เมียนก็ได้ หรืออาจต่อเนื่องมาจากส่วนที่เป็นแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกที่อยู่แนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้บริเวณเทือกเขาภูพาน แต่โครงสร้างบ้านดุงเป็นแอ่งกึ่งกราเบนที่มีขนาดเล็กหากเทียบกับแอ่งอื่น ซึ่งอาจจะเป็นส่วนที่อยู่ด้านขอบแอ่ง ความเสี่ยงของแอ่งนี้คือ ความ เป็นหินกักเก็บและหินปิดกั้นที่ไม่คุณภาพไม่ดี หากมีการสะสมปิโตรเลียมจริงก็อาจไหลไปที่อื่น

7.1.3 Triassic truncation เป็นเป่าหวังที่มีลักษณะเหมือนกับ Triassic pinch out แต่อยู่ด้าน ปลายของแอ่งกึ่งกราเบนที่ถูกยกตัวขึ้นมา (uplift) และถูกกัดเซาะ (erosion) บริเวณด้าน ปลายของส่วนที่สับหายไป ซึ่งจะเห็นได้จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน seismic reflector แสดง erosional toplap กับส่วนล่างของกลุ่มหินโคราช เป่าหวังนี้ ได้แก่ โครงสร้างสกลที่มีหลุมเจาะสำรวจคือ หลุมสกล-1

สกล (Sakon)

โครงสร้างสกล ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. สกล และตั้งอยู่บริเวณที่ลาดต่ำลงทางเหนือของเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้ชั้นหินโคราชลงไปเป็นแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกที่มีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ (ขนานกับเทือกเขาภูพาน) ซึ่งน่าจะเป็นแอ่งเดียวกับโครงสร้างภูพระ แต่โครงสร้างสกลเป็นส่วนที่อยู่ด้านห่าง จากรอยเลื่อนหลักและมีรอยเลื่อนที่ตัดผ่านแอ่งทำให้เกิดเหมือนมีแอ่งย่อยๆ โครงสร้างนี้อยู่บริเวณที่เป็น erosional truncation ของกลุ่มหินกิฉุนารายณ์ที่สะสมตัวในแอ่งกึ่งกราเบนกับกลุ่มหินโคราช

ปี พ.ศ. 2536 บริษัท Unocal Petroleum แปลความหมายคลื่นไหวสะเทือน บริเวณนี้ โดยคาดว่าใต้กลุ่มหินโคราชเป็น Permian carbonate rocks ที่เป็นมีน้ำจะมีรูปแบบกักเก็บ

structural stratigraphic trap บริษัทได้ทำการเจาะหลุมสำรวจสกล-1 (SK-1) เมื่อวันที่ 15 กันยายน 2536 ซึ่งมีเป้าหมายแรกคือ รอยไม่ต่อเนื่องระหว่าง Permian carbonate rocks กับกลุ่มหินโคราช โดยมีรอยเลื่อนตัดผ่านด้วย (fault block trap) เป้าหมายที่ 2 คือ ต้องการทดสอบ buried hill trap และ stratigraphic trap ของกลุ่มหินอายุไทรแอสซิก (Triassic rocks) ผลการเจาะที่ความลึก 3,825.40 เมตร พบ minor mudlogs gas show ที่มาจากรอยแตกของหินทรายของกลุ่มหินยุคไทรแอสซิก (Triassic redbed) แต่ Permian carbonate rocks ไม่ปรากฏให้เห็น

สิ่งที่ทำให้ไม่พบปิโตรเลียมอาจเนื่องมาจากปัญหาของชั้นหินปิดกั้นและหินกักเก็บ เหมือน กับโครงสร้างที่เกี่ยวข้องกับแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก ที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

7.2 Permian basin play

เป็นเป่ากักเก็บที่อยู่ในส่วนของแอ่งยุคเพอร์เมียน โดยที่กลุ่มหินที่สะสมในแอ่งนี้ เรียกว่ากลุ่ม หินสระบุรี ซึ่งประกอบด้วยหมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) และหมวดหินลำปาว (Lam Pao Formation, Chantong, 2006) โดยที่หมวดหินศรีธาตุหรือ Lower clastic rocks เป็นส่วนที่อยู่ด้านล่างสุด หมวดหินผานกเค้าหรือ Permian Carbonate rocks อยู่ ส่วนกลาง และหมวดหินลำปาวหรือ Upper clastics จะเป็นส่วนบนสุดของกลุ่มหินสระบุรี

แอ่งเพอร์เมียนของเป่าหวังประเภทนี้อาจอยู่ใต้ทั้งแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก หรืออาจอยู่ใต้กลุ่มหินโคราชโดยตรง หรืออาจมีกลุ่มห้วยหินลาด (Huai Hin Lat Group) บางๆ คั่นอยู่ โครงสร้าง น้ำพองและภู่อ้อมที่สามารถพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมได้ในปัจจุบันก็เป่าหวังแบบ Permian basin play นี้ และเป่าหวังประเภทนี้สามารถแบ่งออกเป็น ดังนี้

7.2.1 Permian carbonates fault-reactivated anticlines เป็นเป่าหวังที่เป็นรูป ประทุนคว่ำ (anticline) ที่เกิดจากรอยเลื่อนในหินผานกเค้าหรือ Permian carbonate rocks เคลื่อนที่ ซึ่งเดิมเป็นรอยเลื่อนปกติ (normal fault) เกิดตั้งแต่อายุเพอร์เมียนและมีการเปลี่ยนทิศทางการเคลื่อนที่ เป็นย้อน (reverse fault) เนื่องจาก Indosinian Orogeny I และ II การชนกัน (collision) ของ western Myanmar กับ Shan Thai และ Himalayan Orogeny เป่าหวัง Permian carbonates fault-reactivated anticlines นี้มักจะพบเป็นรอยเลื่อนหลักเป็นรอยเลื่อนย้อน หรือเกือบเป็นรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ (thrust fault) เป่าหวังประเภทนี้จะมีกลุ่มหินห้วยหินลาด หรือกลุ่มหินยุคไทรแอสซิกบางๆ ปิดทับอยู่ด้านบน กลุ่มหินสระบุรี ชั้นของหินผานกเค้า (หรือ carbonate rocks) หรือหมวดหินศรีธาตุจะหนาไม่มากนัก

เป่าหวังประเภทนี้ ได้แก่ โครงสร้างน้ำพอง ภู่อ้อม ชนบท ธาตุพนม (กำหนดขึ้นใหม่) และจตุรัส ปัจจุบันเป่าหวังประเภทนี้ที่ประสบความสำเร็จและสามารถพัฒนาเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมได้แก่ โครงสร้างน้ำพอง และภู่อ้อม

น้ำพอง (Nam Phong)

โครงสร้างน้ำพอง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. น้ำพอง และ อ. อุบลรัตน์ จ. ขอนแก่น เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำสามารถเห็นได้พื้นผิว มีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ซึ่งเป็นทิศทางเดียวกับเทือกเขาตองพญาเย็น หรือแนวของ Loi-Phetchabun foldbelt ข้อมูลใต้พื้นผิว บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหิน โคราชลงไปประกอบด้วย ชั้นบางของกลุ่มหินห้วยหินลาด (ปิดทับบริเวณขอบของโครงสร้างรูปประทุน) และกลุ่มหินสระบุรี มีรอยเลื่อนย้อนที่เป็นปัจจัยทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ ซึ่งรอยเลื่อนดังกล่าว (อาจมีอายุยุคเพอร์เมียนหรือไทรแอสซิก) ตัดผ่านจากหินฐานราก กลุ่มหิน สระบุรีกลุ่มหินห้วยหินลาด จนถึงกลุ่มหินโคราชตอนล่าง รอยเลื่อนเหล่านี้ช่วยทำให้หมวดหินผานกเค้าหรือ Permian carbonate rocks มีความพรุนเพิ่มมากขึ้นด้วย

เดิมบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. แผลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและได้กำหนดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำแนวแกนเหนือ-ใต้ สอดคล้องกับกลุ่มหินเพอร์เมียนและไทรแอสซิกที่เกิดเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (Permo-Triassic paleo-high) ซึ่งอาจเกิดจาก inversion ระหว่างอายุครีเตเชียสตอนกลาง (Mid-Cretaceous) และเทอร์เชียรี (Tertiary) ใต้กลุ่มหินโคราชน่าจะเป็น Permian carbonate rocks แสดงให้เห็นเป็น 4-way dip closure ซึ่งอาจเกิดเป็น closure ตั้งแต่ Indosinian Orogeny I และ II เมื่อวันที่ 12 เมษายน 2524 บริษัทได้เจาะหลุมน้ำพอง (NP-1) โดยมีเป้าหมายแรก คือ Permian carbonate/basal Khorat clastics และเป้าหมายที่ 2 คือ หินทรายของหมวดหินภูกระดึง (lower Khorat Group) ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 4,106 เมตร พบก๊าซธรรมชาติจากรอยแตก (fracture) ของชั้นหิน Permian carbonate rocks ได้มีการทดสอบการไหลของก๊าซธรรมชาติที่ระดับความลึกต่างๆ ดังนี้

3,115-3,123 เมตร อัตราการไหล 27.6 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (MMSCFD)

3,285-3,316 เมตร อัตราการไหล 0.7 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน และน้ำ 100-500 บาเรล

3,470-3,478 เมตร อัตราการไหล 1.8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันและมีก๊าซ H₂S 500 ppm

จากนั้นบริษัทได้เจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติม ปัจจุบันรวมทั้งสิ้น 9 หลุม (NP-1 2 3 4 5 6 7 8 และ 9) ได้ขอกำหนดพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมน้ำพอง ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2531 และได้เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติในอัตรา 52-59 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ปริมาณสำรองแรก 50 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ปัจจุบันปริมาณสำรอง 395 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน พบว่าหมวดหินน้ำพอง onlap บนโครงสร้างรูปประทุนของกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งบ่งบอกว่าโครงสร้างรูปประทุนคว่ำเกิดขึ้นและเป็นโครงสร้างกักเก็บ (trap) ก่อนที่ปิโตรเลียมจะเกิดขึ้น (generate) ซึ่งคาดว่าน่าจะมีช่วงยุคจูแรสซิก-ครีเตเชียสตอนต้น (Jurassic-Early Cretaceous) บริเวณรอบๆ โครงสร้างรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรี มีกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ ปิดทับอยู่ด้านข้างและส่วนที่เป็นหมวดหินลำปาวหรือ Upper clastics ของกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งน่าจะเป็นหินกำเนิดปิโตรเลียมที่ดีของโครงสร้างน้ำพองนี้

ภูฮ่อม (Phu Horm)

โครงสร้างภูฮ่อม ครอบคลุมบริเวณ อ. หอนงแสง จ. อุตรธานี เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างน้ำพอง จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชเป็นกลุ่มหินสระบุรี มีแนวรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำเป็นปัจจัยที่ทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ กลุ่มหินสระบุรีที่พบในโครงสร้างนี้แตกต่างจากโครงสร้าง น้ำพอง คือ พบที่ส่วนที่น่าจะเป็นหมวดหินผานกเค้า หรือ Permian carbonate rocks และหมวดหิน ศรีธาตุ (Si That Formation) แต่โครงสร้างน้ำพองพบส่วนที่หมวดหินลำปางหรือ Upper clastics ด้วย ที่สำคัญโครงสร้างภูฮ่อมมีขนาดใหญ่กว่าโครงสร้างน้ำพองมาก

เดิมบริษัท Esso Edon Inc. แปลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและเชื่อว่าโครงสร้างรูปประทุนคว่ำขนาดใหญ่ของโครงสร้างภูฮ่อมเกิดช่วงยุคครีเตเชียสตอนปลาย (Late Cretaceous) ถึงเทอร์เชียรี (Tertiary) เนื่องมาจากการเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนอายุเพอร์เมียน (Permian rifted fault) แต่โครงสร้างเกิดเป็น closure ตั้งแต่ Indosinian Orogeny I และเป็น 4-way dip closure หลังจาก Indosinian Orogeny II คาดว่าปิโตรเลียมที่เกิดขึ้นน่าจะมาจาก organic rich shale และ micrite ของ กลุ่มหินยุคเพอร์เมียนและกลุ่มหินภูหินรายณ์ที่เป็นหินปิดกั้น (seal) อยู่ด้านบน บริษัทได้ทำการเจาะหลุมสำรวจคือหลุมภูฮ่อม-1 (PH-1) เมื่อวันที่ 3 กุมภาพันธ์ 2525 โดยมีเป้าหมายอยู่ที่ Permian carbonate rocks และ Basal Khorat clastics ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,833 เมตร พบก๊าซธรรมชาติจากรอยแตกของ Permian dolomite ทดสอบอัตราการไหล 22 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (MMSCFD) เป็นระยะเวลา 2 วัน แต่หลังจาก 10 วัน อัตราการไหลคงที่ 3.8 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ไม่พบ H₂S แต่มี CO₂ 2% และ N₂ 2% จากนั้นบริษัทได้ขอกำหนดเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียม เมื่อวันที่ 3 มิถุนายน 2524 ครอบคลุมพื้นที่เพียง 1.96 ตารางกิโลเมตร

ปี พ.ศ. 2532 บริษัท Esso Edon Inc. ได้เจาะหลุมภูฮ่อม-2 และเมื่อวันที่ 15 พฤษภาคม 2532 ได้ขอพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมภูฮ่อมครอบคลุมพื้นที่ผลิตเดิม (ภูฮ่อม well-1) ประกอบด้วยแปลงสำรวจ EU1 190.93 ตารางกิโลเมตร และ E5 39.31 ตารางกิโลเมตร ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2545 บริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd. ได้เจาะหลุมภูฮ่อม-3 4 และ 5 เพิ่มเติม (พบน้ำมันที่หมวดหินน้ำพอง) เมื่อวันที่ 29 พฤศจิกายน 2549 พื้นที่ผลิตปิโตรเลียมภูฮ่อมได้ทำการผลิต โดยมีอัตราการผลิต 95-135 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (โดยบริษัท Hess Thailand) ปริมาณสำรอง 700 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ชนบท (Chonnabot)

โครงสร้างชนบท ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ชนบท อ. เวียงใหญ่ และ อ. เวียงน้อย จ. ขอนแก่น เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบเหนือ-ใต้ (SSW-NNE) สามารถสังเกตได้บนพื้นผิว จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้ชั้นกลุ่มหินโคราชลงไปประกอบด้วย reflector free ที่แสดงว่าอาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือหินฐานรากก็ได้ มีแนวรอยเลื่อนย้อนตัดผ่านชั้น

หินกลุ่มนี้ ทางด้านใต้ของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เป็นกลุ่มหินสระบุรี มีแอ่งกึ่งกราเบนยุค ไทรแอสซิก โดยสลิป (pinch out) ไปทางรูปประทุนคว่ำของโครงสร้างชนบทที่คาดว่าเป็นกลุ่มหิน สระบุรีหรือหินฐานราก ซึ่งคาดว่าจะเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำก่อนที่จะเกิดแอ่งกึ่งกราเบนยุค ไทรแอสซิก ดังนั้นมีความเป็นไปได้ที่หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่อยู่ในแอ่งกึ่งกราเบน (กลุ่มหินภูผินารายณ์) จะให้ปิโตรเลียม และไหลไปกักเก็บในโครงสร้างชนบท

เดิมบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. ศึกษาข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและกำหนดโครงสร้างนี้เป็นรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนเหนือ-ใต้ (N-S trending Chonnabot anticline) และคาดว่าใต้ชั้นกลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะเป็น Permian platform margin reef เมื่อวันที่ 27 กุมภาพันธ์ 2525 บริษัทได้เจาะหลุมชนบท-1 (CB-1) มีเป้าหมายแรกคือ Permian carbonate และ Basal Khorat clastics เป้าหมายที่ 2 คือ หินทรายของหมวดหินพระวิหารและภูกระดึง ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,601 เมตร พบชั้นหินตามที่คาดการณ์ไว้แต่สูญเสีย น้ำโคลน ความดันสูงมากกว่า ปกติ (gas kick) ทำให้ต้องปิดหลุม พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ (gas show) ที่หมวดหินภูกระดึงและหมวดหินพระวิหารที่น่าจะเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดีแต่พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติเล็กน้อย โดยรายละเอียดของแต่ละความลึกที่พบก๊าซธรรมชาติมีดังนี้

548-1,335 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติและพบร่องรอยน้ำมัน (dead oil strain)

1,426-1,428 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ

1,544-3,600 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ

หลังจากนั้นบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd. ศึกษาข้อมูล บริเวณนี้เพิ่มเติมและได้เจาะหลุมสำรวจภูเวียง-1 (PW-1) เมื่อ 18 กันยายน 2541 บริเวณ อ. เวียงใหญ่ จ. ขอนแก่น ห่างจากหลุมชนบท-1 ไปทางทิศเหนือประมาณ 400 เมตร ความลึก 4,024 เมตร โดยมี เป้าหมายแรกคือ Permian carbonate และเป้าหมายที่ 2 คือหินทรายยุคจูแรสซิกตอนล่าง (sandstone Lower Jurassic) และหินไทรแอสซิกตอนล่าง (Lower Triassic) ผลการเจาะ พบกลุ่มหินยุคเพอร์เมียน ส่วนที่เป็น Upper clastics แต่ไม่พบ dolomite และ limestone อาจเนื่องมาจากการเปลี่ยนแปลงด้าน ช้าง (facies change) พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติที่หมวดหินพระวิหารและภูกระดึงตอนกลาง (1,488-1,521 เมตร) น้ำพองตอนบน (2,775-2,822 เมตร) น้ำพองตอนล่าง และกลุ่มหินยุคเพอร์เมียน (3,915-3,958 เมตร) ที่ความลึก 3,914-3,916 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเล็กน้อย (poor oil show) ที่ตอนบนของกลุ่มหินยุคเพอร์เมียนซึ่งอาจเป็น คอนเดนเสท (condensate)

อย่างไรก็ตามหากบริษัททำการเจาะสำรวจเพิ่มเติมด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม มีความเป็นไปได้ที่จะพิสูจน์ทราบว่ามีก๊าซธรรมชาติในโครงสร้างชนบทนี้ มีปริมาณพอเพียงในเชิงพาณิชย์หรือไม่อย่างไร โครงสร้างชนบทอาจเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติอีกแหล่งก็ได้

ธาตุนม (That Phanom)

โครงสร้างธาตุนม เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ อยู่ด้านตะวันออกเฉียงใต้ของที่ราบสูงโคราช โครงสร้างนี้ตั้งอยู่บริเวณเทือกเขาภูพานตอนใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ธาตุนม จ. นครพนม ห่างจากโครงสร้างคำป่าหลาย ไปทางทิศเหนือเพียงเล็กน้อย จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างเหมือนฝาแฝดกับโครงสร้างภู่อ้อม ซึ่งมีกลุ่มหินโคราชที่คดโค้ง ลึกลงไปเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ ส่วนที่มีลักษณะ reflector free ที่มีความเป็นไปได้สูงที่จะเป็นหมวดหินผานกเค้าหรือ carbonate rocks ส่วนด้านล่างที่มีลักษณะ strong reflector น่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ ใต้กลุ่มหิน โคราชมีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมาก และน่าจะเป็นตัวที่ทำให้เกิดการคดโค้งบริเวณนี้ นอกจากนี้ยังมีแนวรอยเลื่อนเล็กจำนวนมาก ซึ่งน่าจะเป็นทำให้กลุ่มหินสระบุรีที่เป็นหินกักเก็บมีความพรุนเพิ่มขึ้นด้วย ส่วนหินต้นกำเนิดน้ำ จะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดที่ปิดทับด้านบนและกลุ่มหินภูพานที่อยู่ในโครงสร้างมุกดาหารที่อยู่ทิศใต้

ดังนั้นจากลักษณะของโครงสร้างธาตุนมที่เหมือนกับโครงสร้างภู่อ้อม หากโครงสร้างภู่อ้อม สามารถพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่ใหญ่ที่สุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ โครงสร้างธาตุนมก็มีความเป็นไปได้สูงที่จะพัฒนาเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมได้เช่นเดียวกัน

จตุรัส (Chaturat)

โครงสร้างจตุรัส เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบเหนือ-ใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. จตุรัส จ. ชัยภูมิ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ของโครงสร้างชนบท ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างจตุรัสเป็นรูปประทุนคว่ำที่เกิดจากรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ ซึ่งเคลื่อนที่อีกครั้งหลังจากที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัวใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะเป็นกลุ่ม หินสระบุรีที่มีรอยเลื่อนตัดผ่าน ลักษณะของ reflector free บ่งบอกถึงลักษณะของหมวดหินผานกเค้า หรือ carbonate rocks จากลักษณะของกลุ่มหินสระบุรีในโครงสร้างนี้น่าสนใจมาก เนื่องจากน่าจะเป็นหินกักเก็บที่ดี ส่วนกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ ปิดทับด้านบน และด้านซ้ายน่าจะเป็นหมวดหินลำปาว หรือ upper clastics ที่น่าจะเป็นหินต้นกำเนิดที่ดีด้วย หากเทียบกับโครงสร้างชนบทหรือน้ำพองแล้ว โครงสร้างจตุรัสเป็นโครงสร้างที่น่าจะประสบความสำเร็จได้

7.2.2 Permian basin inversion and reactivated faults-Anticline

เป็นเป้าหมายที่เป็น โครงสร้างรูปประทุนคว่ำ ซึ่งเป็นผลมาจาก inversion และ reactivated faults ของแอ่งยุคเพอร์เมียนที่มีกลุ่มหินสระบุรีสะสมอยู่ แต่โครงสร้างรูปประทุนคว่ำของเป้าหมายประเภทนี้จะไม่ชัดเจนเหมือนเป้าหมายประเภท Permian carbonates fault-reactivated anticline

ภูเขี้ยว (Phu Khieo)

โครงสร้างภูเขี้ยว ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ภูเขี้ยว จ. ชัยภูมิ เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศตะวันออกเฉียงเหนือ-ตะวันตกเฉียงใต้ ที่เกิดจาก inversion และ reactivated faults ของแอ่งยุคเพอร์เมียนที่มีกลุ่มหินสระบุรีสะสมอยู่ แต่บนพื้นผิวแสดงให้เห็น

โครงสร้างที่ไม่ชัดเจนนัก ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาด (หรือ Triassic rocks) และกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งกลุ่มหินสระบุรีมีลักษณะที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนก่อนที่กลุ่มหินห้วยหินลาด (หรือ Triassic rocks) จะสะสมตัว เนื่องจากเห็น reflector ของกลุ่มหินห้วยหินลาด onlap กลุ่มหินสระบุรี

บริษัท Texaco Exploration (Thailand) II Ltd. แปลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเป็น Paleo-structural high ของกลุ่มหินเพอร์เมียน ที่เกิดช่วงยุคไทรแอสซิกหรือก่อนนั้น คาดว่าโครงสร้าง น่าจะเหมือนโครงสร้างน้ำพองที่มีลักษณะเป็น Paleo-structural high ของ Permian carbonate rocks ซึ่งเป็นหินกักเก็บที่เทคโทนิคที่เกิดขึ้นทำให้เกิดรอยแตกมากขึ้นด้วย บริษัทดำเนินการเจาะหลุมดาวเรือง-1 (DR-1) เมื่อวันที่ 4 เมษายน 2536 โดยมีเป้าหมายคือ ต้องการทดสอบ structural-stratigraphic trap และหินกักเก็บที่เป็น dolomitic reservoir ที่เกิดจากการ diagenetic ทำให้เกิดรอยแตกเล็ก (micro fracture) ผลการเจาะที่ระดับความลึก 2,423 เมตร พบ Permian carbonate rocks แต่ขาดคุณสมบัติหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดีขณะที่มีการไหลของปิโตรเลียม คือช่วงที่มีปิโตรเลียมไหลมาแต่หินกักเก็บนั้นอาจมีรอยแตก (หรือ micro fracture) ของ dolomite ไม่ดี แต่อย่างไรก็ตามบริษัทได้ทดสอบการไหลของก๊าซธรรมชาติที่ระดับความลึกต่างๆ ดังนี้

1,478-1,546 เมตร อัตราการไหล 146,000 ลูกบาศก์ฟุต (BCF)

1,752-1,176 เมตร อัตราการไหล 73,000 ลูกบาศก์ฟุต

2,136-2,173 เมตร อัตราการไหล 132,000 ลูกบาศก์ฟุต

กลุ่มหินเพอร์เมียนมีเนื้อแน่นมากทำให้การไหลของก๊าซมีบริเวณไม่พอเพียงถึงแม้ว่า บริษัทได้ใช้กรดอัดลงไปหลุมเจาะเพื่อละลายเนื้อหิน เพิ่มความพรุน แต่ก็ไม่ประสบผลที่น่าพอใจทำให้บริษัทต้องปิดหลุม (สุนทร, 2539)

ปัญหาของโครงสร้างภูเขา คือ คุณภาพของหินกักเก็บไม่ดี เมื่อดูแท่งตัวอย่างหินของหลุมดาวเรือง-1 พบว่ามีเนื้อแน่นมาก ไม่มีรอยแตกเลย ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน จะเห็นว่าบริเวณที่เป็น กลุ่มหินสระบุรีเป็นโครงสร้างรูปประทุนนั้นมีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข่งน้อยมาก ซึ่งอาจทำให้ความพรุนของหินกักเก็บน้อยไปด้วย หากมีการศึกษาข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพิ่มเติม หาบริเวณที่น่าจะมีหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดี โครงสร้างนี้ก็มีความเป็นไปได้ที่จะประสบผลสำเร็จ

ภูเก้า (Phu Kao)

โครงสร้างภูเก้า ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ.โนนสัง จ. หนองบัวลำภู (เดิม จ. อุตรดิตถ์) เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างนี้มีความซับซ้อนมาก บริเวณด้าน flank ของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำนี้ พบว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไป ประกอบด้วยกลุ่มของ reflector ที่มีลักษณะแตกต่างกันไปทั้งสองด้าน (1) ด้านซ้ายน่าจะ เป็นกลุ่มหินสระบุรี เนื่องจากชั้นล่างสุดมีกลุ่มของ strong reflector ที่น่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ ส่วน บริเวณ (2) ด้านขวาค่อนข้างมีโครงสร้างที่ซับซ้อนมาก ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะมียุคหินห้วยหิน

ลาด (หรือกลุ่มหินยุคไทรแอสซิก) และกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งมีความเป็น ไปได้ที่จะมีหมวดหินผานกเค้า (หรือ carbonate rocks)

บริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. แปลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและสนใจโครงสร้างรูปประทุนคว่ำแนวแกนทิศเหนือ-ใต้นี้ จึงทำการเจาะหลุมภูเก้า-1 (PK-1) เมื่อวันที่ 13 สิงหาคม 2533 เป้าหมายอยู่ที่กลุ่มหินเพอร์เมียน ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 2,545 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติเฉพาะที่หินกรวดมนสีน้ำตาลแดงใต้กลุ่มหินโคราช (ความลึก 2,510 เมตร) ส่วนที่ความลึกสุดท้าย พบหินภูเขาไฟ (volcanic rocks) อายุคาร์บอนิเฟอรัสตอนปลาย

ปัญหาของโครงสร้างนี้เหมือนกับโครงสร้างอื่นๆ คือ คุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียมไม่ดี มีความพรุนน้อยทำให้ไม่สามารถกักเก็บปิโตรเลียมได้ แต่ด้านตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างภูเก้าอาจมีหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดีได้ เนื่องจากมีรอยเลื่อนตัดผ่านมากซึ่งช่วยให้มีรอยแตกเพิ่มขึ้นเช่นกัน ส่วนที่เป็นหินต้นกำเนิดน่าจะดีในโครงสร้างนี้ คือมีความเป็นไปได้ที่หมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics rocks) ของกลุ่มหินสระบุรีที่ครอบคลุมทั้งโครงสร้าง

เขมราฐ (Khemmarat)

โครงสร้างเขมราฐ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เขมราฐ จ. อุบลราชธานี เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำซึ่งแนวแกนเกือบตะวันตก-ตะวันออก หรืออาจขนานกับแนวเทือกเขา ภูพานก็ได้ (ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนน้อยมากมีเพียง 1 เส้นสำรวจ) ตั้งอยู่ที่ทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างโนนสูง ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชถูกบีบจนโค้งงอมาก และลึกลงไปน่า จะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาด และกลุ่มหินสระบุรีหรือกลุ่มหินยุคเพอร์โมคาร์บอนิเฟอรัส (Permo-Carboniferous rocks) เนื่องจากข้อมูลของโครงสร้างนี้มีน้อยมาก ถ้ามีข้อมูลเพิ่มเติมอาจทำให้เห็นภาพของโครงสร้างชัดเจนขึ้นและอาจเป็นโครงสร้างที่จะประสบผลสำเร็จได้

7.2.3 Permian reverse faults relate fold/Khorat flat เป็นเป้าหมายที่ อยู่ในกลุ่ม หินสระ บุรีเกี่ยวข้องกับรอยเลื่อนย้อน (reverse fault) หรือรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ (thrust fault) ทำให้เกิดแนวคดโค้งก่อนที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัว หลังจากนั้นรอยเลื่อนเหล่านี้ไม่มีการเคลื่อนที่ และไม่ทำให้เกิดการคดโค้งของกลุ่มหินโคราชเลยหรืออาจมีผลเล็กน้อย แต่กลุ่มหินสระบุรีเองมีแนวคดโค้ง มากมาย เป้าหวังประเภทนี้มี 3 โครงสร้างได้แก่ โครงสร้างศรีธาตุ ตลาดไทร และอุดร แต่มีเพียง โครงสร้างศรีธาตุมีหลุมทดสอบแล้ว

ศรีธาตุ (Si That)

โครงสร้างศรีธาตุ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ศรีธาตุ จ. อุดรธานี บนพื้นผิวเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำต่ำมากเกือบเป็นแนวราบมีแนวแกนทิศตะวันตก-ตะวันออก โครงสร้างนี้ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกของโครงสร้างภูฮ่อม จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่ากลุ่มหินโคราชเกือบ เป็นแนวราบมีรอยคดโค้งเพียงเล็กน้อย ซึ่งเป็นผลมาจากรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำที่ตัดผ่านมาจากกลุ่มหิน สระบุรีที่อยู่ด้านล่าง และมีรอยเลื่อนย้อนอีกหลายตัว โครงสร้างนี้มีกลุ่มหิน สระบุรีครบทั้ง 3 หมวดหิน

คือ หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) และ หมวดหินลำปาว (Lam Pao Formation หรือ upper clastics rocks) โดยที่แอ่ง ยุคเพอร์เมียนจะตั้งบริเวณทิศใต้และลี้กไปทางทิศตะวันตก โครงสร้างศรีธาตุน่าสนใจมาก และหลุมสำรวจแล้ว 2 หลุม คือ ศรีธาตุ-1 และ 2

เดิมบริษัท Esso Exploration and Production Udon Inc. มีแนวคิดว่าเป็น โครงสร้างศรีธาตุ เป็น carbonate rocks ที่ลี้บหาย (pinch out) ไปทางทิศใต้และชั้นหินเอียงไปทาง ทิศเหนือ ชั้นหินถูกปิดทับด้วยตะกอนที่สะสมในสภาพทะเลเปิดที่น่าจะเป็นหินปิดกั้น แสดงให้เห็น angular truncation unconformity กับกลุ่มหินโคราชที่เป็นผลมาจาก Indosinian Orogeny เมื่อ วันที่ 9 กรกฎาคม 2526 บริษัทได้เจาะหลุมสำรวจศรีธาตุ-1 (ST-1) ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 4,059 เมตร พบว่าได้กลุ่มหินโคราชเป็นหิน Permian carbonate rocks (พวก dolomite) ที่มีความ พรุณสูงแต่พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติเพียงเล็กน้อยเท่านั้น มีผลการเจาะที่ระดับความลึกต่างๆ ดังนี้

2,398-2,374 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ, น้ำมีอัตราคาร์บอนไดออกไซด์ 2,692 บาเรลต่อวัน

3,000-3,006 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ, น้ำมีอัตราคาร์บอนไดออกไซด์ 2,219 บาเรลต่อวัน

3,061-3,091 เมตร พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ, น้ำมีอัตราคาร์บอนไดออกไซด์ 3,818 บาเรลต่อวัน

พบก๊าซ H₂S 4,000-10,300 ppm

บริษัท Cairn Energy (Thailand) Ltd. ได้ดำเนินการเจาะหลุมศรีธาตุ-2 เมื่อ วันที่ 16 มิถุนายน 2541 โดยเจาะด้านบน (up-dip) จากหลุมศรีธาตุ-1 โดยเป้าหมายอยู่ที่ 4 way dip closure ที่เกิดช่วง Indosinian Orogeny I และเป็น buried hill ก่อนที่กลุ่มหินโคราชจะตกสะสม ผล การเจาะที่ความลึกสุดท้าย 2,850 เมตร พบก๊าซธรรมชาติที่ชั้น dolomite ของชั้น carbonate rocks ที่มีความพรุณต่ำกว่าหลุมศรีธาตุ-1 แต่มีอัตราคาร์บอนไดออกไซด์ 1.1 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ไม่พบก๊าซ H₂S แต่มี ข้อจำกัดในการไหลของก๊าซธรรมชาติเนื่องจากการรูก้ำของน้ำโคลน แต่ศักยภาพของพื้นที่โครงสร้างนี้ ยังมีอยู่ ปัจจุบันบริษัท Apico LLC ได้รับสัมปทานในพื้นที่บริเวณนี้ได้มีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจเพื่อ ทดสอบโครงสร้างนี้อีก

ตลาดไทร (Talat Sai)

โครงสร้างตลาดไทร ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ.ประเทย จ.นครราชสีมา พื้นผิว เป็นที่ราบ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชวางตัวในแนวระนาบไม่มีแนวคดโค้ง ใดๆ แต่ได้กลุ่มหินโคราชลงไป น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบ ตะวันตก-ตะวันออก ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเป็น buried hill ที่เกิดขึ้น จากผลของการเคลื่อนที่ตาม รอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ จาก strong reflector ที่ค่อนข้างชัดเจนทำให้มีความมั่นใจว่าโครงสร้างนี้จะเป็น โครงสร้างรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรี หากว่าการสำรวจเพิ่มเติมเพื่อหาโครงสร้างที่ชัดเจน ก็ น่าจะเป็นโครงสร้างที่น่าสนใจมาก ปัจจุบันบริษัท Adani port เพิ่งได้รับสัมปทานแปลงบริเวณ โครงสร้างตลาดไทร

นอกจากนี้ต้องมีการพิสูจน์ว่า โครงสร้างนี้อยู่ใกล้หินต้นกำเนิดมากน้อยแค่ไหน ซึ่งอาจจะเป็นจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาด ภูฉินารายณ์ และหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) เพื่อจะได้ยืนยันว่ามีปิโตรเลียมไหลมาสะสมในโครงสร้าง

อุดร (Udon)

โครงสร้างอุดร ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. อุดรธานี ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างภูฮ่อม พื้นผิวเป็นที่ราบ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่ากลุ่มหินโคราชวางตัวในแนวระนาบ แต่พบแนวรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำเป็นจำนวนมากใต้กลุ่มหินโคราช ซึ่งทำให้เกิดแนวคดโค้ง (ช่วง Indosinian Orogeny) ของหินที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่เป็น หมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) และต่ำลงไปน่าจะเป็นหมวดหินผานกเค้า (หรือ carbonate rocks)

สุนทร (2539) เชื่อว่ากลุ่มหินเพอร์เมียนของโครงสร้างนี้สามารถเปรียบเทียบกับโครงสร้างศรีธาตุ และภูฮ่อม ซึ่งเป็นหินปูนสลับกับโดโลไมต์ที่เป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดี มีปัญหาอยู่ที่ว่าโครงสร้างอุดรอยู่ต่ำกว่าโครงสร้างทั้งสอง เนื่องจากปิโตรเลียมจะไหลสู่ที่สูงอาจทำให้โครงสร้างอุดรมีความเสี่ยงที่ปิโตรเลียมจะสะสมอยู่ ดังนั้นหากโครงสร้างนี้มีหินปิดกั้นที่ดีและกักเก็บปิโตรเลียมไม่ไหลออกไป ก็จะเป็นโอกาสที่ดีที่จะพบปิโตรเลียมในโครงสร้างนี้

หากพิจารณาในส่วนที่เป็นรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรีที่มีรอยเลื่อนต่างๆ มาเกี่ยวข้องด้วยแล้ว ส่งผลให้หินกักเก็บปิโตรเลียมมีความพรุนสูง โครงสร้างนี้น่าจะเหมาะสมน่าสนใจอย่างยิ่ง

7.2.4 Tertiary reverse faults-related folds เป็นเป้าหมายที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เกิดจากรอยเลื่อนย้อน ที่เกิดหลังจากที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัวแล้ว ซึ่งรอยเลื่อนนี้อาจมีอายุยุคเทอร์เชียรี ส่งผลให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนบนรอยเลื่อน เป้าหวังประเภทนี้แตกต่างจากเป้าหมายอื่นๆ คือ มีรอยเลื่อนย้อนหลัก ตัดผ่านกลุ่มหินโคราชด้วย มีเพียง 2 โครงสร้าง คือ ตาดภูวง และคำป่าหลาย

ตาดภูวง (That Phu Wong)

โครงสร้างตาดภูวง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. วาริชภูมิ จ. สกลนคร เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่บริเวณเทือกเขาภูพาน โครงสร้างนี้กลุ่มหินโคราชบางมากเมื่อเปรียบเทียบกับโครงสร้างอื่น มีรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ (วางตัวในทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้) ตัดผ่านจากชั้นหินที่อยู่ด้านล่างจนถึงกลุ่มหินโคราช และเป็นสิ่งที่ทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนนี้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นลักษณะของชั้นหินที่อยู่ด้านล่างน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรี แต่เนื่องจากแนวรอยเลื่อนตัดผ่านถึงกลุ่มหินโคราชอาจทำให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับหินปิดกั้นซึ่งอาจทำให้ปิโตรเลียมไหลออกไปได้

บริษัท Total Khorat แพลตฟอร์มคลื่นไหวสะเทือนคาดว่าโครงสร้างรูปประทุนคว่ำเกิดจากรอยเลื่อนย้อนกลับมุมต่ำที่เกิดช่วง Indosinian Orogeny และเคลื่อนที่อีกครั้งเมื่อ

Himalayan Orogeny ทำการเจาะหลุมภูหกลบ-1 (PL-1) เมื่อวันที่ 13 พฤษภาคม 2536 โดยมีเป้าหมายอยู่ที่โครงสร้างรูปประทุนที่อยู่ใต้ Indosinian Orogeny น่าจะพบกลุ่มหินเพอร์เมียนที่อยู่ด้านบนรอยเลื่อนย้อนที่เอียงตัวไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งคาดว่าน่าจะเป็น upper clastics ผลการเจาะที่ระดับความลึกสุดท้าย 2,500 เมตร พบรอยแตกมากมายใน upper clastic rocks ซึ่งประกอบด้วยหินปูน หินดินดาน ถ่านหิน และหินดินดานที่มี organic rich ที่น่าจะเป็นหินต้นกำเนิดที่ดี ส่วนหินปูนเนื้อแน่นและไม่พบหินโดโลไมต์เลย พบร่องรอยปิโตรเลียมเล็กน้อยในชั้นของหินปูน

โครงสร้างนี้ไม่ประสบความสำเร็จเนื่องจากเป็นโครงสร้างกักเก็บที่ไม่ดี หินปิดกั้นที่เป็นหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) ที่อยู่ด้านบนและล่างของรอยเลื่อนย้อนไม่ดี

คำป่าหลาย (Kham Palai)

โครงสร้างคำป่าหลาย ครอบคลุมบริเวณ อ. หวานใหญ่ และ อ. เมือง จ. มุกดาหาร ลักษณะทางธรณีวิทยาเป็นโครงสร้างประทุนหงาย (syncline) มีแนวแกนทิศตะวันตก-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่ในส่วนของแอ่งสกลและอยู่ทางทิศเหนือของเทือกเขาภูพาน จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นภายใต้กลุ่มหินโคราชประกอบด้วย กลุ่มหินห้วยหินลาด และกลุ่มหินสระบุรี มีรูปแบบของ paleo high ซึ่งอาจเกิดขึ้นตั้งแต่ช่วง Indosinian Orogeny I มีแนวรอยเลื่อนย้อนมุมกลับตัดผ่าน แต่คุณภาพของข้อมูลไม่ดีทำให้การแปลผลหรือแสดงผลไม่แน่นอน อาจมีความเป็นไปได้หรือไม่ก็ได้ที่อยู่ภายใต้กลุ่มหินโคราชจะเป็นกลุ่มหินสระบุรี หรืออาจมีความพรุนน้อย หรือคุณสมบัติในการเป็นหินกักเก็บที่ไม่ดีพอ

เดิมบริษัท Unocal Thailand คาดว่าโครงสร้างนี้เป็นโครงสร้างรูปประทุนแนวเหนือ-ใต้ ที่เป็น structured-stratigraphic trap ของกลุ่มหินเพอร์เมียนและมีการ onlap หรือ truncation ด้านทิศตะวันตก-ตะวันออกเฉียงใต้ บริษัทได้เจาะหลุมสำรวจคำป่าหลาย-1 (KP-1) เมื่อวันที่ 24 มิถุนายน 2536 โดยมีเป้าหมายอยู่ที่ Permian massive carbonate ผลการเจาะที่ความลึก 2,721 เมตร พบแต่กลุ่ม หินไทรแอสซิก ซึ่งประกอบด้วยหินทรายสลับกับหินดินดานสีน้ำตาลแดงที่อยู่ใต้กลุ่มหินโคราช และไม่พบปิโตรเลียม

แต่อย่างไรก็ตามยังเชื่อมั่นว่าใต้กลุ่มหินห้วยหินลาดน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรี และน่าจะต่อเนื่องไปยังโครงสร้างธาตุพระพนมที่อยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างนี้ ซึ่งมีลักษณะคล้ายคลึงกับโครงสร้างภู่อ้อมมากและมีความเป็นไปได้ที่จะพบปิโตรเลียม

7.2.5 Shallow Permian/Permo-Carboniferous Anticline เป็นเป้าหมายที่เป็น รูปประทุนคว่ำที่เกิดหลังจากที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัวแล้ว แต่กลุ่มหินโคราชเป็นชั้นบางมาก (เมื่อเทียบกับเป้าหมายอื่นๆ) ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปอาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้นที่ค่อนข้างดี เป้าหวังประเภทนี้มี 5 โครงสร้าง ได้แก่ โครงสร้างเกษตรสมบูรณ์ แก้งคร้อ โนนสูง ภูเวียง และคำม่วง มี 3 โครงสร้างที่เจาะทดสอบแล้วคือ โครงสร้างเกษตรสมบูรณ์ แก้งคร้อ และโนนสูง

เกษตรสมบูรณ์ (Kaset Sombun)

โครงสร้างเกษตรสมบูรณ์ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เกษตรสมบูรณ์ จ. ชัยภูมิ เป็น โครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนทิศเกือบเหนือ-ใต้ (NNE-SSW) ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชบางมาก ใต้กลุ่มหินโคราชมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหิน สระบุรีที่ประกอบด้วย หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) และหมวดหินลำปาว (Lam Pao Formation หรือ Upper clastics)

เมื่อวันที่ 14 ตุลาคม 2525 บริษัท Esso Exploration and production Khorat Inc. เจาะหลุมเกษตรสมบูรณ์-1 (KS-1) เพื่อทดสอบลักษณะ Permian carbonate reef ที่เป็น reef build up ตามแนวของโครงสร้างประทุนคว่ำ ผลการเจาะที่ระดับความลึก 2,348 เมตร พบส่วนที่เป็นส่วนที่เป็น Permian carbonate ตอนล่าง ที่สะสมในน้ำตื้นมีความพรุนน้อยมาก มีถ่านหินแทรกกระหว่างชั้น ไม่พบฟีดหินและไม่พบแม้กระทั่งร่องรอยของปิโตรเลียม

เนื่องจากโครงสร้างรูปประทุนมีความลึกไม่มากจึงมีความเสี่ยงสูงที่ปิโตรเลียมจะไหลออกไปหากมีการไหลมาสะสม หรือโครงสร้างรูปประทุนนี้อาจเกิดช่วง Himalayan Orogeny หลังจากทีปิโตรเลียมไหลผ่านไปแล้ว

แก่งคร้อ (Kaeng Khlo)

โครงสร้างแก่งคร้อ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ภูเขียว จ.ชัยภูมิ เป็น โครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศเกือบเหนือ-ใต้ (NNE-SSW) ที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโครงสร้างภูเวียง จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน เห็นว่าด้านล่างมีแนวรอยเลื่อนจำนวนมากที่มากกว่าจนถึงกลุ่มหินโคราช เนื่องจากโครงสร้างมีความลึกไม่มากจึงมีความเสี่ยงสูงที่ปิโตรเลียมจะไหลออกไปหากมีการไหลมาสะสม หรืออาจเป็นไปได้ที่โครงสร้างรูปประทุนนี้อาจเกิดช่วง Himalayan Orogeny ซึ่งอาจไม่มีการสะสมของปิโตรเลียมเลย

แต่อย่างไรก็ตามบริษัท Forest Oil International (Thailand) Ltd. คาดว่าโครงสร้างแก่งคร้อนี้ประสบกับเทคโทนิคมาก อาจส่งผลให้มีรอยแตกในกลุ่มหินเพอร์เมียนที่อยู่ใต้กลุ่มหินโคราช และคาดว่าเป็นโครงสร้างที่เป็น 4 way closure โดยมีเป้าหมายย่อยอยู่ที่ normal fault bounded closure, reverse faults structure Pha Nok Khao stratigraphic และ structure build up บริษัทได้เจาะหลุมภูดิน-1 เมื่อวันที่ 27 เมษายน 2543 ผลการเจาะที่ระดับความลึก 1,020 เมตร พบ Permian carbonate rocks ตั้งแต่ความลึก 500 เมตร แต่ไม่พบปิโตรเลียมเลย

โนนสูง (Non Sung)

โครงสร้างโนนสูง เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำขนาดใหญ่ที่เห็นชัดเจนบนพื้นผิว มีแนวแกนแยกเป็นหลายทิศทาง (สุนทร, 2539) แต่ภาพรวมมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่บริเวณเทือกเขาภูพาน ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เลิงนกทา จ. ยโสธร และ อ. เสนานิคม จ.อำนาจเจริญ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่ากลุ่มหินโคราชที่อยู่บริเวณตอนบนของ

โครงสร้าง เป็นชั้นบางๆ เช่นเดียวกับโครงสร้างเกษตรสมบูรณ์และแก้งคร้อ ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะประกอบด้วยกลุ่มหินห้วยหินลาดและกลุ่มหินสระบุรีที่ค่อนข้างหนาแต่ไม่สามารถแบ่งเป็นหมวดหินย่อยได้ และมีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องน้อย

บริษัท Esso Exploration and Production Sakon Inc. เจาะหลุมโนนสูง-1 (NS-1) เมื่อวันที่ 7 มิถุนายน 2527 เพื่อทดสอบ (1) Permian carbonate (2) upper Permian clastics (3) Triassic clastics และ (4) Basal Khorat clastics ผลการเจาะที่ความลึก 4,510 เมตร พบชั้นหินตามที่บริษัทคาดไว้ คือ ความลึก 2,000 เมตร พบส่วนบนของ upper clastic ความลึก 3,423 เมตร พบ Top carbonate rocks แต่ Permian carbonate rocks (ทั้งหินปูนและโดโลไมต์) เนื้อแน่นมาก ความลึก 4,328 เมตร พบ Top clastic rocks และกลุ่มหินไทรแอสซิกเป็นพวกหินดินดานและหินทรายสีเทาดำ

โครงสร้างโนนสูงที่บริษัททำการเจาะ พบหินสระบุรีมีเนื้อแน่นเกินไป ไม่มีรอยแตกที่เกี่ยวข้องกับรอยเลื่อนเลย แต่อย่างไรก็ตามโครงสร้างนี้ยังน่าสนใจ หากเจาะบริเวณอื่นที่มีรอยแตกหรือแนวรอยเลื่อนมากๆ เช่นบริเวณด้านเหนือของโครงสร้าง

ภูเวียง (Phu Wiang)

โครงสร้างภูเวียง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ภูเวียง และ อ. ภูเรือ จ. ขอนแก่น ตั้งอยู่ที่ทิศตะวันตกของโครงสร้างน้ำพอง เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำขนาดใหญ่ ทางตอนเหนือมีแนวแกนอยู่ในทิศทางเหนือ-ใต้ แต่ทางตอนใต้ลงมาแนวแกนได้แตกออกเป็น 2 แนว โดยแกนหนึ่งยังคงอยู่ในแนวเดิมแต่อีกแกนได้ชั่ออกไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ (สุนทร, 2539) ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชที่ปิดทับอยู่ด้านบนบางมาก ลึกลงไปมีความเป็นไปได้ที่จะเป็น กลุ่มหินสระบุรีซึ่งมีแนวรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมาก รอยเลื่อนบางอันอาจตัดผ่านจนถึงพื้นผิวโลก ถึงแม้ว่าเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่น่าสนใจแต่ถ้าพิจารณาด้านหินปิดกั้น โครงสร้างภูเวียงนี้ค่อนข้างมีปัญหาเพราะกลุ่มหินสระบุรีอยู่ตื้นมากและความพรุนของไม่น่าจะมีคุณภาพดี ดังนั้นมีความเป็นไปได้ไม่มากนักที่โครงสร้างนี้จะพบปิโตรเลียม

คำม่วง (Kham Muang)

โครงสร้างคำม่วง เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่แนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่บริเวณตรงกลางของเทือกเขาภูพานและทิศตะวันตกเฉียงเหนือของโครงสร้างภูอินทราธรรม ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. คำม่วง จ. กาฬสินธุ์ สามารถเห็นกลุ่มหินโคราชบางๆ ปิดทับอยู่บนชั้นหินที่คาดว่าน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่หนามาก จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แนวรอยเลื่อนตัดผ่านกลุ่มหินสระบุรีมากมายแต่ไม่ตัดผ่านขึ้นไปยังกลุ่มหินโคราช ด้านล่างเห็น strong reflector ที่น่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ (หรือ lower clastics) ดังนั้นมีความเป็นไปได้ที่จะพบหมวดหินผานกเค้า (หรือ Permian carbonate rocks) ที่มีความพรุนมาก แต่ต้องมีการแปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนให้

ละเอียดขึ้นเพิ่มหาตำแหน่งที่จะเจาะสำรวจ แต่อย่างไรก็ตามต้องพิจารณาด้วยว่ากลุ่มหิน สระบุรีที่แสดงเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำค้ำม่วงนี้เกิดก่อนหรือหลังที่ปิโตรเลียมจะไหลมาสะสม

7.2.6 Thick Permian carbonate rocks เป็นเป้าหมายที่มีกลุ่มหินสระบุรีเป็นชั้นหนามาก แสดงเป็นรูปประทุนหงายและคว่ำซึ่งอยู่ใต้กลุ่มหินโคราชและมีแนวรอยเลื่อนตัดผ่านน้อย แต่ขอบเขตของกลุ่มหินสระบุรีด้านล่างไม่ชัดเจน หากพิจารณาอย่างคร่าวๆ เป้าหวังประเภทนี้มักอยู่ใต้เทือกภูพานและมีหลายโครงสร้าง สามารถแบ่งออกเป็นเป้าหมายประเภทนี้ เป็นบริเวณที่เป็นรูป ประทุนหงายและคว่ำ มีรายละเอียดดังนี้

1) **Syncline** เป็นเป้าหมายที่มีกลุ่มหินสระบุรีเป็นชั้นหนามากและเป็นรูปประทุนหงาย ได้แก่ โครงสร้างลำปาว บัวขาว และหนองพอก

ลำปาว (Lam Pao)

โครงสร้างลำปาว เป็นโครงสร้างรูปประทุนหงายเพียงโครงสร้างเดียวในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่มีการเจาะพิสูจน์ มีแนวแกนอยู่ที่ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ขนานกับเทือกเขาสหัสขันธ์ (สุนทร, 2539) ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ค้ำม่วง จ. กาฬสินธุ์ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่เป็นรูปประทุนหงาย ลึกลงไปน่าจะเป็นกลุ่ม หินสระบุรีซึ่งด้านล่างสุดน่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ

เดิมบริษัท Thai Shell เชื่อว่าโครงสร้างนี้เป็น dip and fault closure ของ carbonate rocks โดยมีหินปิดกั้นเป็น upper clastic และ closure นี้เกิดระหว่าง Indosinian Orogeny I และ II คาดว่าปิโตรเลียมจะไหลมาจากกลุ่มหินไทรแอสซิกที่สะสมตัวในแอ่งกึ่งกราเบน และ Upper clastics ของกลุ่มหินเพอร์เมียนที่อยู่รอบๆ โครงสร้างนี้ บริษัทเจาะหลุมลำปาว-1 (LP-1) เมื่อวันที่ 23 กรกฎาคม 2536 ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,411 เมตร พบ carbonate rocks ที่ความลึก 3,303-3,377 เมตร และพบร่องรอยของก๊าซธรรมชาติ

ข้อเสียของโครงสร้างคือคุณภาพของหินปิดกั้นไม่ดี และไม่มีเส้นทางให้ปิโตรเลียมเคลื่อนมาเก็บที่โครงสร้างได้

บัวขาว (Bua Kao)

โครงสร้างบัวขาว เป็นโครงสร้างรูปประทุนหงายขนาดเล็ก อยู่ทางทิศใต้ของโครงสร้างกุฉินารายณ์ มีอยู่ที่ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. กุฉินารายณ์ จ. กาฬสินธุ์ มีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างลำปาว จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน คาดได้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีลักษณะเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำและมีรอยเลื่อนมาตัดผ่านระหว่างกลุ่มหินโคราชและกลุ่มหินสระบุรีมีชั้นบางๆ ของกลุ่มหินห้วยหินลาดคั่นอยู่ เป้าหวังที่กลุ่มหินโคราชเป็นรูปประทุนหงายยังไม่ประสบผลสำเร็จในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือเลย ซึ่งเห็นได้จากการเจาะสำรวจหลุมลำปาว-1 ที่ไม่พบปิโตรเลียมเลย ดังนั้นโครงสร้างบัวขาวนี้น่า จะมีความเสี่ยงสูงที่จะประสบผลสำเร็จ

หนองพอก (Nong Phok)

โครงสร้างหนองพอก เป็นโครงสร้างรูปประทุนหงายมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ของโครงสร้างบัวขาว ครอบคลุมพื้นที่ อ. หนองพอก จ. ร้อยเอ็ด เป็นบริเวณลาดต่ำลงทางด้านใต้ของเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหินโคราชที่แสดงเป็นรูปประทุนหงายประกอบด้วย กลุ่มหินสระบุรีที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (buried hill) ที่มีรอยเลื่อนประกบทั้งสองด้าน ซึ่งมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างลำปาวและอาจมีความเสี่ยงด้านหินกักเก็บปิโตรเลียมเหมือนกับโครงสร้างลำปาวและบัวขาว

2) **Anticline** เป็นเป้าหมายที่มีกลุ่มหินสระบุรีเป็นชั้นหนามากและเป็นรูปประทุนคว่ำ ได้แก่ โครงสร้างภูกระแต เขาสวนกวาง สหัสขันธ์ โพนทอง และไชยวาน

ภูกระแต (Phu Kra Tae)

โครงสร้างภูกระแต เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศเกือบเหนือ-ใต้ อยู่ด้านทิศตะวันตกสุดของเทือกเขาภูพาน ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ไชยวาน จ. อุตรดิตถ์ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีความหนามากและต่อเนื่องมาจากโครงสร้างศรีธาตุที่อยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งเป็นส่วนที่เป็นฟีดหิน (reef) และน้ำตื้น กว่าส่วนที่เป็นโครงสร้างภูกระแต

กลุ่มหินสระบุรีน่าจะประกอบด้วย หมวดหินศรีธาตุ (หรือ lower clastics) หมวดหิน ผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) และหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) จากลักษณะของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำนี้ไม่มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องเลย มีแนวโน้มที่จะเกิดขึ้นช่วง Himalayan Orogeny เพราะแนวคดโค้งไปทางเดียวกับกลุ่มหินโคราช ดังนั้นมีความเสี่ยงที่หินกักเก็บปิโตรเลียมของหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) ที่อยู่ส่วนบนของกลุ่มหินสระบุรี อาจไม่สามารถกักเก็บ ปิโตรเลียม

เขาสวนกวาง (Khao Suan Kwang)

โครงสร้างเขาสวนกวาง เป็นโครงสร้างรูปประทุนขนาดใหญ่มีแนวแกนทิศตะวันตก - ตะวันออก ตั้งอยู่บริเวณด้านตะวันตกเฉียงใต้ของเทือกเขาภูพาน ถูกล้อมรอบด้วยโครงสร้างภูอ่อม น้ำพอง ศรีธาตุ และดงมูล ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เขาสวนกวาง จ. ขอนแก่น จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไป มีกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางและกลุ่ม หินสระบุรีที่หนามาก ซึ่งมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างภูกระแต โครงสร้างเขาสวนกวางน่าจะมีปัญหาด้านหินกักเก็บและโครงสร้างกักเก็บ แต่คุณสมบัติหินต้นกำเนิดของกลุ่มหินห้วยหินลาดและหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastic) ดี แต่อย่างไรก็ตามโครงสร้างนี้เป็นโครงสร้างขนาดใหญ่ ถึงแม้บริเวณที่เป็นรูป ประทุนคว่ำที่มีหมวดหินผานกเค้า (หรือ Permian carbonate rocks) หนาอาจมีความเสี่ยงด้านหินกักเก็บเพราะน่าจะมีความพรุนต่ำ แต่บริเวณที่อยู่ด้านตะวันออกสุดของโครงสร้าง เขาสวนกวางที่

ใกล้กับโครงสร้างศรีธาตุและดงมูล มีกลุ่มหินสระบุรีส่วนที่เป็นน้ำตื้นน่าจะเป็น บริเวณที่น่าสนใจมากกว่าบริเวณที่ชั้นหนา

สหัชชัน (Sahatsakan)

โครงสร้างสหัชชัน เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ อยู่ด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างเขาสวนกวาง และมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ขนานกับเทือกเขาภูพานด้านตะวันตก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. สหัชชัน จ. กาฬสินธุ์ โครงสร้างรูปประทุนคว่ำนี้สามารถมองเห็นได้บนพื้นผิว ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชที่มีแนวคดโค้ง ลึกลงไปน่าจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดชันบางๆ และเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่หนาอยู่ข้างใต้ มีรอยเลื่อนตัดผ่านเป็นจำนวนมาก แต่รอยเลื่อนหลักมีทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ เอียงไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนไม่สามารถแยกได้ระหว่างหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) และหมวดหินผานกเค้า (carbonate rocks) แต่ส่วนที่เป็นหมวดหินศรีธาตุ (หรือ lower clastics) สามารถมองเห็นได้ชัดเจนจากชั้นของ strong reflector ด้านล่างสุด ลักษณะของกลุ่ม หินสระบุรีที่หนาอาจไม่เหมาะสมต่อการเป็นหินกักเก็บที่ดี (เหตุผลเหมือนกับโครงสร้างภูกระแตและเขาสวนกวาง) แต่บริเวณทิศใต้ของโครงสร้างมีกลุ่มหินสระบุรีที่ค่อนข้างตื้นกว่าเหมือนกับบาง ส่วนของโครงสร้างเขาสวนกวางที่น่าสนใจอยู่

โพนทอง (Phon Thong)

โครงสร้างโพนทอง เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างสหัชชัน ซึ่งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ มีแนวแกนทิศทางเดียวกันคือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างโพนทองเหมือนกันโครงสร้างอื่นๆ ในเป้าหมายประเภท Thick Permian carbonate rocks ในส่วนที่เป็น Anticline คือใต้ กลุ่มหินโคราชลงไปจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดชันบางและกลุ่มหินสระบุรีที่หนา ดังนั้นโอกาสที่จะพบปิโตรเลียมมีความเป็นไปได้เท่ากับโครงสร้างอื่นๆ ที่กล่าวมาแล้ว

ไชยวาน (Chaiwan)

โครงสร้างไชยวาน อยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของเทือกเขาภูพาน ไม่สามารถมองเห็นโครงสร้างรูปประทุนได้จากพื้นผิว ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ไชยวาน จ. อุดรธานี โครงสร้างนี้อยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างศรีธาตุ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ามีแอ่งยุค เพอร์เมียนที่มีกลุ่มหินสระบุรีสะสมอยู่และต่อเนื่องมาจากโครงสร้างศรีธาตุ บริเวณนี้เป็นส่วนที่ลึกของแอ่งยุคเพอร์เมียนและมีกลุ่มหินสระบุรีที่หนา ลักษณะของ reflector ไม่ค่อยชัดเจนที่จะแบ่ง หมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) ออกจากหมวดหินผานกเค้า (หรือ carbonate rocks) แต่ส่วนหมวดหินศรีธาตุ (หรือ lower clastics) สามารถแยกได้ชัดเจน ความเสี่ยงของโครงสร้างนี้จะเหมือนกับโครงสร้างอื่นๆ ที่

กล่าวมาแล้ว แต่บริเวณทิศเหนือของโครงสร้างที่มีรอยเลื่อนตัดผ่านมาก ไม่เสี่ยงกับความเนือแน่นของ หินกักเก็บและกลุ่มหินสระบุรีค่อนข้างดีน่าจะมีศักยภาพในการกักเก็บปิโตรเลียมมากกว่า

7.2.7 Permian reefal build-up เป็นเป้าหมายที่เป็นฟีดหิน (reefal build up) อยู่ในกลุ่มหิน สระบุรี โดยที่มีแนวรอยเลื่อน ตัดผ่าน แต่รอยเลื่อนนั้นไม่เกิดการเคลื่อนที่อีก ถึงแม้ว่าจะประสบกับ Indosinian Orogeny I และ II การชนกัน (collision) ของ western Myanmar กับ Shan Thai หรือ Himalayan Orogeny ทำให้กลุ่มหินโคราชที่อยู่ด้านบนคงสภาพเป็น แนวราบไม่มีรอยคดโค้งเกิดขึ้นเลย เป้าหวังประเภทนี้ได้แก่ โครงสร้างดงมูลและภาพสินธุ์

ดงมูล (Dong Mun)

โครงสร้างดงมูล เป็นโครงสร้างที่กลุ่มหินโคราชวางตัวในแนวระนาบ ตั้งอยู่ที่ทิศ ตะวันตกเฉียงใต้ของโครงสร้างเขาสวนกวางและทิศตะวันตกเฉียงเหนือของโครงสร้างภาพสินธุ์ มี แนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้และขนานกับเทือกเขาภูพาน ครอบคลุมพื้นที่ ระหว่าง อ. กระนวน จ. ขอนแก่น กับ อ. ท่าคันโท จ. ภาพสินธุ์ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่า ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่ตื้น (หรือบาง) อยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้และหนาไปทางทิศ ตะวันออกเฉียงเหนือ นอกจากนี้ยังแสดงถึงฟีดหิน (reef) ที่มีหมวดหินลำปาว (upper clastics) ปิดทับ บนฟีดหินด้วย มีรอยเลื่อนตัดผ่านกลุ่มหินสระบุรีหลายตัว หากพิจารณาถึงหินต้น กำเนิดซึ่งได้แก่ กลุ่ม หินห้วยหินลาดชั้นบางๆ อยู่ด้านบนและส่วนที่เป็นหมวดหินลำปาว (upper clastics) ก็น่าจะความ เป็นไปได้ที่ปิโตรเลียมที่ได้จะไหลไปสะสมที่ฟีดหินนี้ ดังนั้นโครงสร้างดงมูลจึงมีความน่าสนใจสูง

เดิมบริษัท Exxon Mobil Exploration and Production Khorat Inc. แปล ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนพบฟีดหินในกลุ่มหินเพอร์เมียน ทำให้ดำเนินการเจาะหลุมดงมูล-1 (DM-1) ที่ อ. หนองสูง จ. ภาพสินธุ์ เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2533 เพื่อทดสอบส่วนที่เป็นโครงสร้างฟีดหิน ใน บริเวณที่เป็น Platform margin ซึ่งเห็นเป็น seismic-stratigraphic trap ที่ถูกแปลว่าเป็นฟีดหิน (reefal build up) ที่สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น โดยมีเป้าหมายอยู่ที่ (1) ฟีดหิน (Permian reef) และ (2) Basal Khorat clastics ผลการเจาะที่ระดับความลึกสุดท้าย 3,474 เมตร พบกลุ่มหินเพอร์เมียนที่มีฟีด หินอยู่ด้วยแต่ความพรุนไม่มากเหมือนที่คาดไว้ พบก๊าซธรรมชาติ 10 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน จากฟีดหิน (Permian algal reef) และร่องรอยก๊าซธรรมชาติที่หมวดหินภูกระดึง หมวดหินพระวิหารและกลุ่มหิน ไทรแอสซิก บริษัทได้ทดสอบอัตราการไหลของหลุมดงมูล-1 ดังนี้

2,705-2,798 เมตร อัตราการไหลก๊าซธรรมชาติ 9.95 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2,841-2,881 เมตร อัตราการไหลก๊าซธรรมชาติครั้งแรก 23.56 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อ วัน แต่ลดลงเหลือ 0.26 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2,947-3,008 เมตร อัตราการไหลก๊าซธรรมชาติ 0.08 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

3,126-3,142 เมตร พบร่องรอยปิโตรเลียม แต่มีน้ำจำนวนมาก

พบก๊าซ H₂S 20 ppm และก๊าซ CO₂ 30%

ผลการทดสอบการไหลของก๊าซธรรมชาติของหลุมนี้มีความน่าพอใจแต่อัตราการไหลลดลงอย่างรวดเร็ว ทำให้ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

เมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม 2533 บริษัทได้เจาะหลุมดงมูล-2 (DM-2) อีกเพื่อทดสอบเป้าหมายเดิมแต่เจาะส่วนที่เป็น Carbonate platform ที่ห่างออกไปเป็นขอบไหล่ทวีป (shelf edge) หลุมดงมูล-2 ห่างจากหลุมดงมูล-1 ไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ประมาณ 12 กิโลเมตร โดยคาดว่าปิโตรเลียมที่เกิดจากหมวดหินลำปาว (upper clastics) ที่อยู่บริเวณน้ำลึกน่าจะไหลมาสะสมบริเวณนี้ได้ ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,654 เมตร พบร่องรอยปิโตรเลียม โดยแต่ละความลึกพบน้ำเป็นส่วนใหญ่นี้

2,763-2,882 เมตร อัตราการไหลของน้ำ 1,614 บาร์เรลต่อวัน และก๊าซธรรมชาติ 0.13 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

2,913-3,048 เมตร อัตราการไหลของน้ำ 1,568 บาร์เรลต่อวัน

3,139-3,179 เมตร อัตราการไหลของน้ำ 335 บาร์เรลต่อวัน

ผลการเจาะหลุมสำรวจ 2 หลุม (ดงมูล-1 และดงมูล-2) บริเวณโครงสร้างดงมูลนี้เป็น การยืนยันว่าโครงสร้างมีศักยภาพปิโตรเลียม ปัจจุบันบริษัท Apico LLC มีแผนที่จะเจาะหลุมดงมูล-A ซึ่งอยู่บริเวณพืดหินเดียวกับหลุมดงมูล-1 แต่เป็นส่วนที่เป็น fore reef slope แต่ห่างออกไปเพียง 2 กิโลเมตร และคาดว่าโครงสร้างดงมูลนี้จะสามารถพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมต่อไปได้

กาฬสินธุ์ (Kalasin)

โครงสร้างกาฬสินธุ์ เป็นโครงสร้างที่อยู่ใต้กลุ่มหินโคราชที่วางตัวแนวระนาบ แต่ลึกลงไปเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่สะสมในแอ่งยุคเพอร์เมียน ที่มีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ด้านตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ ส่วนด้านลึกลงอยู่ทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. กาฬสินธุ์ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างนี้ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างดงมูลที่ตั้งอยู่ด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ใต้กลุ่มหินโคราชน่าจะเป็นกลุ่ม หินสระบุรีที่มีพืดหิน (reef) ซึ่งคล้ายกับโครงสร้างดงมูลแต่ไม่ชัดเจนเท่า แต่อย่างไรก็ตามถึงแม้จะเป็นพืดหินแต่ยังติดปัญหาที่คุณภาพของหินกักเก็บซึ่งอาจมีความพรุนต่ำ จึงต้องการศึกษาข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อกำหนดตำแหน่งหลุมเจาะต่อไป

7.3 Both Triassic & Permian basins play

เป็นเป้าหมายที่ยังไม่ได้มีการทดสอบ ซึ่งอาจเป็นกลุ่มหินที่สะสมตัวในแอ่งยุคไทรแอสซิกและเพอร์เมียน โดยที่กลุ่มหินทั้งสองอยู่บริเวณเดียวกัน สามารถแบ่งเป้าหมายในกลุ่มนี้ดังต่อไปนี้

7.3.1 Permian pinch out เป็นเป้าหมายที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้น (เป็นชั้นบาง) ที่สับหายไปในบริเวณที่เป็นหินฐานราก ด้านล่างมี strong reflector เหมือนเป็น

หมวดหินครีธาตุ เป่าหวังนี้ไม่มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องเลย เป่าหวังประเภทนี้ได้แก่ โครงสร้างอุบล เดชอุดม และหนองงูเห่ล้อม

อุบล (Ubon)

โครงสร้างอุบล เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบเหนือ-ใต้ (NNE-SSW) ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พิบูลมังสาหาร จ. อุบลราชธานี ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็น กลุ่มหินโคราชมีความหนาแน่นและโค้งงอเป็นรูปประทุนคว่ำเพียงเล็กน้อย บริเวณรอยชั้นไม่ต่อเนื่องระหว่างกลุ่มหินโคราชกับหินที่แก่กว่าเป็นรูปประทุนคว่ำ ใต้กลุ่มหินโคราชมี reflector ที่แสดงชั้นหินไม่ค่อยชัดเจนนัก แต่มีส่วนที่เป็นชั้นของ strong reflector ที่อาจจะเป่าหวังหินครีธาตุ มีแนวรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำหลายแนวในหินแก่นี้ นอกจากนี้กลุ่มหินสระบุรียังลึบ (pinch out) ไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้

สุนทร (2539) เชื่อว่าโอกาสที่จะพบปิโตรเลียมในโครงสร้างอุบลยังมีอยู่ เพราะกลุ่มหินเพอร์เมียน โดยเฉพาะหินปูนหรือหินโคลไมต์อาจมีโพรงหรือรอยแตกมาก ทำให้คุณสมบัติในการเป็นหินกักเก็บที่ดี

เนื่องจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนนี้สำรวจโดยบริษัท Phillip Petroleum Company (Thailand) เมื่อปี พ.ศ. 2525 ไม่ชัดเจนและไม่มีข้อมูลในรูปแบบดิจิทัลทำให้เป็นอุปสรรคในการศึกษาในรายละเอียดของโครงสร้างนี้ คาดว่าปี พ.ศ. 2550 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะได้ปรับเปลี่ยนข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนนี้ให้เป็นรูปแบบดิจิทัล ซึ่งจะทำให้การศึกษาและแปลข้อมูลบริเวณนี้ได้ดียิ่งขึ้น

เดชอุดม (Det Udom)

โครงสร้างเดชอุดม เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำคาดว่ามีความมีแนวแกนเหนือ-ใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เดชอุดม และ อ. บุณฑริก จ. อุบลราชธานี ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างอุบล เนื่องจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนบริเวณนี้มีน้อยมากทำให้กำหนดขอบเขตของโครงสร้างได้ไม่แน่นอน จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพียง 1 เส้นสำรวจ แสดงให้เห็น กลุ่มหินโคราชที่หนาและคดโค้งเป็นรูปประทุนคว่ำ ใต้กลุ่มหินโคราชอาจเป็นกลุ่มหินภูจินารายณ์ หรือกลุ่มหิน สระบุรี หรือแก่กว่านั้นก็ได้ กลุ่มหินนี้ลึบไปทางด้านตะวันตกของภาพตัดขวาง มีรอยเลื่อนตัดผ่านจนถึงรอยชั้นไม่ต่อเนื่องของกลุ่มหินโคราชด้านล่าง (base Khorat unconformity) ซึ่งอาจช่วยในด้านคุณสมบัติของหินกักเก็บ แต่ยังไม่แน่นอนสำหรับหินต้นกำเนิดเพราะไม่แน่ใจว่าจะมีอยู่บริเวณนี้หรือไม่และลักษณะของโครงสร้างรูปประทุนนี้อาจจะเกิดหลังจากที่มีการให้ปิโตรเลียม แล้ว ดังนั้นโครงสร้างเดชอุดมนี้มีความเสี่ยงต่อการลงทุน

หนองงูเห่ล้อม (Nong Ngu Luam)

โครงสร้างหนองงูเห่ล้อม เป็นพื้นที่ราบครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เดชอุดม จ. อุบลราชธานี จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นถึงโครงสร้างรูปประทุนคว่ำเล็กน้อย คาดว่า

ด้านล่างของกลุ่มหินโคราชที่หนาและวางตัวในแนวระนาบจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้น ลึบหายไปทางด้านซ้ายของภาพตัดขวางมีรอยเลื่อนทั้งที่เป็นรอยเลื่อนปกติและรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ ซึ่งน่าจะเคลื่อนที่ช่วง Himalayan Orogeny ทำให้เกิดเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ โครงสร้างหนองงูเหลือมมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างอุบลและเดชอุดม แต่โครงสร้างนี้น่าจะมีความเสี่ยงน้อยกว่า ในด้านความพรุนของหินกักเก็บเพราะมีรอยเลื่อนตัดผ่านมาก หากจะมีข้อจำกัดอยู่ที่หินต้นกำเนิดที่อาจค่อนข้างไกลจากโครงสร้างนี้

7.3.2 Permian underneath very thick Triassic graben เป็นเป้าหมายที่เป็นแอ่ง กังกรabenยุคไทรแอสซิก ซึ่งอยู่บริเวณด้านตะวันตกเฉียงใต้ของที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ กลุ่มหินภูจินารายณ์และห้วยหินลาดที่สะสมอยู่ในแอ่งกังกรabenเป็นชั้นหนามาก ใต้กลุ่มหินภูจินารายณ์ที่มี reflector ที่มีลักษณะเหมือนกลุ่มหินสระบุรี ถึงแม้ว่าเป้าหมายประเภทนี้ยังไม่มีการเจาะทดสอบ แต่คาดว่าอาจเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพปิโตรเลียมสูง เนื่องจากในบริเวณนี้มีทั้งหินต้นกำเนิด (ที่เป็นกลุ่มหินภูจินารายณ์และห้วยหินลาด) และหินกักเก็บ (กลุ่มหินสระบุรี) ในบริเวณเดียวกัน นอกเหนือทั้งกลุ่มภูจินารายณ์และห้วยหินลาดก็เป็นหินปิดกั้นที่ดีเช่นกัน

เป้าหมายบริเวณนี้ค่อนข้างซับซ้อน ทำให้การกำหนดขอบเขตของแต่ละโครงสร้างไม่่ง่ายนัก จึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมอย่างมาก แต่อย่างไรก็ตามการแบ่งโครงสร้างนี้จะยึดถือการศึกษาที่ผ่านมา เช่น สุนทร (2539) ได้แก่ โครงสร้างลำตะคอง สีคิ้ว ด้านขุนทด และลำนารอง แต่รายงานบทนี้ได้เปลี่ยนชื่อโครงสร้างลำตะคองเป็นลำพระเพลิง เนื่องจากอยู่บริเวณลำพระเพลิงมากกว่า และเพิ่มโครงสร้างดอนไพรอีก

ลำพระเพลิง (Lam Phra Phoeng)

โครงสร้างลำพระเพลิง ตั้งอยู่บริเวณขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งตั้งอยู่ที่ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ปักธงชัย จ. นครราชสีมา ใกล้แม่น้ำลำพระเพลิง ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นถึงกลุ่มหินโคราชถูกยกตัวขึ้นมาและบางมากบริเวณด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้และหนาไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ใต้กลุ่มหินโคราช คาดว่าน่าจะเป็นกลุ่มหินภูจินารายณ์หรือห้วยหินลาดที่โผล่ให้เป็นบริเวณบ้านซับพลู ซึ่งประกอบด้วยหินดินดาน หินทรายสีดํา และหินกรวดมนแทรกสลับ ใต้กลุ่มหินภูจินารายณ์และห้วยหินลาดลงไป จากลักษณะของ reflector มีความเป็นไปได้สูงที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรี จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ แสดงให้เห็นลักษณะของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรี ภูจินารายณ์ และห้วยหินลาดปิดทับ (แสดง onlap) ซึ่งมีความเป็นไปได้สูงมากที่กลุ่มหินสระบุรีจะเกิดเป็น buried hill ก่อนที่ปิโตรเลียมจะเกิดจากหินภูจินารายณ์และห้วยหินลาดไหลมาสะสมในโครงสร้างนี้ จะเห็นว่าโครงสร้างบริเวณนี้มีความซับซ้อนมาก มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องสูง ซึ่งอาจเป็นผลดีต่อคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม บริเวณนี้ส่วนที่เป็น buried hill มีจำนวนมาก ดังนั้นหากมีการศึกษาเพิ่มเติมโครงสร้างลำพระเพลิงนี้ น่าจะสามารถพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมต่อไปได้

สีคิ้ว (Si Kew)

โครงสร้างสีคิ้ว เป็นโครงสร้างที่อยู่ด้านตะวันตกเฉียงเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. สีคิ้ว จ. นครราชสีมา ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าโครงสร้างมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียง-ตะวันออกเฉียงใต้เช่นเดียวกับโครงสร้างลำพระเพลิง โครงสร้างนี้จะเป็นส่วนที่เป็น buried hill ของกลุ่มหินสระบุรีที่อยู่ลึกที่สุดของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกและกลุ่มหินโคราชที่หนาที่สุด ดังนั้นโครงสร้างนี้อาจมีปัญหาอยู่ที่หากปิโตรเลียมเกิดขึ้นแล้วไหลขึ้นสู่ที่สูงกว่า ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้มากน้อยแค่ไหนที่ปิโตรเลียมจะไหลมากักเก็บที่โครงสร้างนี้ แต่อย่างไรก็ตามต้องมีการศึกษา buried history บริเวณนี้ให้มากขึ้น

ด่านขุนทด (Dan Khun Tod)

โครงสร้างด่านขุนทด ตั้งอยู่บนที่ราบและอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างสีคิ้ว ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ด่านขุนทด จ. นครราชสีมา มีแนวแกนของทางทิศเดียวกับโครงสร้างลำพระเพลิงและสีคิ้ว จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนโครงสร้างนี้ จะอยู่ส่วนขอบด้านปลายของแอ่งกิ่ง กราเบนยุคไทรแอสซิกใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินภูหินทรายที่หนา แต่บางบริเวณทิศตะวันออกเฉียงเหนือ reflector แสดงให้เห็น buried hill ที่อยู่ใต้กลุ่มหินที่กล่าวมาแล้ว ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรีเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่น่าสนใจมาก แต่ความเสี่ยงของโครงสร้างคล้ายกับโครงสร้างสีคิ้ว ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมอีกหลายด้าน

ดอนไพร (Don Phrai)

โครงสร้างดอนไพร อยู่บริเวณทิศเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตก ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างลำพระเพลิง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณระหว่าง อ. คอนบุรี และ อ. โชคชัย จ. นครราชสีมา โครงสร้างวางตัวแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่หนาปิดทับบนกลุ่มหินภูหินทรายที่มีแอ่งอยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ บริเวณที่บางของกลุ่มหินภูหินทรายมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรีเป็นรูปประทุนคว่ำ นอกจากนี้โครงสร้างนี้มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องอีกด้วย เนื่องจากบริเวณนี้มีข้อมูล น้อยมาก จึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม ซึ่งโครงสร้างอาจต่อเนื่องมาจากโครงสร้างลำพระเพลิงก็ได้

ลำนางรอง (Lam Nang Rong)

โครงสร้างลำนางรอง เป็นโครงสร้างที่อยู่ด้านใต้สุดของขอบที่ราบสูงโคราชที่อยู่ด้านใต้ อยู่ด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างดอนไพร ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. นางรอง จ. บุรีรัมย์ มีข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนผ่านโครงสร้างนี้เพียงเส้นสำรวจเดียว ขอบเขตของโครงสร้างจึงเป็นการคาดการณ์ว่าน่าจะมีทิศทางที่ขนานกับขอบที่ราบสูงโคราชด้านใต้คือ มีแนวทิศตะวันตกเฉียงใต้ – ตะวันออกเฉียงใต้ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ามีโครงสร้างคล้ายกับโครงสร้างอื่นๆ ในกลุ่มนี้ที่กล่าวมา เพียงแต่บริเวณนี้มีกลุ่มหินโคราชที่บางกว่าเล็กน้อย แต่กลุ่มหินภูหินทราย แสดงรอยขึ้นไม่ต่อเนื่องกับกลุ่มหินโคราชชัดเจนมาก (erosional truncation) และน่าจะมีรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ

เป็นตัวที่ทำให้เกิด inversion ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกก่อนที่กลุ่มหินโคราชจะสะสมตัว และ บางส่วนแสดงให้เห็นรอยชั้นไม่ต่อเนื่องของหมวดหินน้ำพองกับหมวดหินภูกระดึงด้วย ใต้กลุ่มหินภูจินารายณ์น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่เป็นรูปประทุน แต่เนื่องจากข้อมูลไม่ชัดเจนทำให้ยังมีความไม่แน่นอนว่าจะเจอหินกักเก็บในโครงสร้างนี้หรือไม่

7.3.3 Very complex structure (cannot be defined) เป็นเป้าหมายที่เป็นกลุ่มหิน ที่อยู่ภายใต้กลุ่มหินโคราชที่เป็นโครงสร้างซับซ้อนและรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมากจาก ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนลักษณะของ reflector บ่งบอกไม่ชัดเจนว่าน่าจะเป็นกลุ่มหินภูจินารายณ์ (ยุค ไทรแอสซิก) หรือสระบุรี (ยุคเพอร์เมียน) หรือแก่กว่านั้น (ยุคก่อนเพอร์เมียน) แต่ถ้าได้มีการศึกษาหรือ ได้ทำการแปรผลข้อมูล คลื่นไหวสะเทือนใหม่ (seismic reprocessing) น่าจะได้โครงสร้างที่ชัดเจนกว่า นี้ เป้าหวังประเภทนี้ได้แก่ โครงสร้างสีดา อาจสามารถ พุทไธสง พัทธภูมิพิสัย เกษตรพิสัย จตุรพักตรพิมาน มัญจาคีรี หนองขमार ชุมพลบุรี ศีรษะเกษตะวันตกและศีรษะเกษตะวันออก

สีดา (Si Da)

โครงสร้างสีดา เป็นรูปประทุนคว่ำครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. บัวใหญ่ จ. นครราชสีมา ตั้งอยู่ที่ทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างชนบท ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็น ว่ากลุ่มหินที่อยู่ใต้กลุ่มหินโคราชน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่หนามาก มีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมากและ เคลื่อนที่ทำให้มีลักษณะเหมือนโครงสร้างเขาสวนกวาง แต่มีปัญหาอยู่ที่ว่าด้านซ้ายของภาพตัดขวาง น่าจะเป็นกลุ่มหินภูจินารายณ์ที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างบัวใหญ่ (ตอนใต้ของโครงสร้างชนบท) ซึ่ง ลักษณะโครงสร้างค่อนข้างซับซ้อนและยากที่จะกำหนดขอบเขตของกลุ่มหินสระบุรี แต่อย่างไรก็ตามมีความเป็นไปได้ที่กลุ่มหินทั้งสองนี้จะแยกออกจากกันโดยรอยเลื่อน หากเป็นกลุ่ม หินสระบุรีจริง โครงสร้างสีดาน่า จะเป็นโครงสร้างที่น่าสนใจเพราะหินกักเก็บที่มีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมากเพิ่มความพรุนและอยู่ใกล้กับหินต้นกำเนิดอีก

อาจสามารถ (At Samat)

โครงสร้างอาจสามารถ เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่สูงไม่มากนัก ครอบคลุม พื้นที่บริเวณ อ. อาจสามารถ จ. ร้อยเอ็ด ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชนา และมียรอยคดโค้งเล็กน้อยอาจเนื่องมาจากแนวรอยเลื่อนที่อยู่ด้านล่างเกิดการเคลื่อนที่ใต้กลุ่มหิน โคราช มีชั้นหินที่ลึบหายไปโนทิศใต้ซึ่งอาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือกลุ่มหินยุคก่อนเพอร์เมียนก็ได้ ถึงแม้ ขอบเขตของโครงสร้างอาจสามารถนี้จะกว้างแต่มีความเสี่ยงที่ไม่สามารถกำหนดขอบเขตของหินกักเก็บ บีโตรเลียมได้ และมีความไม่แน่นอนว่ากลุ่มหินดังกล่าวจะมีคุณสมบัติในการเป็นหินกักเก็บที่ดีหรือไม่ ทั้งนี้อาจมีปัญหาเรื่องหินปิดกั้นและหินต้นกำเนิดอีกด้วย

พุทไธสง (Puthai Song)

โครงสร้างพุทไธสง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พุทไธสง จ. บุรีรัมย์ ตั้งอยู่ในแอ่งโคราชและอยู่ทิศใต้ของเทือกเขาภูพาน โครงสร้างนี้อยู่ด้านตะวันตกของโครงสร้างพัทภูมิพิสัย

ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหินโคราชที่หนาและค่อนข้างราบเรียบประกอบด้วยกลุ่ม หินที่อาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีโครงสร้างซับซ้อนและมีรอยคดโค้งจำนวนมาก ซึ่งเกี่ยวข้องกับรอยเลื่อน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนมี reflector ที่เข้มแสดงให้เห็นทั้งส่วนที่เป็นประทุนคว่ำและหงาย หากศึกษาข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในแนวตะวันตก-ตะวันออก จะเห็นว่ากลุ่มหินนี้มีรอยคดโค้งที่หนา สนใจคล้ายเป็น Permian buried hill หากพิจารณาเฉพาะลักษณะของโครงสร้างทางธรณี โครงสร้างพุธไธสงนี้ น่าสนใจมากแต่ต้องพิจารณา Petroleum system เพิ่มเติมด้วย ซึ่งโครงสร้างนี้อาจมีความเสี่ยงสูงเช่นกัน

พัยคฆภูมิพิสัย (Phayakkhaphum Phisai)

โครงสร้างพัยคฆภูมิพิสัย ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พัยคฆภูมิพิสัย จ. มหาสารคาม ส่วนที่เป็นแอ่งโคราชซึ่งอยู่ที่ใต้ของเทือกเขาภูพาน ตั้งอยู่ด้านตะวันออกของโครงสร้างพุธไธสง ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหินโคราชที่หนาและราบเรียบมีลักษณะเหมือนกลุ่มหิน สระบุรีที่ค่อนข้างหนา ซึ่งหากเป็นกลุ่มหินสระบุรีจริง อาจทำให้สมมติฐานที่ว่าทะเลยุคเพอร์เมียนที่ อยู่ด้านตะวันตกและตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ (ใต้เทือกเขาภูพาน) ผิดไป เพราะผลการศึกษาที่ผ่านมาไม่พบกลุ่มหินสระบุรีอยู่บริเวณนี้ แต่อย่างไรก็ตามมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่ม หินยุคก่อนเพอร์เมียน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ามีรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำอยู่ทางทิศใต้ที่มีการเคลื่อนที่ ก่อนที่กลุ่มหินโคราชจะสะสมตัว นอกจากนี้ยังมีลักษณะของ Karst topography ในหินกลุ่มนี้อีกด้วย โครงสร้างพัยคฆภูมิพิสัยน่าสนใจบริเวณที่เป็นแนวคดโค้งของกลุ่ม หินยุคก่อนเพอร์เมียน แต่หินต้นกำเนิดค่อนข้างอยู่ไกลอาจทำให้ไม่มีปิโตรเลียมเข้ามาสะสมในโครงสร้างได้

เกษตรพิสัย (Kaset Pasai)

โครงสร้างเกษตรพิสัย ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เกษตรวิสัย จ. ร้อยเอ็ด อยู่ด้านตะวันออกของโครงสร้างพัยคฆภูมิพิสัย จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชค่อนข้างราบ แต่ลึกลงไปซึ่งอาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้น มีรอยเลื่อนย้อนมาเกี่ยวข้องกับบริเวณ SP 2300-2450 มีลักษณะเป็น Karst topography และอาจมีกลุ่มหินห้วยหินลาดบางๆ ปิด ทับอยู่ เนื่องจากบริเวณนี้มีข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนน้อยทำให้ไม่สามารถกำหนดโครงสร้างที่ชัดเจน

จตุรพักตรพิมาน (Chaturaphak Phiman)

โครงสร้างจตุรพักตรพิมาน อยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างเกษตรพิสัย ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. จตุรพักตรพิมาน จ. ร้อยเอ็ด จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ใต้กลุ่มหินโคราชที่หนาลงไปมีลักษณะของ buried hill ของกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่าด้านซ้ายของภาพตัดขวางมีลักษณะของกลุ่มหินห้วยหินลาดปิดทับอยู่ (reflector แสดงลักษณะ onlap พบกลุ่มหิน สระบุรีหรือแก่กว่าด้วย รอบๆ buried hill มีแนวรอยเลื่อนกันทั้งสองด้าน หาก buried hill เป็นกลุ่ม หินสระบุรีจริงโครงสร้างจตุรพักตรพิมานก็น่าจะเป็นโครงสร้างที่สนใจ เพราะมีหินต้นกำเนิดอยู่ใกล้ด้วย

มัญจาคีรี (Mancha Kiri)

โครงสร้างรูปประทุนคว้ามัญจาคีรี ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. มัญจาคีรี จ. ขอนแก่น ตั้งอยู่ที่ทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างภูดิน โครงสร้างมัญจาคีรีมีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชชั้นและบางไปทางทิศตะวันตก มีรอยเลื่อนย้อนเป็นตัวทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว้ามัญจาคีรีได้กลุ่มหินโคราชลงไปมีกลุ่มหินห้วยหินลาดชันบางปิดทับ ลึกลงไปมีความเป็นไปได้ที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างภูดินและชนบท โครงสร้างมัญจาคีรี น่าสนใจแต่ต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมและปรับปรุงคุณภาพของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนให้ดีขึ้น เพื่อกำหนดขอบเขตของโครงสร้างให้ชัดเจนมากกว่านี้

หนองขमार (Nong Khaman)

โครงสร้างหนองขमार ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. คูเมือง จ. บุรีรัมย์ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างตลาดไทร ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปมีชั้นหินที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างตลาดไทร และหากสังเกตคร่าวๆ แล้ว โครงสร้างนี้คล้ายบางบริเวณของโครงสร้างดงมูล ในส่วนที่เป็น Platform carbonates ที่มีรอยเลื่อนย้อนเกิดขึ้นก่อนที่จะมีการสะสมตัวของกลุ่มหินโคราช หากสามารถพิสูจน์ได้ว่าโครงสร้างตลาดไทรเป็นกลุ่มหินสระบุรี และเป็นโครงสร้างที่ประสบผลสำเร็จ โครงสร้างหนองขमारนี้ก็น่าจะมีผลเช่นเดียวกัน

ชุมพลบุรี (Chumphon Buri)

โครงสร้างชุมพลบุรี ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ชุมพลบุรี จ. สุรินทร์ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างหนองขमार ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่ราบเรียบ ลึกลงไปมีกลุ่มหินที่อาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้น มีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมาก จากข้อมูลที่มีอยู่ โครงสร้างนี้มีความน่าสนใจไม่มาก แต่หากได้ข้อมูลที่ชัดเจนกว่านี้อาจทำให้มีแนวคิดเกี่ยวกับโครงสร้างนี้เพิ่มเติม และต้องพิจารณาเกี่ยวกับหินต้นกำเนิดที่ค่อนข้างหายากในพื้นที่บริเวณนี้ด้วย

ศรีสะเกษตะวันตก (West Sri Sa Ket)

โครงสร้างศรีสะเกษตะวันตก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. ศรีสะเกษ เป็นโครงสร้างที่อยู่ในส่วนของแอ่งโคราชที่ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเทือกเขาภูพาน จะเห็นได้ว่ากลุ่มหินโคราชราบเรียบจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ส่วนที่ลึกลงไปเป็นโครงสร้างซับซ้อนที่มีรอยเลื่อนตัดผ่าน ทำให้กลุ่มหินที่น่าจะยุคก่อนเพอร์เมียนมีการโค้งงอตามรอยเลื่อน ส่วนด้านซ้ายของภาพตัดขวางมีลักษณะของ reflector onlap มาทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ โครงสร้างนี้ค่อนข้างจะมีความเสี่ยงสูงในด้าน Petroleum system เพราะไม่มีความแน่นอนว่ากลุ่มหินใต้กลุ่มหินโคราชจะเป็นหิน กักเก็บที่ดีหรือไม่ ส่วนหินต้นกำเนิดในบริเวณนี้ก็ค่อนข้างหายาก

ศรีสะเกษตะวันออก (East Sri Sa Ket)

โครงสร้างศรีสะเกษตะวันออก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. ศรีสะเกษ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างศรีสะเกษตะวันตก เป็นโครงสร้างที่อยู่ในส่วนที่เป็นแอ่งโคราชที่

ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเทือกเขาภูพาน จะเห็นได้ว่ากลุ่มหินโคราชราบเรียบ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นถึง erosional truncation ระหว่างกลุ่มหินยุคก่อนเพอร์เมียน และกลุ่มหินโคราช โครงสร้างนี้มีรอยเลื่อนตัดผ่านน้อย อาจเป็นโครงสร้างที่เกี่ยวข้อง stratigraphic trap ความเสี่ยงของโครงสร้างนี้น่าคล้ายกับโครงสร้างสรีระกะษะตะวันตกคือ มีความเสี่ยงสูงในด้าน Petroleum system เพราะไม่มีความแน่นอนว่ากลุ่มหินใต้กลุ่มหินโคราชจะเป็นหินกักเก็บที่ดีหรือไม่ ส่วนหินต้นกำเนิดในบริเวณนี้ค่อนข้างหายาก

8. สรุปการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ในปี พ.ศ. 2514 บริษัท Union Oil ได้เจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียมหลุมแรกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ คือ หลุมกุฉินารายณ์-1 เป็นการสำรวจยุคแรกในบริเวณนี้ แต่ไม่พบปิโตรเลียม จึงได้หยุดการสำรวจไป

การสำรวจยุคที่สองเริ่มปี พ.ศ. 2521 เมื่อบริษัท Esso Exploration and Production Inc. ได้สัมปทานจำนวน 5 แปลง ในการสำรวจภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (50,000 ตารางกิโลเมตร) และได้เจาะหลุมน้ำพอง-1 ในเดือนเมษายน พ.ศ. 2524 และอีกหลายหลุมในปีต่อๆ มา ดังแสดงรายละเอียดในตารางที่ 2-2

การสำรวจยุคที่สามเริ่มเมื่อปี พ.ศ. 2536 มีหลายบริษัทได้สัมปทานการสำรวจในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น บริษัท Unocal Thailand, Texaco Exploration (Thailand), Thai Shell และบริษัท Total (Thailand) ได้มีการเจาะสำรวจหลายหลุมแต่ไม่พบปิโตรเลียมในเชิงพาณิชย์

การสำรวจยุคที่สี่เริ่มเมื่อบริษัท Cairn Energy (Thailand) Ltd. เจาะหลุมศรีธาตุ-2 ในเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2541 และบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd. เจาะหลุมสำรวจภูเวียง-1 ในเดือนกันยายน พ.ศ. 2541

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
1	กุฉินารายณ์-1 ระดับความลึก 3,356 เมตร โดยบริษัท Union Oil Co. of Thailand Ltd การดำเนินการเจาะ 13 พฤศจิกายน 2514 ถึง 17 เมษายน 2515.	Lat: 16°42'36''N Long: 104°04'07''E X = 613 909 E Y = 1 847 639 N

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
2	น้ำพอง-1 ระดับความลึก 4,106 เมตร โดยบ. Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 12 เมษายน 2524 ถึง 15 กุมภาพันธ์ 2525	Lat: 16°40'38''N Long: 102°46'22''E X = 475 822 E Y = 1 843 619 N
3	ชนบท-1 ระดับความลึก 3,601 เมตร โดย บ. Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 27 กุมภาพันธ์ 2525 ถึง 22 กันยายน 2525	Lat: 15°52'49''N Long: 102°26'35''E X = 440 383 E Y = 1 757 203 N
4	เกษตรสมบูรณ์-1 ระดับความลึก 2,348 เมตร โดย บ. Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 14 ตุลาคม 2525 ถึง 11 ธันวาคม 2525	Lat: 16°12'30''N Long: 101°55'45''E X = 385 485 E Y = 1 792 085 N
5	ภู่อ้อม-1 ระดับความลึก 3,833 เมตร โดยบริษัท Esso Udon Inc. การดำเนินการเจาะ 3 กุมภาพันธ์ 2526 ถึง 28 มิถุนายน 2526	Lat: 17°09'38''N Long: 102°42'47''E X = 469 494 E Y = 1 897 192 N
6	ยางตลาด-1 ระดับความลึก 4,279 เมตร โดยบ. Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 14 กุมภาพันธ์ 2526 ถึง 1 กรกฎาคม 2526	Lat: 16°19'47''N Long: 103°24'49''E X = 544 162 E Y = 1 805 294 N
7	ศรีธาตุ-1 ระดับความลึก 4,059 เมตร โดยบ. Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 9 กรกฎาคม 2526 ถึง 30 ธันวาคม 2526	Lat: 17°06'33''N Long: 103°14'17''E X = 526 215 E Y = 1 691 484 N

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
8	น้ำพอง-2 ระดับความลึก 3,973 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 11 กรกฎาคม 2526 ถึง 9 ธันวาคม 2526	Lat: 16°41'57''N Long: 102°45'56''E X = 474 910 E Y = 1 846 176 N
9	ภูพระ-1 ระดับความลึก 2,670 เมตร โดยบริษัท Esso Udon Inc. การดำเนินการเจาะ 7 มกราคม 2527 ถึง 8 มีนาคม 2527	Lat: 17°14'24''N Long: 103°50'43''E X = 589 854 E Y = 1 906 143 N
10	โนนสูง-1 ระดับความลึก 4,328 เมตร โดยบริษัท Esso Sakon, S.A. การดำเนินการเจาะ 7 มิถุนายน 2527 ถึง 10 พฤศจิกายน 2527	Lat: 16°02'37''N Long: 104°35'35''E X = 456 457 E Y = 1 773 668 N
11	ภู่อ้อม-2 ระดับความลึก 3,657 เมตร โดยบริษัท Esso Udon Inc. gas การดำเนินการเจาะ 9 มีนาคม 2532 ถึง 6 กรกฎาคม 2532	Lat: 17°09'19''N Long: 102°43'45''E X = 471 186 E Y = 1 896 612 N
12	น้ำพอง-3 ระดับความลึก 3,571 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 15 กรกฎาคม 2532 ถึง 10 พฤศจิกายน 2532	Lat: 16°39'22''N Long: 102°46'43''E X = 478 382 E Y = 1 841 397 N
13	น้ำพอง-4 ระดับความลึก 3,745 เมตร โดย บ. Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 16 พฤศจิกายน 2532 ถึง 13 กุมภาพันธ์ 2533	Lat: 16°41'32''N Long: 102°46'28''E X = 262 704 E Y = 1 846 683 N

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
14	ดงมูล-1 ระดับความลึก 3,474 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 18 กุมภาพันธ์ ถึง 12 พฤษภาคม 2533	Lat: 16°47'37"N Long: 103°11'52"E X = 307 967 E Y = 1 857 445 N
15	ดงมูล-2 ระดับความลึก 3,654 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 17 พฤษภาคม ถึง 8 สิงหาคม 2533	Lat: 16°45'42"N Long: 103°18'27"E X = 319 633 E Y = 1 853 798 N
16	ภูเก้า-1 ระดับความลึก 2,545 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 13 สิงหาคม 2533 ถึง 20 กันยายน 2533	Lat: 16°59'36"N Long: 102°33'03"E X = 239 250 E Y = 1 880 304 N
17	น้ำพอง-5 ระดับความลึก 3,662 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 24 กันยายน 2533 ถึง 21 ธันวาคม 2533	Lat: 16°37'31"N Long: 102°46'19"E X = 262 354 E Y = 1 839 277 N
18	น้ำพอง-6 ระดับความลึก 3,546 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 24 ธันวาคม 2533 ถึง 17 เมษายน 2534	Lat: 16°40'38"N Long: 102°45'16"E X = 260 552 E Y = 1 845 047 N
19	ดาวเรือง-1 ระดับความลึก 2,423 เมตร โดยบริษัท Texaco Exploration(Thailand) II Ltd การดำเนินการเจาะ 4 เมษายน 2536 ถึง 21 กันยายน 2536	Lat: 16°27'20"N Long: 102°10'42"E X = 198 737 E Y = 1 821 284 N
20	ภูหลบ-1 ระดับความลึก 2,500 เมตร โดยบริษัท Total Khorat Limited การดำเนินการเจาะ 13 พฤษภาคม ถึง 15 กรกฎาคม 2536	Lat: 17°11'48"N Long: 103°34'04"E X = 347 707 E Y = 1 901 711 N

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
21	คำป่าหลาย-1 ระดับความลึก 2,721 เมตร โดยบริษัท Unocal Petroleum Ltd. การดำเนินการเจาะ 24 มิถุนายน 2536 ถึง 3 กันยายน 2536	Lat: 16°43'35''N Long: 104°39'30''E X = 463 584 E Y = 1 849 170 N
22	ลำปาว-1 ระดับความลึก 3,411 เมตร โดยบริษัท Thai Shell Company Limited การดำเนินการเจาะ 23 กรกฎาคม 2536 ถึง 6 ตุลาคม 2536	Lat: 16°50'34''N Long: 103°35'19''E X = 349 639 E Y = 1 862 554 N
23	สกล-1 ระดับความลึก 3,825.40 เมตร โดยบริษัท Unocal Petroleum Ltd. การดำเนินการเจาะ 15 กันยายน 2536 ถึง 16 ธันวาคม 2536	Lat: 17°16'06''N Long: 104°03'18''E X = 399 565 E Y = 1 909 332 N
24	ห้วยมุก-1 ระดับความลึก 2,741 เมตร โดยบริษัท Unocal Petroleum Ltd. การดำเนินการเจาะ 23 ธันวาคม 2536 ถึง 11 มีนาคม 2537	Lat: 16°36'10''N Long: 104°36'11''E X = 457 665 E Y = 1 835 508 N
25	มุกดาหาร-1 ระดับความลึก 2,290 เมตร โดยบริษัท Unocal Petroleum Ltd. การดำเนินการเจาะ 25 เมษายน 2537 ถึง 18 มิถุนายน 2537	Lat: 16°36'48''N Long: 104°32'41''E X = 451 447 E Y = 1 836 688 N
26	น้ำพอง-7 ระดับความลึก 3,154.60 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc.	
27	ภูเวียง-1 ระดับความลึก 4,024 เมตร โดยบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd ดำเนินการเจาะ 18 กันยายน 2540 ถึง 13 กรกฎาคม 2541 หมายเหตุ : Traces of Gas	Lat: 15°53'00.836''N Long: 102°26'30.667''E

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
28	ศรีธาตุ-2 ระดับความลึก 2,800 เมตร โดยบริษัท Cairn Energy (Thailand) Ltd. การดำเนินการเจาะ 16 มิถุนายน 2541 ถึง 19 สิงหาคม 2541 หมายเหตุ : Gas	Lat: 17°02'41.765''N Long: 103°07'31.266''E
29	น้ำพอง-8 ระดับความลึก 3,407.70 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 6 สิงหาคม 2541 ถึง 1 ธันวาคม 2541 หมายเหตุ : Gas	Lat: 16°40'59.200''N Long: 102°45'58.900''E
30	น้ำพอง-9 ระดับความลึก 3,441.50 เมตร โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. การดำเนินการเจาะ 16 ธันวาคม 2541 ถึง 26 เมษายน 2542 หมายเหตุ : Gas pre-production	Lat:16°39'30.300''N Long: 102°46'19.100''E
31	ภูดิน-1 ระดับความลึก 1,020 เมตร โดยบริษัท Forest Oil International (Thailand) Ltd. การดำเนินการเจาะ 27 เมษายน 2543 ถึง 11 พฤษภาคม 2543 หมายเหตุ : Dry abandoned	Lat: 16°15'34.766''N Long: 102°18'07.282''E
32	ภูฮ่อม-3 ระดับความลึก 2,478 เมตร โดยบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd. การดำเนินการเจาะ 9 มิถุนายน 2545 ถึง 26 สิงหาคม 2545 หมายเหตุ : Suspended	Lat: 17°06'12.640''N Long: 102°43'05.606''E

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
33	<p>กู๋อ่อม-3ST ระดับความลึก 2,695 เมตร โดยบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd. การดำเนินการเจาะ 18 มิถุนายน 2546 ถึง 30 เมษายน 2546 หมายเหตุ : Gas</p>	<p>Lat: 17°06'12.640''N Long: 102°43'05.606''E</p>
34	<p>กู๋อ่อม-4 โดยบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd</p>	
35	<p>กู๋อ่อม-5 โดยบริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) Co., Ltd.</p>	
38	<p>กู๋อ่อม-6 ระดับความลึก 3,542 เมตร โดยบริษัท Hess (Thailand) Ltd. การดำเนินการเจาะ 13 มกราคม 2550 ถึง 15 เมษายน 2550 หมายเหตุ : Gas(suspended)</p>	<p>Lat: 17°07'19.033''N Long: 102°42'0.630''E</p>
39	<p>กู๋อ่อม-10 ระดับความลึก 259 เมตร โดยบริษัท HESS (THAILAND) Ltd. การดำเนินการเจาะ 27 พฤษภาคม 2550 ถึง 31 พฤษภาคม 2550 หมายเหตุ : Hole pack off</p>	<p>Lat: 17°07'18.543''N Long: 102°42'00.433''E</p>
40	<p>กู๋อ่อม-10ST ระดับความลึก 3,307 เมตร โดยบริษัท HESS (THAILAND) Ltd. การดำเนินการเจาะ 27 พฤษภาคม 2550 ถึง 18 สิงหาคม 2550 หมายเหตุ : Gas</p>	<p>Lat: 17°07'18.543''N Long: 102°42'00.433''E</p>

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
41	ดงมูล-3 ระดับความลึก 3,127 เมตร โดยบริษัท APICO การดำเนินการเจาะ 8 พฤศจิกายน 2550 ถึง 31 มกราคม 2551 หมายเหตุ : Dry	Lat: 16°47'22.690''N Long: 103°13'14.530''E
42	SOUTH PHU HORM-1 ระดับความลึก 3,229 เมตร โดยบริษัท APICO KHORAT การดำเนินการเจาะ 15 กุมภาพันธ์ 2551 ถึง 5 พฤษภาคม 2551 หมายเหตุ : Gas (very low flow rate)	Lat: 17°03'02.050''N Long: 102°42'49.510''E
43	PHU KHENG-1 ระดับความลึก 2,405 เมตร โดยบริษัท APICO KHORAT การดำเนินการเจาะ 2 กรกฎาคม 2552 ถึง 1 กันยายน 2552 หมายเหตุ : Suspended	Lat: 16°54'30.510''N Long: 103°05'39.983''E
44	ศรีธาตุ-3 ระดับความลึก 2,371 เมตร โดยบริษัท APICO KHORAT การดำเนินการเจาะ 14 กันยายน 2552 ถึง 31 ตุลาคม 2552 หมายเหตุ : Drilling	Lat: 17°05'59.483''N Long: 103°09'38.344''E
45	ศรีธาตุ-3ST ระดับความลึก 3,150 เมตร โดยบริษัท APICO KHORAT การดำเนินการเจาะ 14 กันยายน 2552 ถึง 25 พฤศจิกายน 2552	Lat: 17°05'59.483''N Long: 103°09'38.344''E

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
46	ดาวเรือง-2 ระดับความลึก 2,781 เมตร โดยบริษัท SALAMANDER การดำเนินการเจาะ 16 มกราคม ถึง 14 เมษายน 2554 Gas (Subcommercial)	Lat: 16°28'4.4285''N Long: 102°10'25.7876''E
47	ดาวเรือง-3ST ระดับความลึก 2,392 เมตร โดยบริษัท SALAMANDER การดำเนินการเจาะ 25 เมษายน ถึง 16 กรกฎาคม 2554 Dry (Gas show)	Lat: 16°28'4.4285''N Long: 102°10'25.7876''E
48	ดงมูล-3ST ระดับความลึก 3,010 เมตร โดยบริษัท APICO KHORAT การดำเนินการเจาะ 3 มกราคม ถึง 2 กุมภาพันธ์ 2555	Lat: 15°37'6.3414''N Long: 101°58'44.7487''E
49	YPT-2 ระดับความลึก 4,150 เมตร โดยบริษัท Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd การดำเนินการเจาะ 4 กุมภาพันธ์ ถึง 25 มิถุนายน 2556 หมายเหตุ : Dry	Lat: 15°38'27.4799''N Long: 101°58'35.2811''E
50	YPT-3 ระดับความลึก 4,200 เมตร โดยบริษัท Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd การดำเนินการเจาะ 6 มิถุนายน ถึง 20 ตุลาคม 2556 หมายเหตุ : Gas พบก๊าซธรรมชาติหินปูนชุดผานก เค้าจำนวน 5 โซน	Lat: 15°38'27.4799''N Long: 101°58'35.2811''E
51	YPT-1 ระดับความลึก 3,621 เมตร โดยบริษัท Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd การดำเนินการเจาะ 23 พฤษภาคม ถึง 28 สิงหาคม 2556	Lat: 15°38'27.4799''N Long: 101°58'35.2811''E

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
	หมายเหตุ : ไม่พบปิโตรเลียมในหินปูนชุดผานกเค้าแต่พบก๊าซธรรมชาติในหินทรายชุดภูกระดึงจำนวน 2 โซน แต่ไม่มีการทดสอบอัตราการไหล	
52	SPHE-1ST ระดับความลึก 2,621 เมตร โดยบริษัท Apico (Khorat) Limited การดำเนินการเจาะ 8 กรกฎาคม ถึง 10 พฤศจิกายน 2556 หมายเหตุ : Gas 50 MMSCF/D	Lat: 17o05'35.928''N Long: 102o45'15.415''E
53	RATTANA-2 ระดับความลึก 999 เมตร โดยบริษัท PTTEP International Ltd. การดำเนินการเจาะ 25 พฤษภาคม ถึง 15 มิถุนายน 2556 หมายเหตุ : ทดสอบศักยภาพปิโตรเลียมในหินทรายชุดภูกระดึง (Tight Gas Sand) ของกลุ่มหินโคราช ที่เป็นเป้าหมายรองในการส บริษัทฯ เพิ่มช่องทางในการไหลของก๊าซ ให้มากขึ้น โดยการทำให้ Hydraulic Fracturing แต่การทดสอบอัตรา การไหลพบก๊าซธรรมชาติเพียงเล็กน้อยจนไม่สามารถวัดปริมาณได้	Lat: 15o55'20.833''N Long: 102o26'57.326''E
54	จัสตุรัส-3 ระดับความลึก 4,004 เมตร โดยบริษัท TPI Polene Power การดำเนินการเจาะ 4 ธันวาคม 2556 ถึง 29 มีนาคม 2557 หมายเหตุ : Gas (very low flow rate)	Lat: 15o37'6.3''N Long: 101o58'44.75''E
55	จัสตุรัส-2 ระดับความลึก 4,600 เมตร โดยบริษัท TPI Polene Power การดำเนินการเจาะ 4 สิงหาคม 2557 ถึง 10 มกราคม 2558 หมายเหตุ : Gas (very low flow rate)	Lat: 15o38'27.4799''N Long: 101o58'35.2811''E

ตารางที่ 2.2 แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (ต่อ)

ลำดับที่	ชื่อหลุม	ตำแหน่ง
56	YPT-7 ระดับความลึก 3,729 เมตร โดยบริษัท Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd การดำเนินการเจาะ 23 สิงหาคม 2558 ถึง 2 มกราคม 2559 หมายเหตุ : Gas (Suspended)	Lat: 15o38'18.68''N Long: 103o05'18.68''E
57	YPT-10 ระดับความลึก 3,234 เมตร โดยบริษัท Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd การดำเนินการเจาะ 8 ธันวาคม 2558 ถึง 16 มกราคม 2559 หมายเหตุ : Dry	Lat: 15o13'53.22''N Long: 103o08'07.4''E

8.1 หลุมภูเวียง-1

8.1.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Amerada Hess Exploration (Thailand) เจาะหลุมภูเวียง-1 ในแปลงสัมปทาน 5440/38 ห่างจากหลุมชนบท-1 ไปทางทิศเหนือประมาณ 400 เมตร เริ่มเปิดหลุมวันที่ 18 กันยายน พ.ศ.2540 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 4,024 เมตร (MDBRT) ใช้เวลา 219 วัน พบหินชุดราชบุรี แต่ไม่พบหินปูนผานกเค้าซึ่งเป็นเป้าหมายแรก พบก๊าซในหินตะกอนชุดราชบุรี เมื่อเจาะผ่านหินชุดโคราชซึ่งเป็นเป้าหมายที่สอง พบก๊าซในหินทรายหน่วยหินภูกระดึงและน้ำฟองตอนล่าง ในการทดสอบอัตราการไหล (DST) 2 ครั้ง ครั้งแรกในหินตะกอนยุคเพอร์เมียน ระหว่างความลึก 3,914-3,964 เมตร และครั้งที่ 2 ในหินทรายหน่วยน้ำฟองตอนล่างระหว่างความลึก 3,254-3263 เมตร มีก๊าซไหลเพียงเล็กน้อย จึงปิดหลุมเมื่อวันที่ 12 กรกฎาคม พ.ศ. 2541 รวมเวลาทั้งหมด 297 วัน สิ้นค่าใช้จ่ายประมาณ 24.92 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

8.1.2 ลำดับชั้นหิน

ยุค LOWER CRETACEOUS

- หมวดหินภูพาน (Phu Phan Formation) ความลึกที่ ผิวดิน-88 เมตร ส่วนใหญ่เป็นหินทราย มีหินทรายแป้งแทรกสลับเล็กน้อย

- หมวดหินเสาข้าว (Sao Khua Formation) จากความลึก 88-521เมตร (หนา 443เมตร) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งแทรกสลับด้วยหินทรายเล็กน้อย หนา 1-10 เมตร

- หมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) จากความลึก 521-901 เมตร (หนา 380 เมตร) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายชั้นหนาๆแทรกสลับด้วยหินทรายแป้งและหินโคลนบางเล็กน้อย

- หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) จากความลึก 901-2,243 เมตร (หนา 1,342 เมตร) ประกอบไปด้วย 4 ส่วน คือ

ภูกระดึงส่วนบน (Upper Phu Kradung) ความลึกจาก 901-1,358 เมตร (457 เมตร) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินโคลน โดยมีหินทรายแทรกสลับตลอดชั้น

ยุค JURASSIC

- ทรายภูกระดึงส่วนกลาง (Middle Phu Kradung Sand Unit) จากความลึก 1,358-1,582 เมตร (หนา 224 เมตร) หินส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินโคลนแทรกสลับด้วยหินทรายซึ่งบางชั้นหนาถึง 20 เมตร

- ภูกระดึงส่วนกลาง (Middle Phu Kradung) ลึก 1,582-1,996 เมตร (หนา 414 เมตร) ส่วนใหญ่เป็นหินโคลน ทรายแป้งและหินทรายสลับกัน โดยมีหินปูนเป็นตัวขอบเขต (Horiszon)

- ภูกระดึงบาซอล (Basal Phu Kradung) ลึก 1,996-2,243 เมตร (หนา 247 เมตร) หน่วยบาซอลส่วนใหญ่ประกอบไปด้วย หินโคลน สลับกับหินทรายแป้ง โดยมีหินทรายสลับอยู่เล็กน้อย

ยุค TRIASSIC

- หมวดหินน้ำพอง (NAM PHONG FORMATION) จากความลึก 2,243-3,283 เมตร (1,040 เมตร) แบ่งออกเป็น 3 ส่วน

น้ำพองส่วนบน (Upper Nam Phong) ลึก 2,243-2,589 เมตร (หนา 346 เมตร) ส่วนใหญ่เป็นหินโคลนและหินทรายแป้ง มีส่วนที่ต่างกับหินหน่วยภูกระดึงบาซอลตรงที่มีความเร็วคลื่นเสียงที่เพิ่มขึ้น

น้ำพองส่วนบนทราย (Upper Nam Phong Sand Unit) ลึก 2,589-2,838 เมตร (หนา 249 เมตร) ส่วนใหญ่เป็นหินทราย ตอนบนชั้นทรายชั้นแรกสังเกตได้โดยการเพิ่มความต้านทานทางไฟฟ้าและความเร็วเสียง ตอนล่างของหน่วยจะปรากฏ tuff แทรกหินทรายและมี Volcanic Clasts ซึ่งมีหินกรวดชั้นอยู่เหนือน้ำพองชั้นล่าง

ชั้นหินไม่ต่อเนื่อง (Unnamed Unconformity) ลึก 2838 เมตร เป็นรอยต่อต่างๆของชั้นหินที่ไม่ต่อเนื่อง รอยต่อเวลาที่ยังไม่รู้จัก

น้ำพองตอนล่าง (Lower Nam Phong) ลึก 2,838-3,283 เมตร (หนา 445 เมตร) ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินโคลน หินทรายแป้ง และหินทรายเล็กน้อย น้ำพองตอนล่าง ส่วนบนจะสังเกตได้จากความเร็วเสียงที่ลดลง

รอยไม่ต่อเนื่องอินโดจีนเนียน II (Indosinian II Unconformity) ที่ความลึก 3,283 เมตร

- กลุ่มภูจินารายณ์ (กลุ่มหินห้วยหินลาด) Kuchinarai Group (Huai Hin Kat Formation) ครึ่งบนของหินกลุ่มนี้เป็นหินโคลนหินทรายแป้งและหินทราย มีทรัพฟ์ (Tuff) และหินภูเขาไฟแทรกอยู่เล็กน้อย และแทรกสลับอยู่ในส่วนครึ่งล่างของกลุ่มจะสังเกตหินกลุ่มนี้ได้จากความเร็วเสียงที่ลดลง

รอยไม่ต่อเนื่องอินโดจีนเนียน I (Indosinian I Unconformity) ที่ความลึก 3,600 เมตร

ยุค PERMIAN

หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ความลึกที่ 3,600-4,024 เมตร (TD) หินส่วนใหญ่เป็นหินปูนสีเทาแทรกสลับด้วยหินโคลนและมีชั้นถ่านหินแทรกเล็กน้อย ตอนล่างเป็นหินทราย หินทรายแป้ง และหินดินดาน มีหินปูนบางๆแทรกอยู่ หินปูนในหมวดนี้บางบอก การตกตะกอนในทะเลน้ำตื้นใกล้ชายฝั่ง ในขณะที่หินชั้นบ่งบอกการตกตะกอนสามเหลี่ยมปากอ่าว

8.1.3 การพบปิโตรเลียม

พบก๊าซในชั้นหิน 5 ชั้น ตามลำดับความลึก คือ หินหมวดพระวิหาร หินทรายภูกระดึงตอนล่าง หมวดหินน้ำพองตอนบน หมวดหินน้ำพองตอนล่างและหมวดหินยุคเพอร์เมียนผานกเค้า พบก๊าซที่สำคัญในหิน

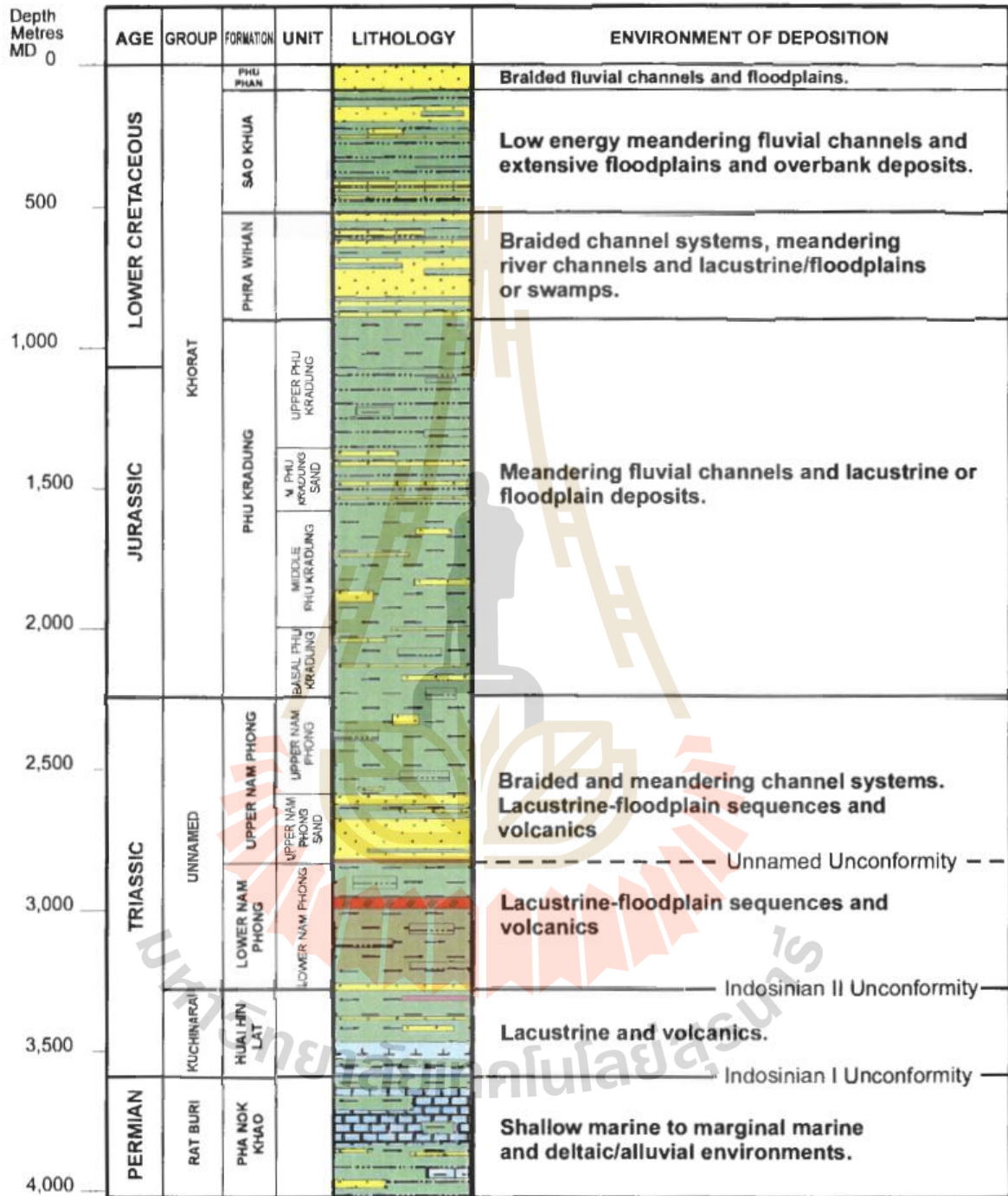
- หินภูกระดึงทรายตอนกลางจากความลึก 1,488 -1,521 เมตร Total Gas สูงสุดที่ 15.3% ส่วนใหญ่เป็นก๊าซมีเทน

- หินน้ำพองทรายตอนบนจากความลึก 2,775.6 – 2,822.25 เมตร มี Total Gas สูงสุดที่ 31.96% มีก๊าซมีเทน 95.7% อีเทน 3.8% และโพรเพน 0.5%

- หมวดหินเพอร์เมียนผานกเค้า จากความลึก 3,915 – 3,916 เมตร ตอนบนของชั้นหิน มี poor oil show ที่ 3,914- 3,916 เมตร

PHU WIANG - 1

LITHOSTRATIGRAPHIC SUMMARY



รูปที่ 2.7 สรุปการลำดับชั้นหลุมภูเวียง

ตารางที่ 2.3: Phu Wiang -1 gas peals recorded over 5%.

Depth (mMDBRT)	Stratigraphic Unit	Lithology	Mud Weight	Max Total Gas(%)
732.00	Phra Wihan	Sandstone	1.28 sg	6.58
751.00	Phra Wihan	Sandstone	1.28 sg	5.56
762.00	Phra Wihan	Sandstone	1.28 sg	5.67
791.00	Phra Wihan	Sandstone	1.28 sg	6.83
1488.00	M.Phu Kradung Sand	Sandstone	1.63 sg	15.30
1521.00	M.Phu Kradung Sand	Sandstone	1.63 sg	10.35
2682.00	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.67 sg	8.46
2711.00	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.67 sg	13.80
2762.40	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.69 sg	7.50
2775.60	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.78 sg	24.70
2784.00	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.78 sg	6.84
2786.00	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.78 sg	16.10
2796.00	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.81 sg	23.24
2817.58	Upper Nam Phong Sand	Sandstone	1.91 sg	15.56
2822.25	Upper Nam Phong Sand	Tuff	1.91 sg	31.16
2850.50	Lower Nam Phong	Claystone	1.96 sg	10.12
2990.93	Lower Nam Phong	Tuffaceous Sst	1.96 sg	13.17
3048.39	Lower Nam Phong	Sandstone	1.97 sg	7.96
3261.50	Lower Nam Phong	Sandstone	2.33 sg	12.42
3285.56	Huai Hin Lat	Claystone	2.33 sg	5.89
3301.50	Huai Hin Lat	Claystone	2.33 sg	6.03
3663.20	Pha Nok Khao Formation	Limestone	1.95 sg	9.38
3825.30	Pha Nok Khao Formation	Limestone	1.90 sg	20.92
3915.68	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	1.90 sg	38.78
3938.70	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	20.34
3939.50	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	29.74
3940.30	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	21.63

ตารางที่ 2.3: Phu Wiang -1 gas peals recorded over 5%. (ต่อ)

Depth (mMDBRT)	Stratigraphic Unit	Lithology	Mud Weight	Max Total Gas(%)
3942.00	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	22.44
3943.10	Pha Nok Khao Formation	Sandstone	2.02 sg	24.65
3943.40	Pha Nok Khao Formation	Sandstone	2.02 sg	24.00
3943.60	Pha Nok Khao Formation	Sandstone	2.02 sg	34.94
3944.00	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	19.84
3944.50	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	12.82
3944.80	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	13.58
3945.50	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	14.38
3945.90	Pha Nok Khao Formation	Shale	2.02 sg	20.93
3947.00	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	18.64
3947.30	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.02 sg	18.87
3948.50	Pha Nok Khao Formation	Sandstone	2.02 sg	10.57
3958.70	Pha Nok Khao Formation	Sandstone	2.06 sg	30.50
3962.05	Pha Nok Khao Formation	Limestone	2.06 sg	9.52
3964.10	Pha Nok Khao Formation	Siltstone	2.06 sg	7.86

8.2 หลุมรตนะ-1(ST)

8.2.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท PTTEP INTERNATIONAL เจาะหลุมรตนะ-1 (ST) โดยจ้าง Rig E-03 ในแปลงสำรวจ Block L28/48 ตำแหน่ง 4.9 กิโลเมตร ไปทางทิศเหนือหลุมชนบท-1 และประมาณ 4.6 กิโลเมตร ทางทิศเหนือหลุมภูเวียง-1 ซึ่งอยู่ในอำเภอเวียงใหญ่ จังหวัดขอนแก่น

มีการติดตั้ง 30" riser ก่อนการเจาะ เริ่มเจาะหลุม 26" เมื่อวันที่ 25 ธันวาคม ค.ศ. 2010 ถึงความลึก 197 เมตร ด้วยน้ำโคลนหนัก 1.12 SG (Bentonite/Gel) ลง Casing ขนาด 20" ถึงความลึก 193 เมตร เจาะหลุมขนาด 17 1/2" ถึงความลึก 1137 เมตร ด้วยน้ำหนักน้ำโคลนสูงสุด 1.62 SG มีก๊าซมากที่สุดที่ความลึก 790 เมตร 3.35% (SG mud 1.40) ลง Casing ขนาด 13 3/8" ถึงความลึก 1,132 เมตร ในขณะที่ทำการซีเมนปรากฏว่ามีแก๊สรั่วที่ดินซีเมนต์ มีการ Flare gas เป็นระยะ ปลั๊กซีเมนต์ปิดหลุมถึงความลึกที่ 528 เมตร และสุดท้ายถึงความลึก เจาะหลุมเอียงด้วยหัวเจาะเหล็กและขนาดหัวเจาะ 17 1/2" ใต้ Casing shoe 20" เจาะ Casing ขนาด 13 3/8" (ใช้เวลา milling 45

วัน) เจาะหลุมเอียง 17½" ถึงความลึกสุดท้าย 1,090 เมตร ด้วยน้ำหนักน้ำโคลนหนักสุด 1.74 SG ลง Casing ขนาด 13½" ครั้งที่ 2 ถึงความลึก 1,085 เมตร เจาะต่อด้วยขนาดหัวเจาะขนาด 12" ถึงความลึก 2,920 เมตร ด้วยน้ำหนักน้ำโคลนสูงสุด 2.14 SG ลง Casing ขนาด 9 5/8" ถึงความลึก 2,915 เมตร เจาะต่อด้วยขนาดหัวเจาะ 8½" ถึงความลึกสุดท้าย 3315 เมตร ด้วยน้ำหนักน้ำโคลนมากที่สุด 2.14 SG ลง Liner ขนาด 7" ถึงความลึก 3,306 เมตร (TOL 7" @2,270 เมตร) เจาะต่อด้วยหัวเจาะขนาด 6" ถึงความลึกสุดท้าย 3,728 เมตร ด้วยน้ำหนักน้ำโคลนมากที่สุด 2.38 SG ลง Slot Liner ขนาด 4½" ถึงความลึก 3,728 เมตร (TOL@2,906 เมตร) 12 พฤศจิกายน พ.ศ. 2554 (2011) จากนั้นทดสอบอัตราการไหล (DST) 2 ครั้ง ที่ความลึก 3,365-3,365 เมตร และ 3,365 – 3,620 mMD

8.2.2 การพบปิโตรเลียม

ตารางที่ 2.4 Ratana-1(ST): Headspace Gas Data

Sample Depth (metres)		C ₁ Methane	C ₂ Ethane	C ₂ H ₄ Ethene	C ₃ Propane	C ₃ H ₆ Propene	iC ₄ Isobutane	nC ₄ Butane	Total C ₅₊	Total C ₁ -C ₄	Total C ₂ -C ₄	% Gas Wetness $\frac{C_2-C_4}{C_1-C_4} \times 100$	iC ₄ nC ₄	C ₅₊ C ₁ -C ₄
(vol ppm of total solids)														
600 - 700		897	80	6	35	12	3	4	-	1037	140	13.50	0.63	-
700 - 800		12	-	-	-	-	-	-	-	12	-	-	-	-
1250 - 1300		8	-	-	-	-	-	-	-	8	-	-	-	-
2950 - 2960		7	-	-	-	-	-	-	-	7	-	-	-	-
3250 - 3260		43	5	-	5	-	-	-	-	53	10	18.42	-	-
3280 - 3290		182	87	9	42	30	4	9	7	363	181	49.93	0.39	0.02
3365 - 3375		10	-	-	-	-	-	-	-	10	-	-	-	-
3510 - 3520	112517	310	92	-	4	6	-	2	3	112931	415	0.37	-	-
3610 - 3620		430	26	17	17	17	3	7	7	517	87	16.76	0.42	0.01

8.2.3 ผลการทดสอบอัตราการไหล-DST

การทดสอบครั้งที่ 1 DST#1 ความลึก 3,365-3,728 เมตร (MD) ได้
อัตราการไหลก๊าซสูงสุด 0.4 MMSCF/D น้ำ 14,000 bbL/day

การทดสอบครั้งที่ 2 DST#1A ความลึก 3,365-3,620 เมตร (MD) ได้
อัตราการไหลก๊าซสูงสุด 0.5 MMSCF/D น้ำ 14,000 bbL/day

ผลการทดสอบไม่มีก๊าซ สมรรถนะเชิงพาณิชย์ บริษัทจึงได้ปิดหลุมเมื่อวันที่ 30 ธันวาคม พ.ศ. 2554 (2011) (Rig Released) ใช้เวลาดำเนินการทั้งหมด 372 วัน ค่าใช้จ่าย 45 ล้านเหรียญสหรัฐ

8.3 หลุมศรีธาตุ-2(SI THAT-2)

8.3.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

เป็นหลุมสำรวจแนวตั้ง (Vertical Exploratory well) บริษัท Cairn Energy (Thailand) Ltd. เจาะสำรวจในแปลงหนองหาน Block 5643/38 อยู่ตำแหน่ง Latitude 17°02'41.39"N Longitude 103°07'31.137"E หรือ Easting 300497.77 Northing 1885918.710 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 2800 เมตร ใช้เวลา 53 วัน Rig no. 28-National 1320 EU

หลุมขนาด 17 1/2" เจาะถึงความลึก 711 เมตร ลง Casing ขนาด 13 3/8" ถึงความลึก 708 เมตร น้ำหนักน้ำโคลน 8.6-10.00 ปอนด์ต่อแกลลอน

หลุมขนาด 12 1/4" เจาะถึงความลึก 2,070 เมตร ลง Casing ขนาด 9 5/8" ถึงความลึก 2,050 เมตร น้ำหนักน้ำโคลนหนัก 9.6-11.4 ปอนด์ต่อแกลลอน

หลุมขนาด 8 1/2" เจาะถึงความลึก 2,800 เมตร ด้วยน้ำโคลน K₂SO₄ 3% glycol และหัวเจาะ TCI และ PDC (ตั้งตาราง) น้ำหนักน้ำโคลน 11.4-11.7 ปอนด์ต่อแกลลอน

ใช้ Rig Century Rig 28

ตารางที่ 2.5 WELL DATA (ALL DEPTHS ARE DRILLED m MDRTE) (Si That-2)

HOLE SIZE		CASING		SIGNIFICANT DATES	
17 1/2"	711 m	20.00"	14 m	ON LOCATION	15-06-1998
12 1/4"	2070 m	13 3/8"	708 m	SPED DATE	16-06-1998
8 1/2"	2800 m	9 5/8"	2050 m	TD DATE	8/8/1998

WIRELINE RUN			TOTAL DEPTH % TVD	
LOG	RUN	INTERVAL	DRILL LOG	2800 m (2800m) RTE
HALIS-BHC-MCFL-GR	1A	2002-708 m	COMPLETE	2804 m (2804m) RTE
LDL-CNL-GR	1B	2002-708 m	DATS ON	19-08-1998
HALS-MCFL-GR-SP-				65 DAYS
LDL-CNL-BHC-CAL	2A	2804-2052 m		
FMS-NFS-HTEN	2B	2804-2052 m		
VSP/CHECKSHOTS	2C	2790-480 m		

8.3.2 ลำดับชั้นหิน

ยุค JURASSIC

- หมวดหินเสาขัว (Sao Khua Formation) จากผิวดินถึงความลึก 242 เมตร (TVDRTE) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง (Siltstone) หินโคลน (Claystone) สีนํ้าตาลแดง (Floodplain) แทรกสลับด้วยหินทราย (Meandering fluvial channel sandstones)
- หมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) จากความลึก 242-357 เมตร (TVDRTE) ตอนบนหนา 8 เมตร เป็นหินทรายขนาดกลางซึ่งหายาก ลึกลงไปส่วนใหญ่เป็นหินโคลน และหินทรายแป้งสีแดงนํ้าตาลมีการตกตะกอนแบบ high energy fluvial
- หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) จากความลึก 357-1648 เมตร (TVDRTE) เป็นหมวดหินที่หนาที่สุด ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินโคลน ตอนกลางเป็นหินทรายมากขึ้นหนา 10-20 เมตร ตอนล่างหินส่วนใหญ่ก็เป็นหินทรายแป้งและหินโคลน หมวดหินนี้เป็นการตกตะกอนแบบ low energy floodplain
- หมวดหินน้ำพอง (Nam Phong Formation) จากความลึก 1684-2065 เมตร (TVDRTE) ส่วนใหญ่เป็นหินโคลน แต่ตอนล่างของน้ำพองเป็น basalt, sandstone และหินโคลนหนา 40 เมตร อยู่บนชั้นห้วยหินลาด
- หมวดหินห้วยหินลาด (Hui Hin Lat Formation) เนื่องจากการดันขึ้นมาของหินปูนยุคเพอร์เมียน หินหมวดนี้ถูกกัดกร่อนไปหมด (ไม่มีปรากฏ)
- หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) จากความลึก 2065-2400.5 เมตร (TVDRTE) ส่วนใหญ่เป็นหินปูนทะเลต้นในหินกลุ่มราชบุรี เป็นหินแหล่งกักเก็บ (Reservoir) เป้าหมายแรกในหลุมนี้ แต่หินชุดนี้เหลือน้อย (Truncated) เพราะถูกกัดกร่อน คงเหลือแต่หินปูนตอนกลางและโดโลไมต์ตอนล่าง ซึ่งทำให้หินที่เป็นแหล่งกักเก็บที่เสียหายไป
- หมวดหินชั้นก่อนหินกลุ่มราชบุรี (Pre- Rat Buri Sediment) จวามความลึก 2400.5-2804 เมตร ตอนบนเป็นหินชั้นเรียงตัวกัน 26 เมตร ต่อด้วยด้านล่างอีก 100 เมตร เป็นหินปูน และ 37 เมตร เป็นหินชั้นเรียงชั้น

ตารางที่ 2.6 WELL LITHOSTRATIGRAPHIC (Si That-2)

AGE	LITHOSTRATIGRAPHIC	FORMATION m MD RTE	TOP m TVD SS	THICKNESS m TVD
Early Cretaceous	Sao Khua Formation (Khorat Group)	9-242.0	214.3	233
Early	PhraWihan Formation	242.0-357.0	-18.7	115

ตารางที่ 2.6 WELL LITHOSTRATIGRAPHIC (ต่อ)

AGE	LITHOSTRATIGRAPHIC	FORMATION m MD RTE	TOP m TVD SS	THICKNESS m TVD
Cretaceous	(Khorat Group)			
Early Cretaceous	Phu Kradung formation (Khorat Group)	357.0-1684.0	-133.7	1327
Early Cretaceous - Late Triassic	Nam Phong (Khorat Group)	1684.0-2065.0	-1460.7	381
Triassic Permian	Huai Hin Lat Formation Pha Nok Khao Formation (Rat Buri Group)	Not Present 2065.0-2400.5	-1841.7	335.5
Carboniferous	Pre-Rat Buri Group Nam Thom??	2400.5-2804.0 2665.0-2804.0	-2177.2 -2441.7	403.5 139
	Total Depth	2804	-2580.7	

Formation	TVD	MD	INT
	m	m RTE	
JURASSIC			
Khorat Group			
Sao Khua Fm	0	0	242
Phra Wihan Fm	242	242	115
Phu Kradung Fm	357	357	1327
TRIASSIC			
Khorat Group			
Nam Phong Fm	2065	2065	335
CARBONIFEROUS			
Undifferentiated	2400	2400	400

(PICKED ON WIRELINE DEPTH)

8.3.3 การพบปิโตรเลียม

การวิเคราะห์หินตัวอย่าง (Core Analysis)

ตัวอย่างหินเจาะจาก 2,070-2,088 เมตร วัดความพรุนและความซึมผ่านได้ 27 จุด ได้ค่าความพรุน (porosity) ระหว่าง 0.2-3.5% (น้อย) ค่าความซึมผ่าน (permeability) < 0.01-11.8 md ส่วนใหญ่มีค่าความพรุนน้อยกว่า 1% และ ค่าความซึมผ่าน น้อยกว่า 0.01 md

การทดสอบอัตราการไหล (DST)

มีการทดสอบอัตราการไหลในหินปูนผานกเค้า มีก๊าซไหลสูงสุดวันละ 2.1 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน ลดลงเหลือวันละ 1.3 ล้าน ลบ.ฟุต/วัน ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์จึงปิดหลุม

ตารางที่ 2.7 Hydrocarbon show (Si That-2)

Depth m MD RTE	Type	Formation	BG	Total gas	Chromatograph break down					
			%	%	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5
686	Peak	Phu kadung	0.2	14.9	126321	1458	1841	-	-	-
951	Peak	Phu kadung	0.4	6.08	55807	257	-	-	-	-
1100	Peak	Phu kadung	0.2	1	8329	-	-	-	-	-
1227	Peak	Phu kadung	0.2	1	8017	54	-	-	-	-
1627	CNX	Phu kadung	0.1	4	37640	380	46	-	-	-
1629	Peak	Phu kadung	0.1	4.2	38910	435	58	-	-	-
1657	Peak	Phu kadung	0.15	3.88	28635	293	37	-	-	-
1897	Peak	Nam phong	0.16	4.04	35163	454	61	-	-	-
1308	Peak	Nam phong	0.26	2.1	17707	223	35	-	-	-
2068	Peak	Pha Nok Khao	0.14	31	94510	6594	598	363	108	tr
2070	Trip	Pha Nok Khao	0.56	6.7	38163	3832	342	23	14	tr
2070	Trip	Pha Nok Khao	0.56	12.6	60763	1662	115	-	-	-
2081.2	Peak	Pha Nok Khao	1.1	1.1	10436	115	15	10	-	-
2085	Peak	Pha Nok Khao	1.1	1.1	10997	120	16	-	-	-
2108	Peak	Pha Nok Khao	0.06	7.88	53421	834	112	-	-	-
2179	Trip	Pha Nok Khao	0.1	21.4	84584	4259	2448	36	-	-
2268	Peak	Pha Nok Khao	0.12	1.35	15234	231	tr	-	-	-
2275	Cnx	Pha Nok Khao	0.16	15.6	95560	6635	1040	579	651	tr
2298	Cnx	Pha Nok Khao	0.52	11.8	82606	3484	3314	-	-	-
2383	Trip	Pha Nok Khao	0.22	11.9	60347	1507	194	-	-	-

ตารางที่ 2.7 Hydrocarbon show (ต่อ)

2416	Peak	Pre Ratburi	0.2	1.22	11988	18	-	-	-	-
2422	Peak	Pre Ratburi	0.2	3.4	32202	62	-	-	-	-
2425	Peak	Pre Ratburi	0.2	3.9	35134	72	-	-	-	-
2427	Peak	Pre Ratburi	0.2	4.2	35356	57	-	-	-	-
2429	Peak	Pre Ratburi	0.22	5.12	42751	92	-	-	-	-
2431	Peak	Pre Ratburi	0.22	4.68	42305	77	-	-	-	-
2608	Trip	Pre Ratburi	0.08	4.24	34459	1355	65	-	-	-
2800	Trip	Pre Ratburi	0.02	5	49763	625	114	-	-	-
2800	Trip	Pre Ratburi	0.02	1.1	12872	95	30	-	-	-

8.4 หลุมศรีธาตุ-3(SI THAT-3)

8.4.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

ชนิดหลุม Appraisal/ directional บริษัท APICO (Khorat) Limited ตำแหน่งหลุม Latitude 17°05'59.139" Longitude 103°09'38.324" UTM Y 1,891,362.731N, X 304,325.942E เริ่มเจาะวันที่ 14 กันยายน - 31 ตุลาคม 2552 ถึงความลึกสุดท้าย 3,150 เมตร MD (3021 เมตร TVD) ใช้ Rig Century-26 ลง 20" Surface Casing ถึงความลึก 17.8 เมตร

เจาะหลุมขนาด 16" ถึงความลึก 347 เมตร(MD) ด้วยน้ำหนักน้ำโคลน 9.4 ppg ลง Casing 13 $\frac{3}{8}$ " ถึงความลึก 342.6 เมตร(MD)

เจาะหลุมขนาด 12 $\frac{1}{4}$ " ถึงความลึก 1,145 mMD ด้วยน้ำหนักน้ำโคลน 10.2ppg เริ่มเอียงหลุมตั้งแต่ความลึก (Directional Drilling) 566 เมตร ลง Casing ขนาด 9 $\frac{5}{8}$ " ถึงความลึก 1142 เมตร

เจาะหลุมเอียง (Directional) ขนาด 8 $\frac{1}{2}$ " ถึงหินผานกเค้าที่ความลึก 2371 เมตร (MD) ลง Liner ขนาด 7" ถึงความลึก 2370 เมตร โดยแขวน (Hanger) ที่ความลึก 1,067 เมตร MD

เจาะหลุมเอียง (Directional) ขนาด 6" โดยเปลี่ยนจาก Synthetic oil base เป็น water base mud น้ำหนัก 9.6 ppg ถึงความลึกสุดท้าย 3150 เมตร MD ยังอยู่ในผานกเค้า

8.4.2 ลำดับชั้นหิน

- หมวดหินเสาข้าว (Sao Khua Formation) จากผิวดิน 166m MDDF/+236.9 m to +70.3m TVDSS ส่วนใหญ่เป็นหินทราย (Sandstone fluvial channel) แทรกสลับด้วยหินโคลนและหินทรายแป้ง (floodplain claystones and siltstone)

- หมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) จากความลึก 166 – 274 m MDDF/+79.3 m to -28.7m TVDSS ส่วนบนเป็นหินโคลนสีน้ำตาลแดง มีหินทรายแป้งเล็กน้อย เป็นการตกตะกอนแบบ floodplain มี meandering channel เป็นช่องๆ
- หมวดหินภูกระดึงตอนบน (Upper Phu Kradung Formation) ความลึก 274-659 m MDDF/-28.7 to 412.7m TVDSS เป็นการเรียงลำดับของหินชั้นสีแดง (red base) มีหินทรายหนาแทรกสลับด้วยหินโคลนและหินทรายแป้ง พบก๊าซเล็กน้อยที่ความลึก 420 เมตร
- หมวดหินภูกระดึงตอนกลาง (Mid Phu Kradung Formation) ความลึก 659.0-1634.5 m MDDF/-412.7 to -1338.3 m TVDSS ภูกระดึงตอนกลางถึงตอนล่างส่วนใหญ่เป็นหินชั้นสีแดงหนา มีหินทรายหนาสลับด้วยหินโคลนและหินทรายแป้ง Background gas 0.2% ที่ 1,104 เมตร
- หมวดหินน้ำพองตอนบน (Upper Nam Phong Formation) ที่ความลึก 1,634.5-2,087.0 m MDDF/-1,338.3 to -1768.8 m TVDSS ส่วนใหญ่เป็นหินโคลนสีแดงสลับเล็กน้อยด้วยหินทรายแป้ง หินปูน มาร์ล และ thin Anhydrite streaks. Background gas 0.1-0.2%
- หมวดหินน้ำพองตอนกลาง (Mid Upper Nam Phong Formation) ความลึก 2,087-2,222 m MDDF/-1768.8 to -1897.5 m TVDSS เป็นชั้นหินทรายหนาแทรกสลับด้วยหินโคลนและหินทรายแป้ง มีก๊าซสูงสุด 1.9% ที่ตอนบนช่วงความลึก 2,099.5 m MD. Background gas 0.5 to 0.9%
- หมวดหินน้ำพองตอนล่าง (Lower Nam Phong Formation) ความลึก 2,222-2,361 m MDDF/-1,897.5 to -2,030 m TVDSS ส่วนใหญ่เป็นหินโคลน มีหินทรายและหินทรายแป้งบางๆแทรกสลับ ตอนล่างเป็นรอยไม่ต่อเนื่อง IndosinianII unconformity. Background gas 0.3%
- หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khoa Formation) ความลึก 2,361-3,150 m MDDF/-2,030 to 2,775.8 m TVDSS เป็นหินปูนน้ำตื้น เป็นเป้าหมายหลัก ประกอบด้วย reefal fossiliferous ซึ่งกลายเป็นหินโดโลไมท์ (dolomitized) ใต้ความลึก 2,827m MD เป็นหิน tight musdtone.

ตารางที่ 2.9 Stratigraphy of Si That-3

Age	Group	Formation Tops	Prognosed		Actual WL		Hi/Lo
			BDF (m)	TVDSS (m)	BDF (m)	TVDSS (m)	(-/+)
Cretaceous	Khorat	Sao Khua	GL	236.9	n/a	n/a	
		Phra Wihan	413.4	-160	166	79.3	-247
		Phu Kradung	483.4	-230	274	-28.7	201.3
Jurassic		Mid Phu Kradung	960.6	-703	659	-412.7	290.3
		Upper Nam Phong	1846.6	-1543	1634	1338.3	204.7
		Mid Upp. Nam Phong	2006.1	-1694	2087	1768.8	74.8
		Indosinian III Unconf.	2151.1	-1831	2222	1897.5	66.5
Triassic	No name	Lwr. Nam Phong	2151.1	-1831	2222	1897.5	66.5
		Indosinian III Unconf.	2255	1925.5	2361	-2030	104.5
		Kuchinarai	Huai Hin Lat		eroded		
	Permian	Saraburi	Indosinian III Unconf.		eroded		
Pha Nok Khao			2255	1925.5	2361	-2030	104.5
Total Depth			3146.8	2775.6	3150	2775.8	n/a

8.4.3 การพบปิโตรเลียม

พบก๊าซเป็นช่วงๆ ไม่พบน้ำมัน การพบก๊าซดังแสดงในตารางด้านล่าง

ตารางที่ 2.9 Gas peaks and gas compositions for Si That -3

Depth m	MW ppg	BKG %	TG %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm
516.5	9.4	0.25	0.85	7258	-	-
596	9.4	0.3	2.18	20971	-	-
804	9.5	0.3	1.04	10047	-	-
812	9.5	0.3	2.3	22665	-	-
978	9.9	0.5	6.85	68013	-	-
1041	10.2	0.4	1.13	11193	-	-
1057	10.2	0.4	1.3	11539	-	-

ตารางที่ 2.10 Gas peaks and gas compositions for Si That -3ST

MW ppg	BKG %	TG %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm
11	0.18	1.71	16157	121	33	-
11	0.18	2.12	49692	51	21	-
11	0.2	1.12	8203	1033	264	-
11	0.2	1.32	12416	375	32	-
11	0.2	0.95	8510	167	38	-
11	0.2	1.73	17205	5	-	-
11	0.2	0.75	7369	-	-	-
11	0.45	1.77	16556	299	94	-
11	0.47	1.93	17992	416	141	22

มีการวัดวิเคราะห์คุณสมบัติของหิน (Wireline Logs) มีการวัดอัตราการไหล โดยใช้ PLT (Production Log Tool) ผลการวิเคราะห์ชั้นหินแต่ละ Section ดังแสดงในตาราง

Petrophysical Summary

ST3ST Summary Sheet

12.25 Section

Cutoff used: $S_w=0.65$, $V_{sh}=0.5$ min, interval=0.3m.

ตารางที่ 2.11 Petrophysical Summary

Zone	Top	Bottom	Gross	Net	Av phi	Av Sw	Ac Vcl	Parameter used
1	394.56	408.13	13.56	11.05	0.133	0.249	0.264	a=1
2	416.97	435.1	18.14	14.94	0.133	0.361	0.16	m=1.8
3	804.06	820.22	16.15	6.86	0.116	0.581	0.318	n=2
4	978.25	999.74	12.5	4.27	0.12	0.561	0.306	
5	1112.67	1131.11	18.44	3.35	0.124	0.606	0.385	
Total			78.79	40.47				
Total 12.25 and 8.5			283.77	68.82				

8.5 Section

Cutoff used: $S_w=0.65$, $V_{sh}=0.5$ min, interval=0.3m.

Zone	Top	Bottom	Gross	Net	Av phi	Av Sw	Ac Vcl
1	1154.73	1186.89	32.16	2.29	0.108	0.542	0.47
2	1240.23	1263.09	22.86	0.46	0.134	0.631	0.481
3	1412.29	1438.96	26.67	0.3	0.1	0.603	0.451
4	2098.85	2222.14	123.29	25.3	0.075	0.483	0.282
Total			204.98	28.35			
Total 12.25 and 8.5			283.77	68.82			

12.25 Section

Cutoff used: Sw=0.9, Vsh=0.5 min, interval=0.3m.

Zone	Top	Bottom	Gross	Net	Av phi	Av Sw	Ac Vcl	Parameter used
1	394.56	408.13	13.56	11.35	0.132	0.26	0.266	a=1
2	416.97	435.1	18.14	16	0.13	0.344	0.175	m=1.8
3	459.64	467.26	7.62	3.51	0.095	0.812	0.263	n=2
4	564.79	601.83	37.03	6.4	0.093	0.706	0.393	
5	804.06	820.22	16.15	12.19	0.119	0.669	0.298	
6	973.53	979.93	6.4	3.35	0.11	0.761	0.234	
7	987.25	999.74	12.5	9.3	0.111	0.643	0.362	
8	1055.67	1101.9	49.23	22.56	0.117	0.763	0.34	
9	1111.67	1131.11	18.44	14.48	0.111	0.722	0.379	
Total			179.07	99.14				

8.5 Section

Cutoff used: Sw=0.9, Vsh=0.5 min, interval = 0.3m.

Zone	Top	Bottom	Gross	Net	Av phi	Av Sw	Ac Vcl
1	1154.73	1186.89	32.16	21.03	0.054	0.931	0.336
2	1240.23	1263.09	22.86	21.49	0.081	0.889	0.317
3	1362.03	1340.05	14.02	11.05	0.059	0.955	0.327
4	1361.54	1372.97	11.43	10.21	0.078	0.852	0.304
5	1412.29	1438.96	26.67	25.53	0.068	0.848	0.313
6	1455.11	1467.92	12.8	11.73	0.067	0.853	0.301
7	1512.11	1518.67	6.55	5.18	0.072	0.81	0.169
8	2098.85	2222.14	123.29	110.34	0.048	0.727	0.183
Total			249.78	216.56			
Total 12.25 and 8.5			428.85	315.7			

ผลการวิเคราะห์อัตราการไหลของก๊าซจากการวัด PLT วัดก๊าซสูงสุดที่ช่วง
ความลึก 2667.6-2686.2 เมตร วันละ 41.3 Mscf/D และน้ำวันละ 2435.01 บาร์เรล

สรุปไม่พบก๊าซที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

8.5 หลุมมุกดาหาร-1 (Mukdahan-1)

8.5.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Unocal Petroleum Limited จ้าง Dentag T-64 เจาะหลุมสำรวจมุกดาหาร-1 ที่ตำแหน่ง N16°36'48.218" E104°32'41.261" ในแปลง Block 5942/32 เริ่มเจาะ 24 เมษายน พ.ศ.2547 (ค.ศ. 1994) ถึงความลึกสุดท้าย 7,515 ฟุต (TD) เมื่อวันที่ 30 พฤษภาคม พ.ศ. 2547 จุดประสงค์เพื่อทดสอบหินหมวดกุกฉินารายณ์ (Kuchinarai Formation) และกลุ่มหินทรายชุดโคราช ซึ่งพบก๊าซในหลุมห้วยมุก (HUA1 MUK-1) ซึ่งอยู่ห่างออกไปทางตะวันตกเฉียงเหนือ 4.5 ไมล์

เป้าหมายแรก คือ Triassic Kuchinarai และมี 2 เป้าหมายรองคือ Triassic Nam Phong และ Triassic Phu Kradung หินชุดโคราช ทางตะวันออกของที่ราบสูงโคราชหนาถึง 15,000 ฟุต ไม่ปรากฏว่ามีหิน Massive Permian Pha Nok Khoa ในบริเวณนี้

8.5.2 ลำดับชั้นหิน

- Section 1 หินหมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) จากผิวดิน – 2,954 ฟุต หินหมวดนี้ตกตะกอนแบบ Aluvial และ Fluvial ส่วนใหญ่ประกอบไปด้วยหินทรายและหินทรายแป้งแทรกสลับกัน และมีหินโคลนแทรกสลับอยู่บ้างเล็กน้อย ไม่มีก๊าซ Show

- Section 2 หินหมวดหินน้ำนองตอนบน (Upper Nam Phong Formation) ความลึก 2,954-4,686 ฟุต หินหมวดนี้ตกตะกอนแบบ Fluvial – Lacustrine ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งสลับกับหินโคลน มีหินทรายและชั้นหินปูนแทรกอยู่เล็กน้อย พบก๊าซเป็นระยะ ก๊าซสูงสุด 13.8 Units (1 Unit = 250 ppm)

- Section 3 หินหมวดหินน้ำนองตอนล่าง (Lower Nam Phong Formation) ความลึก 4,686-5,712 ฟุต ตกตะกอนแบบ Fluvio-Lacustrine ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินทรายแป้งแทรกสลับกับหินโคลน มีหินทรายเป็นตัวกั้นอยู่เล็กน้อย พบก๊าซเป็นระยะตามตารางด้านล่าง

- Section 4 หินหมวดหินกุกฉินารายณ์ (Kuchinarai Group) ความลึก 5,712-7,515 ฟุต เป็นหินตะกอนแบบ Fluvio-Lacustrine เฉลี่ยตั้งแต่ทะเลน้ำลึกไปถึงต้นประกอบด้วยหินทรายแป้ง หินทราย และหินโคลน พบก๊าซเป็นระยะตามตาราง (มากที่สุด 20 Units)

8.5.3 การพบปิโตรเลียม

ไม่มีน้ำมัน พบก๊าซธรรมชาติตาม Section 3 – Section 4 ตามตาราง

ตารางที่ 2.12 Gas peaks and gas compositions for Mukdahan-1

Section 3 Lower Nam Phong (4686 feet – 5712 feet)

Depth feet	Total GAS Unit	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5	Lithology
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	
5426	26.1	5132	44	-	-	-	-	SLTST
5432	5.7	1124	8	-	-	-	-	SLTST
5547	12.71	2455	39	3	-	-	-	SST
5563	65	12343	273	37	trace	-	-	SST
5711	29.3	5758	51	-	-	-	-	SST

Section 4 Kuchinarai Group (5712 feet – 7515 feet)

Depth feet	Total GAS Unit	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5	Lithology
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	
5781	450	86102	1397	292	21	36	-	SLTST/SST
5834	1995	36770	760	190	14	21	-	SLTST
5838	240	45391	896	203	17	25	-	SLTST

The Lower Fluval Unit (6623 feet – 7003 Feet)

Depth feet	Total GAS Unit	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5	Lithology
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	
6643	154	29749	398	85	-	-	-	SST
6651	123	24000	43	38	-	-	-	SST
5990	221	43001	487	75	-	-	-	SST
7000	233	45157	579	95	-	-	-	SST

The Breccia Unit (7003 feet -7515 feet)

Depth feet	Total GAS Unit	C1	C2	C3	iC4	nC4	C5	Lithology
		ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	
7080	221	43508	280	44	-	-	-	SST
7120	212	40848	617	106	-	-	-	SST
7211	436	84421	1040	233	-	-	-	SST
7220	270	52479	585	117	-	-	-	SST
7275	187	35468	561	70	-	-	-	SST
7338	246	47776	553	106	-	-	-	SST
7349	270	52932	423	74	-	-	-	SST
7432	141	27407	317	53	-	-	-	SST
7505	129	25248	231	30	-	-	-	SST

พบก๊าซมากที่สุด ใน Section 4 @5,781 ฟุต 450 Units or $\approx \frac{(450 \times 250 \times 100)}{1,000,000} = 11.25\%$
 อย่างไรก็ตามบริษัทได้ประเมินว่าไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์จึงปิดหลุม

8.5.4 การวิเคราะห์หินตัวอย่าง

มีการเจาะหินตัวอย่าง 3 ช่วง คือ

- Core#1 ที่ความลึก 5,783-5,832.66 ฟุต
- Core#2 ที่ความลึก 5,863-5,893 ฟุต
- Core#3 ที่ความลึก 6,492-6,497.92 ฟุต

วัด porosity ได้ระหว่าง 1-12% และ permeability <0.01-16.5 md

ตารางที่ 2.13 Petrophysical Summary Mukdaham-1

Sample No.	Depth	Porosity at overburden Pressure			Porosity Rolling avg.	Permeability at overburden pressure		Perm. Rolling avg
		Ambient Porosity	psi 2450	Grain density		Ambient Perm.	psi 2450	
					2450			2450
1	5783.4	9	8.5	2.65	6.2	0.64	0.53	0.15
2	2786.6	2	1.6	2.67	3.2	0.04	0.01	0.02

ตารางที่ 2.13 Petrophysical Summary Mukdaham-1 (ต่อ)

Sample No.	Depth	Porosity at overburden Pressure			Porosity Rolling avg.	Permeability at overburden pressure		Perm. Rolling avg
		Ambient Porosity	psi 2450	Grain density		Ambient Perm.	psi 2450	
3	5796.9	1.1	1	2.65	1.2	<0.01	<0.01	<0.01
4	5799.2	1.4	1.3	2.65	1.9	<0.01	<0.01	<0.01
5	5803.7	4.3	4	2.67	4.2	0.06	0.02	0.03
6	5805.7	8.4	7.6	2.65	6.8	4.57	1.34	0.44
7	5808.3	8.8	8.1	2.65	7.2	4.1	1.17	1.36
8	5810.4	7.5	5	2.65	6.5	6.3	1.89	1.59
9	5811.5	8.9	8	2.65	7.5	6.8	1.55	1.76
10	5813.2	9.7	8.8	2.65	9.1	10.4	2.09	2.35
11	5814.5	12	10.6	2.65	9.8	16.5	4.45	3.21
12	5815.6	10.6	9	2.65	9.6	9.6	2.55	3.49
13	5816.2	10.9	9.9	2.65	9.2	14.7	5.12	3.07
14	5816.7	9.6	8	2.65	8.9	16.1	1.34	0.92
15	5820.5	10.5	9.7	2.68	7.4	0.14	0.08	0.05
16	5826.6	2.3	2.2	2.66	4.2	0.01	<0.01	<0.01
17	5827.3	2.8	2.8	2.66	2.4	0.02	<0.01	<0.01
18	5828.8	1.9	1.8	2.66	3.6	0.01	<0.01	<0.01
19	5863.4	9.1	8.1	2.65	6.3	2.88	0.79	0.1
20	5864.6	7.6	7	2.65	7.7	0.48	0.16	0.18
21	5864.9	8.8	8.5	2.65	8	0.1	0.05	0.14
22	5866.8	8.6	7.8	2.65	7.9	4.37	1.1	0.26
23	5868.2	7.8	7.4	2.65	6.9	0.18	0.07	0.11
24	5869.5	5.1	5	2.66	4.7	0.04	0.02	0.02
25	5870.3	2.7	1.4	2.66	2.6	0.03	<0.01	<0.01
26	5874.8	2.7	2.4	2.68	2.2	0.01	<0.01	<0.01
27	5876.3	2.6	2.5	2.68	2.6	0.02	<0.01	<0.01
28	5877.5	3.2	3	2.66	3	0.02	<0.01	<0.01
29	5878.9	3.6	3.6	2.66	3.5	0.02	<0.01	<0.01

ตารางที่ 2.13 Petrophysical Summary Mukdaham-1 (ต่อ)

Sample No.	Depth	Porosity at overburden Pressure			Porosity Rolling avg.	Permeability at overburden pressure		Perm. Rolling avg
		Ambient Porosity	psi 2450	Grain density		Ambient Perm.	psi 2450	
30	5879.5	3.6	3.6	2.66	3.5	0.01	<0.01	<0.01
31	5880.3	3.1	3	2.66	2.9	0.01	<0.01	<0.01
32	5881.3	2.2	2.1	2.66	2.1	0.01	<0.01	<0.01
33	5881.8	1.3	1.2	2.66	2.4	<0.01	<0.01	<0.01
34	6492.2	6.1	5	2.67	3.6	0.33	0.13	0.02
35	6495.5	3.2	3.1	2.68	4.2	0.02	<0.01	0.02
36	6497.5	5.8	5.5	2.66	4.7	0.1	0.04	0.02

8.6 หลุมดาวเรือง-2และ 3ST (Doa Rung-2 and 3ST)

8.6.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Texaco Exploration เจาะหลุมดาวเรือง โครงสร้างภูเขา 10 ระหว่างวันที่ 4 เมษายน – 21 ตุลาคม พ.ศ. 2546 ที่อำเภอภูเขียว (PHU KHIEO “A”) ในแปลง 5441/32AB ตำแหน่ง 1822463N และ 198337.25E พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ ทดสอบอัตราการไหล ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ ต่อมาบริษัท SALAMANDER เจาะหลุมดาวเรือง-2 ที่ 16°28'4.4"N, 102°10'25.78"E โดยใช้ Rig MB Century-26 ระหว่างวันที่ 16 มกราคม – 14 เมษายน 2554 (2011) ถึงความลึกสุดท้าย 2781 เมตร พบก๊าซธรรมชาติ Sub commercial จึงเจาะหลุมดาวเรือง 3ST ระหว่างวันที่ 25 เมษายน – 18 มิถุนายน 2554 พบร่องรอยก๊าซไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ จึงปิดหลุม ใช้เงินลงทุน 13.93 และ 13 ล้านเหรียญสหรัฐตามลำดับ

8.6.2 ลำดับชั้นหิน

- หมวดหินน้ำพองตอนบน (Upper Nam Phong Formation) ความลึก 8.25-386.5 เมตร MD
- หมวดหินน้ำพองตอนกลาง (Middle Nam Phong Formation) ความลึก 386.5-641.5 เมตร MD

- หมวดหินน้ำพองตอนล่าง (Lower Nam Phong Formation) ความลึก 641.5-1,184.31 เมตร MD
- หินภูฉินารายณ์ (Kuchinarai Group) ความลึก 1,184.3-1,297.1 เมตร MD
- หมวดหินหัวนาคำ (Hua Na Kham Formation) ความลึก 1,297.1 ถึง 1,370 เมตร MD
- หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ความลึก 1,370-2,075 เมตร MD
- หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation) ความลึก 2,075-2,781 เมตร MD

ตารางที่ 2.14.1 Background Gas summary for Upper Nam Phong Formation
(8.25 mMD-386.5mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
8.25	326	BG	0.00- 0.1	1200	46	0	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.14.2 Background Gas summary for Middle Nam Phong Formation
(386.5 mMD-641.5 mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
326	641.5	BG	0.00- 1.7	58- 6274	0- 4859	0- 857	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.14.3 Background Gas summary for Lower Nam Phong Formation
(641.5 mMD-1184.3 mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
641.5	1184.3	BG	0-27.8	35- 67858	0- 5350	0- 2022	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.14.4 Background Gas summary for Kuchinarai Group
(1184.3 mMD-1297.1 mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
1184.3	1297.1	BG	0.09- 0.59	358- 4319	0- 875	0- 251	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.14.5 Background Gas summary for Huai Na Kham Fotmations
(1297.1 mMD-1370 mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
1297.1	1370	BG	0.05- 1.07	330- 4114	0- 180	0	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.14.6: Background Gas summary for Pha Nok Khao Formations
(1370 mMD-2075 mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
1370	1944	BG	0- 8.59	55- 107807	0- 1066	0- 2022	0	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.14.7 Background Gas summary for Si That Formations (2075 mMD-2781
mMD)

Interval/Depth (m)		Type	T.Gas %	C ₁ ppm	C ₂ ppm	C ₃ ppm	iC ₄ ppm	nC ₄ ppm	iC ₅ ppm	nC ₅ ppm	H ₂ S ppm	CO ₂ %
1944	1781	BG	0- 25.28	1- 175248	0- 4579	0- 285	0- 153	0	0	0	0	0

ตารางที่ 2.15 Gas peaks and gas compositions for Doa Rung-2 and 3ST (ต่อ)

Depth (m)	Total Gas %	Background Gas %	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	Character Residual Oil
			ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	
2120	1	0.2	11031	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2329.2	0.7	0.08	6332	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2513.5	12.7	0.07	81547	1156	0	0	0	0	0	Dry Gas
2515.5	25.3	0.07	175248	4578	0	0	0	0	0	Dry Gas
2515.7	4.7	0.07	32665	853	0	0	0	0	0	Dry Gas
2533	0.8	0.1	6431	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2575	0.6	0.09	5707	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2650	0.5	0.07	4837	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2654.2	2.7	0.07	25623	112	0	0	0	0	0	Dry Gas
2679.2	0.8	0.2	7475	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2683.5	1	0.2	10407	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2705.75	0.5	0.2	5150	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2708	0.8	0.2	8039	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2741	1.7	0.2	16425	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2754.5	1.4	0.2	4067	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2705.75	0.5	0.2	5150	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2708	0.8	0.2	8039	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2741	1.7	0.2	16425	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
2754.5	1.4	0.2	4067	0	0	0	0	0	0	Dry Gas

8.6.4 การวิเคราะห์แหล่งปิโตรเลียม

หมวดหินผานกเค้าและหินศรีธาตุที่อยู่ด้านล่างเป็นหินกักเก็บ โดยมีหินโคลนห้วนาค่าเป็นหินปิดกั้น (Seal) และหินต้นกำเนิด (Source) คือ หินกุนินารายณ์ (Triassic Kuchinarai Group) ซึ่งมี TOC >3% และ RO >2.5%

สรุปชั้นที่จะมีก๊าซมากที่สุดคือ ชั้น 1,460-1,469 เมตร มีความพรุน (porosity) 15% มีความอิ่มตัวก๊าซ 85% (Sw = 15%) และชั้น 1,495-1,509 เมตร และ 1,576-1,594 เมตร RT แต่หินค่อนข้างเนื้อแน่น โดยรวมแล้วหลุมดาวเรือง-2, 3ST เป็นแหล่งก๊าซที่ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

ตารางที่ 2.16 ผลการวิเคราะห์จาก Wire Line Logs ดังตารางข้างล่าง

ZOI Rank/10	Form	Lith mudlog	Top mrt	Base mrt	por log	Sw analysis	Main Indicator	Mudgas	Sonfrac SonScnr	Frack	Comment
5	PNK	Arg Lst	1460	1469	0.15	0.15	por*(1-Sw)	high	v.low	no	Cement plug 1340-1440 mrt. Matrix gas storage Dokr 1463.5 mrt "Tight"
3	PNK	Arg Lst	1480	1509	0.04	0.6	por*(1-Sw)	mod	high	mod	Frac. Bas hold inflated Sonfrac
0	PNK	Arg Lst	1509	1538							possible water zn
0	PNK	Arg Lst	1542	1555							possible wtr frac
6	PNK	Lst	1578	1595	0.12	0.3	por*(1-Sw)	mod	high	mod	mudgas, STRC (pos inflated bt Bad gole)
0	PNK	Lst	1621	1631							possible water zn
3	PNK	Lst	1705	-			mcfl,rhob	mod	high	good	frac, gas, STRC, limited gas
8	PNK	Arg Lst	1893	1901	0.12	0.15	all	high	high	good	Gas frac, goof
4	SI THAT	Arg Lst	2058	2076	0.02	0.6	mcfl,drho	low	low	low	Some frac, invasn profile
8	SI THAT	Arg Lst	2118	2164	0-0.08	0.1(frac)	losses,persist	mod	mod	low	Gas, 7bbl pit gain SICP34psi, STRC, persistent bleeding gas. High press low k
3	SI THAT	Lst	2236	2239	0-0.04	0.1 (frac)	STRC	no	high	mod	Frac zone Evidense ConGas swabbed 2214-2244m, STRC 7 bbl loss, Gas, 8 bbl pit gain SICP 165 psi
9	SI THAT	Tuff	2514	2515.5	badh	NA	losses, rhob.	high	NA	high	7bbl loss. Gas, 8 bbl pit gain SICP 165 psi
2	SI THAT	Arg Lst	2653	2708	0.025	NA	gas	m	NA	?	Minor gas frac
5	SI THAT	Stst Lst	2741	-	badh	NA	loss.rhob	m	NA	mod	mod gas frac
2	SI THAT	Stst/Tuff	2754	-	badh	NA	rhob,gas	low	NA	low	Minor gas frac
2	SI THAT	Tuff	2762	-	badh	NA	rhob,gas	low	NA	low	Minor gas frac

8.7 หลุมดงมูล-1, ดงมูล-2 (Dong Mun1,2)

8.7.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. เจาะหลุมดงมูล 1 ที่ Latitude 16°47'37"N, Longitude 103°11'52"E ระหว่างวันที่ 18 กุมภาพันธ์ – 12 พฤษภาคม 2533 (ค.ศ. 1990) ถึงอำเภอดงมูล จังหวัดกาฬสินธุ์ ถึงความลึกสุดท้าย 3,474 เมตร พบก๊าซธรรมชาติ จึงทดสอบอัตราการไหล บริษัทได้เจาะดงมูล 2 ที่ Latitude 16°45'42"N, Longitude 103°18'27"E เมื่อวันที่ 17 พฤษภาคม – 8 สิงหาคม 2533 (ค.ศ. 1990) ถึงความลึกสุดท้ายที่ 12252 ฟุต พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ มีการทดสอบอัตราการไหล

8.7.2 ลำดับชั้นหิน

ที่หลุมดงมูล-2

- หมวดหินภูพาน/เสาขัว (Phu Phan/ Sao Khua Formation) จากผิวดินถึงความลึก 5,702 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นชั้นหินทราย หินทรายแป้ง และหินดินดานสลับกัน
- หมวดหินน้ำพอง (Nam Phong Formation) จากความลึก 5,702-7,805 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินโคลน หินทราย และหินทรายแป้งสลับกัน
- หมวดหินห้วยหินลาด (Huai Hin Lat Formation) ความลึก 7,805-8,961 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง หินโคลน หินทรายและหินกรวด
- หินปูนเพอร์เมียน (Permian Carbonate) ความลึก 8,961-10,937 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินปูน (Limestone) มีหินโดโลไมท์ (Dolomite) อยู่ด้วย
- หินชั้นเพอร์เมียน (Permian Clastic) ความลึก 10,937-11,754 ฟุต เป็นหินโคลน หินดินดาน หินปูน และถ่านหิน
- Variscan ความลึก 11,754-12,252 ฟุต เป็นหินปูนและหินโคลน

ตารางที่ 2.17 Formation and Lithology

Formation	Lithology	Drilling Depth (ft)
Phu Phan/Sao Khua	ss, clyst, sltst	surface
Nam Phong	clyst, ss, sltst	5702
Huai Hin Lat	sltst, clyst, ss, cgl	7805
Permian Carb.	Ls, dol	8961
Permian Clastics	clyst/sh, Ls, coal	10937
Variscan	Ls, clyst	11754
Total Depth		12252

8.7.3 การพบปิโตรเลียม

การทดสอบอัตราการไหลหลุมดงมูล-1

มีการทดสอบอัตราการไหล 4 ครั้ง โดยที่ 2 ครั้งแรกระหว่างความลึก 10,255-10,310 และ 9,668.5-9870 ฟุต เป็นชั้นน้ำ

ครั้งที่ 3 ช่วงความลึก 8,875.5-9,180 ฟุต มีก๊าซไหลวันละ 15.7 ล้านลบ. ฟุต ผ่านไป 24 ชั่วโมง ก๊าซลดลงเหลือ 10 ล้านลบ.ฟุต (MMSCF/D)

ครั้งที่ 4 ช่วงความลึก 8,875.5-9,180 ฟุต หลังทำ Acidizing มีก๊าซไหลวันละ 23.6 ล้านลบ.ฟุต ผ่านไป 12 วัน อัตราการไหลลดลงเหลือ 4.2 ล้านลบ.ฟุต การทดสอบสุดท้าย แสดงข้างล่าง

ตารางที่ 2.18 การทดสอบอัตราการไหล Test 4 หลุมดงมูล-1

Test 4	
Date :	4/5/1990-19/6/1990
Perf. :	8875.5-9180 ft
Gravity gas :	0.59
Gas rate decline :	23.6-4.2 MMSCF/D
Transmissibility, kh/ μ :	248 md-ft/cp
Flow capacity, kh :	6.7 md-ft
Permeability :	0.022 md
Skin factor :	-4.2
Flow eff. :	3.1
Pressure :	
10255-10310 :	3430 psi
9668.5-9870 :	3515 psi
8875.5-9180 :	2600 psi

การทดสอบอัตราการไหลหลุมดงมูล-2

มีการทดสอบ 4 ครั้ง ช่วงความลึก 10,300-10,342, 9,987.5-10,000, 9,557-10,000 และ 9,054-9,456 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นชั้นน้ำยกเว้นชั้นสุดท้ายมีก๊าซไหลเล็กน้อย ดังตาราง

ตารางที่ 2.19 การทดสอบอัตราการไหลหลุมดงมูล-2

Well Test	1	2	2A	3
Interval (ft)	10300-10432	9987.5-10000	9557-10000	9054-9456
Pressures (BHP) :				
- IBU (psia)	6567	6763	6658	6037
- FBU (psia)	6540	N/A	N/A	5945
- Est. Pi (psia)	6567	6770	6670	6060
Produced :	Water	Water	Water	Water/Gas

8.8 หลุมดงมูล-3, ดงมูล-3ST (Dong Mun-3 and 3ST)

8.8.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

Latitude 16°47'22.69"N, Longitude 103°13'14.53"E UTM X;
310396E, Y; 1856984N Ground: elevation 284 m AMSL

บริษัท APICO KHORAT เจาะหลุมดงมูล 3 ในแปลงสำรวจ L27/43 ระหว่างวันที่ 7 พฤศจิกายน พ.ศ. 2550 (ค.ศ. 2007) ถึง 21 มกราคม พ.ศ. 2551 (ค.ศ. 2008) ถึงความลึกสุดท้าย 3,127 เมตร พบก๊าซเล็กน้อยเป็นชั้นน้ำจึงปิดหลุม ค่าใช้จ่าย 11.7 ล้านดอลลาร์ (ใช้ Rig Ensign -16) จากนั้นจึงเจาะหลุมดงมูล-3ST โดย Kick off ความลึก 1700 m MD ถึงผานกเค้า (Reservoir) ที่ความลึก 2,839 m MD ถึงความลึกสุดท้าย 3,127 เมตร พบก๊าซธรรมชาติทดสอบอัตราการไหล ใช้ Rig Century-26 ค่าใช้จ่ายทั้งสิ้น 6.8 ล้านดอลลาร์

หลุมดงมูล-3

Casing 20" ถึงความลึก 15 เมตร

Casing 13 $\frac{3}{8}$ " ถึงความลึก 301 เมตร

Casing 9 $\frac{5}{8}$ " ถึงความลึก 2,018 เมตร

Casing 7" ถึงความลึก 2,725 เมตร

ในช่วงความลึกสุดท้ายของหลุมดงมูล-3ST ใช้น้ำหนักน้ำโคลน 125 ppb เจาะความลึก 2,899-3,127 เมตร

8.8.2 ลำดับชั้นหิน

- หมวดหินโคกกรวด (Khok Kruat Formation) จากผิวดิน-7.6 เมตร BRT เป็นหินกรวด
- หมวดหินภูพาน (Phu Phan Formation) ที่ความลึก 7.6-31 เมตร

BRT ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง

- หมวดหินเสาข้าว (Sao Khua Formation) ที่ความลึก 31-433 เมตร

BRT ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง

- หมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) ความลึก 433-542

เมตร BRT หินทรายแป้งสลับกับหินโคลน

- หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) ความลึก 542-1,780

เมตร BRT ส่วนใหญ่เป็นหินโคลนและหินทรายแป้ง หินทรายเล็กน้อยแทรกสลับ

- หมวดหินน้ำพองตอนบน (Upper Nam Phong Formation) ความลึก

1,780-2,383 เมตร BRT ส่วนใหญ่เป็นหินโคลนและหินทรายแป้ง มีหินทรายแทรกสลับเล็กน้อย

- หมวดหินน้ำพองตอนล่าง (Lower Nam Phong Formation) ความ

ลึก 2,383-2,598 เมตร BRT ส่วนใหญ่เป็นหินทราย หินทรายแป้ง มีหินโคลนแทรกสลับเล็กน้อย

- รอยไม่ต่อเนื่อง Indosinian II ความลึก 2,598 เมตร

- หมวดหินกุฉินารายณ์/ห้วยหินลาด (Kuchinarai Group/Huai Hin Lat Formation) ความลึก 2,598-2,835 เมตร ส่วนใหญ่เป็นหินดินดาน

- รอยไม่ต่อเนื่อง Indosinian I ความลึก 2,835 เมตร

- ส่วนบนของหมวดหินผานกเค้า (Top of Pha Nok Khao Formation) ความลึก 2,839 เมตร (-2,547 m TVDSS)

ชั้นหินเปรียบเทียบระหว่าง Dong Mun-1, Dong Mun-3 และ Dong Mun-3ST แสดงในตารางข้างล่าง

ตารางที่ 2.20 การทดสอบอัตราการไหลหลุมดงมูล

Dong Mun Stratigraphic Column	Dong Mun-3ST				Dong Mun-1		Dong Mun-3	
	Actual		Predicted Tops		Tops		Tops	
	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS	MD	TVDSS
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
Top Upper Nam Phong			1760	-1461.6	1727	-1461.6	1760	-1466.7
Top Massive Sand					2221.1	-1968.54	2232	-1938.7
Lower Nam Phong			2390	-2025.8	2342	-2089.5	2383	-2089.6
Indosinian II			2710	-2259.8	2542.1	-2289.5	2598	-2304.6
Indosinian II			2847	-2360	2642	-2389.4	2726	-2432.5
Top PNK			2395	-2424.3	2703.6	-2451	2839	-2545.5
TD			3300	-2691.3	3475	-3222.5	3127	-2833.3

8.8.3 การพบปิโตรเลียม

หลุมดงมูล-3ST เจาะพบก๊าซธรรมชาติในชั้นหินปูนผานกเค้าหนา 113 เมตร (371 ฟุต) มีความพรุน (porosity) สูงถึง 6% ทดสอบการไหลได้เฉลี่ยวันละ 15 ล้านลบ.ฟุต (ใน 24 ชั่วโมง) บริษัทประเมินว่าอาจมีก๊าซถึง 60 พันล้านลบ.ฟุต

8.9 หลุมดาวเรือง-1

8.9.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท TEXACO EXPLORATION (THAILAND) II LTD. ได้เจาะหลุมดาวเรือง-1 ในแปลงสำรวจ 5441/32A (อำเภอภูเขียว) ที่ตำแหน่ง Latitude 16°27'19.8625"N และ Longitude 102°10'41.8478"E ห่างจากแหล่งก๊าซน้ำพองไปทางตะวันตกเฉียงใต้ 50 กิโลเมตรตั้งแสดงในรูปข้างล่าง โดยจากบริษัท Deutag Friesland ด้วย Rig#T31 (Wilson Mogul42) เริ่มเจาะวันที่ 4 เมษายน พ.ศ. 2536 (ค.ศ. 1993) ถึงความลึกสุดท้าย 7,950 ฟุต (TVD) เมื่อวันที่ 23 มิถุนายน ทดสอบอัตราการไหล 29 มิถุนายน - 5 สิงหาคม พ.ศ. 2536 และปิดหลุม 9 สิงหาคม พ.ศ. 2536 ใช้จ่ายทั้งสิ้นประมาณ 7.2 ล้านเหรียญสหรัฐ

- เจาะหลุม 26" ถึงความลึก 120 ฟุต ลง Casing 20" ถึงความลึก 116 ฟุต
- เจาะหลุม 17½" ถึงความลึก 1,150 ฟุต ด้วยน้ำโคลน PHPA 15% KCl หนัก 9.2-10.00 ppg ลง Casing ขนาด 13½" ถึงความลึก 1,145 ฟุต

- เจาะหลุม 12¼" ถึงความลึก 3,360 ฟุต ด้วยน้ำโคลน 3% KCl/ 3% Aqua-Co/ PHPA system หนัก 8.9-10.5 ppg ลง Casing ขนาด 9½" ถึงความลึก 3,360 ฟุต

- เจาะหลุม 8½" ถึงความลึก 7,950 ฟุต ด้วยน้ำโคลน 12.5 ppg

เจาะCore#1@4,868 ฟุต ได้ หินตัวอย่าง limestone มี porosity มี gas

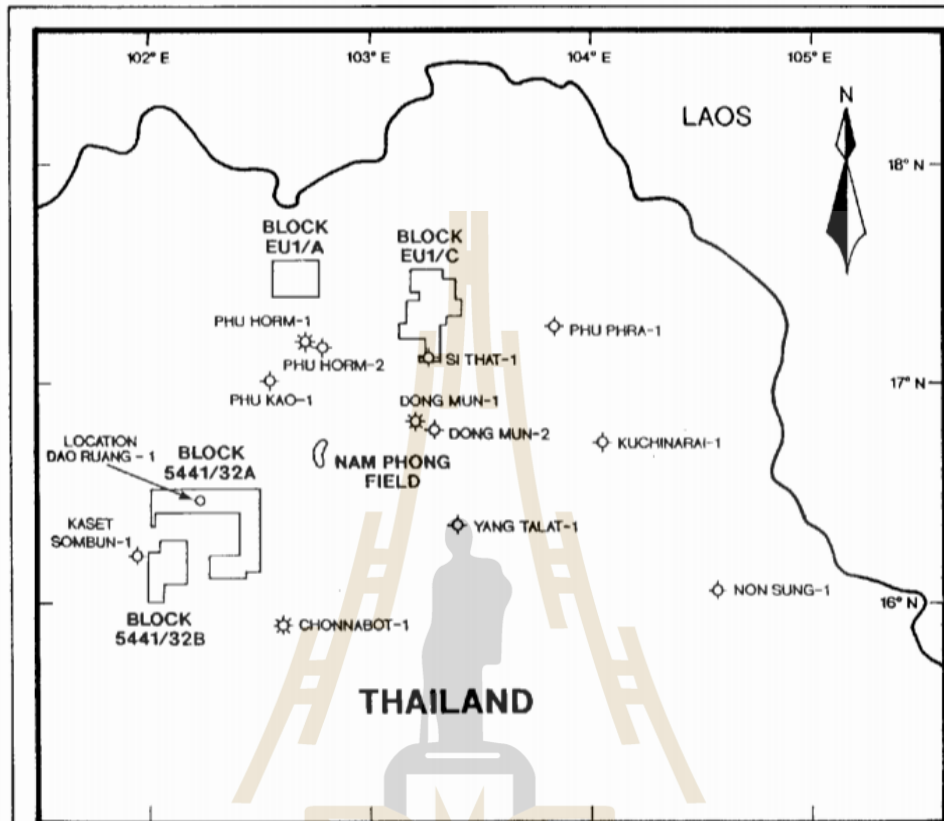
เจาะCore#2@5,057 ฟุต ได้หินตัวอย่าง 30 ฟุต limestone มี porosity มี gas

เจาะCore#3@5,772 ฟุต ได้หินตัวอย่าง 26.5 ฟุต limestone ไม่มี porosity

เจาะCore#4@7,724 ฟุต ได้หินตัวอย่าง 30 ฟุต Volcanic

เมื่อเจาะถึงความลึก 7,950 ฟุต โดยไม่มีก๊าซจึงหยุดเจาะเมื่อวันที่ 23 มิถุนายน 2536

**DAO RUANG 1
LOCATION MAP**



รูปที่ 2.8 หลุมดาวเรือง-1

8.9.2 ลำดับชั้นหิน

- Upper Nam Phong จาก 0-860 ฟุต
- Middle Nam Phong จาก 860-1,770 ฟุต
- Lower Nam Phong จาก 1,770-3,185 ฟุต
- Khorat Unconformity ที่ความลึก 3,185 ฟุต
- Permian Clastic ลึก 3,750-4,630 ฟุต
- Lower Permian ลึก 4,630-7,715 ฟุต
- Volcanics ลึก 7,715-7,950 ฟุต

8.9.3 การพบปิโตรเลียม

พบก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ส่วนบนของหินปูนที่ความลึก 4,630 ฟุต จนกระทั่ง

ถึง Volcanics@ความลึก 7,715 ฟุต มีการทดสอบอัตราการผลิต 4 ครั้ง (DST)

- ครั้งที่ 1 ความลึก 7,725-7,810 ฟุต ไม่มีก๊าซไหล
- ครั้งที่ 2 ความลึก 7,010-7,130 ฟุต ก๊าซไหลวันละ 132,000 ลบ.ฟุต (ไม่มีน้ำ) มี CO₂ 32%
- ครั้งที่ 3 ความลึก 5,750-5,775 ฟุต ก๊าซไหลวันละ 73,000 ลบ.ฟุต ไม่มีน้ำ มี CO₂ 14%
- ครั้งที่ 4 ความลึก 4,850-5,073 ฟุต ก๊าซไหลวันละ 146,000 ลบ.ฟุต ไม่มีน้ำหรือน้ำมัน มี CO₂ 10%

ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์จึงปิดหลุม

ตารางที่ 2.21 HEADSPACE GAS ANALYSIS (CUTTINGS) CONCENTRATION (VOL PPM OG TOTAL SOLIDS) OF C1-C5+ HYDROCARBONS

Sample Distance	C ₁	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	Total	Total	Total	% Gas	iC ₄
	Methane	Ethane	Propane	Isobutane	Butane	C5+	C ₁ -C ₄	C ₂ -C ₄	Wetness	nC ₄
3600-3610	2464	197	61	13	16	16	2751	287	10.43	0.81
7150-7200	121	10	4	1	2	5	138	17	12.32	0.5
7500-7550	673	12	1	0	1	11	687	14	2.04	-
7900-7950	2622	24	4	1	3	5	2654	32	1.21	0.33

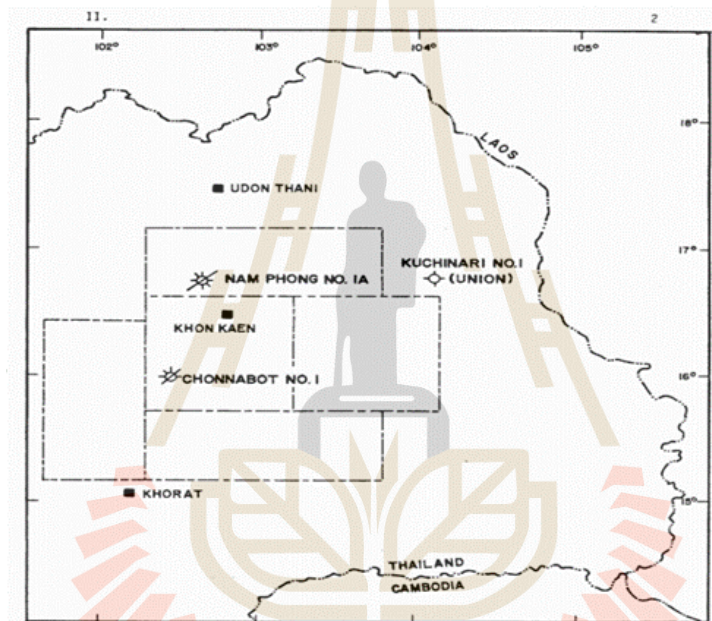
8.10 หลุมขนบท-1

8.10.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. ได้เจาะหลุมขนบท-1 ที่ตำแหน่ง Latitude 15°52'49"N และ Longitude 102°26'35"E เป็นหลุมสำรวจหลุมที่ 3 ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือหลังหลุม Kuchinarai-1 (TD 11,010 ฟุต โดย Unocal 13 พฤศจิกายน พ.ศ. 2514 – 17 เมษายน พ.ศ. 2515) และหลุมน้ำพอง-1 (TD 13,471 ฟุต โดย Esso 12 พฤศจิกายน พ.ศ. 2524 – 15 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525) โดยใช้ Rig Aztec Mayhew Drilling เปิดหลุมขนาด 36" ลง Casing 30" ถึงความลึก 41 ฟุต RKB (29 กันยายน พ.ศ. 2524 (ค.ศ. 1981)) และเจาะหลุมขนาด 26" โดยใช้ Rig Parker Drilling Co. Parker 200 (27 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525) ลง Casing 20" ถึงความลึก 398 ฟุต RKB

- เจาะหลุมขนาด 17½" ถึงความลึก 2,287 ฟุต ด้วยน้ำโคลน freshwater gel/ Lignosulfonate น้ำหนัก 8.9 ถึง 9.7 ppg และลง Casing ขนาด 13⅜"

- เจาะหลุมขนาด 12¼" ด้วยน้ำโคลน KCl/Polymer หนัก 13.2 to 13.8 ppg และลง Casing ขนาด 9⅝" ถึงความลึก 9,992 ฟุต RKB
- เจาะหลุมขนาด 8½" จากความลึก 9,992–10,000 ฟุต ด้วยน้ำโคลน KCl/Polymer KCl 19-21% น้ำโคลน 13.2-13.8 ppg
- เจาะหลุมขนาด 8½" จากความลึก 10,000–10,707 ฟุต ด้วย KCl/Polymer 18.5-21% KCl MW 10.2–12.6 ppg
- เจาะหลุมขนาด 8½" จาก 10,707-11,814 ฟุต KCl/Polymer with 18-22% KCl MW จาก 18.8-19.4 ppg มี Loss of return@11,814 ฟุต ในขณะที่เจาะด้วยน้ำโคลน 19.3 ppg



รูปที่ 2.9 หลุมชนบท-1

8.10.2 ลำดับชั้นหิน

LOWER CRETACEOUS

- หมวดหินภูพาน (Phu Phan Formation) จากผิวดินถึงความลึก 401 ฟุต (หนา 379 ฟุต)

JURASSIC

- หมวดหินเสาขัว (Sao Khua Formation) จากความลึก 401-1702 ฟุต (หนา 1,301 ฟุต) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งสีน้ำตาลแดง (red-brown siltstone) แทรกสลับด้วย หินทรายสีแดง-สีเทาอ่อน

- หมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) จาก 1,702-2,146 ฟุต หนา 444 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทรายสีเขียว-เทา และหินทรายแป้งสีเทาอ่อนถึงปานกลางและสีน้ำตาลแดง

- หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) จาก 2,146-7,143 ฟุต (หนา 4,997 ฟุต) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งสีน้ำตาลแดง แทรกสลับด้วยหินทรายสีน้ำตาล-แดง และหินโคลนสีเทา-เขียวเล็กน้อย

ช่วงที่เป็นหินทรายบางชั้นเป็น Reservoir ได้ดี มีความพรุนสูงสุดถึง 21.6% ($\phi=0-21.6\%$) เฉลี่ย 8.5% porosity) จากการวิเคราะห์ Core#2 $\phi=3.0-4.8\%$ จากความลึก 4,861-4,707 ฟุต น้ำในชั้นหินมีความเค็ม 24,000-24,700 ppm NaCl, $R_w \approx 0.13-0.18 \Omega\text{-m}$

ทรายความลึก 4,323-4,326 ฟุต $\phi=5.5\%$, 100% water

ทรายความลึก 4,662-4,675 ฟุต และ 4,677-4,680 มี $\phi=12$ และ 18.5%, $S_w=58-100\%$

ทรายความลึก 4,851-4,894 ฟุต $\phi=8.5-11.5\%$, $S_w=86\%$

6 Sidewall cores วิเคราะห์หิม $\phi \approx 15.3-18\%$ และ $k \approx 0.6-3.4 \text{ md}$.

UPPER TRIASSIC

- หมวดหินน้ำพอง (Nam Phong Formation) จากความลึก 7,143-9,314 ฟุต (หนา 2,171 ฟุต) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินโคลนสีน้ำตาลแดง มีหินทรายสีน้ำตาลแดงช่วงความลึก 8,600-9,100 ฟุต ลักษณะ Reservoir ในหินหน่วยนี้ โดย ϕ 6% cutoff จะมีหินทรายที่เป็น Reservoir ที่ดีหนาร่วมกัน 17 ฟุต

- หมวดหินห้วยหินลาด (Huai Hin Lat Formation) จากความลึก 9,314-10,745 ฟุต หนา 1,288 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินโคลนสีน้ำตาล สีเทา มีหินทรายหินปูน แทรกอยู่เล็กน้อยเป็นช่วงๆ

- หินทรายระหว่าง 10,706-10,710 ฟุต มี $\phi=4\%$, $S_w=27\%$ มีก๊าซ

PERMIAN

- กลุ่มหินราชบุรี (Ratburi Group) จากความลึก 11,810-11,814 ฟุต ดูจาก Seismic ชั้นนี้อาจเป็นหินปูน (ไม่มี Cutting) เกิดการสูญเสียน้ำโคลน จึงปิดหลุมด้วยซีเมนต์หนัก 19.5 ppg

ตารางที่ 2.22 SUMMARY TABLE OF STRATIGRAPHY

SUMMARY TABLE OF STRATIGRAPHY

WELL : CHONNABOT NO.1		COMPANY: ESSO EXPLORATION & PROD. KHORAT INC.			COUNTRY: THAILAND	
<input checked="" type="checkbox"/> ONSHORE OFFSHORE		KB ELEVATION 719'	ELEVATION 697'		T.D." 11,814'	
DEPTHS:	FEET METERS	PALEO TOP	LOG TOP	LOG SUBSEA	THICKNESS	BASIC LITHOLOGY
	x					
AGE / FORMATION						
RT to Sea Bottom						
Cretaceous (Phu Phan)			KM	+ 697'	379	SS/SLTST
Jurassic (Sao Khua)			401'	+ 318'	1301	SS/SLTST
Jurassic (Phra Wihan)			1702'	- 983'	444'	SS/SLTST
Jurassic (Phu Kradung)			2146'	- 1427'	4997'	SS/SLTST/CLYST
Triassic (Nam Phong)			7143'	- 6424'	2171'	SLTST/CLYST/SS
Triassic (U. Huai Hin Lat)			9314'	- 8595'	1431'	SLTST/CLYST/SS/TUFF
Triassic (Mid-Low)			10,745	- 10,026	1065'	CLYST/SLTST/SS/LS
Permian			11,810	- 11,091		LS?
TD			11,814	- 11,095		

8.10.3 การพบปิโตรเลียม

- ความลึก 1,800-5,100 ฟุต มีก๊าซ show เล็กน้อย
- หินทราย (ถูกระดิ่ง) ที่ความลึก 4,662-4,680 ฟุต มีก๊าซ 1,650 Units เป็น 800,000 ppm C₁, 8,000 ppm C₂, trace C₃ @ 4,677 ฟุต คล้ายมีการไหลจึงทำ RFT เป็น tight zone
- จากความลึก 5,100-11,814 ฟุต (TD) มีก๊าซ 2 zone คือ ที่ความลึก 10,707 ฟุต (เจาะด้วย MW 10.2 ppg) มีของไหล ไหลขึ้นมาวัดก๊าซได้ 850 Units มี 406,400 ppm C₁, 12,000 ppm C₂, 8,450 ppm C₃ และ 287 ppm C₄ วัด RFT tight zone และที่ความลึก 11,814 ฟุต (TD) ในขณะเจาะด้วย 19.4 ppg Mud, loss return gas kick show วัดได้ 2,350 Units (1 Unit = 250 ppm) เป็นชั้น Abnormal Pressure จึงต้องปิดหลุม

9. ระบบปิโตรเลียมของโครงสร้างจตุรัส ด้านขุนทด สีคิ้ว และ ดอนไพร (Chatturat, Dan Khun Tod, Si Kew and Don Phrai)

9.1 การวิวัฒนาการของโครงสร้าง (Regional Structure Evaluation)

เกิดการดันขึ้นของหินภูเขาไฟ (Granite Intrusion) เมื่อประมาณ 329 ± 3 ล้านปี (dated จากหลุม Yang Talat-1) ทำให้เกิดโครงสร้างยกขึ้นของภาคตะวันออกเฉียงเหนือขนาดใหญ่ ตั้งแต่ต้นยุค Early Carboniferous และมีการยกตัวในยุค Late Carboniferous Rifting ซึ่งทำให้เกิดโครงสร้างและการตกตะกอนของแอ่งโคราช การยกขึ้นทำให้เกิดรอยเลื่อน (thrusting) ต่างๆ ในแนวตะวันออกเฉียงเหนือ- ตะวันออกเฉียงใต้ (NW-SE striking normal faults) แนวตะวันออกเฉียงเหนือ- ตะวันตกเฉียงใต้ (NE-SW) และแนวตะวันออก-ตะวันตก (E-W) ทำให้เกิดโครงสร้างประกอบไปด้วย หินที่เลื่อนลงเป็นบล็อกแบบครึ่งหนึ่งและแบบเต็ม (half and full grabens) บล็อกหมุน (rotate block) แนวประตูกัก (trapdoor) และแนวหักมุม (dog-leg) ซึ่งเหมาะสำหรับการตกตะกอนและกักเก็บปิโตรเลียม และมีการยกตัวใหญ่อีกครั้ง คือ Triassic Rifting นอกจากการยกตัวแล้วยังเกิดการยืดหดขยายตัวตามลำดับ คือ Late Carboniferous Rifting → Permian extension → Indosinian I Unconformity (Late Permian to early Triassic) → Triassic Rifting → Indosinian II extrusion ในช่วง Late Triassic ทำให้ภูมิภาคทั้งหมดถูกยกขึ้นและกักถ่วง → Jurassic to Cretaceous Regional Subsidence → Mid-Cretaceous Inversion → Late Cretaceous subsidence → Tertiary Inversion → Quaternary volcanism

9.2 คุณสมบัติและการประเมินหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source-rock Characters and Evaluation)

หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมในบริเวณนี้ประกอบไปด้วยหินโคลนสีเทาและหินปูนสีเทา (จากหลุม SUT-2(สมมติ) และหินโพล) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) วิเคราะห์แล้วมี TOC (Total organic carbon content) 1.23-2.56% และหินโคลนสีเทาแก่ทะเลสาบ (จากหิน outcrop ที่บ้านซัพพลู) ห้วยหินลาด ยุคไทรแอสสิก (Huai Hin Lat ยุค Triassic) มี TOC เฉลี่ย 13.01% และ S_1+S_2 เฉลี่ย 3.93 mg/g ซึ่งแสดงว่าเป็นหินต้นกำเนิดที่ดี

นอกจากนี้ยังมีหินหมดซัพบอน (Sap Bon) เขาขาด (Khao Khad) ปางอัสอก (Pang Asok) หนองปาง (Nong Pang) น้ำดุก (Nam Duk) และหิน Carboniferous เป็นหินต้นกำเนิดที่ดีปานกลางถึงดี

9.3 คุณสมบัติและการประเมินหินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir-rock Characters and Evaluation)

โครงสร้างบริเวณนี้มีหินกักเก็บที่เป็นเป้าหมายหลัก คือ หมวดหินผานกเค้ายุคเพอร์เมียน เป็นหินปูนและโดโลไมท์ (Limestone and dolomite) โดยการวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุม SUT(นามสมมติ ขอสงวนชื่อเพราะยังเป็น Confidential) มีค่าความพรุน (porosity) 0.1-5.23%

ค่าความซึมผ่าน (permeability) ได้ 0.001-0.03 mD ข้อมูลจากหลุมเจาะอื่นๆและหินโผล่ ค่าความพรุนเฉลี่ย (average matrix porosity) 4% และเมื่อพบก๊าซธรรมชาติแล้วก็จะทำหินแตกด้วยกรด (Acid Fracturing) จะทำให้ผลิตก๊าซได้ดียิ่งขึ้น เช่นที่แหล่งก๊าซน้ำพองที่ความลึก 3,115-3,123 เมตร ทดสอบอัตราการไหลของก๊าซได้ 27.6 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน (MMSCF/Day) แสดงว่าหินคาร์บอนเตยุคเพอร์เมียนจะเป็นหินกักเก็บที่ดี

หินกักเก็บเป้าหมายที่ 2 ประกอบไปด้วยหินทรายยุคคาร์บอนิเฟอรัส (Carboniferous sandstone) ผลการวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุม SUT มีค่าความพรุน 8.3% ค่าความซึมผ่านได้ 4.15 มิลลิดาซี (mD) และหินทรายหลังยุคไตรแอสซิก (Post-Triassic reservoir) ประกอบไปด้วยหินทรายหมวดหินน้ำพอง มีค่าความพรุนเฉลี่ย 6% (จากการวิเคราะห์จากหลุมเจาะและหินโผล่ต่าง)

ผลการวิเคราะห์ค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ของตัวอย่างหิน

ตารางที่ 2.23 สรุปผลการวัดค่าความพรุนและค่าความซึมผ่าน (After Trisarn, K 2015)

Table 4.6.1: Sand Stone POROSITY and PERMEABILITY MEASUREMENT SUMMARY									
Client : KK.					Date :3/4/2015				
Well : SUT-1					File : KK work sheet				
					Analysts : Assoc. Professor Kriangkrai Trisarn				
DIMENSION									
Core No.	Depth (metre)	Diameter (cm.)	Length (cm.)	Weight (gm)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)	Permeability ambient (md)	Overburden (md)	Lithology
1	1049	2.50	3.74	44.69	5.9879	2.5885	0.4874	0.3049	Sand Stone
3	1260	2.50	4.39	54.12	3.9686	2.6118	0.5636	0.0997	Sand Stone
6	1960	2.50	4.47	54.91	0.6289	2.5173	0.0067	0.0000	Sand Stone
10	2885	2.33	4.67	49.20	5.5427	2.6069	0.1563	0.0017	Sand Stone
12	3263	2.31	4.49	45.81	5.6676	2.5750	0.0648	0.0097	Sand Stone
13	3372	2.32	3.81	39.96	6.1476	2.6334	0.1157	0.0069	Sand Stone
Average					4.6572	2.5888	0.2324	0.07047	
Table 4.6.2: Carbonate POROSITY and PERMEABILITY MEASUREMENT SUMMARY									
Client : KK					Date :3/4/2015				
Well : SUT-1					File : KK work sheet				
					Analysts : Assoc. Professor Kriangkrai Trisarn				
DIMENSION									
Core No.	Depth (metre)	Diameter (cm.)	Length (cm.)	Weight (gm)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)	Permeability ambient (md)	Overburden (md)	Lithology
14	3464	2.32	4.10	45.42	2.5503	2.6790	0.00932	0	Limestone
15	3552	2.32	3.92	43.92	1.9682	2.6948	0.01022	0.000313	Limestone
16	3676	2.34	2.74	30.25	4.6929	2.6899	0.03164	0.000405	Limestone
17	3770	2.32	4.46	52.20	1.0906	2.7857	0.00144	0.000568	Dolomite
18	3860	2.32	4.73	51.53	4.9717	2.7015	0.00381	0	Dolomite LC LS.
Average					3.0548	2.7102	0.01129	0.00026	

9.4 หินปิดกั้น (seal) และโครงสร้างกักเก็บ(Trap and Structure)

หินปิดกั้นปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้แก่ หินดินดาน หินเคลย์ชั้นหนา แทรกสลับอยู่ในชั้นหินทรายและหินทรายแป้ง พบอยู่ตอนล่างสุดของกลุ่มหินโคราช ชั้นหินปิดกั้น

นี้มีลักษณะถูกอัดตัวแน่นและเชื่อมประสานด้วยโคลนเนื้อละเอียด บ่งบอกถึงคุณสมบัติหินปิดกั้นที่ดี นอกจากนี้ในหมวดหินที่อยู่ช่วงล่างของกลุ่มหินโคราช เช่น หมวดหินน้ำพอง และหมวดหินภูกระดึง ประกอบด้วย หิน volcaniclastic sandstone และ conglomerate ซึ่งจับตัวแน่นมากด้วย argillaceous cement ทำให้หินดังกล่าวมี permeability ที่ต่ำมาก ซึ่งทำให้คุณสมบัติเป็นหินปิดกั้นที่ดี อยู่บนหินกักเก็บคาร์บอนเนต รวมทั้งหินปูนและหินเนื้อละเอียดอายุเพอร์เมียนบ่งลักษณะเป็นหินปิดกั้นที่ดีด้วย

การกักเก็บ (trap)

โครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมในการกักเก็บปิโตรเลียมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือประกอบด้วย

- 1) รอยผิวดิสัยผิคมระหว่างกลุ่มหินสระบุรียุคเพอร์เมียน และกลุ่มหินห้วยหินลาดยุคไทรแอสซิก
- 2) การกักเก็บในพืดหินปะการังอายุเพอร์เมียน
- 3) โครงสร้าง half-graben ของหินเพอร์เมียนคาร์บอนเนตและหินไทรแอสซิกที่ถูกปิดทับโดยหินโคราช
- 4) โครงสร้าง anticlines ของหินไทรแอสซิกและหินโคราชที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี

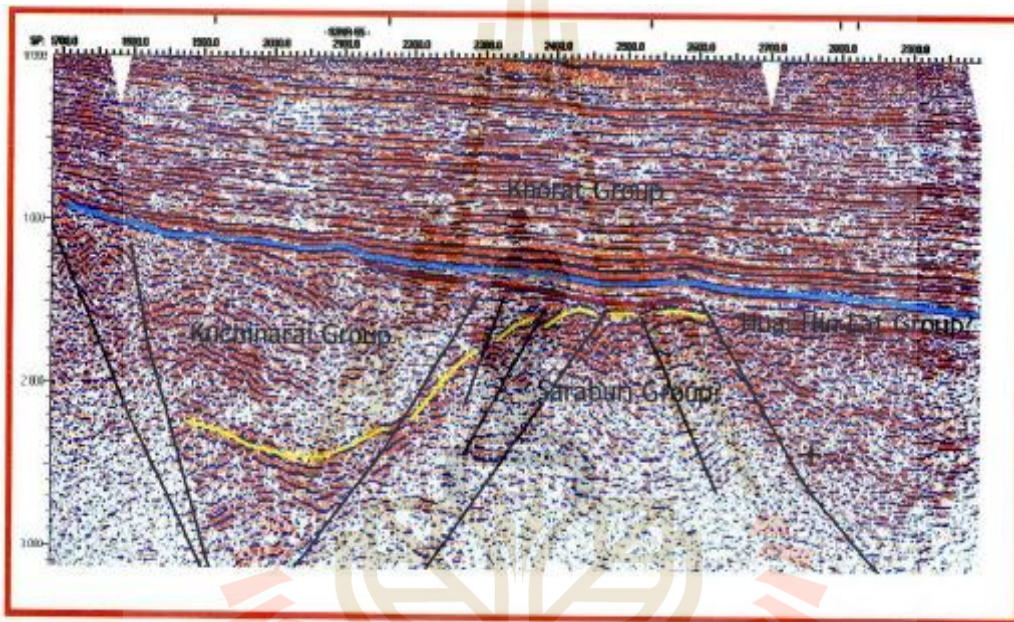
จัตุรัส (Chaturat)

โครงสร้างจัตุรัส เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบเหนือ-ใต้ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. จัตุรัส จ.ชัยภูมิ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ของโครงสร้างชนบท ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างจัตุรัสเป็นรูปประทุนคว่ำที่เกิดจากรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ ซึ่งเคลื่อนที่อีกครั้งหลังจากที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัวใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีรอยเลื่อนตัดผ่าน ลักษณะของ reflector free บ่งบอกถึงลักษณะของหมวดหินผานกเค้า หรือ carbonate rocks จากลักษณะของกลุ่มหินสระบุรีในโครงสร้างนี้น่าสนใจมาก เนื่องจากน่าจะเป็นหินกักเก็บที่ดี ส่วนกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ ปิดทับด้านบน และด้านซ้ายน่าจะเป็นหมวดหินลำพาวหรือ upper clastics ที่น่าจะเป็นหินต้นกำเนิดที่ดีด้วย หากเทียบกับโครงสร้างชนบทหรือน้ำพองแล้ว โครงสร้างจัตุรัสเป็นโครงสร้างที่น่าจะประสบความสำเร็จได้

ด่านขุนทด (Dan Khun Tod)

โครงสร้างด่านขุนทด ตั้งอยู่บนที่ราบและอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างสี่คว่ำครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ด่านขุนทด จ. นครราชสีมา มีแนวแกนของทางทิศเดียวกับโครงสร้างลำพาวหรือเพลิ่งและสี่คว่ำ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนโครงสร้างนี้ จะอยู่ส่วนขอบด้านปลายของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินภูผารายณ์ที่หนา แต่บางบริเวณทิศตะวันออกเฉียงเหนือ

reflector แสดงให้เห็น buried hill ที่อยู่ใต้กลุ่มหินที่กล่าวมาแล้ว ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรีเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่น่าสนใจมาก แต่ความเสี่ยงของโครงสร้างคล้ายกับโครงสร้างสีคิ้ว ดังนั้นจึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมอีกหลายด้าน จากการศึกษาเพิ่มเติมของบริษัท TPIPP วิเคราะห์ว่า โครงสร้างด้านขุนทด มีหินปิดกั้น(Seal cap rock) ยุคTriassic โคนไม่โดนกัดกร่อนไปในตอนที่โครงสร้างถูกยกขึ้น จึงเหมาะสมสามารถกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี โดยมีหินผานกเค้ายุคเปอร์เมียน (Permian Carbonate) ซึ่งเป็นหินกักเก็บ(Reservoir)และอาจเป็นหินต้นกำเนิด(Source) ด้วย และหินยุคTriassic (Huai Hin Lat) เป็นหินต้นกำเนิด(Source)และหินปิดกั้น(Seal cap rock) จึงน่าจะประสบความสำเร็จได้ดี

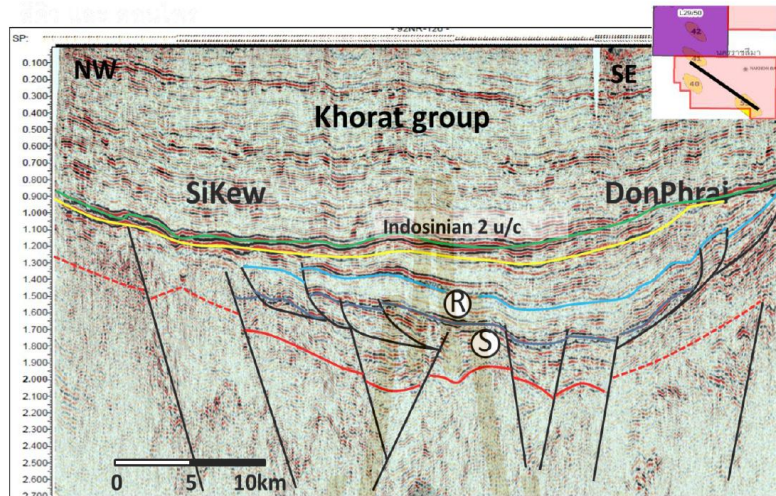


รูปที่ 2.10 ภาพชั้นหินโครงสร้างด้านขุนทดจากการวัดคลื่นไหวสะเทือน

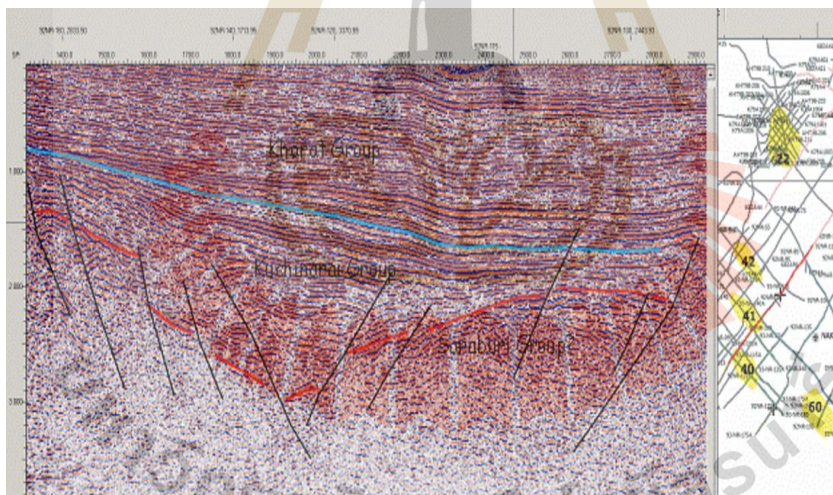
สีคิ้ว (Si Kew)

โครงสร้างสีคิ้ว เป็นโครงสร้างที่อยู่ด้านตะวันตกเฉียงเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. สีคิ้ว จ.นครราชสีมา ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าโครงสร้างมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียง-ตะวันออกเฉียงใต้เช่นเดียวกับโครงสร้างลำพระเพลิง โครงสร้างนี้จะเป็นส่วนที่เป็น buried hill ของกลุ่มหินสระบุรีที่อยู่ลึกที่สุดของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกและกลุ่มหินโคราชที่หนาที่สุด ดังนั้นโครงสร้างนี้อาจมีปัญหาอยู่ที่หากปิโตรเลียมเกิดขึ้นแล้วไหลขึ้นสู่ที่สูงกว่า ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้มากน้อยแค่ไหนที่ปิโตรเลียมจะไหลมากักเก็บที่โครงสร้างนี้ แต่อย่างไรก็ตามต้องมีการศึกษา buried history บริเวณนี้ให้มากขึ้น จากการศึกษาของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โครงสร้างสีคิ้ว น่าจะเหมาะสมสามารถกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี โดยโครงสร้างนี้มีกลุ่มหิน สระบุรีคือ หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks)เป็นหินต้น

กำเนิด(Source) และ หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ยุคเปอร์เมียน (Permian Carbonate) เป็นหินกักเก็บ(Reservoir) และหินยุค Triassic หมวดหินกลุ่มหินกุฉินารายณ์ (Kuchinarai) เป็นหินปิดกั้น(Seal cap rock) จึงน่าจะประสบความสำเร็จได้ดี



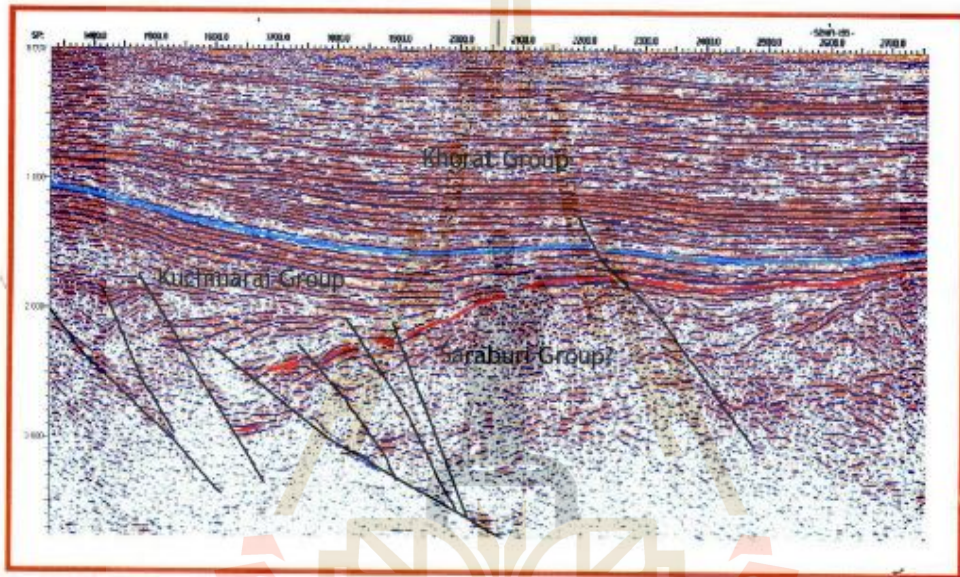
รูปที่ 2.11 คลื่นไหวสะเทือน block L21/57 ของแหล่งกักเก็บสี่คิ้วและดอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)



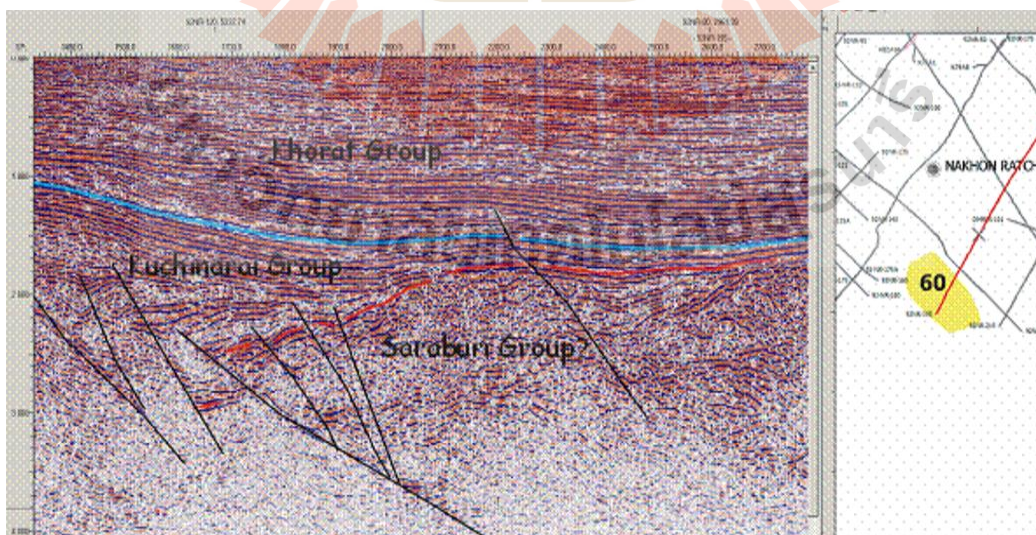
รูปที่ 2.12 คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บสี่คิ้ว (Department of Mineral Fuels, 2013)

โครงสร้างดอนไพร อยู่บริเวณทิศเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตก ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างลำพระเพลิง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณระหว่าง อ. คอนบุรี และ อ. โชคชัย จ. นครราชสีมา โครงสร้างวางตัวแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่หนาปิดทับบนกลุ่มหินกุฉินารายณ์ที่มีแอ่งอยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ บริเวณที่บางของกลุ่มหินกุฉินารายณ์มีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรีมีเป็นรูป

ประทุนคว่า นอกจากนี้โครงสร้างนี้มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องอีกด้วย เนื่องจากบริเวณนี้มีข้อมูล น้อยมาก จึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม ซึ่งโครงสร้างอาจต่อเนื่องมาจากโครงสร้างลำพระเพลิงก็ได้ จากการศึกษาของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โครงสร้างตอนไพร น่าจะเหมาะสมสามารถกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี โดยโครงสร้างนี้มีกลุ่มหิน สระบุรีคือ หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks) เป็นหินต้นกำเนิด(Source) และ หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ยุคเปอร์เมียน (Permian Carbonate) เป็นหินกักเก็บ(Reservoir) และหินยุคTriassic หมวดหินกลุ่มหินกุฉินารายณ์ (Kuchinarai) เป็นหินปิดกั้น(Seal cap rock) จึงน่าจะประสบความสำเร็จได้ดีเช่นเดียวกับโครงสร้างสีคิ้ว



รูปที่ 2.13 คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บตอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)



รูปที่ 2.14 คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บตอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)

9.5 การประเมินเป้ากักเก็บ และหาเป้าที่มีศักยภาพสูงสุด (Play Evaluation and Target Optimization)

9.5.1 การประเมินเป้ากักเก็บ (Play Evaluation and Target Optimization)

(ก) การเกิดของโครงสร้างจตุรัสและด้านขุนทด (The formation of two central uplifts)

การเกิดโครงสร้างจตุรัส (ตอนเหนือ) และโครงสร้างด้านขุนทด (ตอนใต้) เป็นตอนกลางของบริเวณนี้ที่ยกขึ้นคล้ายกันในตอนต้น กล่าวคือ มีการเกิดหินปูนยุคเพอร์เมียน ชั้นหินยุคจูแรสซิกและครีเทเชียส และชั้นหินยุคไทรแอสซิกที่ถูกกักก่อก่อนในเวลาต่อมา แต่มีข้อแตกต่างคือ หินชั้นยุคเพอร์เมียนของโครงสร้างด้านขุนทดที่ถูกยกขึ้นทางใต้ ยังคงเหลืออยู่ในขณะที่หินชั้นยุคเพอร์เมียนของโครงสร้างจตุรัสตอนเหนือได้ถูกกักก่อก่อนไปจนหมด

(ข) การเปลี่ยนแปลงของโครงสร้างจตุรัสและด้านขุนทด (The evolution of Chatturat and Dan Khun Tod Structures)

โครงสร้างด้านขุนทดก่อตัวในช่วงแรกของการเคลื่อนตัวอินโดจีนเนียน (Indosinian) และหินชั้นยุคเพอร์เมียนตอนบนของรูปประทุนคว่ำถูกกักก่อก่อน ในช่วงเวลายุคไทรแอสซิก (Triassic) ปีกของชั้นหินที่ถูกยกขึ้นทำให้เกิด Normal faults ทำให้ชั้นหินตอนกลาง (Central Uprift) กลายเป็น horst หลังจากนั้นชั้นหินต่างๆก็ถูกกักก่อก่อนในช่วงเวลาที่สองของการเคลื่อนตัว Indosinian จากนั้นก็มีการตกตะกอนของหินชุดโคราช ส่วนโครงสร้างจตุรัสที่ถูกยกขึ้นในช่วงต้นของการเคลื่อนไหวของอินโดจีนเนียน (Indosinian) เนื่องจากแรงอัดตัวของชั้นหินทำให้เกิดรอยหักโค้งกลับ (Reverse fault) ทำให้หินตะกอนยุคเพอร์เมียน (Permian Clastic) โดนกักก่อก่อนผู้พังอย่างรุนแรงจึงไม่เหลือให้เห็น การจมตัวลงในยุคไทรแอสซิกน้อยกว่าด้านขุนทด และการเกิดรอยเลื่อนปกติ (Normal fault) น้อยกว่าด้านขุนทด บริเวณนี้รองรับการตกตะกอนของชั้นหินชุดโคราชอย่างต่อเนื่อง แต่ชั้นหินเหล่านี้โดนแรงอัดจากการเคลื่อนตัวของเปลือกโลก ทำให้โค้งงอขึ้นเป็นรูปประทุน (Anticline) ทั้งสองโครงสร้าง

(ค) การสะสมตัวของปิโตรเลียมที่แตกต่างระหว่างโครงสร้างจตุรัสและด้านขุนทด (The hydrocarbon accumulation differences of two central uplifts)

- หินต้นกำเนิด (Source rock)

หินต้นกำเนิดหลักในบริเวณนี้ คือ หินยุคไทรแอสซิก ทั้งสองโครงสร้างล้วนอยู่ใกล้กับหินต้นกำเนิด แต่ความหนาและกว้างของหินต้นกำเนิดบริเวณโครงสร้างจตุรัส (ตอนเหนือ) น้อยกว่าโครงสร้างด้านขุนทด (ตอนใต้) มาก ฉะนั้นสภาวะหินต้นกำเนิดของโครงสร้างด้านขุนทดมีความเหมาะสมและมากกว่าโครงสร้างจตุรัส

- หินปิดกั้นแหล่งกักเก็บ (Reservoir cap assemblages)

หินกักเก็บหลักในบริเวณนี้ คือ หินปูนยุคเพอร์เมียนเหมือนกันทั้งสอง

โครงสร้าง ไม่ปรากฏว่ามีชั้นหินไทรแอสซิกหลงเหลืออยู่ทั้งสองโครงสร้าง แต่ยังมีชั้นหินชั้น (Clastic of Permian) ยุคเพอร์เมียนหลงเหลืออยู่เฉพาะโครงสร้างด้านขุนทด (ตอนใต้) ฉะนั้นโครงสร้างด้านขุนทด จึงมีสภาพหินปิดกั้นที่ดีกว่าโครงสร้างจัตุรัส

- การเคลื่อนตัวและสะสมตัวของปิโตรเลียม (Hydrocarbon migration and accumulation)

มีความแตกต่างเป็นอย่างมากระหว่างการไหลเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมเข้าสู่แหล่งกักเก็บด้านขุนทดและจัตุรัส คือ โครงสร้างด้านขุนทด ปิโตรเลียมสามารถเคลื่อนตัวจากด้านข้างเข้าสู่โครงสร้างได้ผ่านรอยแตก (fault) และรอยไม่ต่อเนื่องของชั้นหิน (unconformity) เข้าสู่โครงสร้าง ผิดกับที่แหล่งจัตุรัส ปิโตรเลียมสามารถเคลื่อนตัวเข้าสู่โครงสร้างได้เฉพาะรอยไม่ต่อเนื่องของชั้นหินเท่านั้น ฉะนั้นสภาวะของการเคลื่อนตัวและสะสมตัวของปิโตรเลียมโครงสร้างด้านขุนทดจึงเหมาะสมกว่าโครงสร้างจัตุรัสมาก

จากเหตุผลทั้งสามข้อข้างบนจึงสรุปได้ว่า โครงสร้างด้านขุนทดมีโอกาสที่จะพบปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์มากกว่าโครงสร้างจัตุรัส

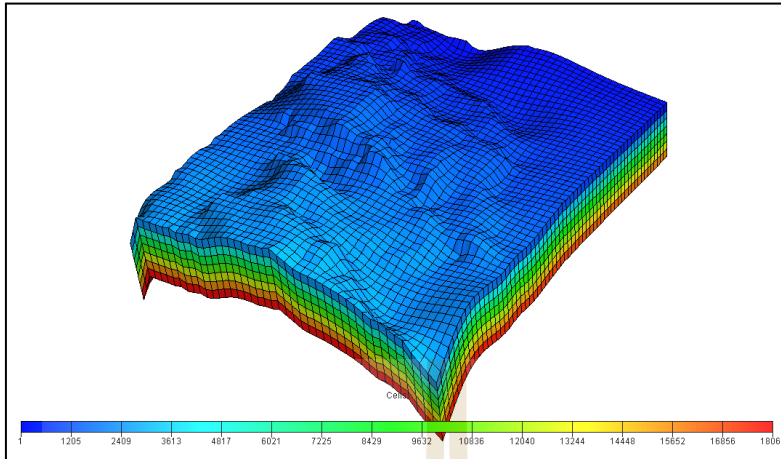
10. การพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

ถึงปัจจุบันมีการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด 57 หลุม พบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ 4 แหล่ง คือ น้ำพอง ภูฮ่อม ดงมูล และหยางฉาง โดยคาดว่าจะมีปริมาณสำรองเริ่มต้นประมาณ 500, 700-2000, 100-200, และ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ขณะนี้แหล่งก๊าซน้ำพองและภูฮ่อมกำลังผลิตก๊าซธรรมชาติร่วมกันได้วันละ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุต

11. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

Chonglakmani (1995), ได้จำแนกหมวดหินห้วยหินลาดยุคเพอร์เมียน ออกเป็นหน่วยหินย่อยๆ ชั้นหินของหมวดหินห้วยหินลาดนี้ประกอบไปด้วยหินดินดานเนื้อปูน (Calcareous shale) หินโคลน (Mudstone) หินทราย (Sandstone) และหินปูน (Limestone) ซึ่งเป็นเม็ดตะกอนขนาดเล็กละเอียด มีสีเทาถึงเทาเข้ม ชั้นหนาประมาณ 2 เมตร ชั้นล่างสุดของลำดับประกอบไปด้วยหินกรวดมนเม็ดหินปูน (Limestone conglomerate) สีเทาถึงสีแดง แต่ในบางพื้นที่ปรากฏว่ามีหินภูเขาไฟแทรกขึ้นมาที่ชั้นล่างสุดของลำดับ โดยด้านบนของลำดับถูกปิดทับด้วยหมวดหินน้ำพอง (Nam Phong Formation) มีศักยภาพเป็นทั้งหินต้นกำเนิดและหินกักเก็บปิโตรเลียม

Schlumberger (1999), การจำลองคอมพิวเตอร์ แหล่งก๊าซธรรมชาติด้วย Eclipse Reservoir Simulator สามารถคาดการณ์อัตราการผลิตและปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังรูปที่ 2.15



รูปที่ 2.15 แสดงรูปจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ

Rattanapranudej S and Trisarn, K (2004), วัดหาความพรุนและซึมผ่าน (porosity and permeability) ของหินทรายยุค Tertiary (ภาคกลาง) ที่ห้องปฏิบัติการมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีได้ค่าประมาณ 2-36% และ 0.02-23 md ตามลำดับดังตัวอย่างหินทรายและการวัดในรูปที่ 2.16 และ 2.17

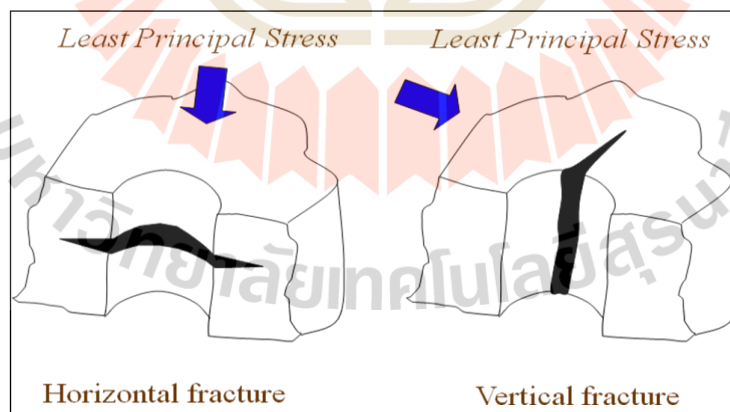


รูปที่ 2.16 แสดงตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary (ภาคกลาง)



รูปที่ 2.17 แสดงเครื่องมือและการวัด permeability ของตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary

Peter P. Valkó (2005), การทำหินแตกต้องอัดน้ำผสมสารละลาย (Fracturing Fluid) ด้วยความดันสูง หินจะแตกในทิศทางที่แข็งแรงน้อยที่สุด ถ้าหินอยู่ที่ความลึกน้อยกว่า 3,000 ฟุตจะแตกแนว (Horizontal fracture) ถ้าลึกมากกว่า 3,000 ฟุตจะแตกแนวตั้ง (Vertical fracture) ดังแสดงในรูปที่ 2.18



รูปที่ 2.18 แสดงการแตกของหินในทิศทางที่แข็งแรงน้อยที่สุด (least Principle Stress)

Naik, G.C., (2006), แหล่งแก๊สในหินเนื้อแน่นจะเป็นแหล่งพลังงาน An Unconventional ในอนาคต (Tight Gas Reservoirs-An Unconventional Natural Energy

Source for the Future) แหล่งแก๊สหินเนื้อแน่น หมายถึง แหล่งแก๊สในหินเนื้อแน่นมีค่าซึมผ่าน (Permeability) เฉลี่ยน้อยกว่า 0.6 md.

Micheal Economides (2007), การทำให้หินแตกสมัยใหม่เพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติจากหินเนื้อแน่นเป็นอย่างมาก (Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production)

Mahattanachai, T. (2011) มีศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในแปลงสัมปทานใหม่พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตามรูปที่ 1.8 ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 100 - 400 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต จะคุ้มค่าต่อการลงทุนภายใต้ Fiscal Regime Thailand III

Trisarn, K (2011), ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมของในหินเปอร์เมียนคาร์บอนเนตภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ โครงสร้างชนบท มีศักยภาพได้ 122-234, 403-622 และ 833-1,808 พันล้าน ลบ. ฟุต โครงสร้างน้ำพองมีพบศักยภาพได้ 420-456, 819-1,264 และ 2,084-2,851 พันล้าน ลบ. ฟุต และชั้นหินยุคเพอร์เมียนค้นพบศักยภาพได้ 6,498-14,831, 40,645-70,564 และ 252,860-307,507 พันล้าน ลบ. ฟุต ที่ระดับความน่าจะเป็นร้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ

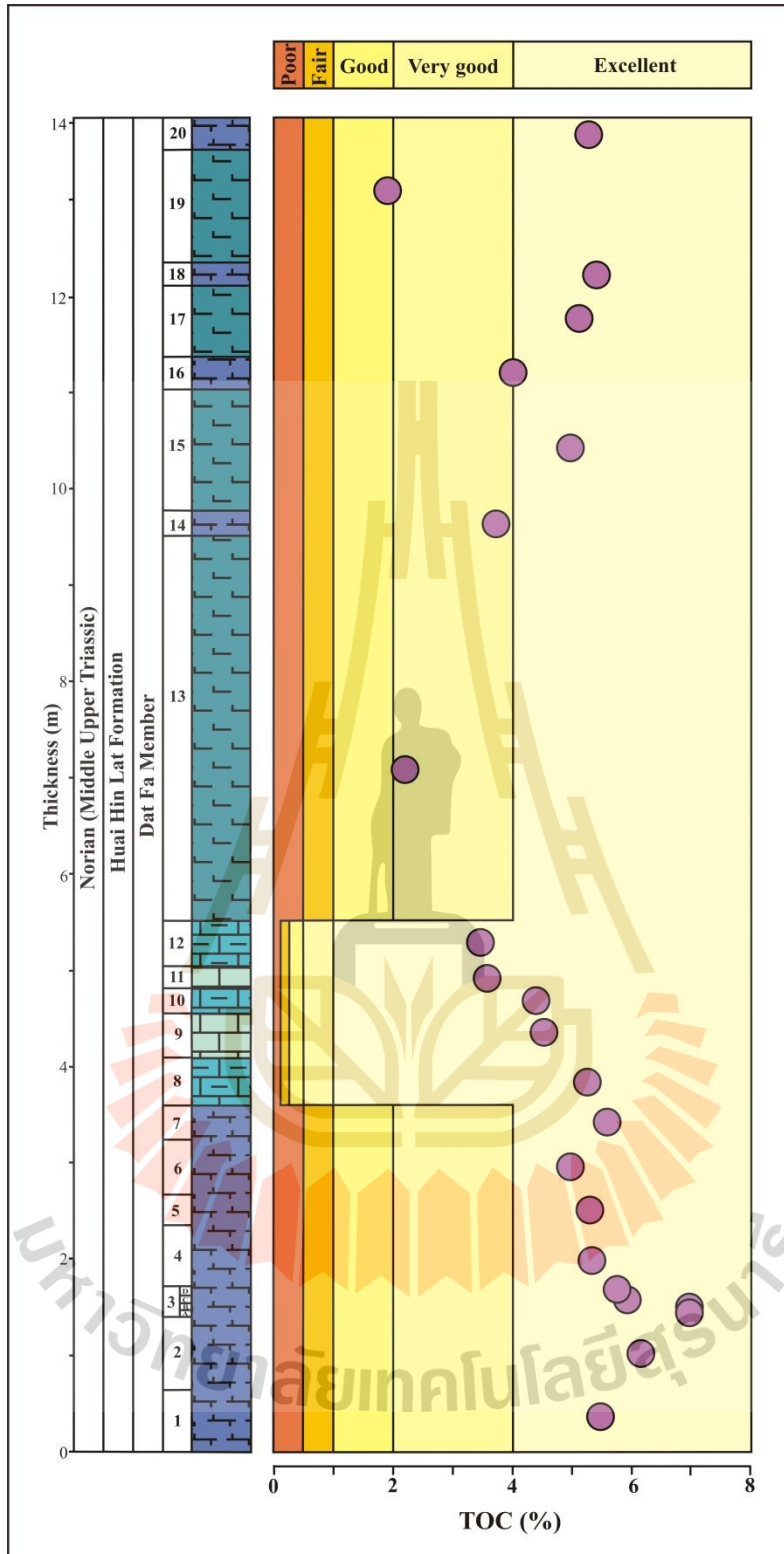
Trisarn, K และ Wannakomol, A.(2011) แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก SUT MNE 1 และ 2 พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 200 และ 300 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต จะคุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regime Thailand III มีอัตราคืนทุนร้อยละ 10.16-15.58 (โดยคิดดอกเบี้ย Discount Factor ร้อยละ 10 ต่อปี)

Thanapong Ketmalee (2012) วัดหาความพรุน และซึมผ่าน (porosity and permeability) ของหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช ได้ค่าประมาณ 2-8 % และ 0.005- 1 md ตามลำดับ จากผลการเจาะสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการพบก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชหลายหลุมแต่ไม่ผู้ใดให้ความสนใจ จนกระทั่งระยะหลังเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมา กรรมวิธีที่เรียกว่า Hydraulic fracturing ได้ถูกพัฒนาจนประสบผลสำเร็จ เมื่อผนวกเข้ากับวิธีขุดเจาะตามแนวนอน (Horizontal drilling) ทำให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่น (Tight-sand gas) ที่ต้นทุนต่ำลงมาก และได้ปริมาณมากขึ้นด้วย จึงมีผู้สนใจถึงศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช เพื่อพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมใหม่

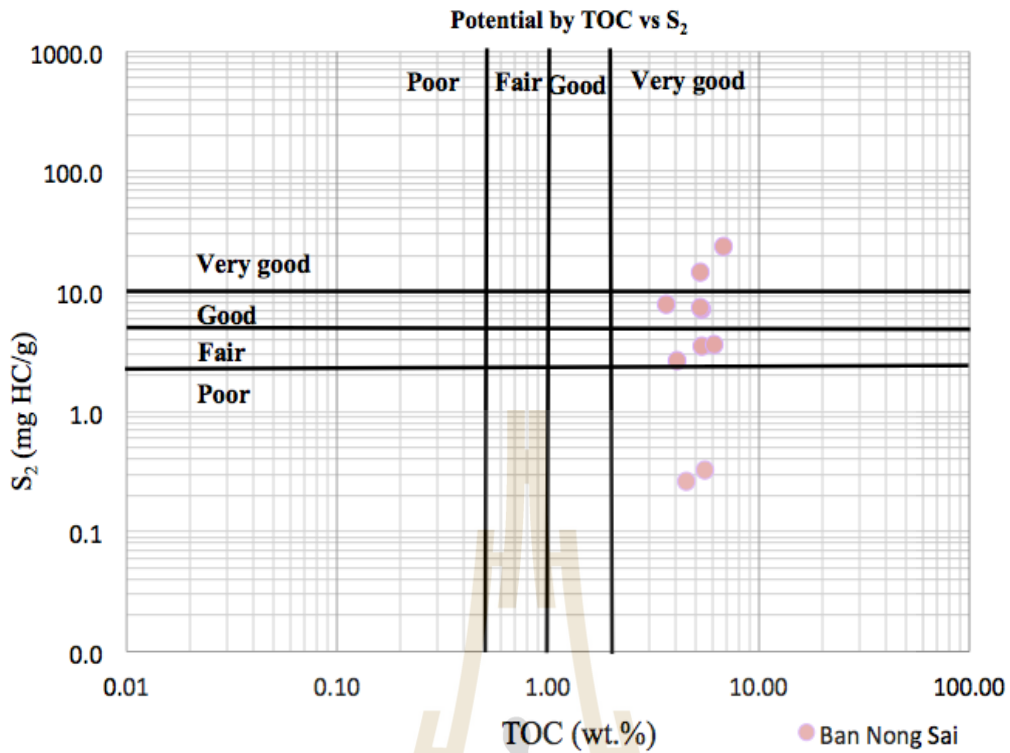
อาศัยไร่ (2557) อภิปรายว่าการวิเคราะห์ธรณีเคมีของไฮโดรคาร์บอนจะอธิบายศักยภาพของหินต้นกำเนิด ในการศึกษาบริเวณหนองทราย แอ่งซับพลู บ่งชี้ว่าค่าอินทรีย์คาร์บอนรวม (TOC) อยู่ในเกณฑ์ที่สูง ซึ่งอยู่ในช่วง 1.09-7.06% และค่าเฉลี่ยที่ 4.86% ตามตารางด้านล่าง

ตารางที่ 2.24 ค่า TOC เปรียบเทียบกับ T_{max}, S₁, S₂ และ S₃ ทดสอบโดย Rock-Eval pyrolysis บริเวณบ้านหนองทราย แอ่งซับพลู หมวดหินห้วยหินลาด (อาศัยไร่, 2557)

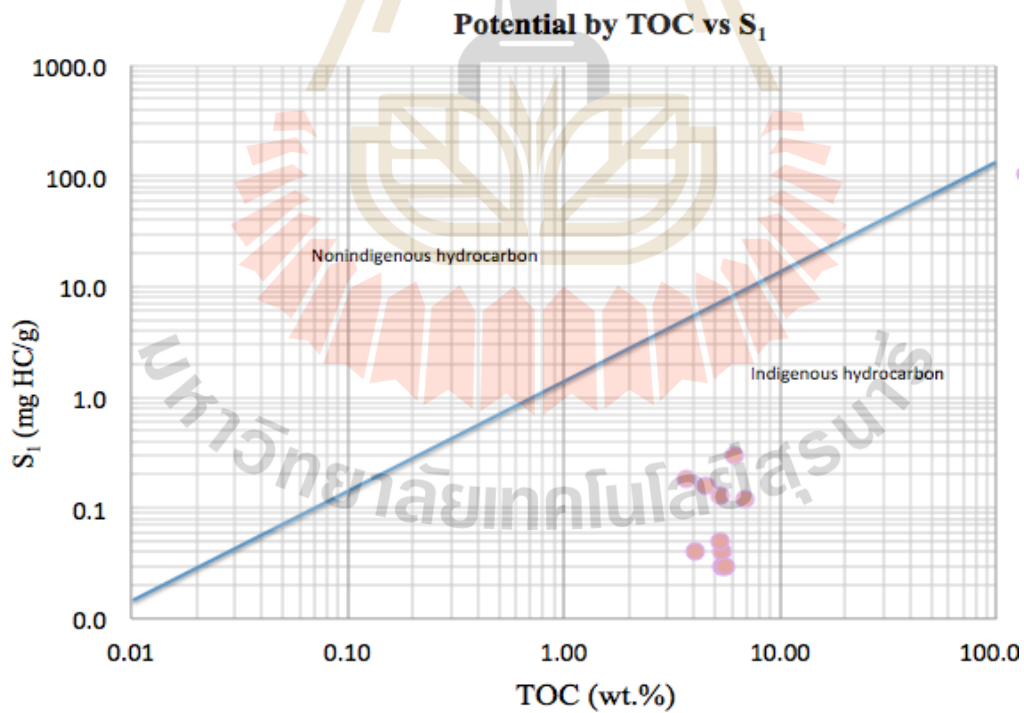
Bed	TOC (%)	T _{max} (°C)	Pyrolysis (mg/g rock)		
			S ₁	S ₂	S ₃
20	5.33	444	0.03	3.51	0.77
19	1.9	-	-	-	-
18	5.39	443	0.04	7.12	0.53
17	5.07	-	-	-	-
16	4.07	443	0.04	2.65	0.57
15	4.95	-	-	-	-
14	3.67	447	0.18	7.94	0.3
13	2.34	-	-	-	-
12	3.48	-	-	-	-
11	3.61	-	-	-	-
10	4.51	445	0.16	0.26	0.21
9	4.53	-	-	-	-
8	5.33	-	-	-	-
7	5.56	444	0.03	0.33	0.44
6	4.98	-	-	-	-
5	5.27	447	0.05	7.26	0.36
4	5.31	451	0.13	14.34	0.23
3D	5.81	-	-	-	-
3C	6.01	-	-	-	-
3B	7.06	-	-	-	-
3A	6.93	448	0.12	23.91	0.74
2	6.15	445	0.03	3.63	0.9
1	5.37	-	-	-	-



รูปที่ 2.19 การจำแนกศักยภาพหินต้นกำเนิดของบ้านหนองทรายโดยเทียบค่าอินทรีย์คาร์บอนรวม (TOC)



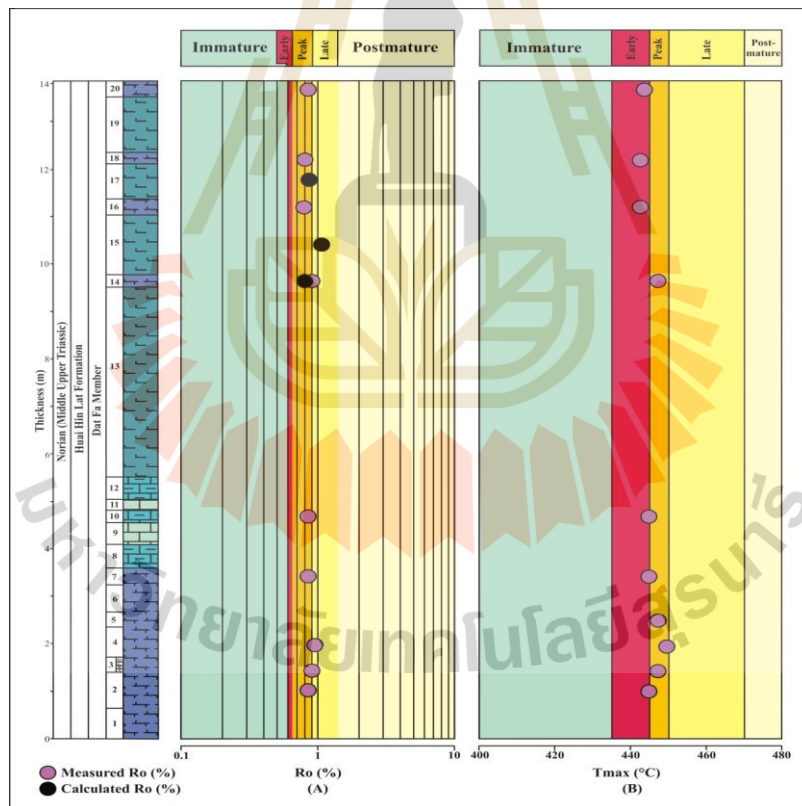
รูปที่ 2.20 กราฟระหว่างค่า TOC และ S₂ แสดงคุณภาพของอินทรีย์วัตถุของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู



รูปที่ 2.21 กราฟระหว่าง S₁ และ TOC เพื่อแสดงการเคลื่อนที่ของไฮโดรคาร์บอนของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู

ตารางที่ 2.25 การจำแนกช่วงของ thermal maturity โดยใช้ T_{max} , vitrinite reflectance (R_o), production index (PI) (Peters and Cassa, 1994; Espitalié and Bordenave, 1993; Bacon et al., 2000), และ transformation ratio (TR) (Jarvie et al., 2005, 2007).

Thermal maturity stage		T_{max}	R_o (%)	Production index (PI)	Transformation ratio (TR)	
Immature		< 435	< 0.60	< 0.10	-	
Mature	Early	435 - 445	0.60 - 0.65	0.10 - 0.25	Oil	0 - 50 %
	Peak	445 - 450	0.65 - 0.90	0.25 - 0.40	Oil and gas	50 - 80 %
	Late	450 - 470	0.90 - 1.35	> 0.40	Wet gas	80 - 90 %
Post mature		> 470	> 1.35	-	Dry gas	> 90 %



รูปที่ 2.22 Thermal maturity stages of source rocks of the Ban Nong Sai section, the Sap Phlu Basin that evaluated by (A) vitrinite reflectance (R_o) of visual analysis (purple) and calculation from T_{max} (black) and (B) T_{max} ($^{\circ}\text{C}$) (Arsairai, 2014).

Acid fracturing

การทำการละลายด้วยกรดที่หลุมน้ำพอง 4

โดยใช้กรด HCL 28% จำนวน 914 บาร์เรล ผลการวิเคราะห์ แสดงให้เห็นว่า ชั้นหินชั้นนี้เป็นชั้นก๊าซอยู่เหนือ gas water contact ซึ่งคาดว่าอยู่ที่ประมาณ 19652 ฟุต pressure build up แสดงว่ามี fracture ซึ่งเป็นผลมาจากการทำ acidizing กรดจะทำปฏิกิริยาหินรอบๆหลุมเพื่อเชื่อมต่อกับรอยแตกทางธรรมชาติ ทำให้ก๊าซไหลสู่หลุมได้ดีมาก ค่าความสามารถในการไหล ประมาณ 1300 mdft ดัชนีการผลิต 79 MSCF/D/psi (Trisarn, 2010).

ตารางที่ 2.26 การไหลของก๊าซธรรมชาติของหลุมน้ำพอง 4 หลังจากการทำ acidizing (Trisarn, 2010).

Shots	38
28% HCL (bbls)	914
Gas flow rate (MSCF)	29300
Water flow rate (bbl/day)	0
Bottom hole pressure (psia)	6114
Flow capacity (md-ft)	1290
Productivity Index (MSCF/D/PSI)	79

บทที่ 3

แนวทางการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม (Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect)

1. บทนำ

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

จุดประสงค์ของการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม คือ การประเมินความน่าจะเป็น (probability) ของการค้นพบปิโตรเลียมก่อนการเจาะสำรวจโดยอาศัยข้อมูลแผนที่แสดงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม การประเมินความเสี่ยงของการสำรวจปิโตรเลียมมีความสำคัญไม่เฉพาะในระดับเป้าหมาย (prospect) แต่ยังรวมถึงในระดับเป้าหมายกักเก็บ (play) อีกด้วย ค่าความน่าจะเป็นของการค้นพบปิโตรเลียมจะถูกนำมาใช้ทั้งในการคำนวณมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของแหล่งกักเก็บ และยังเป็นปัจจัยสำคัญของการประเมินทรัพยากรที่ยังไม่ถูกค้นพบในพื้นที่หนึ่งๆ ในการประเมินศักยภาพระดับเป้าหมายกักเก็บ

เกณฑ์การประเมินความเสี่ยงที่จัดทำโดย CCOP จัดทำขึ้นเพื่อช่วยให้การวิเคราะห์ความเสี่ยงตรงกัน และมีความชัดเจนมากขึ้น เมื่อทำการประเมินความเสี่ยงในระดับเป้าหมายหรือเป้าหมายกักเก็บ โดยใช้วิธีการคำนวณ เช่น การคำนวณแบบ Monte Carlo หรือการคำนวณในรูปแบบทางสถิติ (stochastic) เกณฑ์การประเมินนี้ได้เสนอวิธีการโดยทั่วไปในการประเมินความเสี่ยง แต่บางครั้งการปรับเปลี่ยนแนวทางการประเมินจะสัมพันธ์กับลักษณะทางธรณีวิทยาในบริเวณที่การศึกษา หรือตามหลักการที่ต้องการก็สามารถทำได้

การประเมินความเสี่ยงทางธรณีวิทยามีความจำเป็นต้องวิเคราะห์ เนื่องจากปัจจัยทางธรณีวิทยาที่มีผลต่อปริมาณของสารไฮโดรคาร์บอนที่จะถูกค้นพบหรือสามารถผลิตได้จากเป้าหมาย (prospect) ที่ถูกกำหนดในแผนที่ ความน่าจะเป็นของการค้นพบประกอบขึ้นจากความน่าจะเป็นของปัจจัยหลักๆ ซึ่งแต่ละปัจจัยต้องมีการประเมินถึงการมีอยู่จริงและทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด ปัจจัยดังกล่าวประกอบด้วย

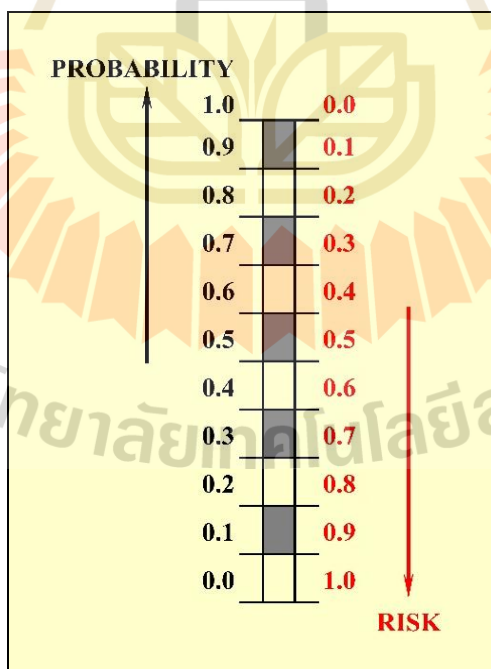
- ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (probability of reservoir)
- ความน่าจะเป็นของการกักเก็บปิโตรเลียม (probability of trap)

- ความน่าจะเป็นของการไหลเข้าสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอน (probability of hydrocarbon charge)
- ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว (probability of retention of hydrocarbon after accumulation)

ความน่าจะเป็นของการค้นพบ เป็นตัวแปรที่สำคัญในการนำมาใช้ในการประเมินทาง เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม และการศึกษาผลกำไรจากแผนที่แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม นอกจากนี้ยังเป็น เครื่องมือที่สำคัญในการวางแผนการสำรวจ ในการประเมินเพื่อจัดอันดับของแหล่งต่างๆ ตัวอย่างเช่น มูลค่าของแหล่งกักเก็บขึ้นอยู่กับ การคาดการณ์ปริมาณของน้ำมันและก๊าซ โอกาสของการค้นพบ (chance of success) และมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ และความสำคัญอันดับสาม คือ ในการประเมิน ทรัพยากรธรรมชาติที่ยังไม่ถูกค้นพบในพื้นที่

2. หลักการความน่าจะเป็น (The Probability Concept)

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



รูปที่ 3.1 ความน่าจะเป็นทางสถิติ (probability) กับอัตราเสี่ยง (risk)

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

1) ความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้น หรือเหตุการณ์หนึ่ง จะมีค่าเท่ากับ 1 ลบอัตราเสี่ยงที่จะไม่เกิดขึ้น

$$P_{\text{prob.}} = 1 - \text{Prisk}$$

เป็นการกำหนดขึ้นเพื่อความชัดเจน แต่อย่างไรก็ตามจะมีความสัมพันธ์ที่สำคัญเมื่อทำการเกี่ยวกับ เหตุการณ์ เช่น เหตุการณ์อย่างใดอย่างหนึ่ง หรือเหตุการณ์อื่นอีกอย่าง หรือทั้งสองเหตุการณ์ (ดูในกฎ ข้อที่ 4)

2) ความน่าจะเป็นของการเกิดเหตุการณ์หลายๆ เหตุการณ์โดยเป็นเหตุการณ์ที่อิสระต่อกัน (independent events) จะเท่ากับผลคูณของความน่าจะเป็นแต่ละเหตุการณ์

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

กฎข้อที่ (2) นี้ ใช้เมื่อประเมินความจะเป็นของการค้นพบในแผนที่แหล่งกักเก็บ ความน่าจะเป็นของ แหล่งกักเก็บจะเท่ากับผลคูณของตัวประกอบต่างๆ ที่เป็นอิสระต่อกัน โดย CCOP ได้ใช้ตัวแปรทาง ธรณีวิทยาจำนวน 4 ตัวแปร คือ แหล่งกักเก็บ (reservoir) การกักเก็บ (trap) การไหลเข้าสะสมตัวของ ปิโตรเลียม (petroleum charge) และการคงสภาพหลังการสะสมตัว(retention) ซึ่งในแต่ละตัวแปร ต้องเกิดขึ้นพร้อมเพียงกันเพื่อให้เกิดการค้นพบ

3) ถ้ามีความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่สัมพันธ์กันหลายเหตุการณ์ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดอย่างน้อย หนึ่งเหตุการณ์จะเท่ากับผลบวกของความน่าจะเป็นของแต่ละเหตุการณ์บวกกัน (กฎการบวก)

$$P = P_a + P_b$$

กฎข้อที่ (3) นี้ จะใช้เมื่อมีการจัดการกับการได้ผลลัพธ์หลายๆ อย่างที่แตกต่างกัน เช่น คำถามที่ว่า จะเป็นก๊าซหรือน้ำมันที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บที่กำลังประเมินอยู่ กฎข้อนี้ยังใช้เมื่อมีการทำกิ่งก้าน ตัดสินใจ (decision trees) โดยความน่าจะเป็นของผลลัพธ์ทั้งหมดรวมกันแล้วเท่ากับ 1.0 อีกตัวอย่าง หนึ่งของกฎข้อนี้ คือ การทอดลูกเต๋าแต่ละครั้ง ลูกเต๋าจะมีผลลัพธ์ 6 หน้า โอกาสที่เราจะทอดลูกเต๋าให้ ออก 3 หรือต่ำกว่า (1, 2 หรือ 3 อย่างใดอย่างหนึ่ง) จะเป็น

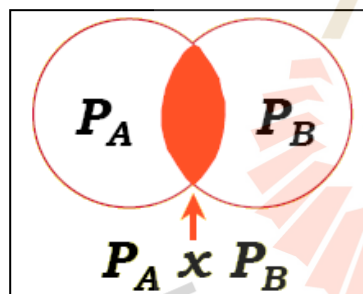
$$P = P_1 + P_2 + P_3 = 1/6 + 1/6 + 1/6 = 3/6 = 0.5$$

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

$$(1-P) = (1 - P_a) \times (1 - P_b)$$

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

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



$$\begin{aligned}(1 - P) &= (1 - P_A) \times (1 - P_B) \\ P &= 1 - (1 - P_A) \times (1 - P_B) \\ P &= 1 - (1 - 0.6) \times (1 - 0.3) \\ P &= 0.72\end{aligned}$$

จากตัวอย่างนี้ สามารถแก้ปัญหาได้โดยการใช้การพิจารณาความน่าจะเป็นของการเกิดตามรูปข้างบนคือ

$$\begin{aligned}P &= P_A + P_B - (P_A \times P_B) \\ &= 0.6 + 0.3 - (0.18) \\ &= 0.72\end{aligned}$$

ความน่าจะเป็นทางสถิติ (stochastic probability) เป็นการแสดงอัตราส่วนระหว่างจำนวนครั้งที่เกิดเหตุการณ์เกิดขึ้นต่อจำนวนครั้งที่ทำการทดสอบ (trial) ตัวอย่างเช่น โอกาสประสบความสำเร็จ (พบปิโตรเลียม) ของการเจาะหลุมสำรวจในบริเวณหนึ่งๆ ความสำคัญที่ต้องกล่าว คือ

รูปแบบของความน่าจะเป็นทางสถิติ ที่ต้องการพื้นฐานทางสถิติ ซึ่งไม่สามารถนำมาใช้ได้โดยตรง สำหรับการมีข้อมูลอย่างจำกัด

ความน่าจะเป็นอย่างมีวัตถุประสงค์ (objective probability) จะมีความสัมพันธ์กับ ปริมาณของหลักฐานที่มีอยู่เพื่อสนับสนุนกับข้อสมมุติฐาน โดยข้อมูลที่ได้จะมาจากการสังเกต ข้อมูลที่ เคยทำมาแล้ว และข้อมูลจากแหล่งที่สามารถเปรียบเทียบหรือสัมพันธ์กัน จะถูกใช้ในวิธีการนี้

ความน่าจะเป็นอย่างมีจิตวิสัย (subjective probability) จะแสดงเป็นผลรวมของความ เข้าใจในแต่ละอย่างของความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นของเหตุการณ์ต่างๆ (ความเชื่อ) เป็นการประเมินบน พื้นฐานของความเชื่อ ดังนั้นจึงสมควรหลีกเลี่ยง หรือใช้น้อยที่สุด หน้าที่ของนักธรณีสำรวจก็คือ การ กำหนดและประเมินหลักฐานที่มีผลต่อการประเมินความน่าจะเป็นไปได้อย่างมีวัตถุประสงค์

3. ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บแต่ละแหล่ง (Individual Prospect Probabilities)

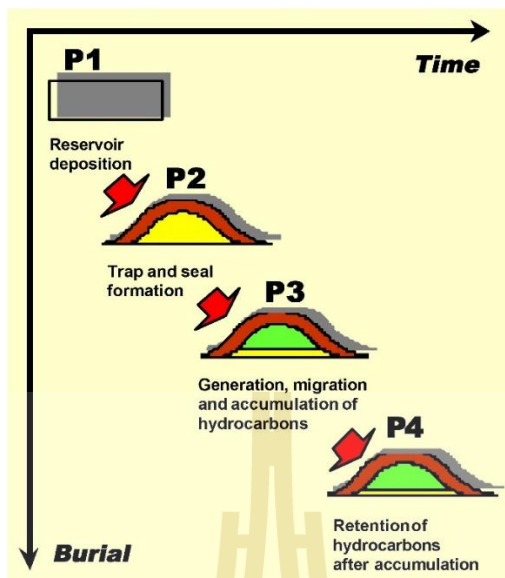
3.1 คำนำ

ความน่าจะเป็นของการค้นพบจะแสดงในรูปแบบของค่าตัวเลข ซึ่งขึ้นอยู่กับความรู้ และข้อมูลในอดีต โดยบางส่วนอาจมีการคาดการณ์ และบางส่วนอาจมีการตัดสินใจตามความเชื่อมั่น ของปัจจัยตามลักษณะธรณีวิทยาโดยผู้เชี่ยวชาญ ในบริเวณใดบริเวณหนึ่ง ค่าเหล่านี้ไม่สามารถวัดได้ โดยตรง หลังจากสภาพความเป็นจริงเกิดขึ้น คือผลการเจาะสำรวจจะเป็นว่าพบปิโตรเลียมหรือเป็นหลุม แห้ง

การประเมินหลังการเจาะสามารถกระทำได้นับกลุ่มข้อมูลของหลุมเจาะสำรวจและ ผลการวิเคราะห์ทางสถิติ เพื่อช่วยในการตรวจสอบจุดประสงค์ที่ตั้งไว้ การศึกษาเช่นนี้มีประโยชน์อย่าง ยิ่งในการตรวจสอบความรู้ทางธรณีวิทยาในอดีต และการคาดคะเนในบริเวณที่กำหนด การปรับ เปลี่ยนตัวแปรที่มีความเสี่ยงสามารถกระทำได้เมื่อมีการเก็บข้อมูลใหม่มากขึ้น ทำให้สามารถทบทวน แก้ไขแบบจำลองทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม โดยจะมีผลกระทบต่อค่าความน่าจะเป็นในการค้นพบของ สารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บที่เหลืออยู่

ความน่าจะเป็นของการค้นพบจะแปรเปลี่ยนจากแหล่งหนึ่งไปยังแหล่งอื่น ค่านี้เกิด จากผลคูณของความน่าจะเป็นของส่วนประกอบที่เป็นปัจจัยทางธรณีวิทยาที่กำหนดไว้อย่างชัดเจน ตัว แปรเหล่านี้ต่างก็เป็นอิสระต่อกัน ตัวแปร 4 ดังกล่าว ประกอบด้วย แหล่งกักเก็บ (reservoir : P1) การ กักเก็บ (trap : P2) ระบบการไหลเข้าสะสมตัว (petroleum charge system : P3) และการคงสภาพ หลังการสะสมตัว (retention after accumulation : P4) ความน่าจะเป็นของตัวแปรเหล่านี้จะถูก กำหนดขึ้นตามการปรากฏ และประสิทธิภาพสูงสุดของกระบวนการทางธรณีวิทยาที่สัมพันธ์กัน

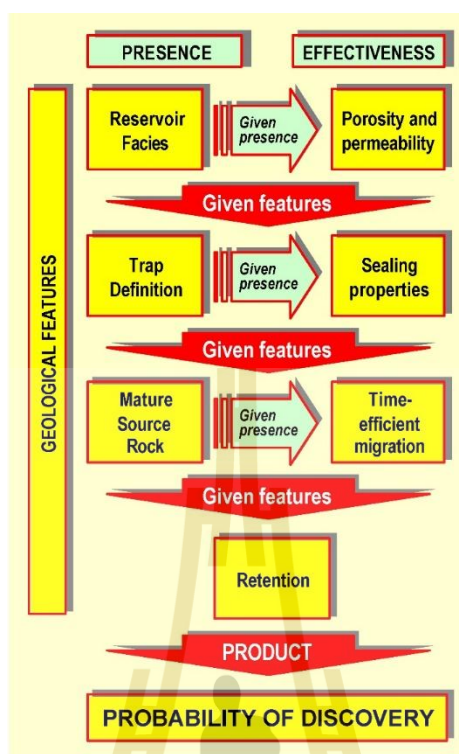
การประเมินความน่าจะเป็นของการค้นพบขึ้นอยู่กับหลักของการประเมินความ เสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา (geochronological risk assessment) (รูปที่ 3.2) โดยหลักการนี้ถูก ใช้เพื่อหลีกเลี่ยงการให้ความเสี่ยงที่ซ้ำซ้อนของปัจจัยทางธรณีวิทยา



รูปที่ 3.2 การประเมินค่าความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา

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

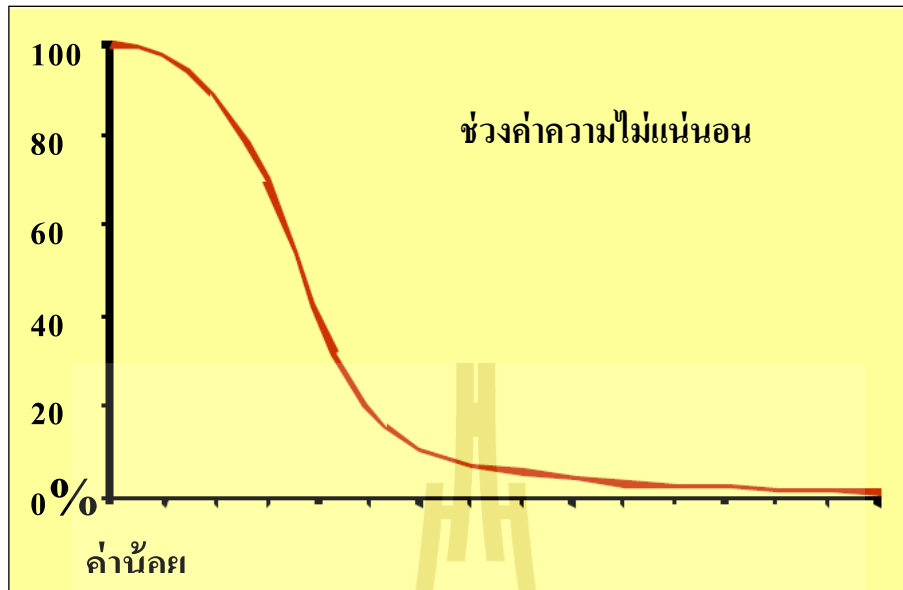
แหล่งกักเก็บหลายแห่งอาจมีปัจจัยทางธรณีวิทยาเหมือนกัน เช่น ลักษณะของหินกักเก็บ (reservoir facies) การสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิด (mature source rock) กระบวนการปิดกั้น (seal mechanism) เป็นต้น (รูปที่ 3.3) ปัจจัยเหล่านี้มีความสำคัญอย่างยิ่งเมื่อทำการประเมินกลุ่มของแหล่งกักเก็บที่มีลักษณะใกล้เคียงหรือสัมพันธ์กัน รายละเอียดความสัมพันธ์ระหว่างแหล่งกักเก็บได้มีการอธิบายเพิ่มเติมในหัวข้อถัดไป เช่น ในแง่ของระบบหนึ่งๆ ได้จัดกลุ่มของแหล่งกักเก็บทั้งหมด (ทั้งที่ได้จัดทำแผนที่และยังไม่มีแผนที่) ด้วยปัจจัยทางธรณีที่เหมือนกัน โดยเป็นการกำหนดเป็นเป่ากักเก็บ (play) หรืออาจกำหนดเป็นระบบปิโตรเลียม ซึ่งอาจมีเป่ากักเก็บจำนวน 1 เป่ากักเก็บหรือมากกว่านั้น และกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างเป่ากักเก็บภายในระบบปิโตรเลียม ปัจจัยทางธรณีที่คล้ายกันที่พบมากที่สุดในระบบปิโตรเลียม คือ หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยอาจจะมีหลายชั้นหินก็ได้



รูปที่ 3.3 แผนผังแสดงวิธีการวิเคราะห์ความเสี่ยง

3.2 นิยามของแหล่งเป่าหวังปิโตรเลียม (Prospect definition)

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



รูปที่ 3.4 ไดอะแกรมความถี่สะสมแสดงช่วงความไม่แน่นอน

สำหรับแหล่งกักเก็บหนึ่งๆ ค่าความน่าจะเป็นในการค้นพบจะถูกประเมิน โดยแผนงานการประเมินความเสี่ยง ดังสามารถสรุปได้ดังนี้

- 1) รวบรวมข้อมูลทางธรณีฟิสิกส์ และธรณีวิทยาที่เกี่ยวข้อง
 - 2) การจำแนก และการจัดทำแผนที่แหล่งกักเก็บ (prospect)
 - 3) การจัดทำแบบจำลองทางธรณีวิทยาของแหล่งกักเก็บ
 - 4) การประเมินศักยภาพทรัพยากรของแหล่งกักเก็บ โดยใช้วิธี Monte Carlo Simulation หรือรูปแบบทางสถิติในการคำนวณเป็นต้น ข้อมูลที่นำเข้าไปโปรแกรมต้องเป็นข้อมูลที่คล้ายคลึงกับแบบจำลองธรณีวิทยาที่มีโอกาสเป็นไปได้มากที่สุด สำหรับแหล่งกักเก็บนั้นๆ
 - 5) ปริมาณปิโตรเลียมที่น้อยที่สุดจะถูกประเมินจากความเสี่ยงทางธรณีวิทยาโดยอาศัยพื้นฐานแนวทางในการหาความน่าจะเป็น (probability) ของปัจจัยต่างๆ แหล่งกักเก็บหนึ่งๆ จะให้ค่าความจะเป็นของการค้นพบแตกต่างกันไป
- หน่วยงาน CCOP ได้กำหนดแนวทางความน่าจะเป็นของปัจจัยทางธรณีวิทยาดังต่อไปนี้

- แหล่งกักเก็บ (reservoir)
 - ธรณีวิทยาสิ่งแวดล้อมของหินกักเก็บ (reservoir facies)
 - องค์ประกอบของหินกักเก็บ (reservoir parameter)
- การกักเก็บ (trap)
 - การทำแผนที่ (map)
 - การปิดกั้น (seal)

- การไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (petroleum charge) สามารถแบ่งได้เป็น 2 ปัจจัยย่อย คือ
 - ความสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิด (mature source rock)
 - การเคลื่อนที่ของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิด (migration)
- การคงสภาพหลังการสะสมตัวของปิโตรเลียม (retention)

6) การปรับเปลี่ยนค่าของความน่าจะเป็นของการค้นพบอยู่บนพื้นฐานของสัดส่วนความสำเร็จ การสำรวจที่เคยทำมาแล้ว เป็นต้น
ความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรที่นำเข้าไป เพื่อทำการคำนวณหาปริมาณ และปัจจัยความเสี่ยงทางธรณีวิทยาแสดงไว้ในรูปที่ 3.5

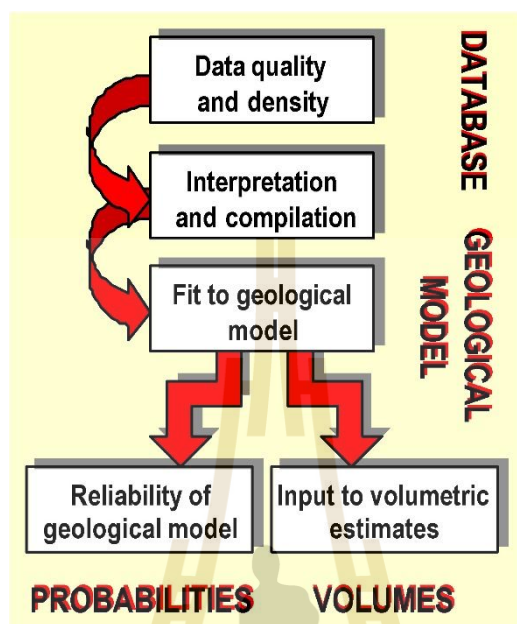
		GEOLOGICAL FEATURES						
		Reservoir		Trap		Charge		Retention
VOLUMETRIC CALCULATION	Probability factors	Facies	Porosity	Mapping	Seal	Source	Migration	Retention
	Structural shape and volume							
	Hydrocarbon column							
	Reservoir thickness							
	Porosity							
	Net/Gross ratio							
	Hydrocarbon saturation							
	Proportion of oil and gas in-place							
	Recovery factors							
	Formation volume factors							

รูปที่ 3.5 ความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยา และตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณหาปิโตรเลียมแบบปริมาตร โดยแสดงตามกล่องสี

สิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึง คือ การกำหนดค่าความเสี่ยงเพื่อให้ได้ความน่าจะเป็นของแต่ละปัจจัย ที่สามารถอธิบายถึงความเหมาะสมของแบบจำลองทางธรณีวิทยาที่ใช้สำหรับตรวจสอบค่าที่จะนำเข้าไปใช้สำหรับในการคำนวณแบบปริมาตร แบบจำลองสำหรับปัจจัยทางธรณีวิทยาของแต่ละปัจจัยต้องมีการประเมินโดยขึ้นอยู่กับสิ่งต่างๆ ดังต่อไปนี้

ก) ฐานข้อมูลต้องมีการประเมิน ทั้งคุณภาพของข้อมูล ความหนาแน่น และความสัมพันธ์กับแหล่งกักเก็บที่กำลังทำการประเมิน ฐานข้อมูลประกอบด้วยข้อมูลทางธรณีวิทยา ธรณีเคมีและธรณีฟิสิกส์ เป็นต้น

ข) ฐานข้อมูลต้องทำการแปลความหมาย และรวบรวมในทุกๆ กรณี โดยวิธีการเฉลี่ย หรือ ต่อเนื่อง สำหรับการสร้างแบบจำลองสำหรับหาค่าปัจจัยทางธรณีวิทยา (รูปที่ 3.6)



รูปที่ 3.6 แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการประเมินความเสี่ยงและการคำนวณหาปริมาตร

ฐานข้อมูล (The database)

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

การควบคุมข้อมูลให้มีความสำคัญสำหรับการกำหนดแบบจำลองทางธรณีวิทยาให้สอดคล้องสำหรับแหล่งกักเก็บ จึงมีความสำคัญเมื่อทำการประเมินความเสี่ยง ในบางกรณีอาจทำการประเมินค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการได้มาของข้อมูลเพิ่มเติม ความเชื่อมั่นในค่าความน่าจะเป็นของปัจจัยการค้นพบทั้งก่อน และหลังจากได้ข้อมูลชุดใหม่มา จะมีความสำคัญในการพิจารณาในแต่ละการประเมิน

ตารางที่ 3.1 ความสัมพันธ์ระหว่างความเชื่อมโยง การครอบคลุม และคุณภาพของข้อมูล

	DATA RELEVANCE	DATA COVERAGE	DATA QUALITY
ข้อมูลการไหวสะเทือน (SEISMIC DATA)	จะวิกฤตสำหรับการกำหนดและทำแผนที่แหล่ง และมีความสำคัญในการหาแผนที่ลำดับแหล่งกักเก็บ เช่นกัน	ความหนาแน่นของข้อมูลการสำรวจเทียบกับพื้นที่ของแหล่ง	วิกฤตสำหรับการกำหนดและทำแผนที่แหล่ง
ข้อมูลจากหลุมเจาะ (WELL DATA)	วิกฤตสำหรับการเชื่อมสัมพันธ์ (correlation) กับข้อมูลการไหวสะเทือน และการกำหนดแบบจำลองทางธรณีวิทยา	จำนวนหลุมที่เจาะถึงช่วงชั้นหินที่เกี่ยวข้อง	วิกฤตสำหรับการเชื่อมสัมพันธ์ ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และตรวจสอบแบบจำลองธรณีวิทยา
ข้อมูลผิวดิน (SURFACE DATA)	มีข้อจำกัดที่เกี่ยวข้องสำหรับการจำแนกแหล่งเป่าหิ่ง และมีประโยชน์ค่อนข้างมากในการกำหนดแบบจำลองธรณีวิทยา	ความหนาแน่นของการเก็บตัวอย่างจะมีความวิกฤตสำหรับการจัดสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยา	จะมีประโยชน์เฉพาะเมื่อการเชื่อมโยงข้อมูลการไหวสะเทือนสามารถกระทำได้ (ทางตรง หรือทางอ้อม)
ข้อมูลความโน้มถ่วง/แม่เหล็ก (GRAV./MAG DATA)	จะมีประโยชน์อย่างมากในการสร้างแบบจำลองธรณีวิทยาท้องถิ่น ประมาณความหนาแน่นของหินชั้น โครงสร้างของแอ่งและบางครั้งใช้สำหรับกำหนดแหล่งเป่าหิ่ง	บ่งบอกความสูงของหินฐาน (basement rock)	
ข้อมูลทั่วไป (GENERAL)	ขึ้นอยู่กับระยะทางไปถึงแหล่งเป่าหิ่ง	วิกฤตสำหรับการเฉลี่ย และประเมินค่าแบบจำลองธรณีวิทยาของแหล่งเป่าหิ่ง	จะต้องประเมินโดยขึ้นอยู่กับสิ่งที่มีอยู่จริงของการแปลความหมายและแบบจำลองที่หลากหลายต่างๆ กัน

3.3 การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และการประเมินความเสี่ยง (Geological models and risk assessment)

ในการคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตรและการประเมินค่าความเสี่ยงในบางครั้งพบที่มีความสัมพันธ์กันในกระบวนการ ถ้าการประเมินค่าความเสี่ยงต่ำมากๆ แบบจำลองทางธรณีวิทยาต้องทำการประเมินซ้ำใหม่ และนำค่าตัวแปรที่ได้นั้น มาทำการคำนวณใหม่ด้วย กระบวนการวิเคราะห์ค่าความเสี่ยงจะมีประโยชน์อย่างมาก สำหรับการสร้างชุดข้อมูลให้มีคุณภาพ เพื่อให้ได้รายละเอียดของระดับค่าความน่าจะเป็น โดยมีรายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.2 นอกจากนี้ระดับค่าจะสัมพันธ์กับความเชื่อมั่นที่ประกอบขึ้นเป็นแบบจำลองระหว่างปัจจัยทางธรณีวิทยา และข้อมูลที่ทำหน้าที่ควบคุม

ลักษณะความแตกต่างระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยาที่ได้รับการพิสูจน์ทราบ และการเปรียบเทียบมานั้น แสดงดังตารางที่ 3.2 ซึ่งรายละเอียดต่างๆ นั้นจะมีส่วนช่วยในการตัดสินใจของการให้ระดับค่าปัจจัยความน่าจะเป็น

ตารางที่ 3.2 แสดงระดับความน่าจะเป็นของรูปแบบจำลอง

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

รายละเอียดที่กล่าวมาแล้ว จะเป็นการอธิบายการให้ค่าระดับของความน่าจะเป็นของแต่ละปัจจัยทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลที่แสดงในตารางข้างบนนี้ สามารถนำค่ามาทำการคำนวณหาค่าคุณสมบัติทางธรณีวิทยาและคุณภาพของข้อมูล หรือความสัมพันธ์ของแต่ละปัจจัยได้ นอกจากนี้ข้อมูล ที่แสดงเป็นเพียงแนวทางในการปฏิบัติ ซึ่งในบางครั้งอาจมีการปรับแก้ไขได้สำหรับในพื้นที่ที่มีความเข้าใจอย่างชัดเจน และมีการประสบการณ์ในการสำรวจในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องได้

แหล่งกักเก็บจะถูกอธิบายบนพื้นฐานของแบบจำลองทางธรณีวิทยา รวมถึงแหล่งกักเก็บ ชั้นหินปิดกั้น และการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม พร้อมด้วยการประเมินความน่าจะเป็นของการคงสภาพของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว ส่วนการประเมินความเสี่ยงเป็นการวิเคราะห์ความเชื่อมั่นของแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับการพิจารณาแหล่งกักเก็บ จากฐานข้อมูลที่ใช้นั้นมี

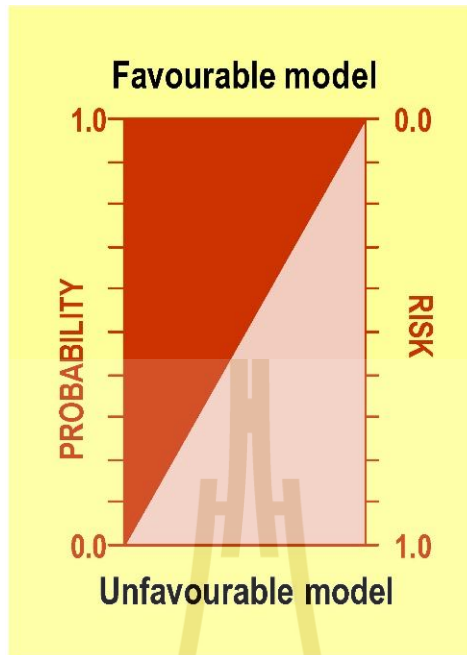
มากเพียงพอต่อการนำมาสร้างและสนับสนุนกับแบบจำลองหรือไม่ นอกจากนี้ยังต้องสามารถอธิบายความแตกต่างของแบบจำลองบนพื้นฐานของข้อมูลทางตรง และข้อมูลทางอ้อมได้

การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลทางตรง

แบบจำลองที่สร้างจากข้อมูลหลุมเจาะในบริเวณใกล้เคียง หรือตำแหน่งข้อมูลอื่นที่มีความเชื่อมโยงกัน โดยตำแหน่งข้อมูลเหล่านี้ อาจจะเป็นการให้รายละเอียดของข้อมูลโดยตรง ซึ่งเป็นให้การสนับสนุน หรือขัดแย้งกับแบบจำลองทางธรณีวิทยาได้ ปัจจัยของความน่าจะเป็นควรมีการกำหนดโดยพื้นฐานของการ interpolation หรือ extrapolation จากตำแหน่งของข้อมูล โดยระยะทางของการประมาณค่าของข้อมูลและการปรับเปลี่ยน (เสถียร หรือดีขึ้น) ของรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา ควรจะได้ทำการประเมินเสมอ โดยแผนที่แสดงความน่าจะเป็นของแต่ละปัจจัยอาจจะมีประโยชน์ หากฐานข้อมูลได้มีการพิสูจน์ทราบ นอกจากนี้ในปี 1977 โดย Otis และ Schneidermann กล่าวว่า รูปแบบจำลองที่ได้รับการสนับสนุน โดยการมีชุดข้อมูลโดยตรง อาจจะใช้คำว่า “favorable” ความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นจะมีค่าความเสี่ยงต่ำ มีค่าอยู่ระหว่าง 0.7 - 0.9 แต่ถ้าข้อมูลไม่สนับสนุนกับรูปแบบจำลอง ความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นจะมีค่าความเสี่ยงสูง ใช้คำว่า “unfavorable” จะมีค่าอยู่ระหว่าง 0.1 - 0.3

การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลทางอ้อม

แบบจำลองทางธรณีวิทยาที่ถูกสร้างขึ้นโดยชุดข้อมูลทางอ้อม เป็นการสร้างโดยการอ้างอิงจากหลักการวิชาการ จะมีความจำเป็นอย่างยิ่งในบริเวณพื้นที่ที่มีข้อมูลจำกัด หรือไม่มีชุดข้อมูลทางตรงจากหลุมเจาะ ดังนั้นในการสร้างแบบจำลองจึงจำเป็นต้องทำการเทียบเคียงแบบจำลองมาจากแหล่งกักเก็บอื่น โดยชุดข้อมูลทางอ้อมจะขึ้นกับแบบจำลองที่ถูกสร้างขึ้นมากกว่าการ interpolation และ extrapolation จากข้อมูลที่มีอยู่ ส่วนของความคิดเห็นส่วนตัวอาจจะช่วยสนับสนุนในการกำหนดขอบเขตแต่ไม่เป็นการรับรองข้อมูล ทำให้อัตราของความไม่แน่นอนของปัจจัยทางธรณีวิทยาในแบบจำลองนี้อาจสูงขึ้นได้ ในปี 1977 โดย Otis และ Schneidermann กล่าวว่า รูปแบบจำลองที่ได้รับการสนับสนุนจากการใช้ข้อมูลโดยอ้อม จะใช้คำว่า “encouraging” และมีค่าระดับความเสี่ยงต่ำอยู่ระหว่าง 0.5 - 0.7 แต่ถ้าข้อมูลทางอ้อมไม่สนับสนุนกับรูปแบบจำลอง จะใช้คำว่า “questionable” และมีค่าอยู่ระหว่าง 0.3 - 0.5 ในกรณีที่มีข้อมูลใหม่เพิ่มขึ้น อาจจะมีการปรับค่าความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นเป็น “favorable” หรือ “unfavorable” ได้ ดังรูปที่ 3.7



รูปที่ 3.7 รูปแบบความสัมพันธ์ระหว่าง favourable model และ unfavourable model)

1) แหล่งกักเก็บ (Reservoir)

ความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีค่าคุณสมบัติที่น้อยที่สุดในการนำมาคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตรในแหล่งกักเก็บ (P1) ประกอบด้วยตัวแปร 2 ส่วนหลัก โดยตัวแปรส่วนที่หนึ่ง คือ ความน่าจะเป็นของการพบลักษณะของชั้นหินกักเก็บที่มีค่าคุณสมบัติที่น้อยที่สุด (P1a) เช่น ค่า Net/gross ratio และความหนาของชั้นหิน ตัวแปรส่วนที่สอง คือ ความน่าจะเป็นของการมีตัวแปรของชั้นหินกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ (P1b) เช่น ความพรุน ความซึมผ่าน และความอึดตัวของสารไฮโดรคาร์บอน สมการของความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บ คือ

$$(P1) = (P1a) * (P1b)$$

ในการพิจารณาตัวแปรของทั้ง 2 ส่วน จะเป็นการแยกพิจารณาหรืออิสระต่อกัน ตัวแปรส่วนที่สองจะมีความสัมพันธ์อย่างมากในการประเมินแหล่งกักเก็บที่ระดับความลึก หรือในพื้นที่ที่มีค่าความพรุนและความซึมผ่านได้ต่ำ

สิ่งที่ควรกระทำ เพื่อประเมินคุณสมบัติและคุณภาพของชั้นหินกักเก็บ คือ

1. การประเมินความเชื่อมโยงของข้อมูลระหว่างหลุมเจาะในพื้นที่ ประกอบด้วยระดับความลึก การเปลี่ยนแปลงหลังการแข็งตัว ความพรุน ความซึมผ่าน และความอึดตัวของสารไฮโดรคาร์บอนของชั้นหินกักเก็บ

2. การประเมินในบริเวณไพศาล และการวิเคราะห์ลักษณะของชั้นหินกักเก็บที่สัมพันธ์กับตัวแปร เช่น ความหนา ค่า Net/gross ratio ค่าความพรุน รวมทั้งแนวโน้มของค่าความพรุน

เทียบกับระดับความลึก และความอึดตัวของสารไฮโดรคาร์บอน

3. การวิเคราะห์ลักษณะของชั้นหินโดยคลื่นไหวสะเทือน และการศึกษาการเรียงลำดับของชั้นหิน นำมาใช้ในการหาชั้นหินที่สามารถกักเก็บสารไฮโดรคาร์บอนได้ (ชั้นหินทรายหรือหินปูน) และสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอน

การสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับชั้นหินกักเก็บ และคุณสมบัติต่างๆ ต้องอยู่บนพื้นฐานจากการแปลความหมายของตัวอย่างทางธรณีวิทยา เช่น ตัวอย่างแท่งหิน ข้อมูลหลุมเจาะ และข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ความถูกต้องในการประมาณค่าคุณสมบัติของชั้นหินกักเก็บจะขึ้นกับจำนวนชุดข้อมูลในพื้นที่ และลักษณะการกระจายตัวของชุดข้อมูลในแหล่งกักเก็บ สำหรับพื้นที่ที่มีศักยภาพนั้นระยะห่างระหว่างชุดข้อมูลที่น้อยที่สุด และตำแหน่งบนแผนที่แสดงคลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บก็เป็นปัจจัยที่สำคัญ

ในการทำงานเพื่อทำการเทียบเคียงข้อมูลในพื้นที่ที่ยังไม่สามารถกำหนดขอบเขตที่แท้จริงได้นั้น จำเป็นต้องทำความเข้าใจกับสภาพธรณีวิทยาโดยทั่วไปให้มากที่สุด คือการสร้างแบบจำลองสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอนเพื่อนำมาใช้หาชั้นหินกักเก็บ ในปี 1986 โดย Ulmishek ได้จำแนกชั้นหินกักเก็บออกเป็น 3 ลักษณะ คือ

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

2. ชั้นหินกักเก็บลักษณะชั้นเดียว (Stratified reservoir rocks) ประกอบด้วยชั้นหินทรายเพียง 1 ชั้น หรือ 2-3 ชั้น แทรกในหนึ่งลำดับชั้นหินหนึ่งช่วงชั้น ความพรุนจะพบอยู่ระหว่างเม็ดตะกอน จึงเป็นลักษณะเด่นของชั้นหิน แต่การไหลซึม และรอยแตก จะมีผลต่อเป้่ากักเก็บปิโตรเลียมอย่างมาก ในบางครั้งอาจจัด blanket ของ biostromal ที่เป็นชั้นหินกักเก็บประเภทหินคาร์บอเนตจัดอยู่ในประเภทนี้ได้เช่นกัน

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

จากที่กล่าวมาแล้ว สามารถจัดแบ่งประเภทของชั้นกักเก็บลักษณะที่ 2 และ 3 ได้อย่างชัดเจน ส่วนลักษณะที่ 1 และ 3 ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าเป็นชั้นกักเก็บที่มีประสิทธิภาพสูงสุด

1.1) การมีอยู่ของชั้นหินกักเก็บ (Presence of reservoir facies)

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

การประเมินแหล่งกักเก็บบนพื้นฐานของแบบจำลองทางธรณีวิทยาของชั้นหินกักเก็บนั้น แบบจำลองต้องแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอน และการเปลี่ยนแปลงลักษณะของเนื้อหินในแนวราบ ในการประเมินค่าความเสี่ยงนั้นแบบจำลองลักษณะของเนื้อหินจะต้องนำมาทำการประเมิน และสามารถให้ข้อมูลในด้านต่างๆ ได้ดังนี้ คือ

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

ตารางที่ 3.3 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีศักยภาพ

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

ในการประมาณค่าความน่าจะเป็นเหล่านี้ เป็นการสมมุติค่าขึ้นโดยตั้งอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลที่เพียงพอและมีความน่าเชื่อถือได้ มีข้อสังเกต คือ ชั้นหินกักเก็บประเภทเศษหิน (clastic reservoir) อัตราส่วนระหว่างหินทรายกับหินดินดาน ในสภาพแวดล้อมของการตกทับถม ต้องถูกนำมาพิจารณาในการเลือกช่วงค่าความน่าจะเป็นค่าต่ำสุด หรือสูงสุด แนวทางการให้ค่าความน่าจะเป็นเหล่านี้ ควรมีการปรับแก้ค่าตามข้อจำกัดในพื้นที่ที่ทำการประเมิน และ/หรือบนพื้นฐานความน่าเชื่อถือของข้อมูล

1.2) ความพรุนประสิทธิ (Effective pore volume)

ในระหว่างการประเมินแหล่งกักเก็บของแบบจำลองทางธรณีวิทยานั้น ลักษณะการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติทั้งแนวราบ และแนวตั้งจะต้องถูกนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองด้วย เพื่อใช้อธิบายเหตุผลในการประมาณค่าความซึมผ่านได้ และความพรุนของชั้นหินกักเก็บให้มีความถูกต้องมากที่สุด และในการประเมินความเสี่ยงนั้น ค่าความน่าจะเป็นของความพรุน และความซึมผ่านได้ควรเริ่มจากค่าสูงก่อน ส่วนการวิเคราะห์ปัจจัยหลักในการควบคุมลักษณะของชั้นหินกักเก็บให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ควรทำการศึกษาจาก

- ข้อมูลหลุมเจาะ
- รายละเอียดของชั้นหินกักเก็บ เช่น ระดับความลึก กระบวนการเกิดของชั้นหิน และอื่นๆ
- แผนที่แสดงระดับค่าความพรุน และความซึมผ่านได้
- ความสัมพันธ์ระหว่างลักษณะของชั้นหินกับแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงค่าความพรุน
- ความเร็วของคลื่นไหวสะเทือน

ในระหว่างการประเมินลักษณะและประสิทธิภาพของชั้นหินกักเก็บ สิ่งที่มีความสำคัญ คือ การเข้าใจอย่างชัดเจนในการกระจายตัวของชั้นหิน เพื่อจะถูกนำมาใช้ในแบบจำลอง โดยต้องได้รับการศึกษาแล้ว หรือเป็นการเทียบเคียง หรือเป็นไปตามทฤษฎี

ตารางที่ 3.4 แสดงระดับความน่าจะเป็นของระดับความลึกของชั้นกักเก็บปิโตรเลียม กับรูปแบบของข้อมูล

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

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

การวิเคราะห์ความเสี่ยงของค่าความพรุนจะสัมพันธ์กับการแปลความหมาย และการเลือกค่าความพรุนในการนำมาใช้คำนวณหาปริมาณ โดยทั่วไปข้อมูลหลุมเจาะจะถูกใช้ในการประมาณค่าในรูปแบบของความพรุนเทียบกับระดับความลึก จากข้อมูลที่มีความหลากหลาย เพื่อให้หาค่าน้อยที่สุด ค่าโดยส่วนใหญ่ และค่ามากที่สุดสำหรับหาค่าเฉลี่ย สำหรับแต่ละช่วงระดับความลึก

ส่วนใหญ่กรณีศึกษาจะนับความไม่แน่นอนของค่าความพรุน โดยการใช้ค่าเฉลี่ยความพรุนน้อยที่สุดในการเป็นตัวแปรคำนวณหาปริมาณ อย่างไรก็ตามความน่าจะเป็นของค่าความพรุนประสิทธิอาจจะเป็นตัวแปรที่สำคัญสำหรับการประเมินแหล่งกักเก็บที่ระดับความลึกมากๆ หรือพื้นที่ที่มีข้อจำกัด เช่น ในพื้นที่ที่มีค่าความพรุนต่ำ ดังนั้นเมื่อมีการประเมินศักยภาพของแหล่งกักเก็บที่ระดับลึกควรใช้ค่าความพรุนที่ระดับต่ำสำหรับการผลิตสารไฮโดรคาร์บอนอย่างมีประสิทธิภาพ

ปัจจัยควบคุมประสิทธิภาพของชั้นหินกักเก็บ คือ

- กระบวนการเกิด หรือ illitisation หรือการเชื่อมประสานของแร่แคลไซต์ และกระบวนการอื่นๆ ที่อาจส่งผลทำให้คุณภาพของชั้นหินกักเก็บลดลง

- ความพรุนชั้นหุติยภูมิ
- รอยแตกที่มีผลต่อคุณภาพของชั้นหินกักเก็บ
- ความดันจะมีผลต่อการรักษาระดับค่าความพรุน และความซึมผ่านได้ ซึ่งในชั้นหินกักเก็บที่มีความดันสูง อาจมีผลทำให้ค่าความพรุนลดลงได้ แต่ถ้ามีความดันที่มากเกินไปอาจจะรักษาระดับความพรุนอยู่ได้ ซึ่งต้องอยู่ในที่ระดับลึกมาก
- ในช่วงเริ่มต้นการเคลื่อนที่ จะช่วยให้ค่าความพรุน และความซึมผ่านรักษาระดับอยู่ได้ แต่ต้องอยู่ในที่ระดับลึกมาก

ปัจจัยอื่นๆ เช่น การเปลี่ยนแปลงลักษณะของชั้นหินกักเก็บ การแปรสัณฐานโดยการยกตัวขึ้น การเกิดการผุกร่อน และการก่อตัวใหม่ ปัจจัยเหล่านี้ต่างก็มีผลต่อค่าความพรุนในชั้นหินกักเก็บได้ นอกจากนี้สิ่งที่ควรทราบ คือ ความแตกต่างระหว่างค่าความพรุนที่ได้จากการวัดจากแท่งตัวอย่างและการคำนวณจากผลการบันทึกทางไฟฟ้า ประมาณ 10-15%

2) กลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม (Trap mechanism)

การปิดกั้น คือ การปิดทับโดยมีโครงสร้างแบบปิด หรือมีรูปทรงทางเรขาคณิตความน่าจะเป็นของการมีการกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ (P2) เป็นผลลัพธ์ของความน่าจะเป็นของการปรากฏบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างโดยขนาดรูปร่างแบบปิดที่แตกต่างกัน (P2a) และมีกลไกของการกักเก็บ (P2b) นอกจากนี้มีการแสดงขอบเขตพื้นที่ปิดของปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด เพื่อนำมาใช้ในการคำนวณหาปริมาตร สมการของความน่าจะเป็นของการมีกลไกการกักเก็บ คือ $(P2) = (P2a) * (P2b)$

ปัจจัยความน่าจะเป็นของตัวแปรนี้ ต้องมีการประเมินความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของปริมาณหินที่น้อยที่สุดที่ปรากฏบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง นอกจากนี้ยังต้องมีการประเมินความน่าจะเป็นของการมีโครงสร้างปิดกั้นที่มีประสิทธิภาพ โดยกลไกของการปิดกั้นเป็นการพิจารณาร่วมกันระหว่างชั้นหินโดยรอบและรอยเลื่อนต่างๆ

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

ข้อเสนอแนะ สำหรับสิ่งที่ควรปฏิบัติก่อนเริ่มทำการประเมินความน่าจะเป็นของการกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ

- การจัดทำแผนที่แสดงพื้นที่ผิวปิดของชั้นหินปิดทับทั้งด้านบน และด้านล่าง หรือใน

กรณีที่สามารถบ่งบอกถึงรูปร่างของชั้นหินกักเก็บที่มีลักษณะต่อเนื่องได้ คือ ผิวด้านบน และด้านล่าง ขนานกันตลอด สามารถจัดทำแผนที่ที่แสดงพื้นที่ผิวด้านบนเพียงอย่างเดียวได้

- การสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับการนำไปใช้สร้างแผนที่ธรณีวิทยา โครงสร้าง และแสดงกลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม เช่น ชั้นหินปิดกั้น และรอยเลื่อนต่างๆ ซึ่งจำเป็นต้องถูกจำแนก

- ความสัมพันธ์ของ spill-point ต้องสามารถอธิบายได้ และการนำมาสร้างแผนที่ ต้องทำอย่างระมัดระวัง

- ความสัมพันธ์ของเวลา กับระดับความลึกของพื้นผิวชั้นหินปิดกั้น ต้องนำมา พิจารณา โดยข้อมูลที่ได้นั้นอาจมีไม่แน่นอน

- ภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือนควรทำการพิจารณาเพื่อระบุค่าคลื่นไหวสะเทือนที่มี ลักษณะผิดปกติ เช่น ชั้นสารไฮโดรคาร์บอน และลักษณะของชั้นหิน

ในการทำงานในพื้นที่ที่สามารถกำหนดขอบเขตพื้นที่ได้ยาก สิ่งที่เราควรทำเพื่อให้ได้ ข้อมูลเกี่ยวกับสภาพเป็นจริงมากที่สุด คือ การสร้างแบบจำลองในบริเวณกว้าง เพื่อนำมาใช้ในการ คาดการณ์กลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม ในปี 1986 โดย Ulmishek มีการจัดแบ่งประเภทของชั้นหิน ปิดกั้นออกเป็น 2 ประเภท คือ

1. รูปแบบโครงสร้างที่มีการเปลี่ยนแปลงอย่างมาก (Intensely deformed structural style) เช่น โครงสร้างการแทรกตัวของหินเกลือและหินดินดาน รวมทั้งการกักเก็บแบบ โครงสร้างผสมกันระหว่างการกักเก็บโดยโครงสร้าง (structural trap) กับการเรียงลำดับชั้น (stratigraphic trap) โดยทั่วไปรูปแบบนี้มักพบเป็นจำนวนมาก

2. รูปแบบโครงสร้างที่มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย (Slightly deformed structural style) รูปแบบนี้มักพบเป็นจำนวนน้อย เช่น การกักเก็บจากการเรียงลำดับของชั้นหิน (stratigraphic trap) เป็นลักษณะเด่นในรูปแบบนี้

ในปี 1986 โดย Ulmishek ได้อธิบายความแตกต่างของชั้นหินปิดกั้นทั้ง 2 ชนิด คือ

1. การปิดกั้นโดยสมบูรณ์ (Perfect seals) ประกอบด้วยชั้นหินที่ไม่มีคุณสมบัติความ ซึมผ่าน เช่น หินแอนไฮไดรต์ (anhydrite) หินดินดานที่ถูกกดทับโดยแรงดันสูง (over-pressured shales) หรือชั้นหินดินดานที่มีความยืดหยุ่นและมีความหนาแน่นมาก และชั้นดินเยือกแข็งคงตัว (permafrost)

2. การปิดกั้นไม่สมบูรณ์ (Imperfect seals) ประกอบด้วยชั้นหินที่มีคุณสมบัติความ ซึมผ่าน เช่น หินดินดานที่มีการกดทับที่แตกต่างกัน (differentially compacted shales) หิน คาร์บอเนตเนื้อแน่น (dense carbonate) ชั้นมาร์ล (marl) และในสภาพพื้นที่ที่มีลักษณะของรอย เลื่อน (faulting) และรอยแตก (fracturing)

2.1) การปรากฏบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง (Presence of the mapped structure)

การจัดทำแผนที่แหล่งกักเก็บ ประกอบขึ้นจาก 3 กระบวนการ คือ การแปลความหมายภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือน การสร้างแผนที่เวลาที่ใช้ในเดินทางของคลื่นถึงผิวด้านบนและผิวด้านล่าง และแผนที่ระดับความลึกที่เปลี่ยนมาจากแผนที่เวลาที่ใช้ในการเดินทาง โดยความน่าจะเป็นของความถูกต้องในการจำแนกหาปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด โดยการใช้แผนที่แสดงระดับผิวด้านบนและด้านล่างของแหล่งกักเก็บ การคำนวณหาพื้นที่ปิด และระดับความลึก พร้อมด้วยการหาตำแหน่งของชั้นหินปิดกั้นที่ถูกต้อง จะถูกนำมาประเมินด้วย ในส่วนของการวิเคราะห์ความเสี่ยงต้องทำการประเมินอย่างระมัดระวังในแต่ละขั้นตอนในกระบวนการนี้

การประเมินความน่าจะเป็นของการปรากฏบนแผนที่ของชั้นหินปิดกั้น สิ่งที่ต้องนำมาพิจารณา คือ

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

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

ในกระบวนการแปลความหมายของคลื่นไหวสะเทือน ประกอบด้วย การเลือกคลื่นไหวสะเทือน การเชื่อมโยงความสัมพันธ์ของข้อมูลระหว่างรอยเลื่อนทั้งสองด้าน การเชื่อมโยงความต่อเนื่องของภาคตัดขวาง ในแหล่งกักเก็บที่มีลักษณะโครงสร้างและการเรียงลำดับชั้นหินทางธรณีที่ซับซ้อน (รายละเอียดแสดงในตารางที่ 3.5) ควรนำมาประเมินหาค่าปัจจัยที่มีผลต่อความไม่แน่นอน

เพื่อนำมาใช้หาปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด นอกจากนี้การกำหนดขอบเขตพื้นที่ผิวแหล่งกักเก็บ (ด้านบนและด้านล่าง) ควรมีการประเมินพร้อมกันด้วย ในกรณีที่ไม่สามารถจำแนกคลื่นไหวสะเทือนที่มีลักษณะเป็นขอบเขตพื้นที่ผิวได้ ต้องมีการประเมินความไม่แน่นอนของการแปลความหมายคลื่นไหวสะเทือนและผลกระทบต่อปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด

ตารางที่ 3.5 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีลักษณะโครงสร้างปิด

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

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

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

ผลของระดับความลึกเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่ง เมื่อทำการประเมินลักษณะทางโครงสร้างที่มีการเปลี่ยนแปลงเพียงเล็กน้อย ความไม่แน่นอนในการเปลี่ยนข้อมูลของเวลาเป็นข้อมูลระดับความลึก ซึ่งเป็นขั้นตอนที่ใช้อธิบายลักษณะโครงสร้าง (และตำแหน่งระดับของชั้นสารไฮโดรคาร์บอน) จะมีผลต่อการประมาณมวลหินที่น้อยที่สุด โดยการเปลี่ยนแปลงความเร็วในแนวดิ่งและด้านข้างต้องนำมาประเมินด้วย ข้อสังเกตของความเร็วของคลื่นไหวสะเทือนจากข้อมูลในรูปแบบ 2 มิติ มีแนวโน้มมากขึ้นร้อยละ 5-10 ของความเร็วเฉลี่ยทางธรณีวิทยา ในบางครั้งถ้าเป็นไปได้ควรทำการเปรียบเทียบความเร็วของคลื่นไหวสะเทือนกับความเร็วที่ได้จากหลุมเจาะในบริเวณใกล้เคียง

2.2) ประสิทธิภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม (Effective seal mechanism)

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

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

ตารางที่ 3.6: แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม

Seal mechanism				Seal quality			
				Very good	Good	Acceptable	Poor
	Top surface	Bottom side	Structure style				
Simple seal	Conform	N/A.	Anticline, buried highs, build-ups, fault str.	0.9 - 1.0	0.8 - 1.0	0.6 - 0.8	0.4 - 0.6
	Unconform	N/A.	Fault structure	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.5 - 0.7	0.3 - 0.5
Combined seal	Conform	Unconform	Onlap, low stand wedge	0.5 - 0.7	0.4 - 0.5	0.3 - 0.4	0.1 - 0.3
	Conform	Fault	Down faulted structure	0.6 - 0.8	0.5 - 0.6	0.3 - 0.5	0.1 - 0.3
	Conform	Facies shift	"Shale out"	0.6 - 0.8	0.5 - 0.7	0.4 - 0.6	0.1 - 0.3
	Unconform	Conform	Subcrop structure	0.4 - 0.5	0.3 - 0.5	0.2 - 0.4	0.1 - 0.3
Salt, anhydrite, carbonate			Very good sealing properties				
Thick, shale			Good sealing properties				
Thin, shale			Poor to acceptable sealing properties				
Basalt			Acceptable to good sealing properties				
Fault cutting top surface			Poor to acceptable sealing properties				
Juxtaposition; fault plane			Depends on sand/shale or sand/sand contact				

ชั้นหินปิดกั้นสามารถอธิบายโดยการปิดทับของผิวสัมผัสรอบข้างทั้ง 4 ด้าน เป็นลักษณะของกลไกการปิดทับแบบง่าย ส่วนลักษณะการกระจายตัวของชั้นหินกักเก็บในพื้นที่ปิดซึ่งจะมีผลต่อช่องว่างภายในชั้นหินนั้นไม่ได้จัดอยู่ในกลไกการปิดกั้นของชั้นหินปิดกั้น ตัวอย่างของโครงสร้างแบบนี้ คือ ชั้นหินโค้งรูปประทุน (anticlines) โครงสร้างจากการทับถมของตะกอน (sedimentary build-up structures) เช่น ตะกอนรูปพัดใต้ทะเล (submarine fans) แนวปะการัง (reefs) แนวสัน

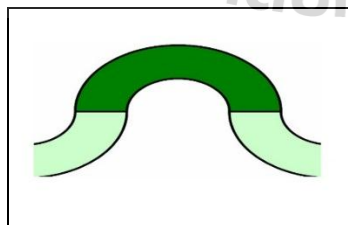
ดอน (barrier banks) และอื่นๆ รวมทั้งการฝังตัวหรือจมตัวของสภาพภูมิประเทศ และส่วนที่เหลืออยู่จากการผุกร่อนอาจจัดอยู่ในกลุ่มนี้ได้ ส่วนโครงสร้างแบบรอยเลื่อนนั้นระนาบรอยเลื่อนอาจมีส่วนในการปิดกั้นก็จัดอยู่ในกลุ่มนี้ได้ด้วย ค่าความเสี่ยงของการปิดกั้นจะสัมพันธ์กับรูปแบบของการปิดกั้นและเกี่ยวข้องกับคุณสมบัติของชั้นหินการปิดทับ การรั่วไหลของสารไฮโดรคาร์บอนจากลักษณะโครงสร้างนี้ จะพบที่ตำแหน่ง saddle ของส่วนบนของผิวสัมผัส

ส่วนกลไกการปิดทับแบบซับซ้อน ประกอบด้วยลักษณะกลไกการปิดกั้นทางด้านข้าง และ/หรือด้านล่าง อย่างไม่อย่างหนึ่ง รวมทั้งการปิดกั้นด้านบน แผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างที่แสดงระดับผิวด้านบนของชั้นหินกักเก็บอาจจะไม่เพียงพอในการหาปริมาณมวลหินกักเก็บสำหรับในรูปแบบนี้ รูปแบบการกักเก็บในลักษณะ pinch out และ shaling out ของชั้นหินทราย และโครงสร้างรอยเลื่อนย่อยรอย (thrown fault block) อาจจัดอยู่ในกลุ่มนี้ ค่าความเสี่ยงของการปิดกั้นในกลุ่มนี้จะมีความสัมพันธ์อย่างมากกับผิวสัมผัสทางด้านข้างและด้านล่างกว่าผิวสัมผัสด้านบน

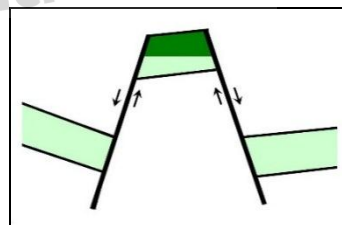
การประเมินค่าความเสี่ยงของชั้นหินทรายที่มีรอยเลื่อนตัดผ่าน สิ่งที่ควรนำมาพิจารณา คือ shale smearing ตามระนาบของรอยเลื่อน รวมทั้งทิศทางการวางตัวของชั้นหินทราย เพื่อนำมาคาดการณ์ทิศทางของแนวสัมผัสในชั้นหินกักเก็บ โดยมีรูปแบบของโครงสร้างกักเก็บแสดงดังรูปที่ 3.8

3) การไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (Petroleum Charge)

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

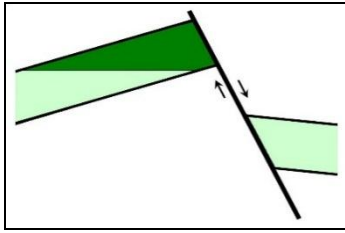


A. Anticline, dome

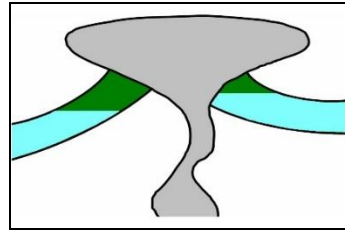


B. Horst

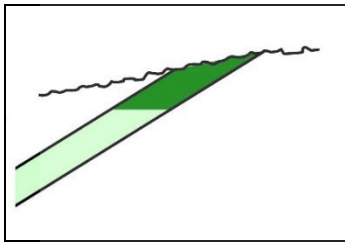
รูปที่ 3.8 รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism)



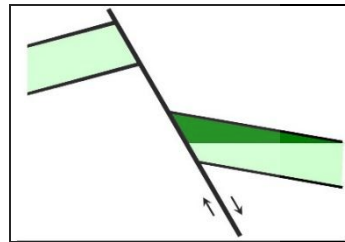
C. Rotated fault block (normal)



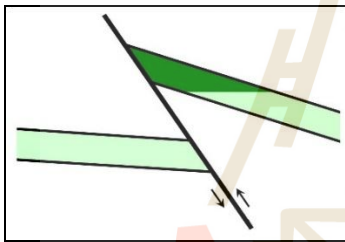
D. Traps formed by salt diapirism



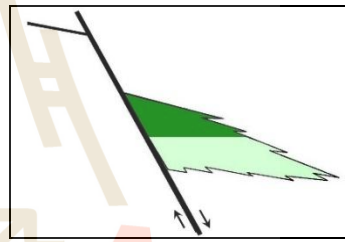
E. Trap formed by truncation



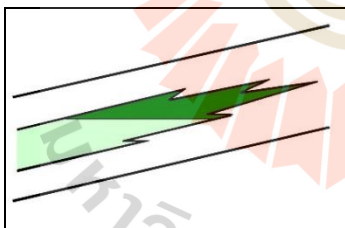
F. Downthrown fault block



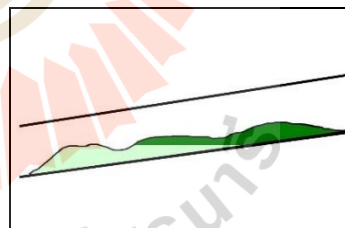
G. Fault block (reverse)



H. Combined trap mechanism



I. Stratigraphic trap ("shale-out")



J. Stratigraphic trap

รูปที่ 3.8 รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism) (ต่อ)

ความน่าจะเป็นของการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียมอย่างมีประสิทธิภาพ คือ

$$P3 = P3a \times P3b$$

โดย P3a คือ ความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่มีประสิทธิภาพ ในลักษณะของการกระจายตัวของหินต้นกำเนิดที่พร้อมให้สารไฮโดรคาร์บอน ในพื้นที่ที่สามารถระบายสารไฮโดรคาร์บอนได้ ที่แสดงบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง

P3b คือ ความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนจากหินต้นกำเนิด ที่แสดงบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้าง

การพิจารณาปัจจัย สำหรับการประเมินศักยภาพของหินต้นกำเนิด ก่อนการนำมาคำนวณหาปริมาณแบบปริมาตรสำหรับแหล่งกักเก็บนั้น ควรมีการทดสอบในแต่ละปัจจัยด้วย และการประเมินปริมาณสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บนั้น ศักยภาพของการไหลเข้าสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอน สามารถคำนวณได้จากความสัมพันธ์ของการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม เท่ากับ ผลคูณระหว่างประสิทธิภาพของพื้นที่ระบายปิโตรเลียม ความหนาของชั้นหินต้นกำเนิด ปริมาณสารอินทรีย์วัตถุ (TOC) Transformation factor ปัจจัยการเคลื่อนที่ชั้นปฐมภูมิ และปัจจัยการเคลื่อนที่ชั้นทุติยภูมิ

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

ปัจจัยที่ต้องนำมาพิจารณา เพื่อใช้ในการประเมินศักยภาพ ประกอบด้วย

- คุณภาพ และความสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ
- ประเภทของสารไฮโดรคาร์บอนที่จะได้จากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
- ปริมาณของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีความสุกสมบูรณ์ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม
- ช่วงเวลาเริ่มต้น และช่วงสุดท้ายในการเคลื่อนที่ของน้ำมัน
- ช่วงเวลาเริ่มต้น และช่วงสุดท้ายในการเคลื่อนที่ของก๊าซ
- แผนที่แสดงพื้นที่ระบายปิโตรเลียม และเส้นทางการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม
- แผนที่แสดงความสัมพันธ์ของ fill-spill

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

- สารอินทรีย์วัตถุแบบฮิวมิก (Humic organic matter) ส่วนใหญ่มีแหล่งกำเนิดมาจากพื้นทวีป รวมทั้งชั้นถ่านหินจัดอยู่ในประเภทนี้ด้วย สารไฮโดรคาร์บอนที่ได้ประกอบด้วยก๊าซที่มี C1 อะตอมเป็นส่วนใหญ่

- สารอินทรีย์วัตถุแบบเลนอินทรีย์อย่างเบาบาง (Dispersed sapropelic organic matter) พบในสภาพแวดล้อมของการตกทับถมแบบมหาสมุทร และทะเลสาบ ปริมาณสารอินทรีย์วัตถุจัดอยู่ใน

ระดับคลาร์ก (clarke) และในบางครั้งบางตัวอย่างอาจพบถึง 23% แต่โดยทั่วไปจะมีการผสมกันของสารอินทรีย์วัตถุแบบฮิวมิกอยู่ด้วย

- สารอินทรีย์วัตถุแบบเลนอินทรีย์อย่างหนาแน่น (Concentrated sapropelic organic matter) พบในสภาพแวดล้อมของการตกทับถมแบบมหาสมุทร หรือทะเลสาบ บางครั้งพบเป็นชั้นบางๆ ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของสารอินทรีย์วัตถุแบบนี้มีค่ามากกว่า 45% และอาจเพิ่มขึ้นอีก 20% หรือมากกว่า ในบางตัวอย่าง

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

การประเมินของการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีประสิทธิภาพนั้น เป็นปัจจัยพื้นฐานในการวิเคราะห์หินต้นกำเนิด ที่จะต้องพบในพื้นที่ หรือความสัมพันธ์ระหว่างสารไฮโดรคาร์บอนกับหินต้นกำเนิด โดยจำนวนชุดข้อมูลและระยะห่างในการประมาณค่าจากตำแหน่งข้อมูลบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างถือว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญ ในการจำลองของสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของหินต้นกำเนิดเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการประมาณการเปลี่ยนแปลงลักษณะทางด้านข้าง และการเปลี่ยนแปลงคุณลักษณะอินทรีย์สาร

การมีอยู่ของหินต้นกำเนิดที่พร้อมให้สารไฮโดรคาร์บอนนั้นจะถูกนำมาประเมินโดยการใช้แผนที่แสดงระดับความสุกสมบูรณ์ รวมทั้งพื้นที่ที่มีศักยภาพในการระบายปิโตรเลียมด้วยการจำลองความสุกสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิดเป็นสิ่งจำเป็นยิ่ง และรูปแบบจำลองแ่งสะสมตัวควรสร้างขึ้นสำหรับการประเมินคุณภาพ

ปัจจัยของความน่าจะเป็นในการประเมิน เป็นการพิจารณาจากปัจจัย ดังนี้

➤ ความน่าจะเป็นของการมีคุณภาพ และประสิทธิภาพที่เพียงพอของหินต้นกำเนิดต่อการให้สารไฮโดรคาร์บอน โดยแยกออกได้เป็น

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

➤ ความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ต่อการให้สารไฮโดรคาร์บอนในพื้นที่ระบายออกในแหล่งกักเก็บ โดยแยกออกได้เป็น

- ระดับความสุกสมบูรณ์ที่มากเกินไป (overcooked)
- ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทก๊าซอย่างเดียว (gas window)

- ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภท ก๊าซและน้ำมัน (transition gas/oil window)
- ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภท น้ำมันอย่างเดียว (peak oil window)
- ระดับช่วงเริ่มต้นความสุกสมบูรณ์ หรือช่วงเริ่มต้นในการให้ สารไฮโดรคาร์บอนประเภทน้ำมัน

➤ ความน่าจะเป็นของการมีปริมาณหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ต่อการ ให้สารไฮโดรคาร์บอนในพื้นที่ระบายออก โดยแยกออกได้เป็น

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

ข้อมูลในตารางที่ 3.7 เป็นการแสดงระดับคุณภาพ ความสุกสมบูรณ์ และปริมาณมวลหินต้นกำเนิด ที่จะต้องนำมาพิจารณา โดยตัวแปรต่างๆ เหล่านี้ส่วนใหญ่สามารถวัดค่าได้โดยตรงจาก ห้องปฏิบัติการ และอาจมีเพียงบางส่วนที่จากการวัดค่าที่มีความไม่น่าเชื่อถือ

ตารางที่ 3.7: แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยพิจารณา จากปริมาณ และระดับความสุกสมบูรณ์ (maturity)

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

ส่วนใหญ่ตัวอย่างที่ใช้จะมาจากหลุมเจาะ และ/หรือจากหินโพล์ที่ใช้เป็นตัวแทนของหินต้นกำเนิดในแหล่งกักเก็บนั้นๆ ส่วนการประเมินของชุดข้อมูลที่สัมพันธ์กัน และคุณภาพนั้นจะเป็นปัจจัยที่สำคัญในการประเมินค่าความเสี่ยงของคุณสมบัติหินต้นกำเนิด

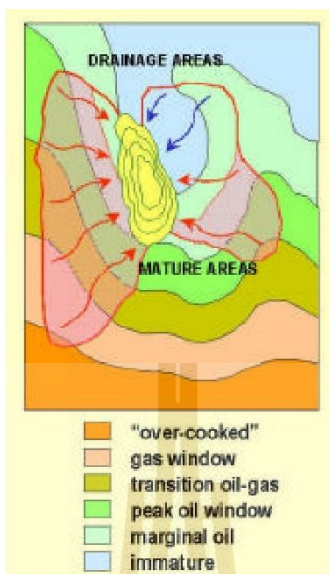
การประเมินศักยภาพของหินต้นกำเนิดนั้น สิ่งที่ต้องทำ คือ การวิเคราะห์ค่าความเสี่ยงซึ่งต้องอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ย และไม่เป็นค่าที่สูงเกินไป ดังนั้นเมื่อทำการประมาณค่าความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ในพื้นที่ระบายได้ ควรทำการประเมินความไม่แน่นอนในการจำแนก และการทำแผนที่แสดงพื้นที่ระบายสารไฮโดรคาร์บอนด้วย โดยความไม่แน่นอนที่มากเกินไปของการทำแผนที่จะมีทั้งประโยชน์และโทษ สำหรับการประมาณความสามารถในการไหลเข้าสู่สมตัวของปิโตรเลียม

3.2) ประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม (Effective migration)

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

ข้อความจำ คือ ในการประเมินการไหลเข้าสู่สมของปิโตรเลียมในระบบ ต้องเป็นช่วงเวลาสุดท้ายของการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนในชั้นหินปิดกั้น และไม่มีมการคิดค่าความเสี่ยงซ้อนทับ (double risking) ของปัจจัยความน่าจะเป็นของการคงอยู่หลังการสะสมตัว (P4)

ภายใต้ความดันปรกติการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนจะเคลื่อนที่ขึ้นด้านบนและกลไกการเคลื่อนที่สามารถประเมินได้จากแผนที่แสดงระดับความลึก โดยทิศทางการเคลื่อนที่ในส่วนบนของชั้นหินจะตั้งฉากกับเส้นแสดงชั้นระดับความลึก (รูปที่ 3.9) ในการศึกษาควรใช้แผนที่แสดงทิศทางในอดีต สำหรับการวิเคราะห์เพื่อให้ได้ผลตามวัตถุประสงค์ แต่บางแผนที่ไม่สามารถใช้ได้ในทุกๆ กรณีเสมอไป โดยการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนอาจมีสาเหตุมาจากการความซึมผ่านตามแนวรอยเลื่อน และในแนวตั้งเพื่อเป็นการรักษาระดับความดันให้สมดุล ดังนั้นเมื่อมีการประเมินศักยภาพของกลไกการเคลื่อนที่ไหล ต้องพิจารณาถึงลักษณะโครงสร้างที่สลับซับซ้อน ทิศทางการวางตัวของชั้นหินลักษณะเนื้อหิน และชั้นปิดกั้นที่ผิวด้านบนของชั้นหินที่ยอมให้มีการเคลื่อนที่ผ่าน โดยทั่วไปก๊าซสามารถเคลื่อนที่ได้ดีกว่าน้ำมันตามการเคลื่อนที่ในแนวตั้ง โดยมีรายละเอียดการประเมินค่าแสดงในตารางที่ 3.8



รูปที่ 3.9 ตัวอย่างแผนที่แสดงระดับ maturity ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (drainage area) และทิศทาง การเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม

ตารางที่ 3.8 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม และช่วงเวลา ที่เหมาะสมต่อการเคลื่อนที่

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

ในบางแหล่งพบว่า ณ ช่วงเวลาปัจจุบัน หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมมีความสุกสมบูรณ์ ที่มากเกินไป (overcooked) จึงทำให้ไม่สามารถประเมินการกักเก็บได้ หรือภายหลังจากการเกิด เทคโทนิค (tectonic) อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดการรั่วไหลของสารไฮโดรคาร์บอนออกจากชั้นหินปิด กั้นหนึ่งไปยังอีกชั้นหินปิดกั้นหนึ่ง ดังนั้นความไม่แน่นอนอนจึงมีความสัมพันธ์กับการมีอยู่ของหินต้นกำเนิด แหล่งอื่นๆ อีก รวมทั้งรูปแบบจำลองควรถูกนำมาพิจารณาร่วมด้วย

4) การคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว (Retention after accumulation)

ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บภายหลังการสะสมตัว (P4) เป็นการประเมินโดยมีข้อสมมุติฐาน คือ มีชั้นหินปิดกั้นชั้นที่มีสารไฮโดรคาร์บอนบรรจุอยู่ ช่วงเวลาหนึ่งๆ ในการประเมินปัจจัยนี้ ควรมีการนำเหตุการณ์ต่างๆ ตั้งแต่ช่วงเวลาของการเริ่มสะสมตัวจนถึงปัจจุบัน มาพิจารณาร่วมด้วย

การตั้งสมมุติของการมีหินปิดกั้น ณ ช่วงเวลาของการสะสมตัวนั้น ชั้นหินต้องมีประสิทธิภาพต่อการปิดกั้น เพื่อให้เกิดการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอน รวมทั้งรอยเลื่อนที่มีลักษณะโครงสร้างที่สามารถกักเก็บได้ แต่ปัจจัยเหล่านี้ได้ทำการวิเคราะห์มาแล้ว เนื่องจากเป็นส่วนหนึ่งในการประเมินความเสี่ยงของกลไกการกักเก็บ (P2) การพิจารณาความน่าจะเป็นของการคงอยู่ ต้องทำการประเมินศักยภาพของรอยเลื่อนที่ยังคงมีพลังอยู่ การยกตัวของชั้นหิน รวมทั้งการเกิดเทคโทนิค (tectonic) และการเอียงเทหรือการวางตัวของชั้นหินกักเก็บที่เกิดขึ้นหลังจากการสะสมตัว

ตารางที่ 3.9 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการคงสภาพของสารไฮโดรคาร์บอน

หลักการสะสมตัว

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

การสร้างโครงสร้างใหม่หลังจากการสะสมตัวของหินปิดกั้น เป็นปัจจัยที่สำคัญสำหรับการอธิบายชั้นความหนาของสารไฮโดรคาร์บอน และสถานะ (น้ำมัน หรือก๊าซ) ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ นอกจากนี้ควรทำการศึกษาเรื่องราวเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในช่วงเริ่มต้นของกระบวนการประเมินค่าความเสี่ยง โดยเฉพาะอย่างยิ่งถ้าเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นในภายหลังการสะสมตัว จะมีอิทธิพลอย่างมากในการประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ

ลักษณะเฉพาะที่ หรือโดยทั่วไปจะมีอิทธิพลต่อปัจจัยนี้ เช่น การมีรอยแตกในชั้นหินปิดกั้น การมีน้ำหนักรัดที่น้อย เป็นต้น นอกจากนี้การมีแรงกดดันที่มากเกินไปของชั้นหินกักเก็บจะส่งผลให้เกิดความแตกต่างของความดันระหว่างชั้นหินปิดกั้นและชั้นหินกักเก็บซึ่งนับว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญยิ่ง

5) การระบุสารไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon indicator)

สิ่งผิดปรกติบนข้อมูลของคลื่นไหวสะทอนสามารถนำมาใช้ในการจำแนกชั้นหินกักเก็บที่มีสารไฮโดรคาร์บอนบรรจุอยู่ได้ โดยการสังเกตสิ่งผิดปรกตินี้จะมีประโยชน์ในการสำรวจถ้ามีการให้เหตุผลที่น่าเชื่อถือ นอกจากนี้อาจใช้เป็นข้อมูลยืนยันของการมีอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บได้ แต่อย่างไรก็ตามสิ่งผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอนอาจเกิดขึ้นได้หลายสาเหตุ ทั้งจากลักษณะทางธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ และอาจเกิดภายหลังซึ่งเป็นผลมาจากวิธีการเก็บข้อมูลและการประมวลผลข้อมูล เป็นต้น การระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรง (direct hydrocarbon indicator; DHI) คือ การเปลี่ยนแปลงลักษณะของคลื่นไหวสะทอน หรือสิ่งผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอน ที่เป็นผลโดยตรงจากการเปลี่ยนแปลงประเภทของของเหลวที่บรรจุอยู่ภายในชั้นหินกักเก็บ คือ เปลี่ยนจากน้ำไปเป็นสารไฮโดรคาร์บอน

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

การประเมินความผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอน ควรทำอย่างระมัดระวังพร้อมกับการทำซ้ำสำหรับการปรับแก้ภาพตัดขวาง 2 มิติ การศึกษารายละเอียดของคลื่นความถี่ (amplitude) และเฟส (phase) มีส่วนช่วยให้ลดค่าความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นจากความผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอนได้ นอกจากนี้ควรจำแนกความผิดปรกติของข้อมูลที่แสดงเป็นชั้นหินกักเก็บ และลักษณะทางธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ที่ทำให้มีการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอน

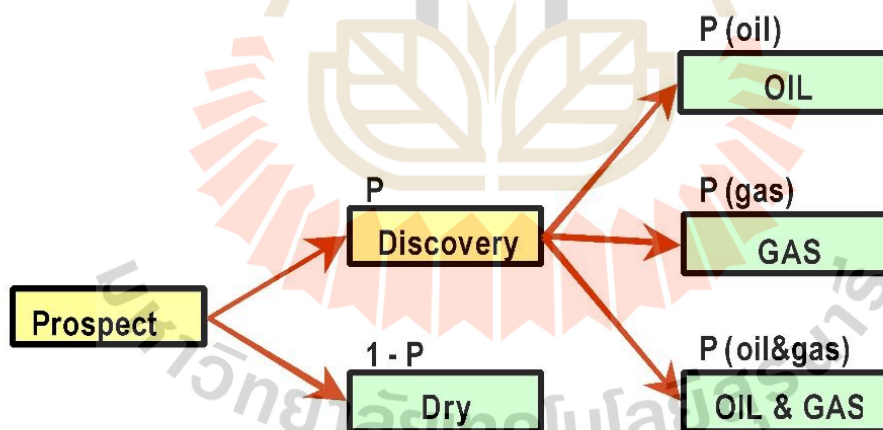
การแปลความหมายของแหล่งกักเก็บและการทำแผนที่นั้น สิ่งที่ต้องทำควบคู่ไปด้วย คือ การจำแนกความเชื่อมั่นของการระบุสารไฮโดรคาร์บอน โดยการใช้ข้อมูลจากข้อเท็จจริงบน

พื้นฐานสำหรับการกำหนด หรือตัวแปรของแหล่งกักเก็บ เช่น ปริมาตรของชั้นหิน ความหนาของชั้นหิน กักเก็บ ชั้นสารไฮโดรคาร์บอน และสถานะ เป็นต้น การวิเคราะห์ความเสี่ยงทางด้านธรณีวิทยาโดยการ ระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรงจะเป็นปัจจัยที่สำคัญเมื่อมีการพิจารณาความน่าจะเป็นของการมีชั้นหิน กักเก็บที่มีประสิทธิภาพ (P2) และการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (P3)

การไหลซึมของน้ำมันตามแนวรอยแตกหรือรอยร้าวที่พื้นท้องทะเล และความ ผิดปกติของก๊าซบนข้อมูลคลื่นไหวสะทอน จะเป็นการระบุสารไฮโดรคาร์บอนว่ามีอยู่จริง ณ ช่วงเวลา ปัจจุบัน ด้วยเหตุนี้ค่าความน่าจะเป็นของการมีปิโตรเลียมสะสมอยู่ในระบบมีแนวโน้มเป็นไปได้มาก แต่ ในทางตรงข้ามค่าความน่าจะเป็นของการคงอยู่มีแนวโน้มไปทางต่ำ

6) ความน่าจะเป็นของน้ำมัน หรือก๊าซ (Probabilities of oil or gas)

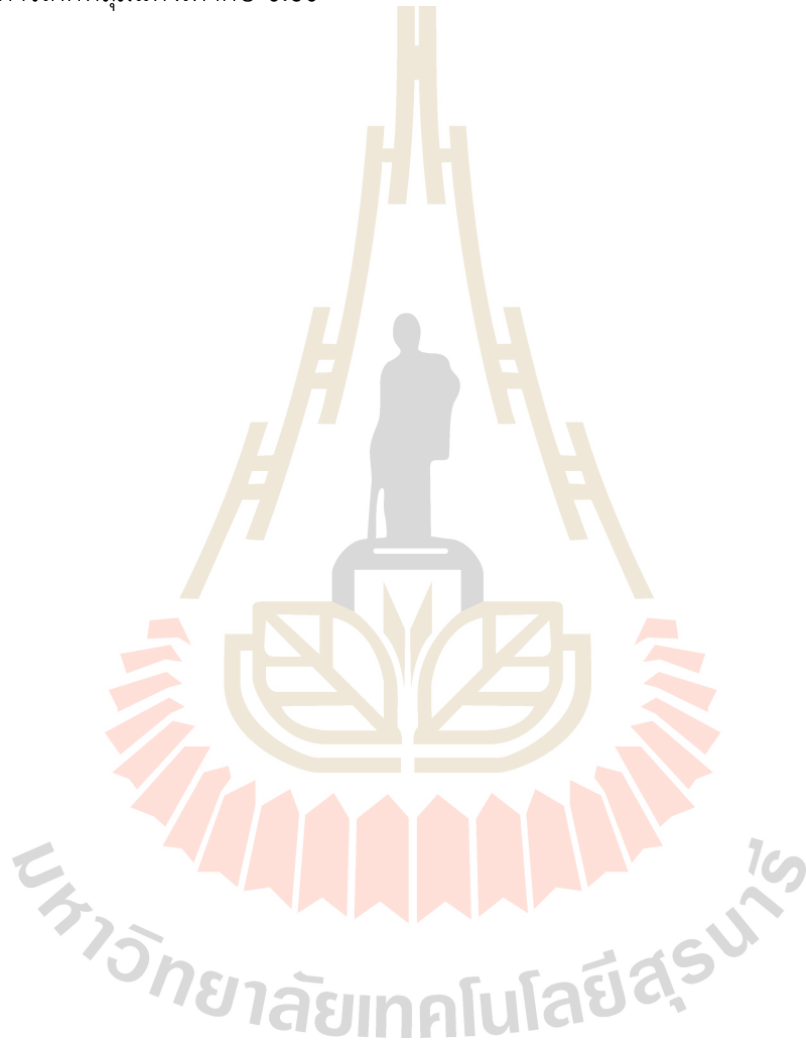
การใช้โปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ เช่น โปรแกรมคอมพิวเตอร์ GeoX นั้น จะพบว่าอัตราส่วนระหว่างน้ำมันและก๊าซในแหล่งกักเก็บจะถูกพิจารณาเป็นตัวแปรของการคำนวณ ปริมาตร อย่างไรก็ตามในบางกรณีการประเมินจะแตกต่างกันไป เช่น กรณีที่เป็นแหล่งน้ำมัน หรือก๊าซ เพียงอย่างเดียว หรือเป็นการผสมกันระหว่างน้ำมันและก๊าซ โดยในแต่ละกรณีการประเมินค่าความเสี่ยง จะมีความสัมพันธ์กัน เพื่อให้การประเมินค่าความเสี่ยงมีความถูกต้อง มักแสดงในรูปแบบของกิ่งก้าน ตัดสินใจ (decision tree)



รูปที่ 3.10 กิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree)

สำหรับแหล่งกักเก็บหนึ่งๆ เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอาจมีผลลัพธ์ 4 ลักษณะ คือ หลุมแห้ง หลุมน้ำมัน หลุมก๊าซ หรือหลุมที่น้ำมันและก๊าซผสมกัน โดยผลลัพธ์เหล่านี้จะเป็นอิสระต่อกัน และ ผลรวมของความน่าจะเป็นของทุกเหตุการณ์จะมีค่าเท่ากับ 1

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



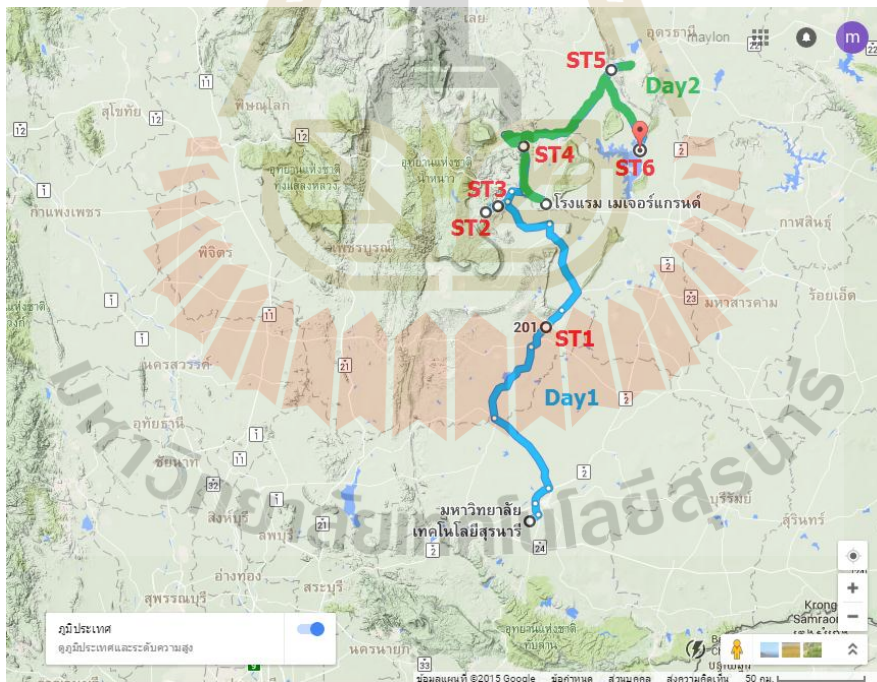
บทที่ 4

การเก็บหินตัวอย่าง การวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน

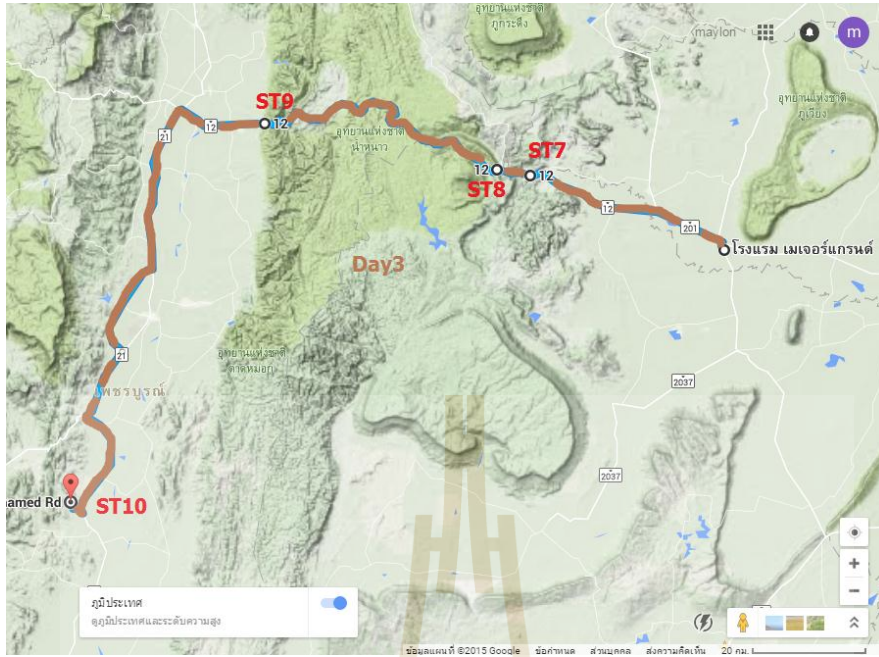
1. การเก็บหินตัวอย่าง

พื้นที่ของการเดินทางไปเก็บหินตัวอย่างปกคลุมจังหวัดสระบุรี, จังหวัดลพบุรี, จังหวัดชัยภูมิ, จังหวัดนครราชสีมา, จังหวัดขอนแก่นจังหวัดเลยและจังหวัดเพชรบูรณ์ดังแสดงแผนที่เส้นทางในรูปที่ 4.1-4.4 ตามลำดับ

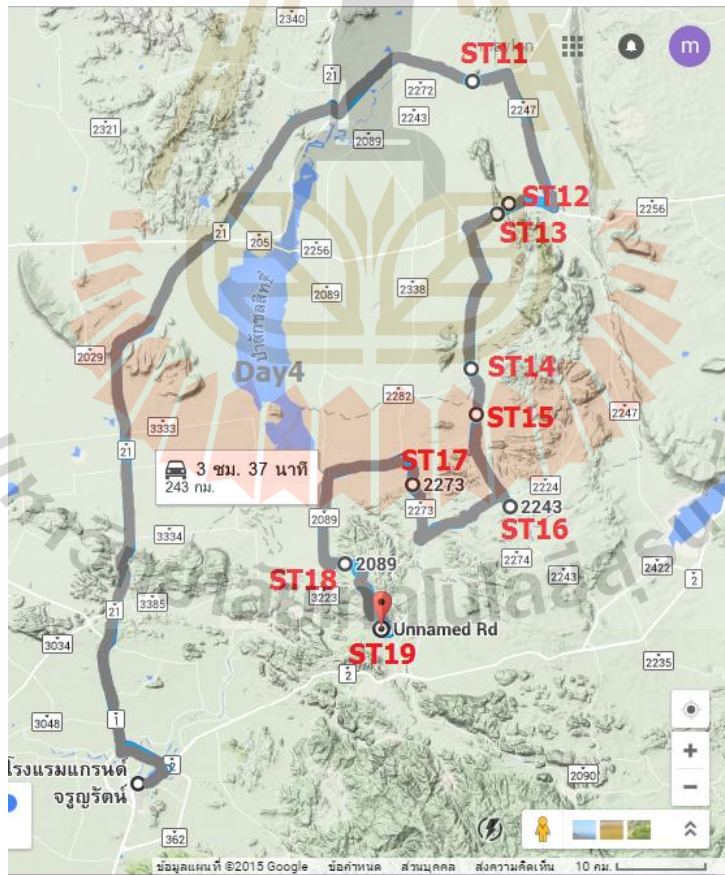
ธรณีวิทยาพื้นที่ที่ทำการสำรวจและเก็บตัวอย่างประกอบด้วย 4 กลุ่มหินหลักได้แก่ กลุ่มหินCarboniferous, กลุ่มหิน Permian, กลุ่มหิน Triassic ก่อนโคราชโคราช (Pre-Khorat) และกลุ่มหินโคราช กลุ่มหิน Carboniferous จะเรียกอีกอย่างว่า “กลุ่มหินวังสะพุง/ศรีธาตุ” จะปรากฏในบริเวณขอบเหนือของที่ราบสูงโคราช กลุ่มหิน Permian จะเรียกอีกอย่างว่า “ผานกเค้า” จะปรากฏในบริเวณขอบตะวันตกเฉียงเหนือของที่ราบสูงโคราช กลุ่มหิน Triassic (Pre-Khorat) จะปรากฏในบริเวณขอบตะวันตกเฉียงเหนือของที่ราบสูงโคราช และสุดท้ายกลุ่มโคราชจะอยู่บริเวณที่ราบสูงโคราช



รูปที่ 4.1 แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 1 และ วันที่ 2



รูปที่ 4.2 แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 3



รูปที่ 4.3 แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 4



รูปที่ 4.4 แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 5

การออกภาคสนามไปเก็บหินตัวอย่างนั้นใช้ระยะเวลาในการเก็บตัวอย่าง 5 วัน ตั้งแต่วันที่ 2 พฤษภาคม จนถึงวันที่ 6 พฤษภาคม 2557

ตารางที่ 4.1 แสดงแผนการเดินทางและจุดเก็บตัวอย่าง

Day 1 November 02,2015		
Chaiyaphum		
Time	Stop No.	Description
	-	High Way No.201 CTR-2 and 3 Well,Chatturat,Chaiyaphum
13.00	1	High Way No.201 Km.9+900 Huai Rai,Khon Swan,Chaiyaphum
16.30	2-1.	Rural Road No.2366 Km6+800 (Road to Namprom Dam) Huai Yang, Khon san,Chaiyaphum ; Permian/Hua Na Kham Formation
17.00	2-2.	Rural Road No.2366 Km7+20 (Road to Namprom Dam) Huai Yang, Khon san,Chaiyaphum ; Permian/Pha Nok Khao Formation
17.30	3	Rural Road No.2366 Km15+200 (Road to Namprom Dam) Thung Lui Lay, Khon san,Chaiyaphum ; Permian/Pha Nok Khao Formation

ตารางที่ 4.1 แสดงแผนการเดินทางและจุดเก็บตัวอย่าง (ต่อ)

Day 2 November 03,2015		
Khon Khaen, Nong Bua Lum Pho		
Time	Stop No.	Desription
9.00	4	High way No.201 Km. 248+500 Jap Poo Lup shrine,Chum Pae KhonKhane ; Permian/Pha Nok Khao Formation
12.30	5	High way No.210 km 81+100 Road cut,Meung,Nong Bua Lum Pho ;Pha Wi Han, Phu Ka Dung Formation
14.00	6	High wat No.52+600 Ubonrat Dam,Ubonrat,Khon Khaen ;Pha Wi Han

Day 3 November 04,2015		
Chaiyaphum, Phetchabun		
Time	Stop No.	Desription
9.30	7	High way No.12 km.435+100 Pha Tewada, Khon San Chaiyaphum ; Pha Nok Khao Formation
10.00	8	High way No.12 km.429+500, Ban Huai Sanam Sai, Nam Nao, Phetchabun ;Nam Phong Formation
11.00	9	High way No.12 km.438+500, Ban Huai Sanam Sai, Nam Nao, Phetchabun
13.30	10	High way No. 21 km.181+300, Wat Khao Thum Tho, Phetchabun ;Pha Nok Khao Formation

ตารางที่ 4.1 แสดงแผนการเดินทางและจุดเก็บตัวอย่าง (ต่อ)

Day 4 November 05,2015		
Lob buri,Sara Buri		
Time	Stop No.	Desription
11.00	11	High way No.205 Km 262+500, Wat Khao Tambon Lob Buri
12.00	12	Rural Road No.2256 Km 27+800, Wat Sub Krating Wanaram (Khao Somphot area),Lob Buri
12.30	13	Rural Road No.2256 Km 28+800, Khao Somphot area. Lob Buri
13.00	14	Rural Road No.2243 km.38+700 Wat Nong Makha, Pathananikom, Lopburi
13.30	15	Rural Road No.2243 Km 44+300 Wat Sub Ta Khian (khao noi) ,Sara Buri
13.30	16	Rural Road No.2243 Km 56 Muak Lek Hill Side Sara Buri
16.00	17	Rural Road No.2273 Km 17+600, Ban Pong Keng Sara Buri
17.20	18	Rural Road No.2089 Km 13+700, Tree Tunnel Sara Buri
17.50	19	Rural Road No.4029 Km 1, Wat Tham Ratana Prakasit Sara Buri

ตารางที่ 4.1 แสดงแผนการเดินทางและจุดเก็บตัวอย่าง (ต่อ)

Day 5 November 06,2015		
Sara Buri,Nakhon Ratchasima		
Time	Stop No.	Desription
10.00	20	High way No.2 Km 54+600, Slate stone decorate quarry of Khao Ban Dai Ma Sara Buri
11.30	21	Rural Road No.2235 Km 23+600 small hill near Ozone Farm. Nakhon Ratchasima
11.40	22	High Way No.2235 Km 23+950, Ban Sup Phlu Rose villas,Nakhon Ratchasima
12.00	23	Rural Road No.2235 Km 24, Rose Villas, Ban Sub Phlu ,Nakhon Ratchasima
12.10	24	Rural Road No.2235 Km 24+800 Banmai Chaikhao restaurant, Ban Sub Phlu,Nakhon Ratchasima
12.40	25	Rural Road No.2273 Km 17+600, Ban Pong Keng Ban Sub Phlu,Nakhon Ratchasima
13.00	26	Rural Road No.3060 Km 44+200 Road cut outcrop Ban Sub Phlu,Nakhon Ratchasima

ตัวอย่างของหินทรายชุดโคราชที่เก็บมาแสดงดังรูป 4.5-4.8



รูปที่ 4.5 พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายพระวิหาร



รูปที่ 4.6 ตัวอย่างชั้นหินทรายพระวิหาร



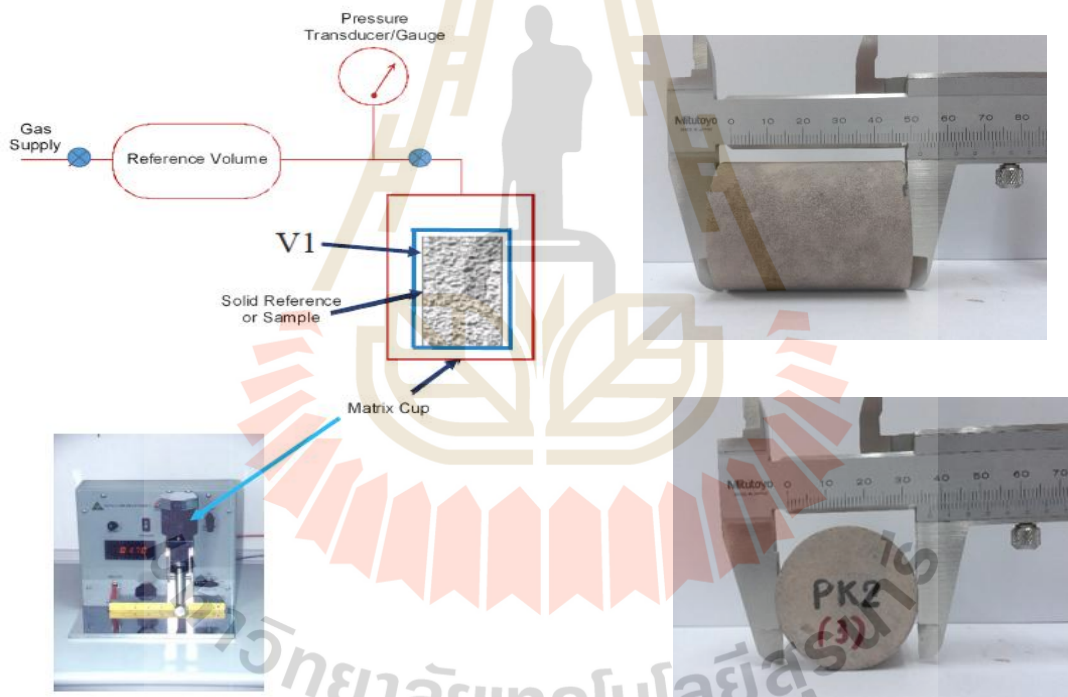
รูปที่ 4.7 พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง



รูปที่ 4.8 ตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง

2. การวัดค่าความพรุนของชั้นหิน

ความพรุน หมายถึง ปริมาณช่องว่างทั้งหมดที่อยู่ภายในหิน โดยช่องว่างทั้งหมดที่เกิดขึ้นในหินแต่ละชนิดจะขึ้นอยู่กับ การทับถม การจัดเรียงตัว สะสมตัวของตะกอนของหินชนิดนั้นๆ หรือกล่าวอีกอย่างหนึ่งว่า “การคัดขนาดของตะกอน” ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งที่ส่งผลต่อค่าความพรุนของชั้นหิน หินที่มีการคัดขนาดของเม็ดตะกอนที่ดีก็จะทำให้มีความพรุนดี (มีความพรุนมาก) หินที่มีการคัดขนาดของเม็ดตะกอนที่ไม่ดีก็จะส่งผลทำให้มีความพรุนไม่ดี (ความพรุนน้อย) ตามแต่ละชนิดหิน อีกปัจจัยหนึ่งที่ส่งผลต่อความพรุนก็คือ การเชื่อมประสานระหว่างเม็ดตะกอนโดยการเชื่อมประสานนั้น อาจจะขึ้นอยู่กับแร่ธาตุที่ละลายมาแทรกสะสมตัวในชั้น หรือตะกอนที่มีขนาดเล็กมากๆ เข้ามาแทรกระหว่างเม็ดตะกอนขนาดใหญ่ จึงส่งผลทำให้ค่าความพรุนของหินชนิดนั้นๆ มีค่าความพรุนลดลง ในงานวิจัยชิ้นนี้จะกล่าวถึงหินทรายที่อยู่ในชั้นหินชุดโคราชทำการวัดความพรุนโดยใช้เครื่องวัดความพรุน (Porosity measurement) จากห้องปฏิบัติการสาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียมและเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (รูปตัวอย่างเครื่องวัด)



แท่งหินตัวอย่างที่ใช้ทดสอบ (1.5 x 2 นิ้ว)

รูปที่ 4.9 เครื่องวัดความพรุนและแท่งตัวอย่าง

1. นำหินตัวอย่างใส่ไปในกระบอกตวงรูป
2. ทำการเปิดแก๊สฮีเลียมอัดเข้าไปภายในหิน
3. ทำการจดวัดค่าความดันจากเครื่องวัด
4. นำค่าความดันของแก๊สที่ได้คำนวณหา
ค่าความพรุน

ตารางที่ 4.2 ตัวอย่างการคำนวณหาค่าความพรุน

Porosity LAB				1.5 "	1"			SAMPLE			Date	18/11/16
	Billet	1	10.18	4.63	Cm ³			Name	ST14-2		Temp	27
	Billet	2	10.2	4.59	Cm ³			Diameter	3.85	cm.		
	Billet	3	20.39	9.22	Cm ³			Length	5.15	cm.		
	Billet	4	40.74	18.49	Cm ³			Weight	160.6026	g		
Reference volume Chameber												
Pof		100.08	psig	Reference Vol.	RV	12.384	Cm ³	Vbil_1/((Pob/pb)-(Pof/Pf))				
Pf		70.3	psig									
Vbil_1 Remove				Grain Vol.	GV	59.715	Cm ³	Vbil_2+((Pof/Pf)*RV)-((Pos/Ps)*RV)				
				Bulk Vol.	BV	59.900	Cm ³	(Diameter/2) ² *Length*PI()				
Reference volume for Vbil				Pore Vol.	PV	0.185	Cm ³	BV-GV				
Pob		100.07	psig	Porosity	Phi	0.309	%	PV/BV*100				
Pb		44.53	psig									
Volume for sample - Grain vol.				Bulk Density	Rho1	2.681	g/cc	Weigth/BV				
				Grain Density	Rho2	2.689	g/cc	Weigth/GV				
Vbil_2 (left out)				Pof/Pf	1.423613	To check						
				Pob/Pb	2.247249	Factor A	1.139	[(Pos/Ps)-(Pof/Pf)]/[(Pob/Pb)-(Pof/Pf)]				
Pos		100.08	psig	Pos/Ps	2.361491	Grain Vol.	GV.	59.715	cm ³	Vbil_2-{Vbil_1*Factor A}		
Ps		42.38	psig									

หลักการคำนวณหาค่าความพรุนสามารถคำนวณได้ตามสูตรเบื้องต้นดังต่อไปนี้

ปริมาณช่องว่าง = ปริมาตรของหินทั้งหมด - ปริมาตรของเนื้อหิน

$$\text{เปอร์เซ็นต์ความพรุนของหิน} = \frac{\text{ปริมาตรช่องว่างในหิน}}{\text{ปริมาตรของหินทั้งหมด}} \times 100$$

ตารางที่ 4.3 ความพรุนของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมดมีดังนี้

No.	Ex.	ld. cm	Length cm	Weight g.	Grain Vol. cm ³	Bulk Vol. cm ³	Pore Vol. cm ³	Grain Density g/cc	Bulk Density g/cc	Porosity %
1	PW1	3.74	5.24	133.55	50.12	57.54	7.42	2.66	2.32	12.89
2	PW2	3.75	5.15	127.65	47.51	56.85	9.34	2.68	2.45	16.43
3	PW3	3.73	5.16	130.26	47.56	56.36	8.80	2.74	2.31	15.62
4	PW4	3.74	5.13	129.15	49.10	56.33	7.23	2.63	2.29	12.83
5	PW1(1)	3.70	5.13	128.59	48.63	55.13	6.44	2.64	2.33	11.67
6	PW1(2)	3.70	5.09	126.58	47.95	54.70	6.75	2.64	2.31	12.33
7	PW1(3)	3.70	5.16	127.63	48.25	55.45	7.21	2.62	2.28	12.99
8	PW1(4)	3.70	5.20	128.77	48.70	55.88	7.18	2.64	2.30	12.86
9	PW1(5)	3.70	5.00	124.85	47.02	53.73	6.71	2.66	2.32	12.49
10	PW1(6)	3.70	5.27	131.54	49.70	56.63	6.93	2.65	2.32	12.24
11	PW1(7)	3.70	5.20	130.16	49.15	55.88	6.74	2.65	2.23	12.05
12	PW1(8)	3.70	5.20	124.88	47.07	55.88	8.81	2.65	2.23	15.77
13	PW2 (1)	3.70	5.06	124.30	47.43	54.38	6.94	2.62	2.29	12.77
14	PW2(2)	3.70	4.97	123.32	46.94	53.41	6.47	2.63	2.31	12.12
15	PW2(3)	3.70	5.12	128.95	49.16	55.02	5.87	2.62	2.34	10.66
16	PW2(4)	3.70	5.06	126.18	48.08	54.38	6.30	2.62	2.32	11.59
17	PW2(5)	3.70	5.01	125.19	47.64	53.84	6.20	2.63	2.33	11.52
18	PW2(6)	3.70	5.20	130.89	49.86	55.88	6.02	2.63	2.34	10.78
19	PW2(7)	3.70	5.00	122.62	47.17	53.41	5.24	2.63	2.32	11.68
20	PW2(8)	3.70	4.97	123.83	49.86	55.88	6.02	2.63	2.34	10.78

ตารางที่ 4.3 ความพรุนของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมด (ต่อ)

No.	ID	Ex. cm	Length cm	Weight g.	Grain Vol. cm ³	Bulk Vol. cm ³	Pore Vol. cm ³	Grain Density g/cc	Bulk Density g/cc	Porosity %
21	PK1(1)	3.70	4.90	132.53	50.18	52.66	2.48	2.64	2.51	4.71
22	PK1(2)	3.70	5.00	135.50	51.28	53.73	2.45	2.64	2.52	4.56
23	PK1(3)	3.70	5.17	140.05	53.14	55.56	2.52	2.64	2.52	4.36
24	PK1(4)	3.70	5.16	136.90	53.14	55.45	2.31	2.58	2.47	4.18
25	PK1(5)	3.70	5.17	139.76	51.80	55.56	3.76	2.70	2.52	6.77
26	PK1(6)	3.70	5.20	141.47	53.63	55.88	2.25	2.64	2.53	4.02
27	PK2(1)	3.70	5.30	144.50	53.63	56.96	2.32	2.69	2.54	5.84
28	PK2(2)	3.70	5.25	143.60	53.58	56.42	2.84	2.56	2.68	5.03
29	PK2(3)	3.70	5.27	143.39	54.31	56.63	2.32	2.64	2.53	4.09
30	PK2(4)	3.70	5.30	144.90	54.43	56.96	2.53	2.66	2.54	4.43
31	PK2(5)	3.70	5.33	145.20	54.29	57.28	2.99	2.67	2.53	5.22
32	PP1	3.73	5.13	134.07	49.67	56.03	6.36	2.70	2.39	11.35
33	PP2	3.78	5.22	134.67	50.93	58.55	7.62	2.30	2.64	13.01
34	PP3	3.74	5.22	134.71	50.89	57.32	6.42	2.35	2.65	11.21
35	PP4	3.80	5.23	131.21	50.68	59.28	8.60	2.59	2.21	14.51
36	KK1	3.74	5.24	133.55	49.41	57.54	8.13	2.70	2.32	14.13
37	KK2	3.75	5.15	127.65	58.27	56.58	8.58	2.64	2.25	15.10
38	KK3	3.73	5.16	130.26	49.29	56.36	7.06	2.64	2.31	12.53
39	KK4	3.74	5.13	129.15	48.76	56.33	7.57	2.65	2.29	13.44

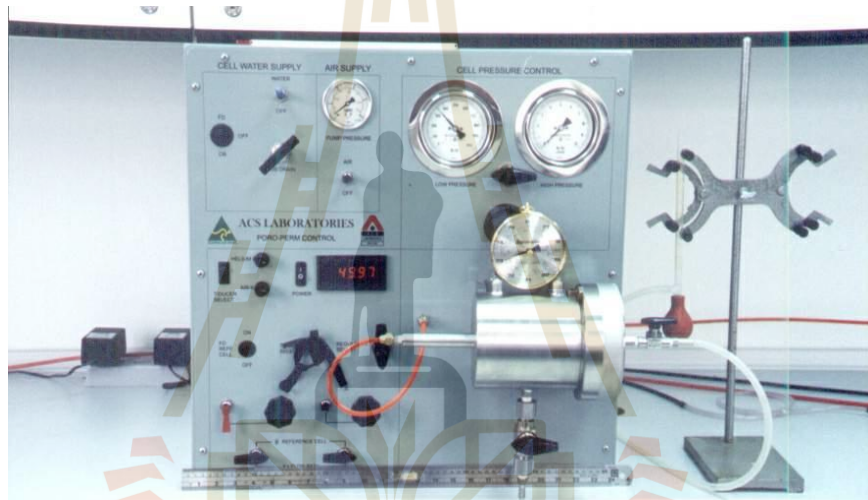
จากการวัดค่าความพรุนของตัวอย่างหินทั้งหมดสามารถสรุปผลได้ดังนี้

ชั้นหินโคกกรวด (KK) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 13.8%, ชั้นหินภูพาน (PP) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 12.52%, ชั้นหินพระวิหาร (PW) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 12.6% และชั้นหินภูกระดึง (PK) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 4.84%

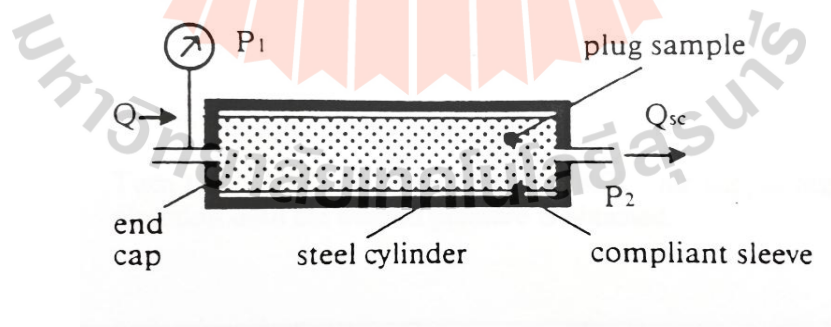
3. การวัดค่าความซึมผ่านของชั้นหิน

ความซึมผ่านของหิน หมายถึง ความสามารถของชั้นหินที่ยอมให้ของไหลที่สะสมตัวอยู่ในชั้นหินไหลผ่านไปได้ภายใต้ความกดดันของชั้นหิน หรืออีกนัยหนึ่งก็คือช่องว่างที่เชื่อมต่อกันภายในชั้นหิน ค่าความซึมผ่านได้ของชั้นหินจะบ่งบอกถึงความสามารถที่จะทำให้อ่างเก็บน้ำที่ขุดในชั้นหินไหลผ่านไปได้มากหรือน้อย ซึ่งก็ขึ้นอยู่กับขนาด การจัดเรียงตัวของเม็ดตะกอนที่มาสะสมตัว และรอยแตกภายในที่เกิดขึ้นในชั้นหิน

ทำการวัดค่าความซึมผ่านได้โดยใช้เครื่องวัด (Hydrostatic pressure cell) จากห้องปฏิบัติการสาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียมและเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี (รูปตัวอย่างเครื่องวัด)



รูปที่ 4.10 เครื่องวัดค่าความซึมผ่าน



รูปที่ 4.11 หลักการวัดค่าความซึมผ่าน

วิธีการวัดค่าความซึมผ่าน

1. นำแท่งหินตัวอย่างใส่ไปในกระบอกแล้วนำเข้า Pressure cell
2. เปิดน้ำให้เข้าไปภายใน Pressure cell ให้เต็ม

3. ทำการอัดความดันให้กับหินตัวอย่างโดยเป็นการจำลองสภาวะ Over burden ของชั้นหินที่อยู่ใต้ดิน
4. เปิดให้แก๊สไนโตรเจนไหลผ่านเข้าไปในกระบอก (P1) ที่มีหินตัวอย่างอยู่ดังรูป (หลักการวัดค่าความซึมผ่าน)
5. ทำการวัดค่าปริมาตรของแก๊สไนโตรเจนที่ไหลออกอีกด้านหนึ่งของ Pressure cell โดยใช้เวลาในการกำหนดปริมาตรของแก๊สที่ไหลออกมา

สมการที่ใช้คำนวณหาค่าซึมผ่านเบื้องต้น

$$k = \frac{2000(BP)\mu qL}{(P_1^2 - P_2^2)A}$$

k = ค่าความซึมผ่าน (md)

BP = ความดันบรรยากาศ (atm)

μ = ความหนืดของแก๊ส (cp)

q = อัตราการไหลผ่าน (cm^3/s)

L = ความยาวของตัวอย่างหิน (cm)

P_1 = ความดันต้นทาง (atm)

P_2 = ความดันปลายทาง (atm)

A = พื้นที่หน้าตัดของหินตัวอย่าง (cm^2)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 4.4 ตัวอย่างตารางคำนวณหาค่าความซึมผ่าน

						Barometric Pressure				
Date	9/3/2016		Pc	Overburden Pressure		1 atm	14.7	psi		
Sample			P1	Upstream Pressure		1 psi	0.0680272	psi		
Name	PK2(5)		Pb	Barometric Pressure		1 atm	760	torr		
Length	5.33	cm	V	Volume of gas		1 atm	1013.25	hPa		
Diameter	3.70	cm	Q	Flowrate		1 hPa	0.0009869	atm		
Cylinder cross sec area (A)	10.74665	cm ²	k	Permeability						
			T	Temperature (°C)						
			n(N2)	dyn Viscosity (N2)		=	(-8*10 ⁻⁷ *T ²)+(8*10 ⁻⁵ *T)+.0158 with T in °C			
K_Gas (md)	= 0.9716*[2000*Pb (atm)*n (cP)*Q (Cm ³ /sec)*L (cm)]/ {[P1 (atm)+Pb (atm)] ² -(Pb (atm)) ²]*A (cm ²)}									
Pc	P1	P1	Pb	Pb	T	Viscosity n	V	Time	Q	K_gas
psi	psi	atm	hPa	atm	°C	cP	cm ³	sec	cm ³ /sec	md
650	40.00	2.7211	-	1	27	0.0174	1	13.18	0.0759	0.0947
630	30.04	2.0435	-	1	27	0.0174	1	17.88	0.0559	0.1085
625	20.03	1.3626	-	1	27	0.0174	1	29.75	0.0336	0.1176
620	10.03	0.6823	-	1	27	0.0174	1	56.47	0.0177	0.1551

ตารางที่ 4.5 ค่าความซึมผ่านของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมด

No.	Examples	Id. cm	Length cm	Weight g.	Permeability md
1	PW1	3.74	5.24	133.551	18.80
2	PW2	3.75	5.15	127.654	222.78
3	PW3	3.73	5.16	130.264	245.93
4	PW4	3.74	5.13	129.148	27.51
5	PW1(1)	3.70	5.13	128.590	2.60
6	PW1(2)	3.70	5.09	126.576	3.09
7	PW1(3)	3.70	5.16	127.627	2.75
8	PW1(4)	3.70	5.20	128.765	2.45
9	PW1(5)	3.70	5.00	124.851	12.49
10	PW1(6)	3.70	5.27	131.536	12.25
11	PW1(7)	3.70	5.20	130.157	12.05
12	PW1(8)	3.70	5.20	124.878	15.77
13	PW2 (1)	3.70	5.06	124.302	6.16
14	PW2 (2)	3.70	4.97	123.315	4.92
15	PW2 (3)	3.70	5.12	128.953	1.29
16	PW2 (4)	3.70	5.06	126.181	3.37
17	PW2 (5)	3.70	5.01	125.193	2.37
18	PW2 (6)	3.70	5.20	130.886	1.66
19	PW2 (7)	3.70	5.00	122.622	8.23
20	PW2 (8)	3.70	4.97	123.827	3.76
21	PK1 (1)	3.70	4.90	132.53	-
22	PK1 (2)	3.70	5.00	135.50	-
23	PK1 (3)	3.70	5.17	140.05	-
24	PK1 (4)	3.70	5.16	136.90	-
25	PK1 (5)	3.70	5.17	139.76	-
26	PK1 (6)	3.70	5.20	141.47	-
27	PK2 (1)	3.70	5.30	144.50	-
28	PK2 (2)	3.70	5.25	143.60	-
29	PK2 (3)	3.70	5.27	143.39	-
30	PK2 (4)	3.70	5.30	144.90	-
31	PK2 (5)	3.70	5.33	145.20	-
32	PP1	3.73	5.13	134.067	1.55
33	PP2	3.78	5.22	134.666	0.98
34	PP3	3.74	5.22	134.706	0.91
35	PP4	3.80	5.23	131.214	1.34
36	KK1	3.74	5.24	133.551	0.51
37	KK2	3.75	5.15	127.654	0.56
38	KK3	3.73	5.16	130.264	0.56
39	KK4	3.74	5.13	129.148	0.55

จากการวัดค่าความซึมผ่านของตัวอย่างหินทั้งหมดสามารถสรุปผลได้ดังนี้

ชั้นหินโคลกรวด (KK) มีค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 0.55 md, ชั้นหินภูพาน (PP) มีค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 1.20 md, ชั้นหินพระวิหาร (PW) มีค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 7.86 md และชั้นหินภูกระดึง (PK) ไม่สามารถวัดหาค่าความซึมผ่านได้ เนื่องจากชั้นหินภูกระดึงเป็นหินทรายที่มีขนาดเม็ดเกรนเล็กมากๆ จึงทำให้แก๊สที่อัดเข้าไปไหลผ่านได้น้อยมากๆ หรืออาจจะไม่สามารถไหลผ่านได้ และอีกอย่างหนึ่งก็คือความสามารถของเครื่องมือที่ใช้วัดไม่สามารถวัดได้

4. การวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุมเจาะ (Side Wall Cores)

โครงสร้างบริเวณนี้มีหินกักเก็บที่เป็นเป้าหมายหลัก คือ หินทรายปนคาร์บอนีเฟอรัส เมียน เป็นหินปูนและโดโลไมท์ (Limestone and dolomite) โดยการวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุมเจาะ SUT(สมมุติ) มีค่าความพรุน (porosity) 0.1-5.23% ค่าความซึมผ่าน (permeability) ได้ 0.001-0.03 mD ข้อมูลจากหลุมเจาะอื่นๆและหินโพลี ค่าความพรุนเฉลี่ย (average matrix porosity) 4% และเมื่อพบก๊าซธรรมชาติแล้วก็จะทำหินแตกด้วยกรด (Acid Fracturing) จะทำให้ผลิตก๊าซได้ดียิ่งขึ้น เช่นที่แหล่งก๊าซน้ำพองที่ความลึก 3,115-3,123 เมตร ทดสอบอัตราการไหลของก๊าซได้ 27.6 ล้าน ลบ. ฟุตต่อวัน (MMSCF/Day) แสดงว่าหินคาร์บอนีเฟอรัสเมียนจะเป็นหินกักเก็บที่ดี

หินกักเก็บเป้าหมายที่ 2 ประกอบไปด้วยหินทรายยุคคาร์บอนีเฟอรัส (Carboniferous sandstone) ผลการวิเคราะห์หินตัวอย่าง SUT(สมมุติ) มีค่าความพรุน 8.3% ค่าความซึมผ่านได้ 4.15 มิลลิดาซี (mD) และหินทรายหลังยุคไตรแอสซิก (Post-Triassic reservoir) ประกอบไปด้วยหินทรายหมวดหินน้ำพอง มีค่าความพรุนเฉลี่ย 6% (จากการวิเคราะห์จากหลุมเจาะและหินโพลีต่าง)

ตารางที่ 4.6 ผลการวิเคราะห์ค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ของตัวอย่างหิน

(After Trisarn, K 2015)

Table 4.6.1: Sand Stone POROSITY and PERMEABILITY MEASUREMENT SUMMARY									
Client : KK.					Date : 3/4/2015				
Well : SUT-1					File : KK work sheet				
					Analysts : Assoc. Professor Kriangkrai Trisarn				
DIMENSION									
Core No.	Depth (metre)	Diameter (cm.)	Length (cm.)	Weight (gm)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)	Permeability		Lithology
							ambient (md)	Overburden (md)	
1	1049	2.50	3.74	44.69	5.9879	2.5885	0.4874	0.3049	Sand Stone
3	1260	2.50	4.39	54.12	3.9686	2.6118	0.5636	0.0997	Sand Stone
6	1960	2.50	4.47	54.91	0.6289	2.5173	0.0067	0.0000	Sand Stone
10	2885	2.33	4.67	49.20	5.5427	2.6069	0.1563	0.0017	Sand Stone
12	3263	2.31	4.49	45.81	5.6676	2.5750	0.0648	0.0097	Sand Stone
13	3372	2.32	3.81	39.96	6.1476	2.6334	0.1157	0.0069	Sand Stone
Average					4.6572	2.5888	0.2324	0.07047	

ตารางที่ 4.6 ผลการวิเคราะห์ค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ของตัวอย่างหิน

(After Trisarn, K 2015) (ต่อ)

Table 4.6.2: Carbonate POROSITY and PERMEABILITY MEASUREMENT SUMMARY									
Client : KK					Date :3/4/2015				
Well : SUT-1					File : KK work sheet				
Analysts : Assoc. Professor Kriangkrai Trisarn									
DIMENSION									
Core No.	Depth (metre)	Diameter (cm.)	Length (cm.)	Weight (gm)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)	Permeability ambient (md)	Overburden (md)	Lithology
14	3464	2.32	4.10	45.42	2.5503	2.6790	0.00932	0	Limestone
15	3552	2.32	3.92	43.92	1.9682	2.6948	0.01022	0.000313	Limestone
16	3676	2.34	2.74	30.25	4.6929	2.6899	0.03164	0.000405	Limestone
17	3770	2.32	4.46	52.20	1.0906	2.7857	0.00144	0.000568	Dolomite
18	3860	2.32	4.73	51.53	4.9717	2.7015	0.00381	0	Dolomite
Average					3.0548	2.7102	0.01129	0.00026	

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทที่ 5

วิธีการจัดการประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม

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

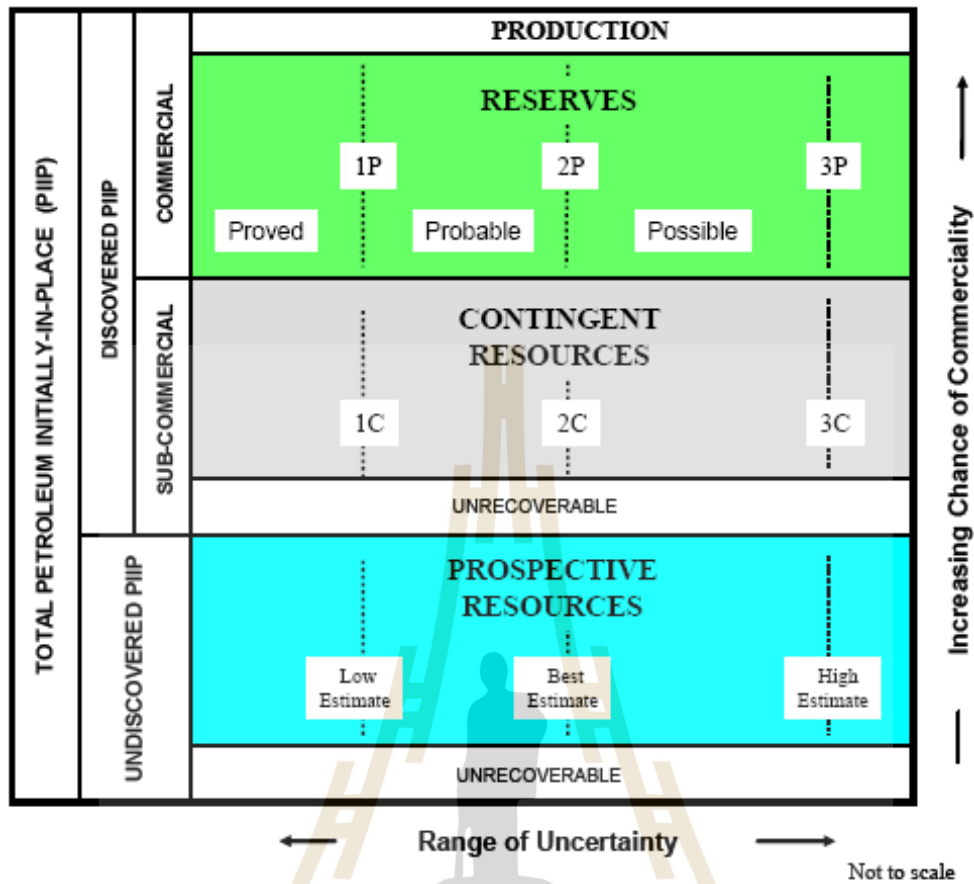
1. พื้นฐานที่สำคัญและคำจำกัดความ (Basic Principles and Definitions)

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมได้รวมถึงปริมาตรและค่าต่างๆ ซึ่งมีระดับความไม่แน่นอนอยู่ด้วย ปริมาณเหล่านี้ได้เชื่อมโยงกับโครงการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในหลายขั้นตอนของการออกแบบและทำการพัฒนาให้สำเร็จ การใช้ระบบจำแนกทรัพยากรที่สอดคล้องกันจะช่วยทำให้การเปรียบเทียบระหว่างโครงการ กลุ่มโครงการ และหลักทรัพย์ของบริษัทที่ขึ้นอยู่กับคาดการณ์ การค้นพบและการผลิตปิโตรเลียมให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ ระบบนี้จะต้องพิจารณาทั้งตัวประกอบด้านเทคนิคและเชิงพาณิชย์ซึ่งจะกระทบกับความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ อายุ และกระแสเงินที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

โครงสร้างการจำแนกทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resources Classification Framework)

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

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



รูปที่ 5.1 โครงสร้างระบบการจำแนกทรัพยากรตาม SPE/WPC/AAPG/SPEE โดยแสดงทรัพยากรหลักที่สามารถจะผลิตได้ในประเภทต่างๆ ประกอบไปด้วยปริมาณการผลิต (Production) ปริมาณสำรอง (Reserves) ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพิจารณาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) และทรัพยากรคาดคะเน (Prospective Resources) รวมทั้งปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้อีกด้วย

ลำดับของความไม่แน่นอน (Range of Uncertainty) ในแนวราบได้สะท้อนถึงลำดับปริมาณที่ประเมินศักยภาพที่สามารถผลิตได้จากแหล่งสะสมในแต่ละโครงการ ในขณะที่แกนแนวตั้งหมายถึง โอกาสสมรรถนะเชิงพาณิชย์ (Chance of Commerciality) ซึ่งหมายถึงโอกาสที่โครงการจะถูกพัฒนาและสามารถผลิตได้ในสภาพเชิงพาณิชย์

คำจำกัดความของส่วนแบ่งย่อยภายใต้ระบบการจำแนกทรัพยากรในรูปที่ 5.1 มีดังนี้ **ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มทั้งหมด (Total Petroleum Initially-in Place)** คือ ปริมาณของปิโตรเลียมที่ประเมินว่ามีอยู่แรกเริ่มโดยเกิดขึ้นตามธรรมชาติในแหล่งสะสม และได้รวมถึงปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมินในขณะนั้นว่ามีอยู่ในแหล่งสะสมที่ค้นพบแล้ว บวกกับปริมาณที่ประเมินในแหล่งที่ยังไม่มีการค้นพบ (เทียบเท่ากับปริมาณทรัพยากรทั้งหมด “Total resources”) ก่อนจะมีการผลิต

ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มในแหล่งที่ค้นพบแล้ว (Discovered of Total Petroleum Initially-In-Place) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมินในขณะนั้นในแหล่งที่ค้นพบแล้ว ก่อนที่จะมีการผลิต

ปริมาณผลิต (Production) คือ ปริมาณปิโตรเลียมผลิตสะสมจากแหล่งที่ค้นพบ ในขณะใดขณะหนึ่ง ในขณะที่ปริมาณทรัพยากรที่สามารถผลิตได้ คือปริมาณที่ประเมินและผลิตโดยวัดจากผลผลิตที่ขายได้ (Sales) วัตถุประสงค์ที่จะผลิตได้ (Sales plus non-sales) ก็มีการวัดและต้องการในการสนับสนุนการวิเคราะห์ทางวิศวกรรมเกี่ยวกับการผลิตออกมาจากแหล่งกักเก็บ

การพัฒนาในหลายโครงการอาจนำมาใช้สำหรับแหล่งสะสมที่ทราบแล้วแต่ละแหล่งและแต่ละโครงการอาจผลิตได้โดยประเมินเป็นส่วนหนึ่งของปริมาณทั้งหมดที่อยู่ในแหล่งนั้น โครงการต่างๆ เหล่านี้อาจแบ่งย่อยเป็นสมรรถนะเชิงพาณิชย์ กึ่งเชิงพาณิชย์ ซึ่งปริมาณที่สามารถจะผลิตได้สามารถแบ่งออกเป็นปริมาณสำรอง (Reserves) และปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่ว่าจะพัฒนาได้ (Contingent Resources) ดังคำอธิบายต่อไปนี้

ปริมาณสำรอง (Reserves) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ จากแหล่งสะสมหนึ่งๆ ที่พบแล้ว ณ วันที่กำหนดใดๆ ภายใต้เงื่อนไขที่กำหนด สภาวะเศรษฐกิจและวิธีการผลิตในปัจจุบันรวมถึงกฎระเบียบของรัฐ ปริมาณสำรอง อาจแบ่งออกได้ตามความสอดคล้องของความแน่นอนที่ประกอบในการประเมินหรืออาจบางที่แบ่งย่อยออกตามสภาวะที่สมบูรณ์ของโครงการและ/หรือลักษณะพิเศษเฉพาะโดยสภาพการณ์การพัฒนาและการผลิต

ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่ว่าจะพัฒนาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) คือ ปริมาณทรัพยากรที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใดๆ ว่ามีศักยภาพที่จะผลิตได้จากแหล่งสะสมหนึ่งๆ ที่พบแล้ว แต่ยังไม่สามารถพิจารณาว่าเป็นโครงการสมบูรณ์เพียงพอ สำหรับการพัฒนาเชิงพาณิชย์ เนื่องจากเหตุผลความไม่แน่นอนอย่างใดอย่างหนึ่งหรือมากกว่านั้น ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่ว่าจะพัฒนาได้ อาจรวมถึงโครงการที่ยังขาดตลาดไม่ได้ หรือการผลิตเชิงพาณิชย์ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการพัฒนา หรือการวิเคราะห์การปริมาณแหล่งสะสมยังไม่เพียงพอต่อการกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ได้อย่างชัดเจน ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องอาจแบ่ง ออกตามภาวะระดับของความแน่นอนที่ประกอบในการประเมินหรืออาจแบ่งย่อยตามภาวะสมบูรณ์ของโครงการ และ/หรือลักษณะพิเศษเฉพาะตามสภาวะเศรษฐกิจของน้ำมัน

ปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มในแหล่งที่ยังไม่มีการค้นพบ (Undiscovered of Total Petroleum Initially-In-Place) คือ ปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใดๆ ว่ามีอยู่ในแหล่งสะสมที่ยังไม่ถูกค้นพบประกอบไปด้วย

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

ความเป็นไปได้ที่จะพัฒนา ทรัพยากรคาดคะเนยังแบ่งย่อยออกตามระดับความแน่นอนที่ประกอบการประเมินปริมาณที่จะผลิตได้ตามข้อสมมติการค้นพบและการพัฒนาและอาจแบ่งย่อยตามความสมบูรณ์ของโครงการ

ปริมาณปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้ (Unrecoverable) เป็นส่วนหนึ่งของปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มทั้งในแหล่งที่ค้นพบแล้ว และยังไม่มีการค้นพบ ซึ่งประเมินไว้ ณ วันที่กำหนดใดๆ ที่ไม่สามารถผลิตได้ โดยโครงการในอนาคตใดๆ ตามเทคโนโลยี และสถานะของปัจจุบัน แต่ปริมาณส่วนนี้อาจกลายเป็นปริมาณที่สามารถผลิตได้ในอนาคต ถ้าสถานะเศรษฐกิจและเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสมเกิดขึ้น ส่วนที่เหลือบางส่วนอาจไม่สามารถผลิตในอนาคตได้เลย เพราะข้อจำกัดทางเคมี/กายภาพ ที่ปรากฏอยู่ใต้พื้นผิวที่สัมพันธ์กันระหว่างของไหลและหินกักเก็บ

ปริมาณการผลิตได้สูงสุด (Estimated Ultimate Recovery (EUR)) ไม่ใช่ปริมาณที่ใช้จำแนกทรัพยากร แต่เป็นค่าที่อาจใช้กับแหล่งสะสมใดๆ หรือกลุ่มแหล่งสะสมใดๆ (ทั้งที่ค้นพบและยังไม่ได้ค้นพบ) ที่บอกถึงปริมาณปิโตรเลียมที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใดๆ ว่ามีศักยภาพผลิตได้มากที่สุดเท่าไรภายใต้เงื่อนไขสถานะเศรษฐกิจและด้านเทคนิคบวกปริมาณการผลิตรวมที่ได้ผลิตไปแล้ว (ทรัพยากรที่ผลิตได้ทั้งหมด)

2. นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserve Definitions)

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

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

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

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

2.1 ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves; P1)

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

1) **ปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้ว (Proved Developed)** เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากหลุมปิโตรเลียม รวมถึงปริมาณสำรองที่อยู่หลังท่อกรู (Behind-Pipe) ภายในหลุมนั้น ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้วิธีการเพิ่มกำลังผลิตที่ติดตั้งอุปกรณ์จำเป็นแล้ว หรือหากยังไม่ติดตั้งอุปกรณ์ก็ต้องมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการดังกล่าว ปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้ว แบ่งย่อยได้เป็น

- ปริมาณสำรองที่พัฒนาแล้วและกำลังผลิต (Proved Developed Producing) เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากชั้นที่เปิดผลิตและกำลังผลิตอยู่ และรวมถึงปริมาณสำรองที่ได้จากเทคนิคการเพิ่มกำลังผลิตที่ดำเนินการแล้ว

- ปริมาณสำรองที่พัฒนาแล้วแต่ยังไม่ผลิต (Proved Developed Non-Producing) แบ่งได้เป็น

1) ปริมาณสำรองที่หยุดผลิต (Shut-In) คือ ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากเงื่อนไขการผลิตดังต่อไปนี้

- 1.1) ชั้นที่เตรียมการผลิตแล้วแต่ยังไม่เริ่มผลิต ณ วันประเมินปริมาณสำรอง
- 1.2) หลุมที่หยุดผลิตเพราะสภาวะการณ์ตลาดหรือรอการเชื่อมต่อส่งปิโตรเลียม
- 1.3) หลุมที่มีปัญหาการผลิต (Mechanical Problems)

2) ปริมาณสำรองหลังท่อกรู (Behind-Pipe) คือ ปริมาณสำรองที่คาดว่าจะผลิตได้จากหลุมที่มีอยู่ แต่ต้องเตรียมการผลิต (Completion) เพิ่มเติมก่อนเริ่มผลิต

2) ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วแต่รอการพัฒนา (Proved Undeveloped) เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะนำขึ้นมาได้จากหลุมปิโตรเลียม ที่มีเงื่อนไขดังนี้

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

เงื่อนไขการกำหนดว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ค้นพบเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วให้เป็นอย่างต่อไป

1. วิธีการคำนวณปริมาณสำรอง กรณีใช้วิธีการคำนวณแบบ Deterministic Method จะต้องมีการซื้อ มูลด้านธรณีวิทยา วิศวกรรม และเศรษฐศาสตร์ที่ให้ความมั่นใจว่าจะนำปิโตรเลียมขึ้นมาใช้ได้ และในกรณีที่ใช้วิธีการคำนวณแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) จะต้องมีความน่าจะเป็นอย่างน้อยร้อยละ 90 ว่าสามารถผลิตได้มากกว่าหรือเท่ากับปริมาณที่คำนวณได้

2. เงื่อนไขทางเศรษฐกิจในปัจจุบันที่ใช้เป็นสมมติฐานในรายงานปริมาณสำรอง หมายรวมถึงราคาปิโตรเลียม และค่าใช้จ่ายจากอดีตถึงปัจจุบัน โดยอาจจะใช้ค่าเฉลี่ยในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสม สำหรับการประเมินปริมาณสำรอง ข้อกำหนดในสัญญาที่เกี่ยวข้อง วิธีการคำนวณราคา และประเมินค่าใช้จ่ายของผู้รายงานปริมาณสำรอง ตลอดจนกฎระเบียบของรัฐ

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

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

การกำหนดพื้นที่ที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว มีเงื่อนไขดังนี้

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

2) ส่วนของชั้นหินกักเก็บที่ยังไม่ได้ขุดเจาะ แต่มีข้อพิสูจน์ได้ว่าสามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ภายใต้ข้อมูลทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมที่แสดงถึงความต่อเนื่องของชั้นหินจากบริเวณที่มีหลุมเจาะหรือ

3) ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลของแนวสัมผัสระหว่างไฮโดรคาร์บอนและของไหลชนิดอื่นภายในแหล่งกักเก็บ ให้ถือเอาระดับลึกสุดที่พบไฮโดรคาร์บอนเป็นพื้นที่ที่ใช้กำหนดในการประเมินปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว ยกเว้นว่ามีข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรม หรือข้อมูลการผลิตที่พิสูจน์ได้ว่าเป็นอย่างอื่นหรือ

4) ชั้นกักเก็บที่มีรอยเลื่อนมาคั่นไว้ แต่มีโครงสร้างทางธรณีวิทยาและ/หรือการเรียงลำดับของชั้นหิน รวมทั้งข้อมูลทางวิศวกรรมที่คล้ายกับชั้นกักเก็บปิโตรเลียมที่ผลิตได้แล้วจากหลุมผลิตจำนวนหลายหลุมที่ทำให้เชื่อถือได้

นอกจากนี้ การจะกำหนดว่าพื้นที่ดังกล่าวมีปริมาณสำรองพิสูจน์และพัฒนาแล้ว (Proved Developed) จะต้องมีอุปกรณ์การผลิตและขนส่งอยู่ในสภาพพร้อมปฏิบัติงานหรือมีความชัดเจนว่าจะติดตั้งอุปกรณ์การผลิตและขนส่ง

การกำหนดพื้นที่บริเวณใดว่ามีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วแต่รอการพัฒนา (Proved Undeveloped) นั้น ต้องเป็นพื้นที่ที่มีความแน่นอนสูงว่าจะได้รับการพัฒนา โดยมีเงื่อนไขดังนี้

1) พื้นที่ที่มีระยะห่างไม่เกินสองเท่าของรัศมีพื้นที่ระบายปิโตรเลียมของหลุม (Direct Offset) ที่สามารถผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ในแหล่งกักเก็บนั้น หรือ

2) พื้นที่ที่มีความมั่นใจ (Reasonable Certainty) ว่าอยู่ภายในขอบเขตที่สามารถพิสูจน์ได้ว่าเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วของแหล่งกักเก็บนั้น หรือ

3) พื้นที่ระบายปิโตรเลียมของหลุมเจาะตามที่กฎหมายกำหนด หรือ

4) พื้นที่อื่นๆ ที่การแปลผลทางธรณีวิทยาและข้อมูลทางวิศวกรรมจากหลุมเจาะ แสดงด้วยความน่าจะเป็นสูง (Reasonable Certainty) ว่าแหล่งกักเก็บนั้นมีความต่อเนื่องและมีปริมาณเพียงพอในเชิงพาณิชย์ต่อเนื่องเกินจาก Direct Offset กับหลุมที่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์หรือสามารถพิสูจน์ว่าผลิตได้ในเชิงพาณิชย์ โดยการเทียบเคียงข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมจากแหล่ง กักเก็บที่มีลักษณะทางธรณีวิทยาคล้ายคลึงกัน และมีการผลิตแล้ว โดยมีหลุมผลิตจำนวนมากที่ทำให้เชื่อถือได้

ปริมาณสำรองที่ผลิตได้โดยเทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) ชนิดต่างๆ เช่น การอัดน้ำไปไล่ปิโตรเลียม (Water Flooding) สามารถกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้ถ้า

1) ประสบความสำเร็จจากโครงการนำร่องของแหล่ง หรือโครงการอื่นที่ดำเนินการในชั้นหินกักเก็บที่มีลักษณะเทียบเคียงกันได้ (Analogous) ซึ่งมีคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บและของไหล คล้าย/

ใกล้เคียงกับโครงการดังกล่าว และได้พิสูจน์ให้เห็นถึงผลตอบแทนที่ดี

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

2.2 ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves)

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

ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์อาจประเมินได้จากการคาดการณ์สภาวะเศรษฐกิจที่เปลี่ยนแปลงไปในอนาคต โดยมีสมมติฐานของการพัฒนาเทคโนโลยีหรือมีสภาวะเศรษฐกิจดีขึ้น

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

เงื่อนไขการกำหนดว่าเป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบมีดังนี้

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

2) ปริมาณสำรองในชั้นหินกักเก็บที่คาดว่าจะผลิตได้โดยอาศัยเพียงข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ แต่มีข้อมูลตัวอย่างแท่งหินหรือการทดสอบอัตราการผลิตไม่เพียงพอ และไม่สามารถเทียบเคียงได้กับแหล่งกักเก็บที่มีการผลิต หรือแหล่งที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

3) ปริมาณสำรองที่เพิ่มจากการเจาะหลุมเพิ่ม (Infill Drilling) ซึ่งมีระยะห่างจากหลุมผลิตเดิมเกินกว่าจะสามารถกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้

4) ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้เทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) ที่พิสูจน์แล้วว่าได้ผลในเชิงพาณิชย์เมื่อ

4.1) มีแผนจะทำโครงการเพิ่มกำลังผลิต หรือทำเป็นโครงการนำร่อง แต่ยังไม่ดำเนินการ

4.2) คุณสมบัติของหิน ของไหล และแหล่งกักเก็บ เอื้อต่อการใช้เทคนิคเพิ่มกำลังผลิตในเชิงพาณิชย์

5) ปริมาณสำรองที่อยู่ในโครงสร้างที่แยกจากบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วด้วยรอยเลื่อน และการประมวลผลด้านธรณีวิทยาบ่งชี้ว่าโครงสร้างดังกล่าวอยู่สูงกว่าบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

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

7) ปริมาณสำรองที่เพิ่มขึ้นจากปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วของแหล่งกักเก็บ โดยวิธีการแปลผลข้อมูลการผลิต (Performance) และข้อมูลเชิงปริมาตร (Volumetric) ที่แตกต่างจากเดิม

8) ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลแนวสัมผัส ระหว่างไฮโดรคาร์บอนและของไหลชนิดอื่นภายในแหล่งกักเก็บ ให้ถือเอาปริมาณสำรองที่อยู่ระหว่างระดับลึกสุดที่พบไฮโดรคาร์บอนกับระดับที่คาดว่าจะเป็นแนวสัมผัสระหว่างไฮโดรคาร์บอน และของไหลชนิดอื่น ใช้กำหนดในการประเมินปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ

2) ปริมาณสำรองที่น่าจะพบ (Probable Reserves; P3) คือ ปริมาณสำรองที่ยังไม่ได้พิสูจน์ แต่มีความเป็นไปได้ว่าจะสามารถผลิตได้ จากการวิเคราะห์ข้อมูลธรณีวิทยา และวิศวกรรม ซึ่งถ้าใช้วิธีการคำนวณแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) จะต้องมีควมน่าจะเป็นไม่น้อยกว่าร้อยละ 10 ว่าจะได้ผลผลิตรวมมากกว่าหรือเท่ากับปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วรวมกับปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ ($P_{10} \geq P_1 + P_2 + P_3$)

เงื่อนไขการกำหนดว่าเป็นปริมาณสำรองที่น่าจะพบ มีดังนี้

1) ปริมาณสำรองที่อาจมีได้จากการแปลผลข้อมูลธรณีวิทยา และวิศวกรรม นอกเหนือไปจากพื้นที่ที่จำแนกเป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ

2) ปริมาณสำรองในชั้นหินกักเก็บที่อาจจะเป็นชั้นปิโตรเลียม (Petroleum Bearing) จากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและข้อมูลตัวอย่างแท่งหิน แต่ไม่สามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ภายใต้เงื่อนไขปัจจุบัน

3) ปริมาณสำรองที่เพิ่มจากการเจาะหลุมเพิ่ม (Infill Drilling) ซึ่งมีความไม่แน่นอนว่าจะเป็นไปได้ทางเทคนิค

4) ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้เทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) เมื่อ

4.1) มีแผนจะทำโครงการเพิ่มกำลังผลิต หรือทำเป็นโครงการนำร่อง แต่ยังไม่ดำเนินการ

4.2) คุณสมบัติของหิน ของไหล และแหล่งกักเก็บ ยังชี้ชัดไม่ได้ว่าโครงการมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

5) ปริมาณสำรองที่อยู่ในโครงสร้างที่แยกจากบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วด้วยรอยเลื่อน และการประมวลผลด้านธรณีวิทยาบ่งชี้ว่าโครงสร้างดังกล่าวอยู่ต่ำกว่าบริเวณที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

3. การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resource Assessment)

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมสามารถคำนวณได้หลายวิธี ซึ่งขึ้นอยู่กับข้อมูลและสภาพทางธรณีวิทยาของแอ่งกักเก็บปิโตรเลียม วิธีที่ใช้ในปัจจุบัน ได้แก่

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

3.1 การประเมินโดยความเห็นผู้เชี่ยวชาญ (Delphi Method)

Delphi เป็นวิธีการประเมินหรือคาดการณ์โดยใช้ความเห็นของกลุ่มผู้เชี่ยวชาญ ในเรื่องที่จะทำการประเมิน ซึ่งถูกพัฒนาขึ้นมาในปี 1948 (Woundenbery, 1991) การประเมินด้วยวิธีนี้มีพื้นฐานอยู่บนฐานข้อมูลในเรื่องที่จะศึกษาโดยแบ่งเป็นหลายขั้นตอน และต้องมีวิธีการที่จะให้ผู้ทำการศึกษารวบรวมข้อมูลความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญเป็นรายบุคคลจากการตอบแบบสอบถามใน

หัวข้อหนึ่งๆ เพื่อหลีกเลี่ยงการถกเถียงปัญหาหรือแสดงข้อคิดเห็นกันโดยตรง มักใช้วิธีการออกแบบสอบถาม ซึ่งจะช่วยให้ไม่เกิดปัญหาเรื่องการชี้นำความคิดเห็น

จุดสำคัญของการใช้วิธีการนี้ คือผู้ดำเนินงานหรือผู้วิเคราะห์ข้อมูลซึ่งจะต้องให้ความสำคัญอย่างมากกับกระบวนการนี้ โดยจะต้องทำหน้าที่ทั้งเป็นผู้ปฏิบัติการในการวิเคราะห์ข้อมูลของผลที่ได้จากแบบสอบถาม และเป็นผู้ที่เป็นตัวขับเคลื่อนของกลุ่มปฏิบัติการ รวมทั้งเป็นผู้ให้ข้อคิดเห็นเสนอแนะต่อกลุ่มผู้เชี่ยวชาญถึงความคืบหน้าของผลงานด้วย

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

- 1) การคัดเลือกผู้เชี่ยวชาญและจำนวนที่เหมาะสม
- 2) การให้ผู้เชี่ยวชาญเสนอหัวข้อแนวทางการศึกษา
- 3) การคัดเลือกหัวข้อแนวทางเพื่อการจัดทำแบบสอบถาม
- 4) การเสนอหัวข้อแนวทางการศึกษาที่คัดเลือกแล้วให้กลุ่มผู้เชี่ยวชาญจัดลำดับ

ความสำคัญและคะแนนการให้น้ำหนักคะแนน

5) สรุปหัวข้อแนวทางที่คล้ายกันหรือเหมือนกันให้กลุ่มผู้เชี่ยวชาญจัดลำดับความสำคัญอีกครั้ง เพื่อลดจำนวนลง

- 6) สรุปผลและข้อคิดเห็นที่ได้จากการศึกษา

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

3.2 วิธีผลิตต่อหน่วยพื้นที่หรือปริมาตร (Area/Volumetric Yield Method)

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

วิธีการนี้สามารถนำมาใช้ในการประเมินได้ในระดับแอ่งสะสมตะกอน ระดับชั้นหินกักเก็บ และระดับหน่วยลำดับชั้นหิน ผลของการประเมินด้วยวิธีนี้มีผลดีสามารถเทียบได้กับการประเมินด้วยวิธีการเปรียบเทียบ (analogy)

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

$$\text{Undiscovered resources} = \text{Basin area} \times \text{Productive part} \times \text{bbl/acre}$$

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

$$\text{Undiscovered resources} = \text{Hydrocarbon volume} \times \text{Yield} \times \text{Risk}$$

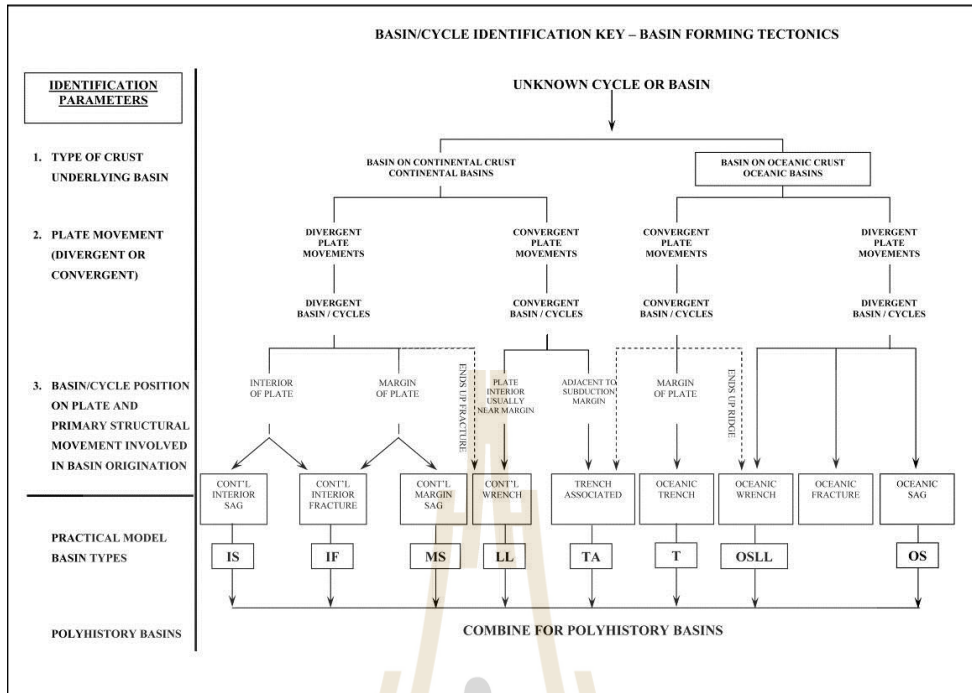
การประเมินวิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นที่ที่มีข้อมูลรายละเอียดทางธรณีวิทยาน้อยมาก

3.3 วิธีการเปรียบเทียบ (Analogy Method)

หลักการพื้นฐานหรือแนวคิดในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมโดยการเปรียบเทียบทางธรณีวิทยา ซึ่งความจริงแล้ววิธีนี้มักใช้ควบคู่กับวิธีการอื่นๆ ด้วย ความน่าเชื่อถือของการเปรียบเทียบขึ้นอยู่กับทางเลือกตัวแปรต่างๆ อย่างละเอียดรอบคอบ และครบถ้วน เพื่อจัดทำรูปแบบจำลอง (model) ที่จะใช้ในการประเมินในพื้นที่เป้าหมาย วิธีการนี้ไม่ยุ่งยากซับซ้อนแต่มีความยืดหยุ่นมาก ทั้งยังสามารถปรับใช้ได้กับบริเวณที่ใช้ในการเปรียบเทียบที่มีธรณีวิทยาแตกต่างกันได้นอกจากนี้ยังมีประโยชน์มาก สำหรับพื้นที่ที่มีข้อมูลรายละเอียดทางธรณีวิทยาน้อย บางครั้งอาจพิจารณาตัวแปรต่างๆ เพิ่มเติม เพื่อให้การประเมินมีความน่าเชื่อถือมากยิ่งขึ้น เช่น เพิ่มรูปแบบของการสะสมไฮโดรคาร์บอน และการกระจายตัวของขนาดและจำนวนของแหล่งสะสมรวมเข้าไว้ด้วย (White and Gehman, 1978; Mast, et al., 1989)

วิธีการเปรียบเทียบมีความเหมาะสมกับการเปรียบเทียบกับชนิดของแอ่งสะสม (basin type) รูปที่ 5.2 และ 5.3 ซึ่งปัจจุบันมักใช้ชนิดแอ่ง ซึ่งสัมพันธ์กับการเคลื่อนตัวเปลี่ยนแปลงของเปลือกโลก และสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมด้วย โดย Allen and Allen (2005) แบ่งเป็น 5 ชนิด คือ

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



รูปที่ 5.2 ชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005)

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

รูปที่ 5.3 หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม กับชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005)

3.4 วิธีมวลสมดุล (Geochemical material Balance Method)

การคำนวณมวลสมดุลใช้เป็นเครื่องมือในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม โดยใช้หลักการของธรณีเคมีปิโตรเลียม (petroleum geochemistry) คือ ไฮโดรคาร์บอนที่ (hydrocarbon) ที่ผลิตออกมาจากหินต้นกำเนิด (source rock) จะต้องเคลื่อนย้ายออกไปยังแหล่งกักเก็บ (trap) วิธีนี้มีความยุ่งยาก และความไม่แน่นอนมากในการคำนวณเชิงปริมาณ (quantitative) เพราะตัวแปรต่างๆ ที่หาค่าแน่นอนได้ยาก จึงมักจะใช้เป็นวิธีการเชิงคุณภาพ (qualitative) วิธีนี้สามารถประเมินไฮโดรคาร์บอนในเชิงส่วนประกอบได้ว่าจะจะเป็นน้ำมันหรือก๊าซประมาณเท่าใด วิธีนี้สามารถประเมินไฮโดรคาร์บอนในเชิงส่วนประกอบได้ว่าจะจะเป็นน้ำมัน หรือก๊าซปริมาณเท่าใด รวมทั้งยังบอกถึงประวัติของการเคลื่อนย้าย และปริมาณศักยภาพการกักเก็บของไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ วิธีนี้ใช้ประโยชน์ได้มากในกรณีที่มีข้อจำกัดในการบ่งชี้ทางธรณีวิทยา และกระบวนการที่จำเป็นสำหรับการประเมินทรัพยากรในพื้นที่ที่มีข้อมูลที่ดีและมากเพียงพอ ก็สามารถที่จะประยุกต์วิธีมวลสมดุลใช้เป็นวิธีการหาปริมาณคร่าวๆ ได้

สมการของวิธีมวลสมดุล คือ

$$\text{Undiscovered resource} = \text{Drainage area} \times \text{Source thickness} \times \% \text{ Organic content} \times \% \text{ Generated into hydrocarbons} \times \% \text{ Migrated} \times \% \text{ Trapped} \times \% \text{ Potentially recoverable}$$

3.5 วิธีประเมินจากกระบวนการค้นพบและอัตราการพบ (Discovery Process and Finding Rates)

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

รูปแบบพื้นฐานของการประเมินด้วยวิธีนี้คือการคาดการณ์เชิงประวัติของการค้นพบ ซึ่งขึ้นอยู่กับจำนวน หรือความลึกของแหล่ง หรือของหลุมเจาะสำรวจในพื้นที่นั้นๆ โดยไม่คำนึงถึง การกระจายตัวของขนาดของแหล่งปิโตรเลียม

Number of prospect x success ratio x Field size.

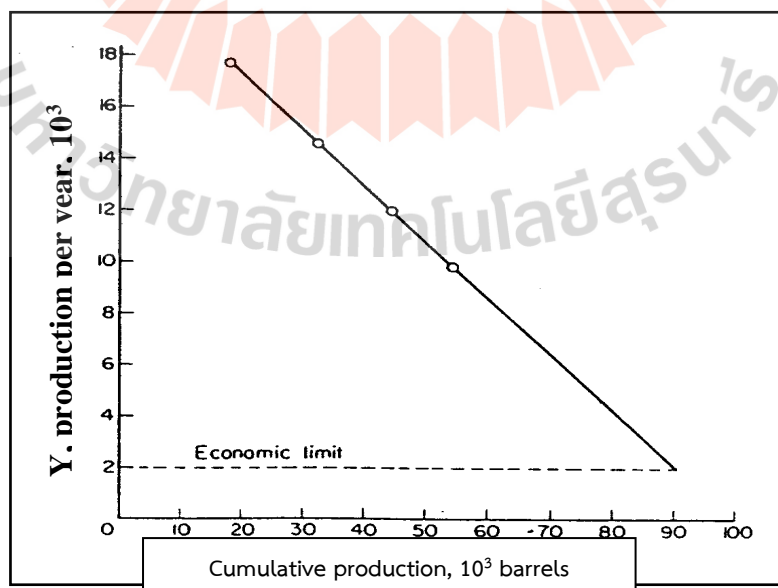
Success ratio = No. of economic successes/ No. of wildcats.

3.6 วิธีประเมินโดยการวัดพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม (Performance based estimates)

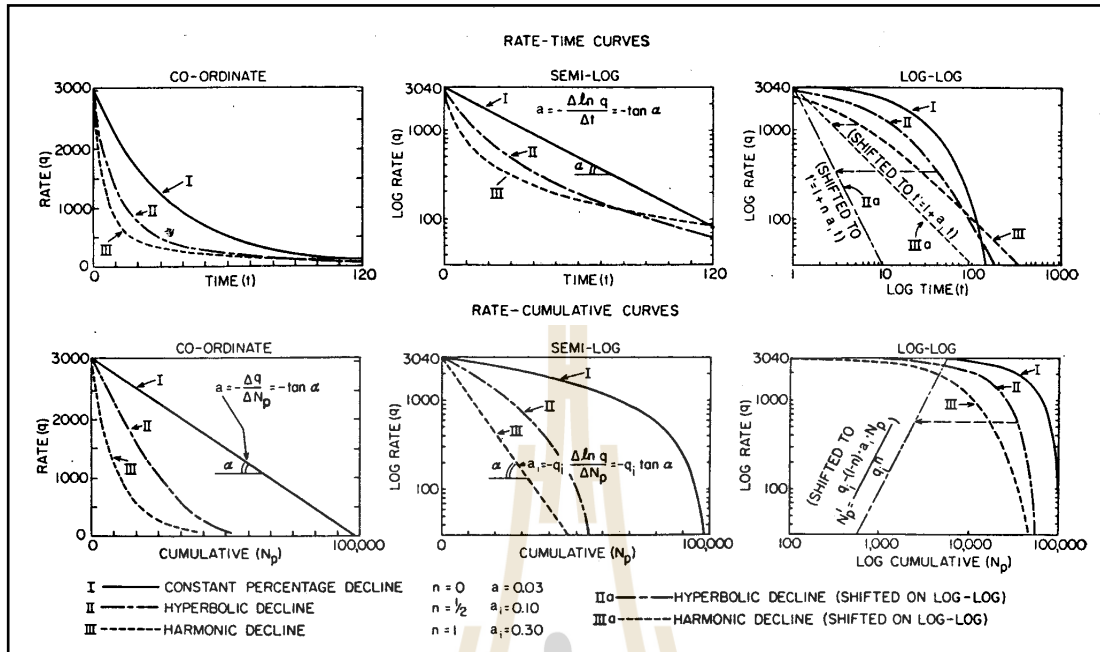
การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมโดยวิธีนี้ขึ้นอยู่กับข้อมูลการผลิตปิโตรเลียม เพื่อใช้คาดการณ์ในการคำนวณ ปริมาณทรัพยากรที่จะนำขึ้นมาได้สูงสุดภายใต้เงื่อนไขทางเศรษฐศาสตร์ และทางเทคโนโลยี วิธีการนี้จะเป็นการรวมถึงวิธีต่างๆ คือ

1) การวิเคราะห์อัตราลดของการผลิต (decline curves) เป็นการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมหรือปริมาณสำรองปิโตรเลียมโดยอาศัยการเขียนกราฟอัตราการผลิตที่ลดลงเป็นเส้นตรงและต่อ (extrapolation) ไปในอนาคตหยุดที่อัตราการผลิตเป็นศูนย์ก็จะได้ปริมาณปิโตรเลียม (in place) หรือไปหยุดที่อัตราคุ้มทุน (economic limit) ก็จะได้ปริมาณสำรอง (reserve) ดังแสดงในรูป 5.4 โดยกราฟของอัตราการผลิตที่ลดลงมี 3 แบบ คือ แบบ exponential decline ($n=0$) ตามรูปที่ 5.5(I) แบบ hyperbolic decline ($n = 1/2$) ตามรูปที่ 5.5(II) และแบบ harmonic decline ($n=1$) ตาม รูปที่ 5.5(III)

2) การสมดุลของสสาร (material balance) เป็นการใช้หลักคงตัวของมวลสสาร คือ ปริมาณปิโตรเลียมและของไหลที่ผลิตขึ้นมาได้ = ปริมาณปิโตรเลียมและของไหลที่มีอยู่เริ่มต้น - ปริมาณปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ในปัจจุบัน - ปริมาณปิโตรเลียมและของไหลมวลสสารที่อัดลงเข้าไปในแหล่ง



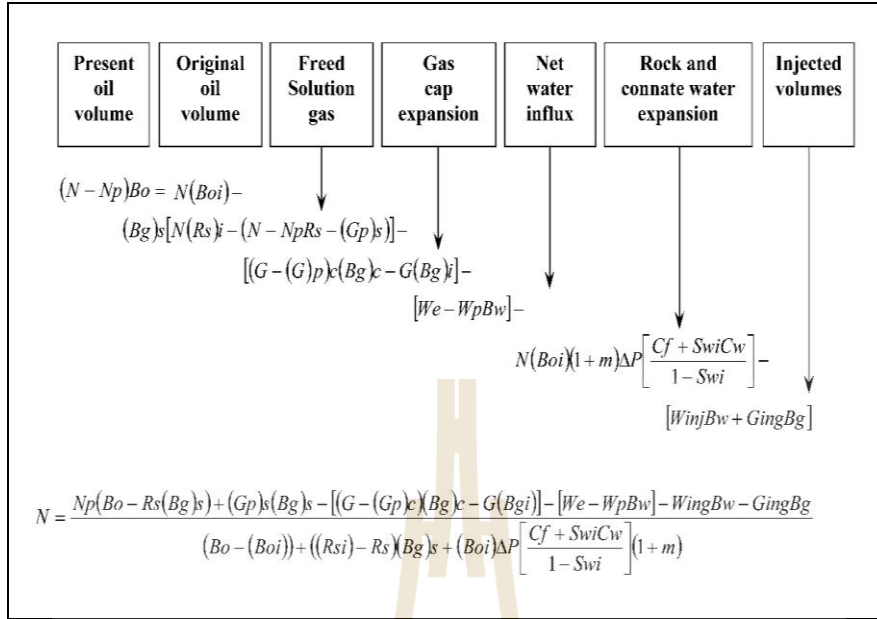
รูปที่ 5.4 Exponential Decline Curve



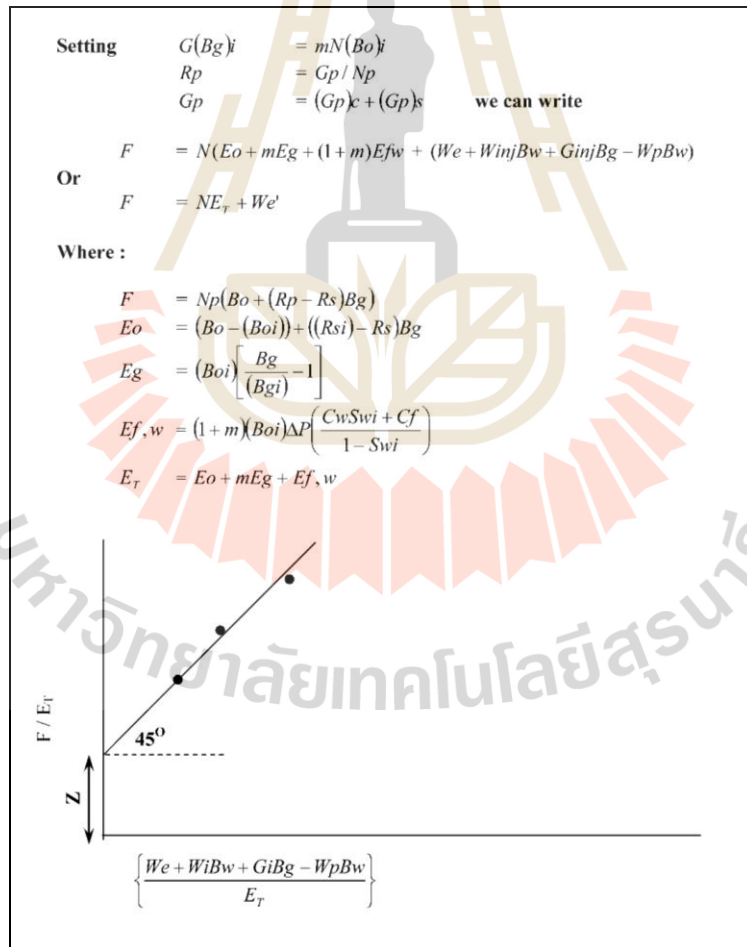
รูปที่ 5.5 Three Types of Production Decline Curves on Coordinate, Semi log, and Log-Log Graph Paper (SPE, 2003)

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

วิธีการประเมินนี้ใช้ข้อมูลทางวิศวกรรมปิโตรเลียมที่ละเอียดถูกต้องสูงและเป็นประโยชน์ในพื้นที่ที่มีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอยู่แล้ว เพราะสามารถวิเคราะห์สภาพทางกายภาพของแหล่งกักเก็บและคุณสมบัติของของไหลได้อย่างถูกต้อง ซึ่งจะมีผลต่อการทำแผนการผลิตในระยะเวลาดำเนินการ และผลกระทบต่อการพัฒนาแหล่งที่ถูกกำหนดทั้งทางเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ วิธีการประเมินปริมาณทรัพยากรโดยวิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นที่มีข้อมูลประวัติการผลิตที่เพียงพอในปี 1995 สหรัฐอเมริกา ใช้วิธี reservoir performance ในการประเมินปริมาณทรัพยากร



รูปที่ 5.6 แสดงสมการการคงตัวของสสาร (Material Balance) (Archer, 1996)



รูปที่ 5.7 การเขียนกราฟสมการ Material Balance ให้เป็นเส้นตรงเพื่อหาปริมาณปิโตรเลียม (N) (Archer, 1996)

3.7 วิธีการจำลองแหล่ง (Deposit Simulation)

การประเมินปริมาณทรัพยากรด้วยวิธีการจำลองแหล่ง เป็นการคำนวณแบบ ปริมาตรของทรัพยากร โดยใช้หลักการการวัดหรือประมาณค่าของคุณสมบัติทางกายภาพของการกักเก็บ (trap) หินกักเก็บ (reservoir rock) และของไหล (fluid) รวมทั้งสภาพแวดล้อมต่างๆ ด้วย เช่น อุณหภูมิ ความดัน และพลศาสตร์ของของไหล วิธีการนี้จะพิจารณาถึงคุณสมบัติทางธรณีวิทยาของการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนในเชิงปริมาณ โดยการสร้างรูปแบบจำลองของสะสมตัวโดยใช้เงื่อนไขทาง ธรณีวิทยา แต่ตัวแปรต่างๆ มักมีความไม่แน่นอนสูง ดังนั้นจึงต้องอาศัยวิธีการประเมินความเป็นไปได้ ของการเกิดขึ้น (probabilities distributions) รวมทั้งวิธีการสุ่มเลือก โอกาสความเป็นไปได้ และวิธี ทางสถิติ

การคำนวณปริมาณทรัพยากร โดยการใช้สูตรทางวิศวกรรมปิโตรเลียมของแหล่ง กักเก็บเป็นพื้นฐาน (Dolton and Crovelli, 1997) คือ

$$\text{Gas volume (ft}^3\text{)} = 43,560 \times A \times F \times H \times \text{Por} \times (1-S_w) \times (\text{Pr}/\text{Tr}) \times (1/Z) \times (\text{Tsc}/\text{Psc})$$

โดย

A = area of closure (acres)	F = trap fill (decimal fraction)
H = reservoir thickness (feet)	Por = porosity (decimal fraction)
S _w = water saturation (decimal fraction)	Pr = original reservoir pressure (psi)
Tr = reservoir temperature (degree Rankine)	Z = gas compressibility factor
Psc = pressure, standard conditions (psi)	Tsc = temperature (degree Rankine)

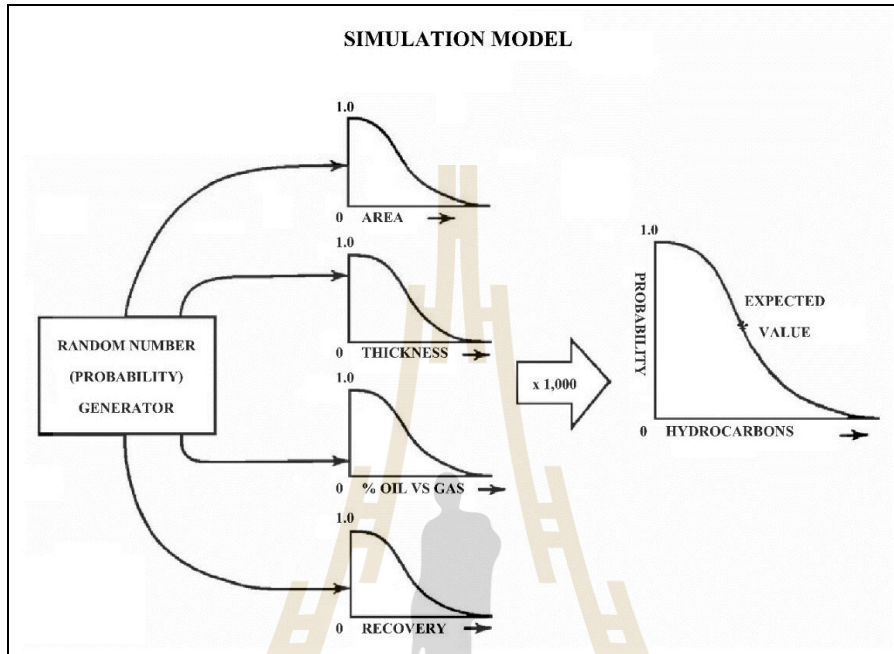
ซึ่งการประเมินปริมาณทรัพยากรด้วยวิธีนี้มักใช้เป็นหลักของการทำ computer software ต่างๆ เช่น GeoX และ FASPU เป็นต้น ซึ่งตัวแปรต่างๆ อาจเปลี่ยนแปลงไปตามวิธีการแต่ละบริษัท นอกจากนี้วิธีการจำลองแหล่ง สามารถคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมจากวิธีการจำลองแหล่ง สามารถแบ่งออกเป็น 2 วิธีหลัก คือ

- 1) การหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้สถิติ และการกำหนดตัวประกอบ

วิธีการนี้ใช้สูตรคำนวณปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตร (volumetric) และสามารถแบ่งวิธีการทางสถิตินี้ได้ออกเป็น

1.1) Monte Carlo Simulation เป็นวิธีการนำข้อมูลตัวประกอบที่ใช้คำนวณแบบปริมาตร มาแสดงการกระจายตัวทางสถิติ ตามรูปที่ 5.8 โดยการใช้คอมพิวเตอร์สุ่มตัวอย่างแต่ละตัวประกอบหลายๆ ครั้ง (มากกว่า 1,000 ครั้ง) นำมาคูณกัน ได้ผลลัพธ์เป็นปริมาณปิโตรเลียมหลายๆ ค่าตามสมการ

ปริมาณปิโตรเลียม = ปริมาณหินกักเก็บ x ความพรุน x ปริมาณปิโตรเลียมในชั้นหิน
 สำหรับก๊าซ ; $G = 43,560 \times A \times h \times \emptyset \times (1-S_{wi}) \times (1/B_{gi})$
 สำหรับน้ำมัน ; $N = 7,758 \times A \times h \times \emptyset \times (1-S_{wi}) \times (1/B_{oi})$



รูปที่ 5.8 รูปแบบของ Monte Carlo Simulation Model (Kjemperud,2005)

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

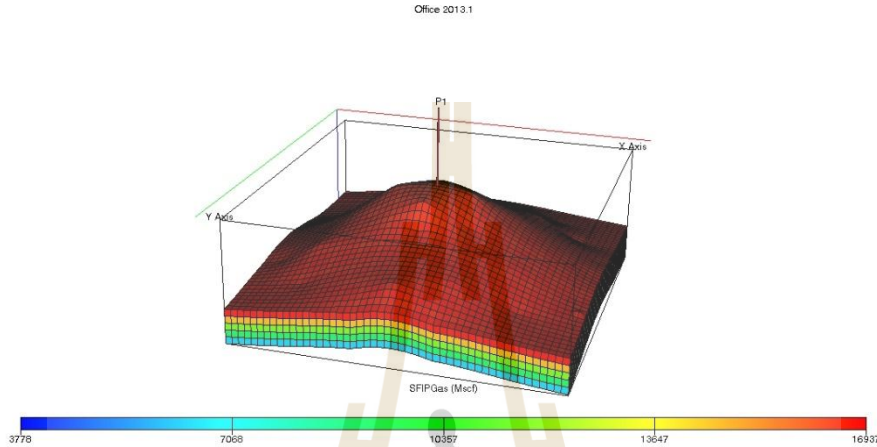
$$\text{Recovery} = (\text{Recovery} / \text{Foot Pay}) \times \text{Feet of Pay}$$

2) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation)

โดยการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์จำลองแหล่งปิโตรเลียมจากของจริง ทำการจำลองปริมาณและการไหลของปิโตรเลียมในแหล่งด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ที่อยู่ในช่อง (cell) หลากๆช่องติดต่อกันเป็นแหล่งปิโตรเลียม ดังแสดงในรูปที่ 5.9

การทำ reservoir simulation จะมีประโยชน์ในกรณีที่สามารถหาปริมาณปิโตรเลียมและทดลองผลิตปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ โดยประหยัดทั้งเวลาและค่าใช้จ่าย แต่ผลออกมา

จะตรงกับที่เป็นจริงแค่ไหนขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ป้อนเข้าคอมพิวเตอร์ว่าถูกต้องและมีคุณภาพเพียงใด ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำ reservoir simulation ได้แก่ ข้อมูลด้าน Petrophysics, PVT (pressure volume temperature) ของ fluid (gas, water) และข้อมูลการผลิต ส่วนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้ ได้แก่ Eclipse, workbench และอื่นๆ



รูปที่ 5.9 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ Reservoir Simulation (Trisarn, 2016)

3.8 วิธีการคำนวณแบบ Prospect and Play analysis

วิธีที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบันมี 3 วิธี คือ

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

วิธีการคำนวณโดยวิธีนี้ คือ การคำนวณแบบง่ายๆ โดยเริ่มต้นดังนี้

1.1) เริ่มจากการประเมินจำนวนของเป้าหมายว่าจะพบปิโตรเลียม (prospect) ในพื้นที่เป้าหมายกักเก็บปิโตรเลียม (plays)

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

1.3) ประเมินขนาดของพื้นที่ที่จะพบปิโตรเลียม (field size distribution)

2) FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version, USGS, CCOP) method เป็นวิธีที่ใช้ในการวิเคราะห์เป้าหมายกักเก็บปิโตรเลียม (plays) หรือรูปแบบของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยใช้รูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และทางวิศวกรรมแหล่งกักเก็บร่วมกัน วิธีนี้สามารถคำนวณได้จากทฤษฎีความน่าจะเป็น (probability theory)

3) GEOX (GeoKnowledge, USGS, CCOP) method หลักการเหมือน FASPUM และพัฒนามาเป็น GeoX Software

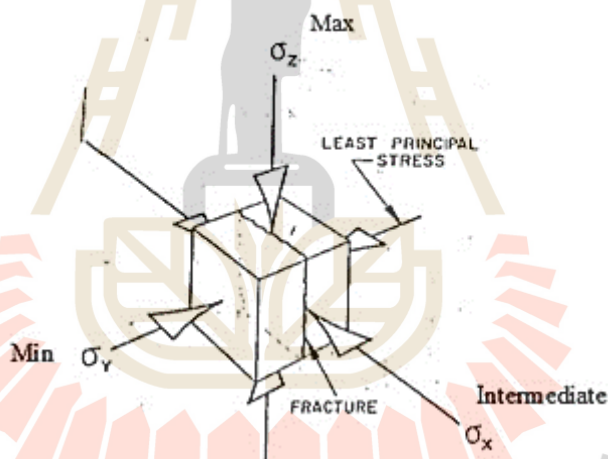
บทที่ 6

การทำหินแตกและพัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

1. การทำหินแตกโดยการอัดของเหลว (Hydraulic Fracturing)

การทำให้หินแตกโดยการอัดของเหลวอย่างเช่น น้ำ ลงไปในหลุมเจาะหรือที่เรียกว่า “Hydraulic Fracturing” เป็นการทำให้ผนังรอบๆ หลุมเจาะแตกออกโดยอาศัยความดันจากของเหลวที่ถูกอัดลงไปหลุม เพื่อให้บริเวณรอบๆ หลุมเจาะเกิดรอยแตกและมีช่องว่างมากขึ้น

เมื่อภายในหลุมเจาะเกิดแรงดันมากกว่าแรงดันที่หินจะคงสภาพอยู่ได้ จะเกิดรอยแตก (Fracture) ขึ้นในชั้นหินบริเวณรอบๆ หลุมเจาะในระนาบ (Plane) ที่ตั้งฉากกับทิศทางของแนวแกนที่เกิดความเครียดจากการกดอัด (Compressive Stress) ที่น้อยที่สุด และรอยแตกนี้จะขนานไปกับระนาบของแนวแกนที่มีความเครียดจากการกดอัดมากที่สุด (Maximum Compressive Stress) และความเครียดจากการกดอัดปานกลาง (Intermediate Compressive Stress) ดังรูป 6.1

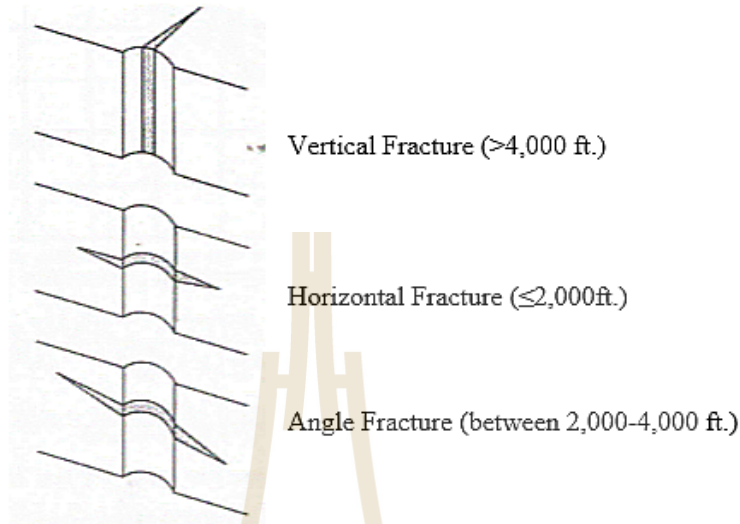


รูปที่ 6.1 องค์ประกอบของความเครียดและแนวรอยแตกที่เกิดขึ้น (Hubbert and Willis, ⁶ Trans. AIME.)

การทำ Hydraulic Fracturing มักจะทำกับชั้นหินที่แข็งและเปราะเช่น ชั้นหินหรือแหล่งกักเก็บที่เป็นหินทราย (Sandstone Reservoir) เพื่อเพิ่มความสามารถในการให้ของเหลวไหลผ่านได้ง่ายและมากขึ้น การแตกของหินจะมีด้วยกัน 3 ลักษณะคือ

1. แตกในแนวตั้ง (Vertical Fracture)
2. แตกในแนวระนาบ (Horizontal Fracture)
3. แตกในแนวทำมุม (Angle Fracture)

โดยปกติแล้วการแตกในแนวตั้งมักจะเกิดในชั้นหินลึกๆ หรือมากกว่า 4,000 ฟุต ขึ้นไป และการแตกในแนวระนาบจะเกิดในชั้นหินตื้นๆ หรือน้อยกว่า 2,000 ฟุต ดังรูป 6.2

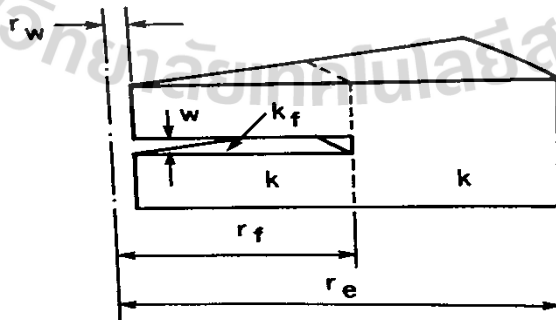


รูปที่ 6.2 แนวขอการแตก (after Craft B.C. and Holden W. R. 1962)

หลังจากที่เราทำให้หินเกิดรอยแตกขึ้นแล้วค่าความสามารถในการซึมผ่านได้เฉลี่ยของของไหล (Average Permeability) ของหินจะมีค่าเพิ่มขึ้นเป็นฟังก์ชันของค่าความสามารถในการซึมผ่านได้ของของไหลจากเดิม ดังสมการ 1 และรูปที่ 6.3

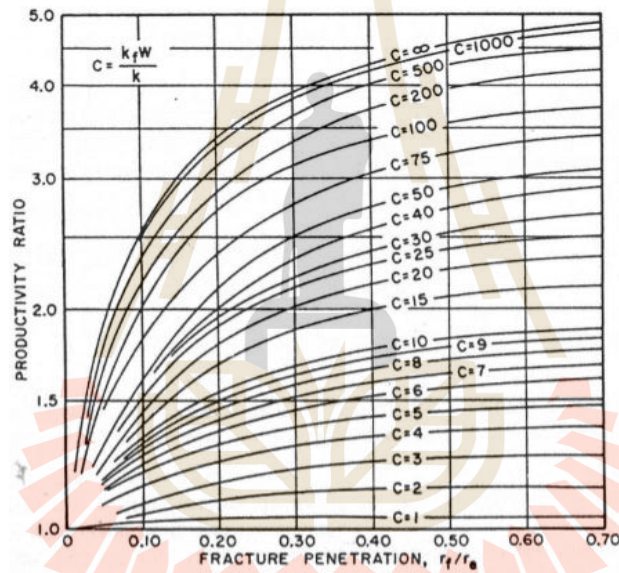
$$k_{avg} = \frac{k k_{fz} \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{k_{fz} \ln\left(\frac{r_e}{r_f}\right) + k \ln\left(\frac{r_f}{r_w}\right)} \quad (1)$$

$$k_{fz} = \frac{k_f W + kh}{h} \quad (2)$$



รูปที่ 6.3 แสดงค่าเฉลี่ยของความสามารถในการซึมผ่านได้ของของไหลเมื่อทำให้เกิดรอยแตกขึ้น (after B.C. Craft and W. R. Holden 1962).

และส่งผลทำให้ค่าอัตราส่วนของการผลิต (Productivity Ratio) เปลี่ยนแปลงไปด้วยคือ อัตราส่วนของดัชนีผลผลิต (Productivity Index) ของหลุมภายหลังจากการทำให้เกิดรอยแตก (Fracturing) ต่อ ก่อนการทำให้เกิดรอยแตก โดยที่อัตราส่วนนี้จะขึ้นอยู่กับ ความยาวของรอยแตก (Fracture Length), ความกว้างของรอยแตก ((Fracture Width) และความสามารถในการแตก (Fracture Capacity) คุณลักษณะของชั้นหินประกอบกัน โดยในที่นี้จะพูดถึงชั้นหินทรายเนื้อแน่นในกลุ่มหินโคราชซึ่งมีความลึกเฉลี่ยมากกว่า 4000 ฟุต รอยแตกที่เกิดขึ้นจึงเป็นรอยแตกที่อยู่ในแนวตั้ง (Vertical Fracture) ค่าอัตราส่วนของการผลิต (Productivity Ratio) จึงสามารถเปรียบเทียบได้จาก กราฟ หรือคำนวณหาได้ดังสมการ



รูปที่ 6.4 กราฟการประมาณอัตราส่วนของการผลิตหลังจากการทำให้หินแตกในแนวตั้งแล้ว (Vertical Fracturing) (after Craft B.C. and Holden W. R. 1962).

สมการที่ใช้คำนวณดังนี้

$$PR = \frac{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) - \beta} \quad (3)$$

เมื่อ

$$r'_w = \frac{L_f}{2(\alpha+1)} \quad (4)$$

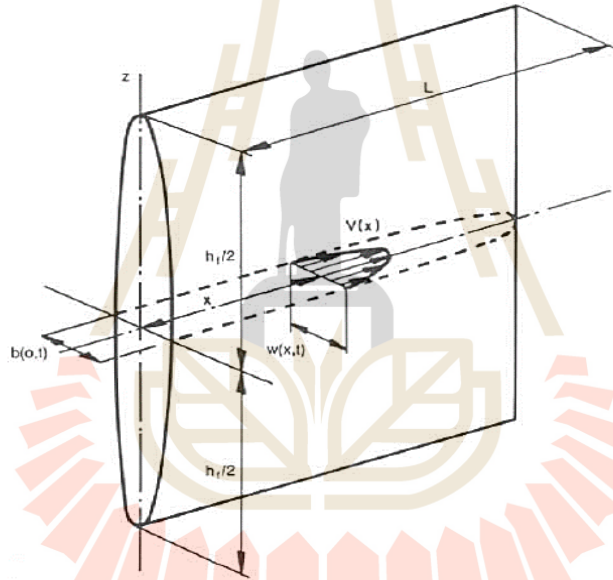
$$\alpha = \frac{\pi k L_f}{2 k_f W_f} \quad (5)$$

$$\beta = \left[\frac{r_w}{100 L_f} \right]^{0.3} [\ln(\alpha + 1)]^2 \quad (6)$$

r_w คือ รัศมีของหลุมเจาะ (ฟุต)

L_f คือ ความยาวของรอยแตก (ฟุต)

ในการคำนวณรอยแตกของหินจะใช้หลักการของ “PKN model” ในการหาความกว้าง ความยาว ที่เกิดหลังจากการอัดของเหลว (น้ำ) เข้าไปในชั้นหิน ลักษณะรอยแตกของชั้นหินภายในหลุมเจาะจะเป็นไปตามรูปที่ 6.5



รูปที่ 6.5 ลักษณะตัวอย่างรอยแตกของ PKN (Perkins and Kern (1961) and Nordgren (1972))

สมการที่ใช้คำนวณมีดังนี้

$$W_{(0,t)} = C_2 \left[\frac{(1-\nu) q_0^3 \mu}{G h_f} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad (7)$$

$$L_{(t)} = C_1 \left[\frac{G q_0^3}{(1-\nu) \mu h_f^4} \right]^{1/5} t^{1/5} \quad (8)$$

$$G = \frac{E}{2(1+\nu)} \quad (9)$$

$$k_f = 7.7 (10^{12}) w_f^2 \quad (10)$$

G คือ ค่า elastic shear modulus, psi

ν คือ ค่า Poisson ratio

E คือ ค่า Young's modulus

γ คือ ค่าประมาณเท่ากับ 0.75

q_i คือ ค่าอัตราการอัดน้ำ, bpm

L_t คือ ค่าความยาวของรอยแตกที่ขึ้นกับเวลา

μ คือ ค่าความหนืดของของเหลวที่อัดลงไป, cp

$w_{(0,t)}$ คือ ความกว้างของรอยแตกที่ขึ้นกับเวลา, นิ้ว

k_f คือ ค่าความซึมผ่านของรอยแตก, md

ตารางที่ 6.1 แสดงค่าคงที่ C (Advance in Hydraulic Fracturing (John L, et al.)

	รอยแตกข้างเดียว	รอยแตกสองข้าง
C_1	0.68	0.45
C_2	2.5	1.89

ตารางที่ 6.2 ค่าต่างๆ ที่ใช้ในการคำนวณ

พื้นที่ของชั้นหินกักเก็บ =	53,820,000	ft ²			
ขอบเขตของชั้นหินกักเก็บ, r_e =	7,336	ft.	2,237	m	
ความหนาของชั้นหินกักเก็บ, h =	260	ft.	80	m	
ความสูงของรอยแตก, h_f =	260	ft.	80	m	
ความดันในชั้นหินกักเก็บ =	3,600	psi			
อุณหภูมิในชั้นหินกักเก็บ =	266	F			
เวลาในการอัดของเหลว, t =	500	min.			
อัตราการไหลของของเหลว, q_i =	10	bpm.	1.6	m ³ /min	
ความหนืดของของเหลว (น้ำ), μ =	1	cp	1.67×10^{-8}	kPa-min	
ความพรุนของชั้นหินกักเก็บ, ϕ =	0.036				
ความซึมผ่านของแหล่งกักเก็บ, k =	0.09	md	0.00009	darcy	
Poisson's Ratio, ν =	0.43				Ref.
Young modulus E =	4,757,384.4	psi	690,000	kPa	company
เส้นผ่านศูนย์กลางภายในท่อ =	3.875	in.	0.323	ft	

จากข้อมูลเบื้องต้นสามารถนำมาคำนวณและแสดงผลการคำนวณได้ดังนี้

$$G = \frac{4,757,384.4}{2(1+0.43)}$$

$$= 1,663,421.12 \text{ kPa}$$

$$\text{ความยาวของรอยแตก, } L_{(t)} = 0.45 \left[\frac{1,663,421.12(10^2)}{(1-0.43)(1.67 \times 10^{-8})(80^4)} \right]^{1/5} 500^{1/5}$$

$$= 1,816 \text{ เมตร หรือ } 5,985 \text{ ฟุต (ความยาวของปีก 2 ข้าง)}$$

$$\text{ความกว้างของรอยแตก, } W_{(0,t)} = 1.89 \left[\frac{(1-0.43)10^3(1.67 \times 10^{-8})}{1,663,421.12(80)} \right]^{1/5} 500^{1/5}$$

$$= 0.00971 \text{ เมตร หรือ } 0.03184 \text{ ฟุต หรือ } 0.38 \text{ นิ้ว}$$

$$\text{ค่าความซึมผ่าน, } k_f = 7.7(10^{12})0.03184^2$$

$$= 7,808,177,442.49 \text{ md}$$

ปริมาณของเหลว (น้ำ) ที่ใช้อัดลงไปในหลุมเจาะ = 500 นาที่ x 10 บาร์เรลต่อนาที่

$$= 5,000 \text{ บาร์เรล}$$

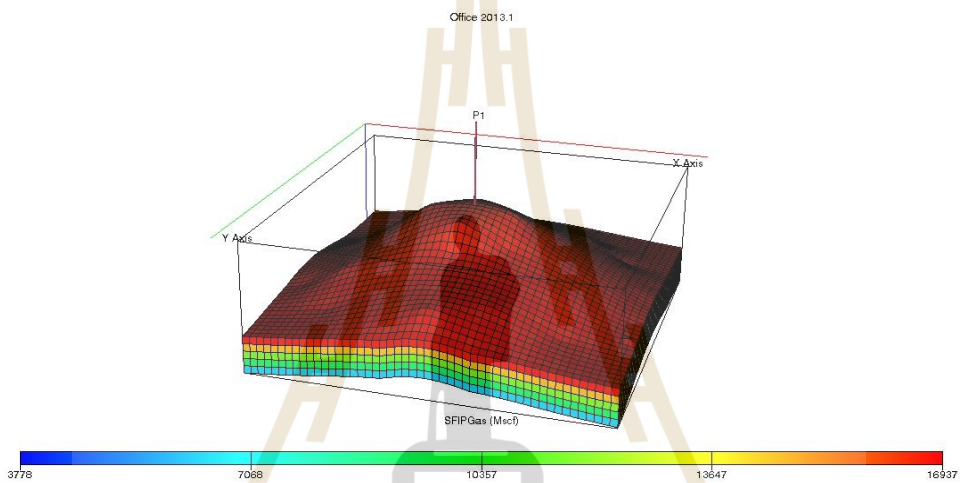
ตารางที่ 6.3 สามารถสรุปการคำนวณได้ดังนี้

G =	1,663,421.12	kPa				
ความยาวของรอยแตก, $L_{(t)}$ =	1,816	m	5,958	ft	2 ข้าง	
ความกว้างของรอยแตก, $W_{(0,t)}$ =	0.00971	m	0.032	ft	0.38	inch
ค่าความซึมผ่าน, K_f =	7,808,177,442.49	md				
ปริมาณของเหลว (น้ำ) ทั้งหมด ที่ใช้อัดลงไปในหลุมเจาะ	210000	gallon	5000	bbl		

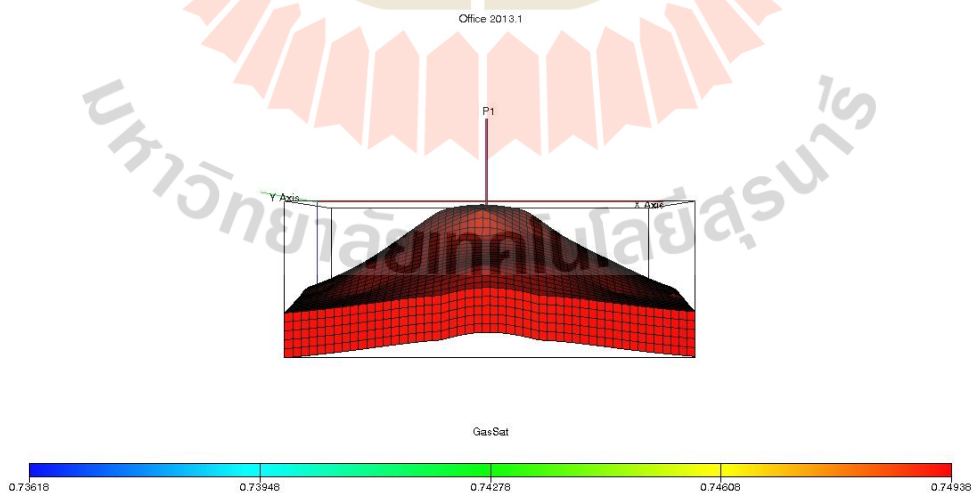
หลังจากที่คำนวณได้ค่าต่างๆ แล้ว นำค่าความซึมผ่านของรอยแตกมาทำการหาค่าเฉลี่ยในเซลล์แบบจำลองคอมพิวเตอร์ เพื่อที่จะทำการนำผลมาทดสอบอัตราการผลิตของแหล่งกักเก็บชั้นหินทรายชุดโคราชต่อไป

2. การทำแบบจำลองด้วยคอมพิวเตอร์ (Computer Simulation Model)

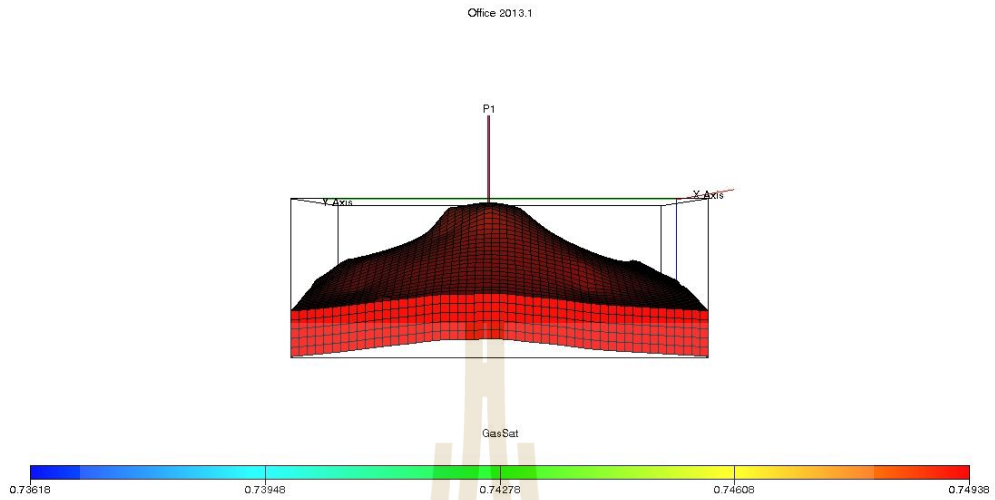
ในการทำแบบจำลองด้วยคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บชั้นหินทรายชุดโคราช จะจำลองโดยใช้โปรแกรม “Eclipse industry-reference reservoir simulator” โดยตัวโปรแกรมจะจำลองชั้นหินออกมาเป็นเซลล์เล็กๆ เรียงต่อกันจนได้ลักษณะที่ใกล้เคียงกับโครงสร้างชั้นหิน ในงานวิจัยชิ้นนี้จะกำหนดเซลล์ของชั้นหินเป็น กว้าง 50 เซลล์ ยาว 50 เซลล์ และสูง 5 ชั้น (1 เซลล์ = 146x146x52 ฟุต) มีพื้นที่ของแหล่งหินทรายชุดโคราชที่ 53,820,000 ตารางฟุต (7336x7336 ฟุต) และมีความสูง (หนา) ของชั้นหินอยู่ที่ 260 ฟุต มีลักษณะแบบจำลองดังรูป



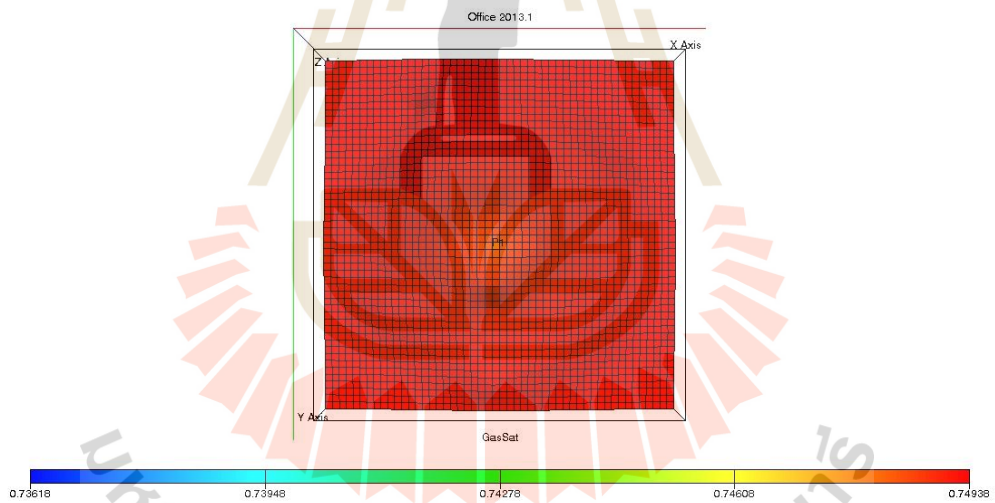
รูปที่ 6.6 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราช (50x50x5 = 12,500 เซลล์)



รูปที่ 6.7 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราชด้านหน้า



รูปที่ 6.8 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราชด้านข้าง



รูปที่ 6.9 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราชด้านบน

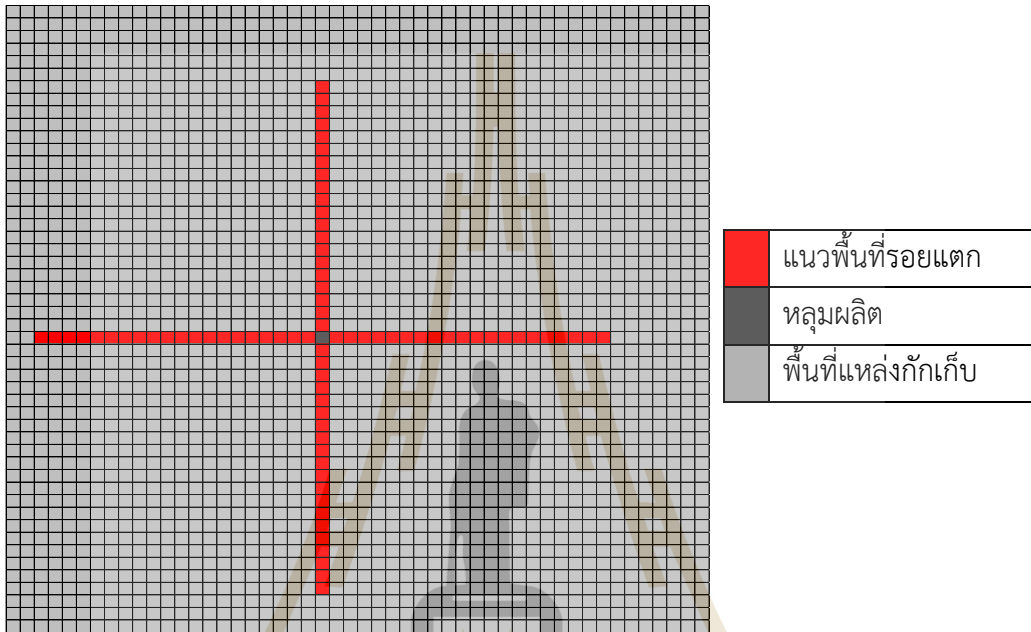
ภายหลังจากที่ได้ค่าความซึมผ่านของหินที่ทำให้เกิดรอยแตกมาแล้ว นำค่าความซึมผ่านที่ได้มาทำการเฉลี่ยกับค่าความซึมผ่านของหินเดิม แสดงวิธีคำนวณดังนี้

$$\text{ค่าความซึมผ่านเฉลี่ย, } k_{avg} = \frac{\Sigma k_i A_i}{\Sigma A_i} \quad (\text{ค่าเฉลี่ยความซึมผ่าน 260 ฟุตเท่ากับ 3.865 md})$$

$$= \frac{[3.865 \times (146 - 0.032) \times 52] + [7,808,177,442.49 \times 0.032 \times 52]}{146 \times 52}$$

$$= 1.71 \times 10^6 \text{ md}$$

หลังจากที่ได้ค่าความซึมผ่านเฉลี่ยแล้ว นำค่าความซึมผ่านเฉลี่ยใส่ไปในเซลล์ของแบบจำลองตามแบบที่วางไว้ดังรูป



รูปที่ 6.10 แสดงแบบจำลองพื้นที่และแนวรอยที่ทำให้หินแตก (ด้านบน)



รูปที่ 6.11 แสดงแบบจำลองพื้นที่และแนวรอยที่ทำให้หินแตก (ด้านหน้า)



รูปที่ 6.12 แสดงแบบจำลองพื้นที่และแนวรอยที่ทำให้หินแตก (ด้านข้าง)

โปรแกรมจะทำการประมวลผลค่าต่างๆ ออกมา เช่น อัตราการไหลของแก๊สที่ผลิต ปริมาณแก๊สที่มีอยู่ในแหล่ง การลดลงของความดันในชั้นหิน เป็นต้น ซึ่งผลที่ได้จะแสดงไว้ในบทถัดไป

บทที่ 7

ศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมและผลการจำลองคอมพิวเตอร์

1. การประเมินศักยภาพโดยใช้โปรแกรม FASPU

ในการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้เลือกทำการประเมินในชั้นหินทรายชุดโคราช เนื่องจาก play type ในชั้นหินอื่นๆ ไม่มีข้อมูลทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมปิโตรเลียมมากเพียงพอที่จะนำมาใช้กับโปรแกรม FASPU โดยข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียมที่นำมาใช้ในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ได้พิจารณาคัดเลือกมาจากหลุมเจาะสำรวจปิโตรเลียมที่มีการเจาะสำรวจแล้ว

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับชั้นหินนี้ ได้ถูกคัดเลือก จัดเรียง และนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์ และทางสถิติ ก่อนที่จะนำไปใช้ในการประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) สร้างโดยกรมธรณีวิทยาของประเทศสหรัฐอเมริกา (U.S. Geological Survey) เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมที่อาจค้นพบเพิ่มเติม (undiscovered resources) ซึ่งสามารถทำการประเมินผลได้ทั้งในระบบของ English และ Metric Unit โดยขั้นตอนของการคำนวณฯ ได้กล่าวไว้แล้วในหัวข้อที่ผ่านมา

ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม สามารถแยกศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมของพื้นที่ออกเป็นศักยภาพน้ำมัน และศักยภาพก๊าซธรรมชาติ โดยผลการประเมินแยกระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ออกเป็น 3 ระดับ คือ

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

1.1 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมี และวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะ และความน่าจะเป็น ทั้งในระดับเป่ากักเก็บ เป่าหวัง และปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน ดังสรุปไว้ในตารางที่ 7.1 และ 7.2

ตารางที่ 7.1 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.70	หินปลายยุคไทรแอสซิก (Late Triassic) ชุดหินห้วยหินลาด, หินยุคเพอร์เมียนหัวนาคำและชั้นหินผานกเคঁา, หินยุคปลายคาร์บอนิเฟอรัส (Late Carboniferous) ชุดหินวังสะพุง มีความสมบูรณ์และเหมาะสมที่จะเป็นหินต้นกำเนิด
2. Timing	1.00	ปิโตรเลียมมาจากแหล่งหินต้นกำเนิด และย้ายไปยังแหล่งกักเก็บน้ำ (กลุ่มหินทรายชุดโคราช) ในเวลาที่เหมาะสม (ยุคไทรแอสซิกช่วงปลาย)
3. Migration	1.00	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บหรือโครงสร้างกักเก็บ มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณและทิศทางของการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
4. Potential Reservoir Facie	0.7	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินทรายชุดโคราชมีความพรุน ความซึมผ่านที่ดี มีความเหมาะสมที่จะเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
Marginal Play Probabilities = 0.49 (1 × 2 × 3 × 4)		

ตารางที่ 7.2 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

คุณสมบัติของเป่าหวัง (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
5. Trapping Mechanism	0.80	ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียมเป็นหินชุดโคราชที่แทรกสลับด้วยชั้นกิลโคลน (claystone) ที่มี argillaceous cement สะสมอยู่ด้วย จึงทำให้มีความซึมผ่านต่ำมาก

6. Effective Porosity	0.90	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
7. Hydrocarbon accumulation	0.80	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง (>17%)
Conditional Deposit Probabilities = 0.576 (5 x 6 x 7)		

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราชโดยโปรแกรม FASPU และค่าคุณสมบัติต่างๆ ทั้งทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.3 และผลการประเมินฯ แสดงในรูปที่ 7.1

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บพบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้นศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

มีความเป็นไปได้ระดับสูง คือ ร้อยละ 95 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 65.43 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับปานกลาง หรือค่าคาดหวัง คือ ร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 149.08 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 5 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็นปริมาณ 339.68 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ตารางที่ 7.3 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างชนบท

Level of Confidence	No. of Accumulation	Accumulation Size (Bcf)
High (fractile of 95 th)	2	65.43
Medium (fractile of 50 th)	4	149.08
Low (fractile of 5 th)	6	339.68

PLAY : PHU KRADUNG				PROJECT : TIGHT SAND						
INPUT SUMMARY										
Play Attribute Probabilities				Prospect Attribute Probabilities						
Hydrocarbon Source	Timing	Migration	Potential Res. Facies	Trapping Mechanism	Effective Porosity	Hydrocarbon Accumulation				
0.700	1.000	1.000	0.700	0.800	0.900	0.800				
Marginal Play Probability	Conditional Deposit Probability	Reservoir Lithology	Hydrocarbon Gas	Prob. Oil	Recovery Oil	Factors % Free Gas				
0.490	0.576	SAND	1.000	0.000	0.00	100.00				
Geologic Variables	F100	F95	F75	F50	F25	F05	F0			
Closure (thousand acres)	5.32000	6.11000	7.02000	7.98000	9.34000	11.3400	12.0000			
Thickness (feet)	80.2000	90.2300	99.0000	105.400	113.200	117.830	120.000			
Porosity (percent)	3.84000	4.02000	4.83000	5.22000	6.57000	8.23000	16.8000			
Trap Fill (percent)	40.0000	45.0000	50.0000	55.0000	60.0000	65.0000	70.0000			
Depth (thousand feet)	2.50000	2.70000	3.30000	3.78000	4.86000	6.20000	7.20000			
HC Saturation (percent)	75.0000	80.0000	85.0000	90.0000	94.0000	98.0000	100.000			
Number of Prospects	2	3	3	4	4	5	6			
GEOLOGIC VARIABLES and PROBABILITIES OF OCCURRENCE										
	Mean	Std. Dev.	"Dry Hole" Risk = 0.7178 Prob. (Depth <= 10250 feet) = 1.0000							
Closure	8.29025	1.63439								
Thickness	105.107	9.14910								
Porosity	5.91725	1.96529								
Trap Fill	55.0000	6.58281								
Depth	4.13600	1.12252								
HC Saturation	89.4000	5.84580								
Prospects	3.50000	0.67082								
Accumulations	2.01600	1.00204								
			COND. PROB. PROSPECT HAS				RESOURCE			
							Oil	NA Gas	AD Gas	Gas
			Cond. Play Prob.				0.0000	0.5760	0.0000	0.5760
			Uncond. Play Prob.				0.0000	0.9415	0.0000	0.9415
							0.0000	0.4613	0.0000	0.4613
Variable	Function	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)
Pe (PSI)	Linear	0.7166000	14.720000							
T (Deg Rankine)	Linear	0.0267000	538.00000							
Rs (Thousand CuFt/BBL)	Linear	0.000	1.0000000							
Bo (no units)	Linear	0.000	1.0000000							
Z (no units)	Linear	0.0000100	1.0238400							
Depth Floor (feet) = 10250.00										

รูปที่ 7.1 ผลการประเมินศักยภาพภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม FASPU

PHU KRADUNG		ESTIMATED RESOURCES					
	Mean	Std. Dev.	F95	F75	F50	F25	F05
OIL (Millions of BBLs)							
Number of Accumulations	0.0	0.0	0	0	0	0	0
Accumulation Size	168.987	90.1828	65.4332	106.364	149.086	208.967	339.683
Cond. Prospect Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. (B) Play Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. (A) Play Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uncond. Play Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NON-ASSOCIATED GAS (Billions of CuFt)							
Number of Accumulations	2.01600	1.00204	0	1	2	3	4
Accumulation Size	168.987	90.1828	65.4332	106.364	149.086	208.967	339.683
Cond. Prospect Potential	97.3366	107.976	0.0	0.0	85.1928	162.070	294.968
Cond. (B) Play Potential	361.853	200.520	135.108	223.251	316.506	448.715	741.452
Cond. (A) Play Potential	340.678	212.295	0.0	205.980	304.042	437.965	730.768
Uncond. Play Potential	166.932	226.026	0.0	0.0	0.0	299.731	600.423
ASSOCIATED-DISSOLVED GAS (Billions of CuFt)							
Number of Accumulations	0.0	0.0	0	0	0	0	0
Accumulation Size	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. Prospect Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. (B) Play Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. (A) Play Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uncond. Play Potential	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
GAS (Billions of CuFt)							
Number of Accumulations	2.01600	1.00204	0	1	2	3	4
Accumulation Size	168.987	90.1828	65.4332	106.364	149.086	208.967	339.683
Cond. Prospect Potential	97.3366	107.976	0.0	0.0	85.1928	162.070	294.968
Cond. (B) Play Potential	361.853	200.520	135.108	223.251	316.506	448.715	741.452
Cond. (A) Play Potential	340.678	212.295	0.0	205.980	304.042	437.965	730.768
Uncond. Play Potential	166.932	226.026	0.0	0.0	0.0	299.731	600.423
YIELD FACTORS							
OIL (Thousand BBL / Acre-Ft)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NON-ASSOCIATED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.35261	0.16162	0.15628	0.23876	0.32054	0.43033	0.65744
DISSOLVED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

รูปที่ 7.1 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างขนบท โดยโปรแกรม FASPU (ต่อ)

2. การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม MSP

การพัฒนาโปรแกรมเพื่อการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม ในที่นี้จะเรียกชื่อโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) ประกอบด้วยวิธีการประมวลผล 3 วิธีการ คือ 1) การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation 2) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean และ 3) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ $0.3 \times P_{50}$ ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม สามารถแยกศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมของพื้นที่ออกเป็นศักยภาพน้ำมัน และศักยภาพก๊าซธรรมชาติ โดยผลการประเมินแยกระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมตามวิธีการประมวลผล คือ

การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ออกเป็น 3 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 90 (P90)
2. ความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 (P50)
3. ความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 10 (P10)

การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ออกเป็น 1 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 ($0.3 \times P_{10} + 0.4 \times P_{50} + 0.3 \times P_{90}$)

การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ออกเป็น 1 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 (P50)

ในการคำนวณหาศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมแบบวิธี Swanson's Mean ใช้ความสัมพันธ์ของ $0.30(P_{10}) + 0.40(P_{50}) + 0.30(P_{90})$

ตารางที่ 7.4 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.70	หินปลายยุคไทรแอสซิก (Late Triassic) ชุดหินห้วยหินลาด, หินยุคเพอร์เมียนหัวนาค้าและชั้นหินผานกเค้า, หินยุคปลายคาร์บอนิเฟอรัส (Late Carboniferous) ชุดหินวังสะพุง มีความสมบูรณ์และเหมาะสมที่จะเป็นหินต้นกำเนิด

2. Timing	1.00	ปิโตรเลียมมาจากแหล่งหินต้นกำเนิด และย้ายไปยังแหล่งกักเก็บน้ำ (กลุ่มหินทรายชุดโคราช) ในเวลาที่เหมาะสม (ยุคไทรแอสซิกช่วงปลาย)
3. Migration	1.00	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บหรือโครงสร้างกักเก็บ มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณและทิศทางของการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
4. Potential Reservoir Facie	0.7	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินทรายชุดโคราชมีความพรุน ความซึมผ่านที่ดี มีความเหมาะสมที่จะเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม
Marginal Play Probabilities = 0.49 (1 × 2 × 3 × 4)		

ตารางที่ 7.5 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป้าหมาย (Prospect attribute) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

คุณสมบัติของเป้าหมาย (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
5. Trapping Mechanism	0.80	ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียมเป็นหินชุดโคราชที่แทรกสลับด้วยชั้นกินโคลน (claystone) ที่มี argillaceous cement สะสมอยู่ด้วย จึงทำให้มีค่าความซึมผ่านต่ำมากๆ
6. Effective Porosity	0.90	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
7. Hydrocarbon accumulation	0.80	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง (>17%)
Conditional Deposit Probabilities = 0.576 (5 × 6 × 7)		

ตารางที่ 7.6 การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่างๆ ที่มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Choice of range and distribution) ของโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรม ปิโตรเลียม (Geologic and petroleum engineering variables)	รูปแบบการกระจายตัว ของข้อมูล (Distribution type)	ช่วงของข้อมูล (Range of variables)	
		ต่ำสุด (x_L)	สูงสุด (x_H)
1. พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (เอเคอร์)	Uniform	1,000	2,600
2. ความพรุนของชั้นกักเก็บ	Uniform	0.15	0.18
3. ความหนาของชั้นกักเก็บ (ฟุต)	Uniform	180	200
4. ความอิมตัวของไฮโดรคาร์บอน	Uniform	0.45	0.75
5. Gas formation volume factor, cu ft/SCF	Uniform	0.0032	0.0034
6. Recovery factor	Uniform	0.75	0.80

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช โดยการใช้โปรแกรม MPS สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.7

ตารางที่ 7.7 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยการใช้โปรแกรม MSP ในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

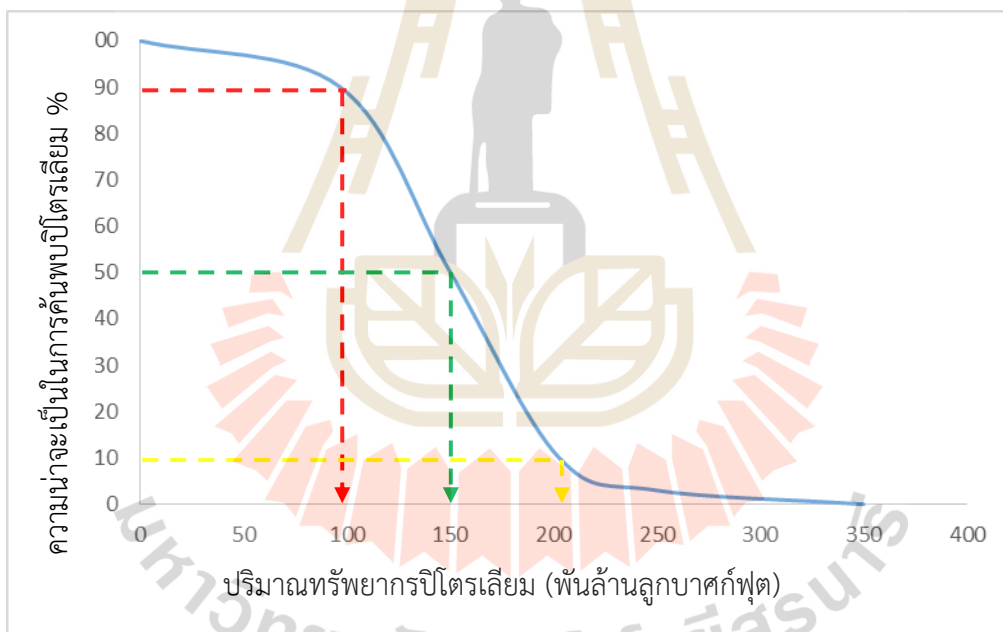
Level of Probability	Accumulation Size (Bcf)		
	Monte Carlo Simulation	Swanson's Mean	Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success
Probability at 90 th	96.91		-
Probability at 50 th	150.13	150.34	158.58
Probability at 10 th	202.77		-

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้น ศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

กรณีที่ 1 การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation

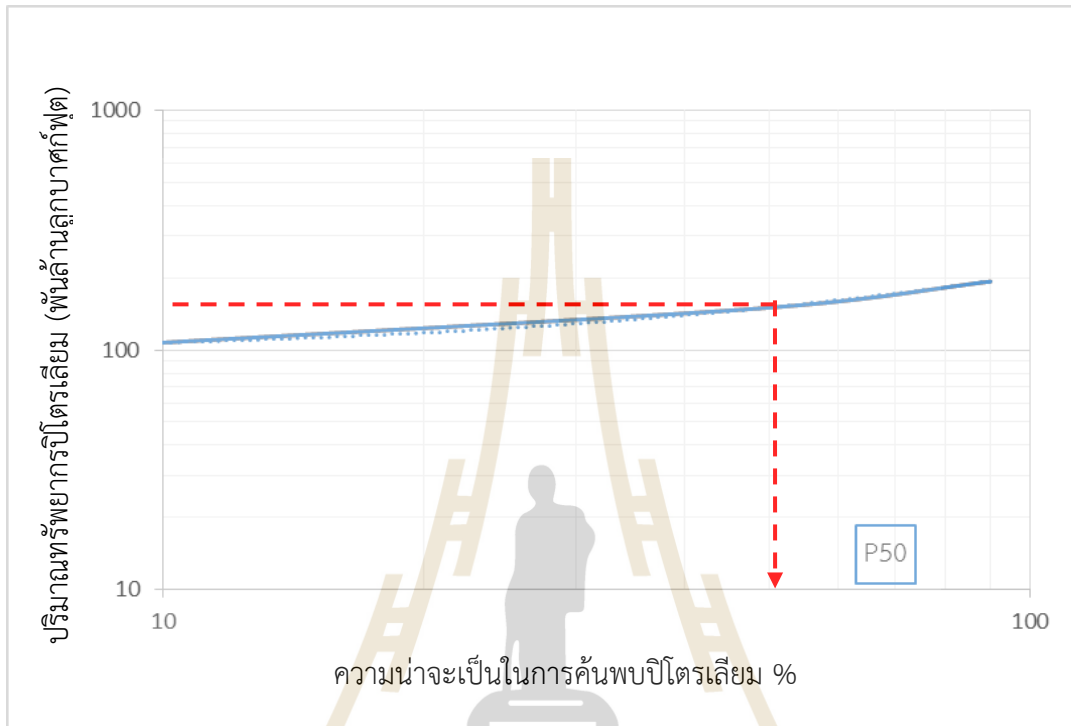
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 90 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 96.91 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 150.13 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 10 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 202.77 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 7.2 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช โดยโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation

กรณีที่ 2 การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean : มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 150.31 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

กรณีที่ 3 การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success : มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 158.58 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 7.3 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างชนบท โดยโปรแกรม MSP แบบ การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean

3. การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างการใช้โปรแกรม MSP กับโปรแกรม FASPU

ในการเปรียบเทียบในเชิงผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม MSP ซึ่งถูกพัฒนาขึ้นกับโปรแกรม FASPU ที่ใช้เป็นโปรแกรมหลักนั้น แสดงรายละเอียดตามตารางที่ 7.4-7.7 พบว่าผลการประเมินศักยภาพให้ผลลัพธ์เป็นที่น่าพอใจ โดยทำการเปรียบเทียบความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 95, 50 และ 5 สำหรับโปรแกรม FASPU กับการประมวลผลทั้ง 3 โปรแกรมย่อยของโปรแกรม MSP โดย

(1) การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation คือ ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 90, 50 และ 10

(2) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean คือ ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับเฉลี่ย $0.30(P10) + 0.40(P50) + 0.30(P90)$

(3) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success คือความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50

ตารางที่ 7.8 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างชั้นหินทรายชุด

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
โปรแกรม FASPU	65.43	149.08	339.68
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation	96.91	150.13	202.77
- ประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean	193.30	150.34	107.42
- ประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success	-	158.58	-

สำหรับโครงสร้างกักเก็บชั้นหินทรายชุดโคราช ผลการเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP โดยมีรายละเอียดในตารางที่ 7.8 พบว่า ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 95 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 65.43 พันล้าน ลบ. ฟุต กับที่ระดับร้อยละ 90 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 96.91 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -31.48 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 149.08 พันล้าน ลบ. ฟุต กับที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 150.13 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -1.05 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 149.08 พันล้าน ลบ. ฟุต กับที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean มีค่า 150.31 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -1.23 พันล้าน ลบ. ฟุต

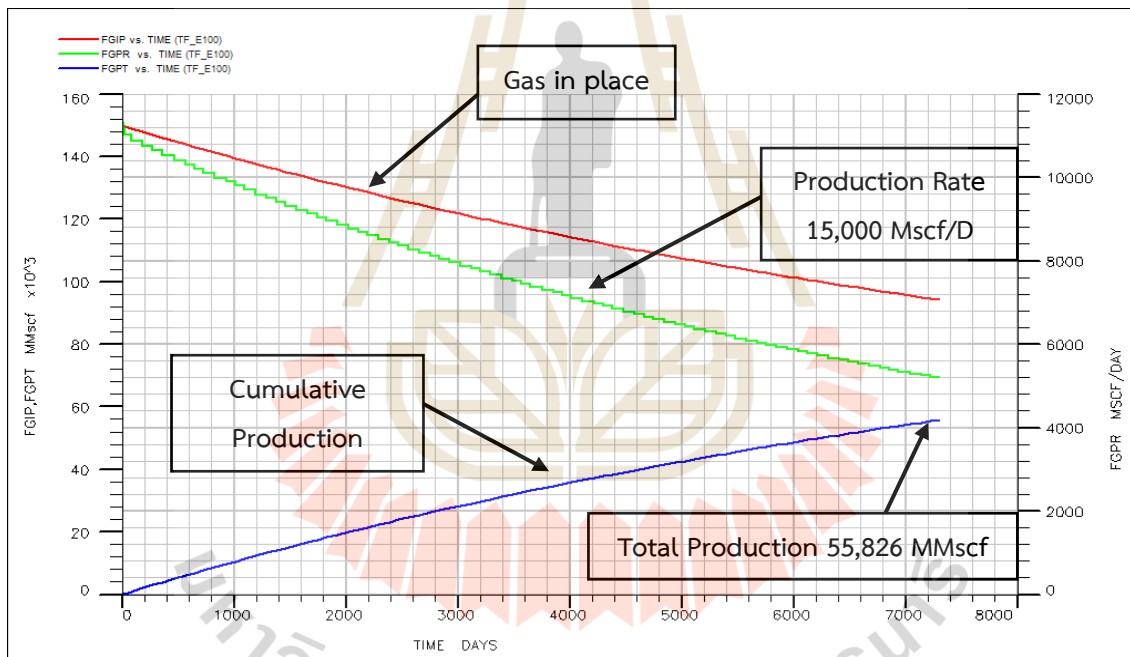
ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 149.08 พันล้าน ลบ. ฟุต กับที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success มีค่า 158.58 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -9.5 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 5 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 339.68 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 10 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 202.77 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 136.91 พันล้าน ลบ. ฟุต

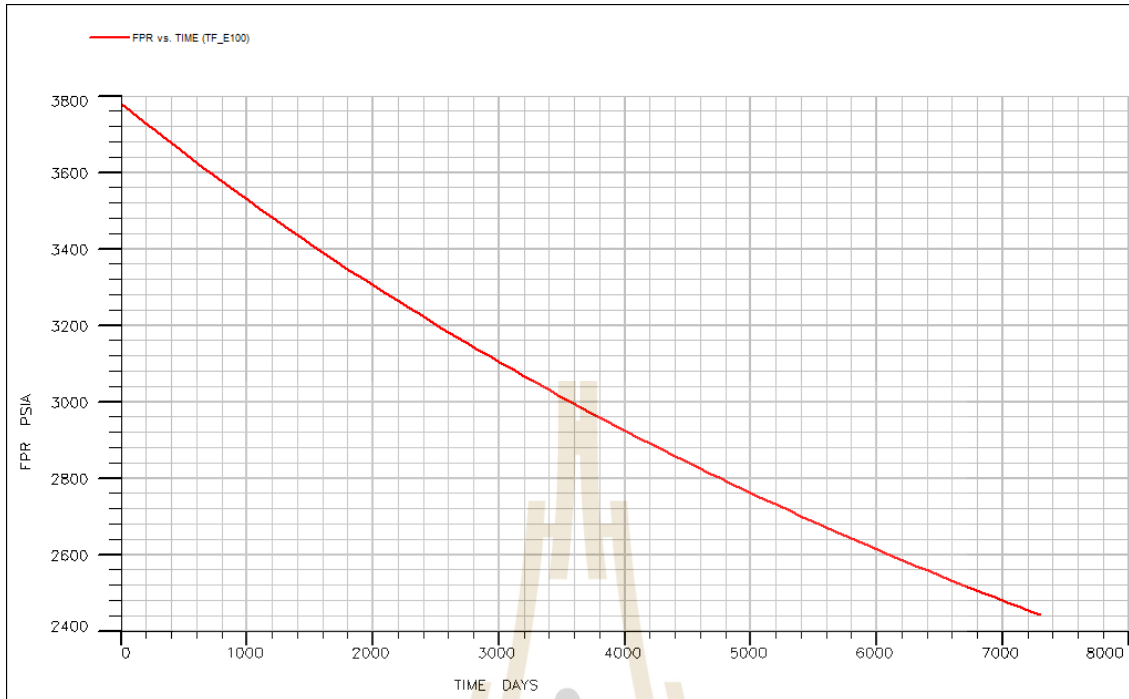
ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 5 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 339.68 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 10 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean มีค่า 107.42 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 232.26 พันล้าน ลบ. ฟุต

4. ผลการจำลองคอมพิวเตอร์

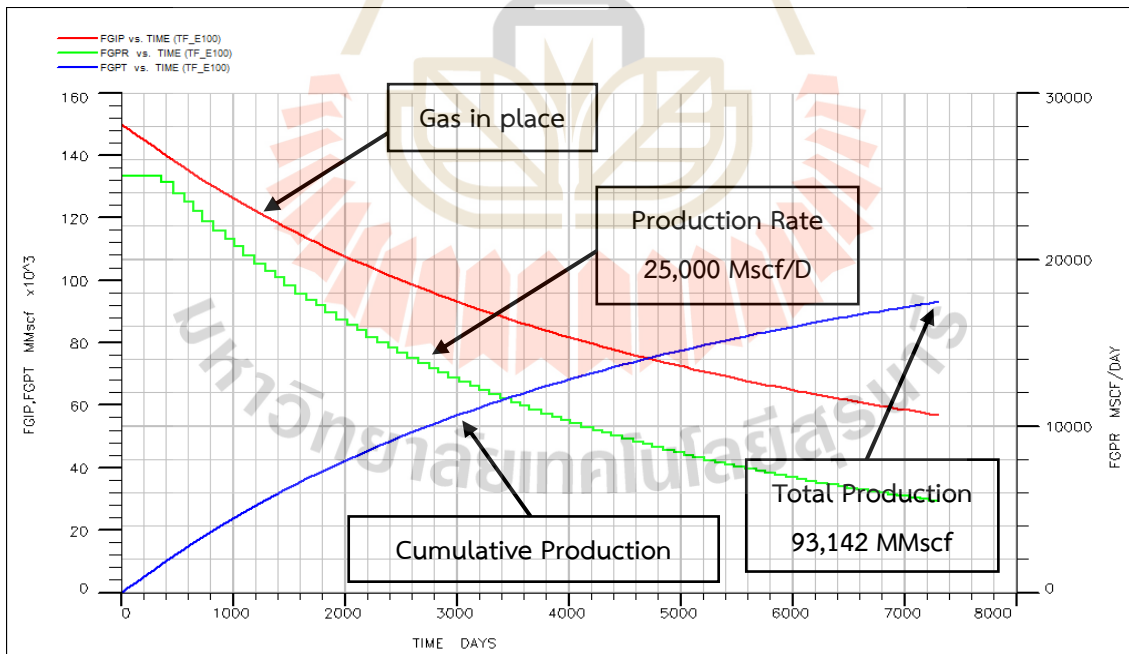
หลังจากที่ได้ข้อมูลทรัพยากรปิโตรเลียมจากการประเมินแล้ว นำข้อมูลที่ได้มาทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อจำลองการผลิตแก๊สที่มีอยู่ในชั้นหินทรายชุดโคราช ใช้เวลาในการจำลองการผลิตที่ 20 ปี โดยโปรแกรม Eclipse และได้ผลการจำลองดังนี้



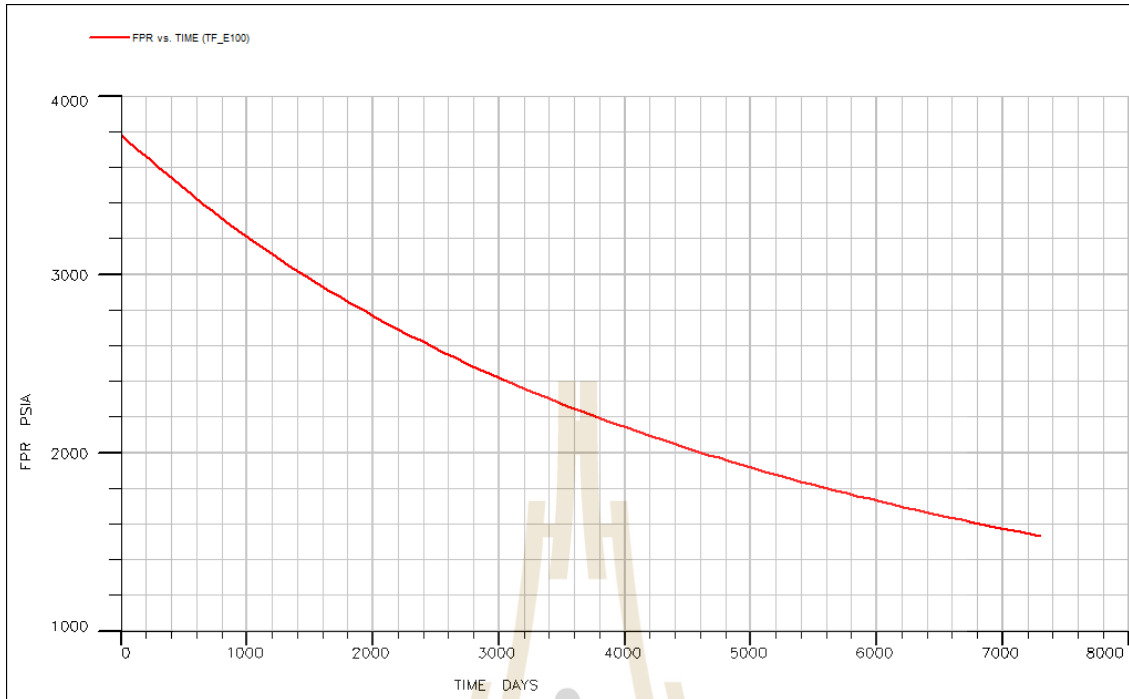
รูปที่ 7.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณแก๊สที่มีอยู่, อัตราการผลิต, ผลรวมของการผลิต กับ เวลา ก่อนการทำให้หินแตก



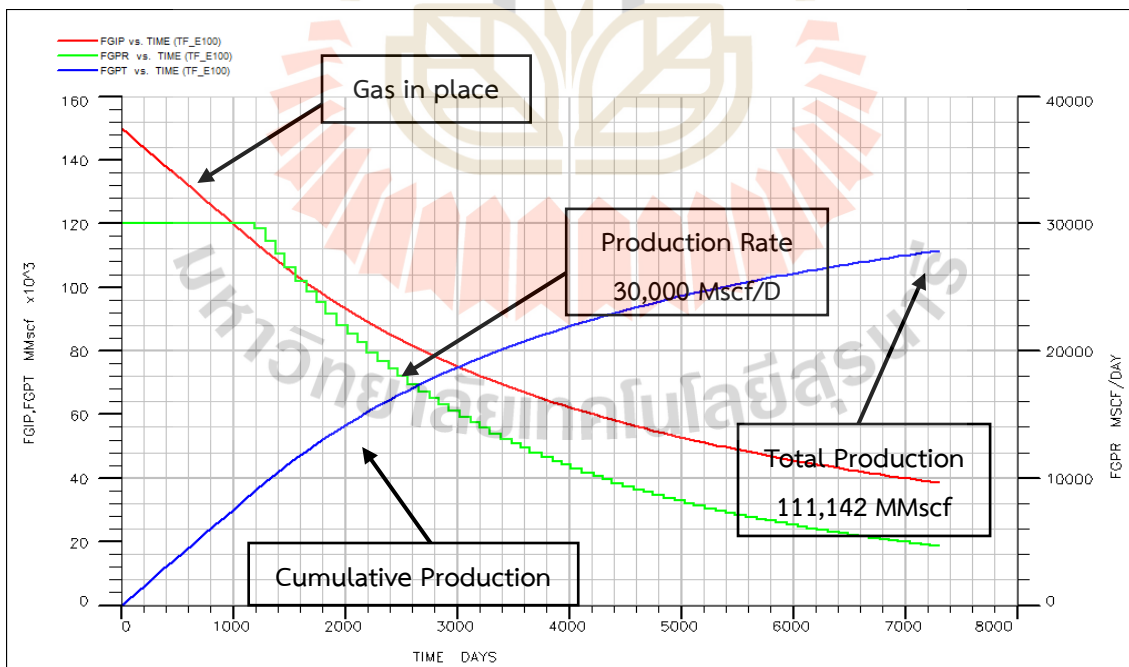
รูปที่ 7.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดัน กับเวลา แสดงให้เห็นการลดลงของความดันเมื่อเริ่มทำการผลิตจนถึงวันสุดท้ายของการผลิต (ก่อนการทำให้หินแตก)



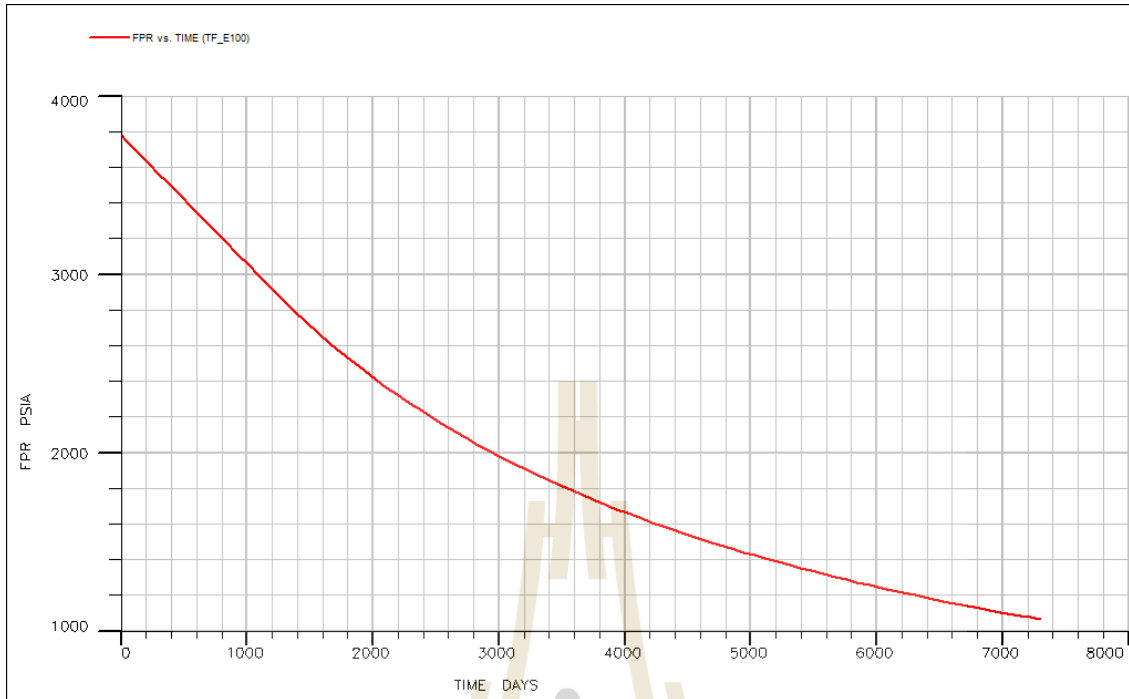
รูปที่ 7.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณแก๊สที่มีอยู่, อัตราการผลิต, ผลรวมของการผลิต กับเวลา หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไปทีปริมาณ 1,500 บาร์เรล



รูปที่ 7.7 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดัน กับเวลา แสดงให้เห็นการลดลงของความดันเมื่อเริ่มทำการผลิตจนถึงวันสุดท้ายของการผลิต (หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไปปริมาณ 1,500 บาร์เรล)



รูปที่ 7.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ปริมาณแก๊สที่มีอยู่, อัตราการผลิต, ผลรวมของการผลิต กับเวลา หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไปปริมาณ 5,000 บาร์เรล



รูปที่ 7.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่าง ความดัน กับเวลา แสดงให้เห็นการลดลงของความดันเมื่อเริ่มทำการผลิตจนถึงวันสุดท้ายของการผลิต (หลังการทำให้หินแตกโดยการอัดน้ำลงไป ปริมาณ 5,000 บาร์เรล)

หลังจากที่ได้ผลการจำลองการผลิตแล้ว จะนำผลเชิงตัวเลขไปทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ในบทต่อไป

บทที่ 8

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

1. จุดประสงค์

การศึกษาและคำนวณระยะเวลาคืนทุน เงินผลลัพธ์ปัจจุบัน สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน และอัตราการคืนทุนเพื่อวิเคราะห์และคาดการณ์ทางเลือกในการลงทุน วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

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

2. แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติถูกกำหนดภายใต้กฎหมายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III ซึ่งแบ่งช่วงระยะเวลาการสำรวจออกเป็น 6 ปี และต่อได้อีก 3 ปี การผลิตมีช่วงเวลา 20 ปี และต่อได้อีก 10 ปี แต่สำหรับแผนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของการศึกษาครั้งนี้แบ่งการสำรวจออกเป็น 4 ปี และการผลิตเป็น 20 ปี รวมทั้งหมดเวลา 24 ปี โดยมีรายละเอียดของแผนการสำรวจและการผลิตก๊าซธรรมชาติ ดังนี้

- | | | |
|---------|---|---|
| ปีที่ 1 | ; | - การขอสัมปทานเพื่อการสำรวจปิโตรเลียมในพื้นที่
- การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (seismic survey) แบบ 2 มิติ |
| ปีที่ 2 | ; | - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (seismic survey) แบบ 3 มิติ
- เจาะหลุมสำรวจจำนวน 1 หลุม |
| ปีที่ 3 | ; | - เจาะหลุมประเมินผลจำนวน 1 หลุม
- การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซเฟรสที่ 1 |
| ปีที่ 4 | ; | - เจาะหลุมผลิตจำนวน 1 หลุม
- การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซเฟรสที่ 2
- การติดตั้งอุปกรณ์การผลิตต่าง ๆ |
| ปีที่ 5 | ; | - เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติ |

3. หลักการเลือกตัวอย่างของปริมาณก๊าซธรรมชาติและราคาก๊าซธรรมชาติทั้ง 50 ตัวอย่าง

1. นำค่าปริมาณก๊าซที่ความน่าจะเป็นร้อยละ 95, 90, 85, 80, 75, 70, 65, 60, 55, 50, 45, 40, 35, 30, 25, 20, 15, 10 และ 5 จากโปรแกรม MSP มาสร้างกราฟใหม่ โดยมีความสัมพันธ์ระหว่างความน่าจะเป็นและปริมาณก๊าซธรรมชาติ
2. สุ่มเลือกตัวอย่างปริมาณก๊าซธรรมชาติมาทั้งหมด 50 ตัวอย่างจากกราฟ และทำการวางแผนการผลิตโดยใช้หลักการคือ ในช่วงการผลิต 5 ปีแรกมีอัตราการผลิตคงที่โดยประสิทธิภาพการผลิตรวมเป็นร้อยละ 50 ของปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมด หลังจากนั้นอัตราการผลิตในปีถัดไปจะลดลงที่ร้อยละ 90 ของอัตราการผลิตในปีก่อนหน้า
3. เมื่อได้แผนการผลิตครบทั้ง 50 ตัวอย่าง ให้ทำการสุ่มเลือกค่าราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อนำไปวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ โดยการสุ่มค่าราคาก๊าซที่มีค่าอยู่ระหว่าง 3-9 เหรียญต่อล้านปีที่ยู
4. วิเคราะห์ตัวอย่างทั้ง 50 ตัวอย่าง มาวิเคราะห์ในเชิงค่าของ Net present value (NPV), Discounted internal rate of return (DIRR) และ Discounted profit to investment ratio (DPIR).
5. ทำการจัดลำดับกลุ่มตัวอย่าง NPV ทั้ง 50 ตัวอย่าง จากน้อยไปหามากและคำนวณความน่าจะเป็นสะสมจากสูตร $1 - (\text{ลำดับ}/50)$ ตามลำดับที่จัดการเรียง
6. สร้างกราฟความสัมพันธ์ระหว่าง ความน่าจะเป็นสะสมและ NPV

4. สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์ก่อนการทำให้หินแตก

ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมนี้ ประกอบไปด้วยข้อสมมุติฐานในการวิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) โดยแบ่งออกเป็น

4.1 ข้อสมมุติพื้นฐาน

1. ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
2. จำนวนหลุมเจาะ
 - จำนวนหลุมเจาะสำรวจ (Number of exploration well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะประเมินผล (Number of appraisal well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะผลิต (Number of development well) 1 หลุม
3. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มต้นร้อยละ 10 ของปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติต่อปี เป็นระยะเวลา 5 ปี
4. กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนประมาณ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

5. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร (Discount rate) ที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าเงินที่ปัจจุบัน (Net present value) ใช้ที่อัตราร้อยละ 10
6. ค่าภาคหลวง (Royalty) คิดตามอัตราขั้นบันไดโดยเริ่มต้นที่อัตราร้อยละ 5
7. ในการคำนวณค่าภาคหลวง กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติ 10 ล้านปีเทียบเท่ากับน้ำมันดิบ 1 บาร์เรล
8. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Income tax) ร้อยละ 50

4.2 ข้อสมมุติด้านราคา

ราคาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ใช้ในการศึกษา มีรายละเอียดดังนี้

1. ราคาค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนพื้นฐาน
 - การขอสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียม 0.85 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ 3.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 3 มิติ 1.7 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมสำรวจ 8.57 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล 4.3 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมผลิต 1.43 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าการวางท่อส่งก๊าซ อุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ 2.86 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 17 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อพันล้านลูกบาศก์ฟุตและเพิ่มขึ้น (Escalation) ในอัตราร้อยละ 2 ต่อปี
3. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านปีเทียบ

4.3 ข้อสมมุติฐานอื่น ๆ

1. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อ
3. เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ

5. ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด

นำสมมุติฐานต่างๆ มาวิเคราะห์กระแสเงินสด ณ ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ และราคาส่งออกก๊าซธรรมชาติต่างๆ กัน แสดงรายละเอียดดังภาคผนวก ผลการวิเคราะห์มีดังนี้ ตัวอย่างการคำนวณกระแสเงินสด ณ ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาก๊าซธรรมชาติ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านปีเทียบ

1. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติก่อนการทำให้หินแตก

ปีที่	อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ		
	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	208,904.11	915,000,000.00	76,250,000.00
6	208,333.33	912,500,000.00	76,041,666.67
7	208,333.33	912,500,000.00	76,041,666.67
8	201,766.74	883,738,333.33	73,644,861.11
9	175,344.37	768,008,333.33	64,000,694.44
10	151,252.28	662,485,000.00	55,207,083.33
11	131,670.47	576,716,666.67	48,059,722.22
12	115,306.13	505,040,833.33	42,086,736.11
13	101,834.86	446,036,666.67	37,169,722.22
14	89,902.40	393,772,500.00	32,814,375.00
15	80,021.69	350,495,000.00	29,207,916.67
16	71,540.14	313,345,833.33	26,112,152.78
17	64,437.60	282,236,666.67	23,519,722.22
18	57,930.18	253,734,166.67	21,144,513.89
19	52,455.86	229,756,666.67	19,146,388.89
20	47,680.75	208,841,666.67	17,403,472.22
21	43,567.35	190,825,000.00	15,902,083.33
22	39,731.74	174,025,000.00	14,502,083.33
23	36,463.09	159,708,333.33	13,309,027.78
24	33,563.55	147,008,333.33	12,250,694.44
Total			773,814,583.33

2. ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายก๊าซ (Gross revenue sale income) 392.42 ล้านเหรียญสหรัฐ
- เงินลงทุนทั้งหมด 64.72 ล้านเหรียญสหรัฐ แบ่งเป็น

- (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน และกรณีพิพาท 6 ล้านเหรียญสหรัฐ
- (2) ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต และอุปกรณ์แยกก๊าซ 60.57 ล้านเหรียญสหรัฐ
- (3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ (Operation Cost) 336.50 ล้านเหรียญสหรัฐ
- เงินที่รัฐบาลได้
 - (1) ค่าภาคหลวง 28.4 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - (2) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร 461 ล้านเหรียญสหรัฐ
3. เมื่อหักภาษีเงินได้ร้อยละ 50 จะมีกำไรสุทธิ -57.6 ล้านเหรียญสหรัฐ และถ้าคิดเป็นค่าเงินปัจจุบันในปีเริ่มต้นของโครงการ ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10.00 (NPV@10%) ประมาณ -18.8 ล้านเหรียญสหรัฐ
4. มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 15.62 และอัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย (Discounted cash flow Internal Rate of Return) ร้อยละ 5.11
5. มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เท่ากับ 0.30

ตารางที่ 8.1 แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ (ต่อ)

Depreciation (20%) Tangible Expense (Baht)	Fixed Operation Operation cost(Baht)	Operation cost		A(Baht/metre)	SRB RATE (%)	Available for	SRB(Baht)	Total allow expense (Baht)	Taxable income (Baht)	Taxable income (Baht) AFTER SRB	Cumulative taxable income (Baht)	Income tax (Baht)
		(Baht/ MMS CF)	(Baht)									
						-30000000		30,000,000	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000	0
						-120000000		120,000,000	-120,000,000	-120,000,000	-150,000,000	0
0						-300000000		300,000,000	-300,000,000	-300,000,000	-450,000,000	0
						0		0	0	0	-450,000,000	0
						0		0	0	0	-450,000,000	0
						0		0	0	0	-450,000,000	0
0						-250000000		250,000,000	-250,000,000	-250,000,000	-700,000,000	0
142,000,000	600,000,000	1,500	606,367,007	1,617	0	-93766228.29		827,167,048	-51,166,228	-51,166,228	-501,166,228	0
262,000,000	600,000,000	1,500	607,126,240	3,191	75	558404146.2		990,501,524	637,004,146	637,004,146	187,004,146	318,502,073
262,000,000	600,000,000	1,500	606,512,860	4,346	75	1323823570	992,867,678	988,035,830	1,402,423,570	409,555,893	-290,444,107	701,211,785
262,000,000	600,000,000	1,500	606,378,126	1,332	0	-251084221.2	0	905,004,121	-172,484,221	-172,484,221	-462,928,329	0
262,000,000	600,000,000	1,500	606,265,469	1,283	0	-276667163.8	0	903,539,064	-198,067,164	-198,067,164	-660,995,492	0
240,000,000	600,000,000	1,500	606,124,657	1,229	0	-275834406.7	0	879,929,407	-203,834,407	-203,834,407	-864,829,899	0
120,000,000	600,000,000	1,500	606,005,142	1,182	0	-144596531.9	0	758,500,332	-108,596,532	-108,596,532	-973,426,431	0
0	600,000,000	1,500	605,891,044	1,136	0	-12089268.85	0	637,143,769	-12,089,269	-12,089,269	-985,515,700	0
0	600,000,000	1,500	605,797,092	1,096	0	-32922867.34	0	635,948,367	-32,922,867	-32,922,867	-1,018,438,567	0
0	600,000,000	1,500	605,676,208	1,052	0	-55746478.06	0	634,619,878	-55,746,478	-55,746,478	-1,074,185,045	0
0	600,000,000	1,500	605,574,466	1,013	0	-76091491.11	0	633,441,991	-76,091,491	-76,091,491	-1,150,276,536	0
0	600,000,000	1,500	605,478,853	976	0	-95281542.58	0	632,331,343	-95,281,543	-95,281,543	-1,245,558,079	0
0	600,000,000	1,500	605,399,736	943	0	-112429251.2	0	631,345,551	-112,429,251	-112,429,251	-1,357,987,330	0
0	600,000,000	1,500	605,294,713	907	0	-131390442.9	0	630,237,043	-131,390,443	-131,390,443	-1,489,377,773	0
0	600,000,000	1,500	605,209,633	875	0	-148063363.2	0	629,269,963	-148,063,363	-148,063,363	-1,637,441,136	0
0	600,000,000	1,500	605,128,471	844	0	-163928235.6	0	628,349,536	-163,928,236	-163,928,236	-1,801,369,372	0
0	600,000,000	1,500	605,062,438	817	0	-178082563	0	627,535,063	-178,082,563	-178,082,563	-1,979,451,935	0
0	600,000,000	1,500	604,971,688	787	0	-193868022.6	0	626,608,723	-193,868,023	-193,868,023	-2,173,319,957	0
0	600,000,000	1,500	604,899,399	760	0	-207716844.1	0	625,803,744	-207,716,844	-207,716,844	-2,381,036,802	0
0	600,000,000	1,500	604,830,865	735	0	-220883140.2	0	625,038,640	-220,883,140	-220,883,140	-2,601,919,942	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1,550,000,000	12,000,000,000		12,113,994,107				992,867,678	15,150,350,936	-1,023,214,346	-2,016,082,024		1,019,713,858

ตารางที่ 8.1 แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ (ต่อ)

Income tax (Baht) after SRB	Annual cash flow (Baht)	Cumulative annual cash flow (Baht)	COPANY	Cumulative	SRB (Baht) No special	Dis counted Factor, % 10.00	Discounted cash flow (Baht)	Cumulative discounted cash flow (Baht)
			CASH FLOW (Baht)	Company Cash (baht)	Reduction			
						1		
0	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000		0.90909091	-27,272,727	-27,272,727
0	-120,000,000	-150,000,000	-120,000,000	-150,000,000		0.82644628	-99,173,554	-126,446,281
0	-300,000,000	-450,000,000	-300,000,000	-450,000,000		0.7513148	-225,394,440	-351,840,721
0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.68301346	0	-351,840,721
0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.62092132	0	-351,840,721
0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.56447393	0	-351,840,721
0	-250,000,000	-700,000,000	-150,000,000	-600,000,000		0.51315812	-76,973,718	-428,814,439
-25,583,114	-25,583,114	-725,583,114	116,416,886	-483,583,114	0	0.46650738	54,309,336	-297,531,385
318,502,073	318,502,073	-407,081,041	580,502,073	96,918,959	477,753,110	0.42409762	246,189,547	-105,651,175
204,777,946	204,777,946	-202,303,095	466,777,946	563,696,905	1,051,817,678	0.38554329	179,963,105	-248,851,334
-86,242,111	-86,242,111	-288,545,205	175,757,889	739,454,795	0	0.3504939	61,602,068	-187,249,266
-99,033,582	-99,033,582	-387,578,787	162,966,418	902,421,213	0	0.31863082	51,926,123	-135,323,143
-101,917,203	-101,917,203	-489,495,991	138,082,797	1,040,504,009	0	0.28966438	39,997,668	-95,325,475
-54,298,266	-54,298,266	-543,794,257	65,701,734	1,106,205,743	0	0.26333125	17,301,320	-78,024,155
-6,044,634	-6,044,634	-549,838,891	-6,044,634	1,100,161,109	0	0.23939205	-1,447,037	-79,471,193
-16,461,434	-16,461,434	-566,300,325	-16,461,434	1,083,699,675	0	0.21762914	-3,582,488	-83,053,680
-27,873,239	-27,873,239	-594,173,564	-27,873,239	1,055,826,436	0	0.19784467	-5,514,572	-88,568,252
-38,045,746	-38,045,746	-632,219,309	-38,045,746	1,017,780,691	0	0.17985879	-6,842,862	-95,411,114
-47,640,771	-47,640,771	-679,860,081	-47,640,771	970,139,919	0	0.16350799	-7,789,647	-103,200,761
-56,214,626	-56,214,626	-736,074,706	-56,214,626	913,925,294	0	0.14864363	-8,355,946	-111,556,707
-65,695,221	-65,695,221	-801,769,928	-65,695,221	848,230,072	0	0.13513057	-8,877,433	-120,434,139
-74,031,682	-74,031,682	-875,801,609	-74,031,682	774,198,391	0	0.12284597	-9,094,494	-129,528,633
-81,964,118	-81,964,118	-957,765,727	-81,964,118	692,234,273	0	0.11167816	-9,153,602	-138,682,235
-89,041,281	-89,041,281	-1,046,807,008	-89,041,281	603,192,992	0	0.1015256	-9,039,969	-147,722,204
-96,934,011	-96,934,011	-1,143,741,020	-96,934,011	506,258,980	0	0.092296	-8,946,621	-156,668,826
-103,858,422	-103,858,422	-1,247,599,442	-103,858,422	402,400,558	0	0.08390545	-8,714,288	-165,383,114
-110,441,570	-110,441,570	-1,358,041,012	-110,441,570	291,958,988	0	0.07627768	-8,424,227	-173,807,341
0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0
-658,041,012	-1,358,041,012		0.15625		1,529,570,787		126,691,542	

6. สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์หลังการทำหินแตกที่การอัดน้ำ 1,500 บาร์เรล
ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมนั้น ประกอบไปด้วยข้อสมมุติฐานในการ
วิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) โดยแบ่งออกเป็น

6.1 ข้อสมมุติพื้นฐาน

1. ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
2. จำนวนหลุมเจาะ
 - จำนวนหลุมเจาะสำรวจ (Number of exploration well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะประเมินผล (Number of appraisal well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะผลิต (Number of development well) 1 หลุม
3. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มต้นร้อยละ 10 ของปริมาณสำรองก๊าซ
ธรรมชาติต่อปี เป็นระยะเวลา 5 ปี
4. กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนประมาณ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต
5. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร (Discount rate) ที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าเงิน
ที่ปัจจุบัน (Net present value) ใช้ที่อัตราร้อยละ 10
6. ค่าภาคหลวง (Royalty) คิดตามอัตราขั้นบันไดโดยเริ่มต้นที่อัตราร้อยละ 5
7. ในการคำนวณค่าภาคหลวง กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติ 10 ล้านบีทียูเท่ากับ
น้ำมันดิบ 1 บาร์เรล
8. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Income tax) ร้อยละ 50

6.2 ข้อสมมุติด้านราคา

ราคาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ใช้ในการศึกษา มีรายละเอียดดังนี้

1. ราคาค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนพื้นฐาน
 - การขอสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียม 0.85 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ 3.4 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 3 มิติ 1.7 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมสำรวจ 8.57 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล 4.3 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมผลิต 1.43 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าการทำให้หินแตก (Hydraulic Fracturing) 2.14 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อหลุม
 - ค่าการวางท่อส่งก๊าซ อุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ 2.86 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 17 ล้านดอลลาร์สหรัฐต่อพันล้านลูกบาศก์ฟุต
และเพิ่มขึ้น (Escalation) ในอัตราร้อยละ 2 ต่อปี
3. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

6.3 ข้อสมมติฐานอื่น ๆ

1. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อ
3. เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ

7. ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด

นำสมมติฐานต่างๆ มาวิเคราะห์กระแสเงินสด ณ ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่างๆ กัน แสดงรายละเอียดดังภาคผนวก ผลการวิเคราะห์มีดังนี้

ตัวอย่างการคำนวณกระแสเงินสด ณ ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาก๊าซธรรมชาติ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

1. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติหลังการทำให้หินแตก (ที่การอัดน้ำ 1,500 บาร์เรล)

ปีที่	อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ		
	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	208,904.11	915,000,000.00	76,250,000.00
6	208,333.33	912,500,000.00	76,041,666.67
7	208,333.33	912,500,000.00	76,041,666.67
8	201,766.74	883,738,333.33	73,644,861.11
9	175,344.37	768,008,333.33	64,000,694.44
10	151,252.28	662,485,000.00	55,207,083.33
11	131,670.47	576,716,666.67	48,059,722.22
12	115,306.13	505,040,833.33	42,086,736.11
13	101,834.86	446,036,666.67	37,169,722.22
14	89,902.40	393,772,500.00	32,814,375.00
15	80,021.69	350,495,000.00	29,207,916.67
16	71,540.14	313,345,833.33	26,112,152.78
17	64,437.60	282,236,666.67	23,519,722.22

18	57,930.18	253,734,166.67	21,144,513.89
19	52,455.86	229,756,666.67	19,146,388.89
20	47,680.75	208,841,666.67	17,403,472.22
21	43,567.35	190,825,000.00	15,902,083.33
22	39,731.74	174,025,000.00	14,502,083.33
23	36,463.09	159,708,333.33	13,309,027.78
24	33,563.55	147,008,333.33	12,250,694.44
Total			773,814,583.33

2. ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายก๊าซ (Gross revenue sale income) 700.71 ล้านบาท
 เหยี่ยสหรัฐ

- เงินลงทุนทั้งหมด 66.53 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ แบ่งเป็น

- (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน และธรณีฟิสิกส์ 6 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ
- (2) ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต การทำหินแตก และอุปกรณ์แยกก๊าซ 62.43 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ
- (3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ (Operation Cost) 348.14 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ

- เงินที่รัฐบาลได้

- (1) ค่าภาคหลวง 87.91 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ
- (2) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร 547.06 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ

3. เมื่อหักภาษีเงินได้ร้อยละ 50 จะมีกำไรสุทธิ 173.67 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ และถ้าคิดเป็นค่าเงินปัจจุบันในปีเริ่มต้นของโครงการ ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10.00 (NPV@10%) ประมาณ 97.11 ล้านบาท เหยี่ยสหรัฐ

4. มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 36.66 และอัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย (Discounted cash flow Internal Rate of Return) ร้อยละ 24.23

5. มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เท่ากับ 3.28

ตารางที่ 8.2 แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ (ต่อ)

Income tax (Baht)	Income tax (Baht) after SRB	Annual cash flow (Baht)	Cumulative annual cash flow (Baht)	COPANY	Cumulative	SRB (Baht) No special	Discounted Factor, %	Discounted cash flow (Baht)	Cumulative discounted cash flow (Baht)
				CASH FLOW (Baht)	Company Cash (baht)	Reduction			
							1		
0	0	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000		0.90909091	-27,272,727	-27,272,727
0	0	-120,000,000	-150,000,000	-120,000,000	-150,000,000		0.82644628	-99,173,554	-126,446,281
0	0	-300,000,000	-450,000,000	-300,000,000	-450,000,000		0.7513148	-225,394,440	-351,840,721
0	0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.68301346	0	-351,840,721
0	0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.62092132	0	-351,840,721
0	0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.56447393	0	-351,840,721
0	0	-270,000,000	-720,000,000	-175,000,000	-625,000,000		0.51315812	-89,802,671	-441,643,392
491,320,270	491,320,270	491,320,270	-228,679,730	634,320,270	9,320,270	0	0.46650738	295,915,087	-55,925,634
1,285,936,051	1,285,936,051	1,285,936,051	1,057,256,321	1,548,936,051	1,558,256,321	1,928,904,077	0.42409762	656,900,090	305,059,369
2,090,702,786	552,263,196	552,263,196	1,609,519,517	815,263,196	2,373,519,517	3,136,054,178	0.38554329	314,319,254	-127,324,137
265,213,930	265,213,930	265,213,930	1,874,733,447	528,213,930	2,901,733,447	0	0.3504939	185,135,760	57,811,623
204,340,630	204,340,630	204,340,630	2,079,074,077	467,340,630	3,369,074,077	0	0.31863082	148,909,127	206,720,750
158,592,025	158,592,025	158,592,025	2,237,666,102	398,592,025	3,767,666,102	0	0.28966438	115,457,912	322,178,661
169,353,651	169,353,651	169,353,651	2,407,019,753	289,353,651	4,057,019,753	0	0.26333125	76,195,860	398,374,521
185,220,334	185,220,334	185,220,334	2,592,240,087	185,220,334	4,242,240,087	0	0.23939205	44,340,275	442,714,797
147,182,308	147,182,308	147,182,308	2,739,422,395	147,182,308	4,389,422,395	0	0.21762914	32,031,158	474,745,955
116,098,634	116,098,634	116,098,634	2,855,521,028	116,098,634	4,505,521,028	0	0.19784467	22,969,496	497,715,451
84,179,175	84,179,175	84,179,175	2,939,700,204	84,179,175	4,589,700,204	0	0.17985879	15,140,365	512,855,815
55,189,462	55,189,462	55,189,462	2,994,889,665	55,189,462	4,644,889,665	0	0.16350799	9,023,918	521,879,733
30,124,404	30,124,404	30,124,404	3,025,014,070	30,124,404	4,675,014,070	0	0.14864363	4,477,801	526,357,534
5,666,605	5,666,605	5,666,605	3,030,680,675	5,666,605	4,680,680,675	0	0.13513057	765,732	527,123,266
0	-15,717,722	-15,717,722	3,014,962,952	-15,717,722	4,664,962,952	0	0.12284597	-1,930,859	525,192,407
0	-34,985,737	-34,985,737	2,979,977,215	-34,985,737	4,629,977,215	0	0.11167816	-3,907,143	521,285,264
0	-51,927,726	-51,927,726	2,928,049,489	-51,927,726	4,578,049,489	0	0.1015256	-5,271,993	516,013,271
0	-68,760,375	-68,760,375	2,859,289,113	-68,760,375	4,509,289,113	0	0.092296	-6,346,307	509,666,963
0	-83,392,957	-83,392,957	2,775,896,156	-83,392,957	4,425,896,156	0	0.08390545	-6,997,124	502,669,839
0	-96,747,819	-96,747,819	2,679,148,337	-96,747,819	4,329,148,337	0	0.07627768	-7,379,700	495,290,140
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5,289,120,264	3,399,148,337	2,679,148,337		0.36658		5,064,958,255		1,448,105,317	

8. สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์หลังการทำหินแตกที่การอัดน้ำ 5,000 บาร์เรล
ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมนั้น ประกอบไปด้วยข้อสมมุติฐานในการ
วิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) โดยแบ่งออกเป็น

8.1 ข้อสมมุติพื้นฐาน

1. ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
2. จำนวนหลุมเจาะ
 - จำนวนหลุมเจาะสำรวจ (Number of exploration well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะประเมินผล (Number of appraisal well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะผลิต (Number of development well) 1 หลุม
3. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มต้นร้อยละ 10 ของปริมาณทรัพยากรก๊าซ
ธรรมชาติต่อปี เป็นระยะเวลา 5 ปี
4. กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนประมาณ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต
5. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร (Discount rate) ที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าเงินที่ปี
ปัจจุบัน (Net present value) ใช้ที่อัตราร้อยละ 10
6. ค่าภาคหลวง (Royalty) คิดตามอัตราขั้นบันไดโดยเริ่มต้นที่อัตราร้อยละ 5
7. ในการคำนวณค่าภาคหลวง กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติ 10 ล้านบีทียูเท่ากับ
น้ำมันดิบ 1 บาร์เรล
8. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Income tax) ร้อยละ 50

8.2 ข้อสมมุติด้านราคา

ราคาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ใช้ในการศึกษา มีรายละเอียดดังนี้

1. ราคาค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนพื้นฐาน
 - การขอสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียม 0.85 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ 3.4 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 3 มิติ 1.7 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมสำรวจ 8.57 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล 4.3 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมผลิต 2.4 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
 - ค่าการทำให้หินแตก (Hydraulic Fracturing) 2.14 ล้านเหรียญสหรัฐต่อ
หลุม
 - ค่าการวางท่อส่งก๊าซ อุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ 2.86 ล้านเหรียญสหรัฐ
2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 17 ล้านเหรียญสหรัฐต่อพันล้านลูกบาศก์ฟุต และ
เพิ่มขึ้น (Escalation) ในอัตราร้อยละ 2 ต่อปี

3. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

8.3 ข้อสมมติฐานอื่น ๆ

1. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อ
3. เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ

9. ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด

นำสมมติฐานต่างๆ มาวิเคราะห์กระแสเงินสด ณ ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่างๆ กัน แสดงรายละเอียดดังภาคผนวก ผลการวิเคราะห์มีดังนี้

ตัวอย่างการคำนวณกระแสเงินสด ณ ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาก๊าซธรรมชาติ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

1. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติหลังการทำให้หินแตก (ที่การอัดน้ำ 5,000 บาร์เรล)

ปีที่	อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ		
	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี
1	0	0	0
2	0	0	0
3	0	0	0
4	0	0	0
5	208,904.11	915,000,000.00	76,250,000.00
6	208,333.33	912,500,000.00	76,041,666.67
7	208,333.33	912,500,000.00	76,041,666.67
8	201,766.74	883,738,333.33	73,644,861.11
9	175,344.37	768,008,333.33	64,000,694.44
10	151,252.28	662,485,000.00	55,207,083.33
11	131,670.47	576,716,666.67	48,059,722.22
12	115,306.13	505,040,833.33	42,086,736.11
13	101,834.86	446,036,666.67	37,169,722.22
14	89,902.40	393,772,500.00	32,814,375.00
15	80,021.69	350,495,000.00	29,207,916.67
16	71,540.14	313,345,833.33	26,112,152.78

17	64,437.60	282,236,666.67	23,519,722.22
18	57,930.18	253,734,166.67	21,144,513.89
19	52,455.86	229,756,666.67	19,146,388.89
20	47,680.75	208,841,666.67	17,403,472.22
21	43,567.35	190,825,000.00	15,902,083.33
22	39,731.74	174,025,000.00	14,502,083.33
23	36,463.09	159,708,333.33	13,309,027.78
24	33,563.55	147,008,333.33	12,250,694.44
Total			773,814,583.33

2. ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายก๊าซ (Gross revenue sale income) 866.03 ล้านบาทสหรัฐ
- เงินลงทุนทั้งหมด 67.25 ล้านบาทสหรัฐ แบ่งเป็น
 - (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน และกรณีพิพาท 6 ล้านบาทสหรัฐ
 - (2) ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต การทำ

หินแตก และอุปกรณ์แยกก๊าซ 63.17 ล้านบาทสหรัฐ

- (3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ (Operation Cost) 349.09 ล้านบาทสหรัฐ

- เงินที่รัฐบาลได้

- (1) ค่าภาคหลวง 112.54 ล้านบาทสหรัฐ
- (2) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร 597.66 ล้านบาทสหรัฐ

3. เมื่อหักภาษีเงินได้ร้อยละ 50 จะมีกำไรสุทธิ 268.37 ล้านบาทสหรัฐ และถ้าคิดเป็นค่าเงินปัจจุบันในปีเริ่มต้นของโครงการ ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10.00 (NPV@10%) ประมาณ 144.58 ล้านบาทสหรัฐ

4. มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 41.43 และอัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย (Discounted cash flow Internal Rate of Return) ร้อยละ 28.58

5. มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เท่ากับ 4.55

ตารางที่ 8.3 แสดงการคำนวณด้านเศรษฐศาสตร์ (ต่อ)

Income tax (Baht)	Income tax (Baht) after SRB	Annual cash flow (Baht)	Cumulative annual cash flow (Baht)	COPANY	Cumulative	SRB (Baht) No special	Discounted Factor, %	Discounted cash flow (Baht)	Cumulative discounted cash flow (Baht)
				CASH FLOW (Baht)	Company Cash (baht)	Reduction			
							1		
0	0	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000	-30,000,000		0.90909091	-27,272,727	-27,272,727
0	0	-120,000,000	-150,000,000	-120,000,000	-150,000,000		0.82644628	-99,173,554	-126,446,281
0	0	-300,000,000	-450,000,000	-300,000,000	-450,000,000		0.7513148	-225,394,440	-351,840,721
0	0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.68301346	0	-351,840,721
0	0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.62092132	0	-351,840,721
0	0	0	-450,000,000	0	-450,000,000		0.56447393	0	-351,840,721
0	0	-278,000,000	-728,000,000	-185,000,000	-635,000,000		0.51315812	-94,934,252	-446,774,973
622,450,574	622,450,574	622,450,574	-105,549,426	765,850,574	130,850,574	194,516	0.46650738	357,274,945	5,434,223
1,597,062,747	1,597,062,747	1,597,062,747	1,491,513,321	1,860,462,747	1,991,313,321	2,395,594,121	0.42409762	789,017,820	437,177,099
2,665,645,302	696,043,826	696,043,826	2,187,557,146	959,443,826	2,950,757,146	3,998,467,953	0.38554329	369,907,129	-76,867,845
602,520,457	602,520,457	602,520,457	2,790,077,604	865,920,457	3,816,677,604	0	0.3504939	303,499,838	226,631,993
466,915,547	466,915,547	466,915,547	3,256,993,151	730,315,547	4,546,993,151	0	0.31863082	232,701,040	459,333,033
354,998,686	354,998,686	354,998,686	3,611,991,837	594,998,686	5,141,991,837	0	0.28966438	172,349,925	631,682,958
314,532,162	314,532,162	314,532,162	3,926,523,999	434,532,162	5,576,523,999	0	0.26333125	114,425,899	746,108,858
290,581,968	290,581,968	290,581,968	4,217,105,967	290,581,968	5,867,105,967	0	0.23939205	69,563,013	815,671,871
221,478,053	221,478,053	221,478,053	4,438,584,020	221,478,053	6,088,584,020	0	0.21762914	48,200,077	863,871,948
160,278,678	160,278,678	160,278,678	4,598,862,698	160,278,678	6,248,862,698	0	0.19784467	31,710,282	895,582,230
115,125,516	115,125,516	115,125,516	4,713,988,215	115,125,516	6,363,988,215	0	0.17985879	20,706,336	916,288,566
71,047,147	71,047,147	71,047,147	4,785,035,362	71,047,147	6,435,035,362	0	0.16350799	11,616,776	927,905,342
34,136,800	34,136,800	34,136,800	4,819,172,163	34,136,800	6,469,172,163	0	0.14864363	5,074,218	932,979,560
326,477	326,477	326,477	4,819,498,639	326,477	6,469,498,639	0	0.13513057	44,117	933,023,677
0	-28,115,380	-28,115,380	4,791,383,259	-28,115,380	6,441,383,259	0	0.12284597	-3,453,861	929,569,816
0	-52,922,310	-52,922,310	4,738,460,950	-52,922,310	6,388,460,950	0	0.11167816	-5,910,266	923,659,550
0	-74,290,681	-74,290,681	4,664,170,268	-74,290,681	6,314,170,268	0	0.1015256	-7,542,406	916,117,144
0	-94,211,250	-94,211,250	4,569,959,019	-94,211,250	6,219,959,019	0	0.092296	-8,695,321	907,421,823
0	-111,187,291	-111,187,291	4,458,771,728	-111,187,291	6,108,771,728	0	0.08390545	-9,329,220	898,092,603
0	-126,245,083	-126,245,083	4,332,526,645	-126,245,083	5,982,526,645	0	0.07627768	-9,629,683	888,462,920
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7,517,100,116	5,060,526,645	4,332,526,645		0.41435		6,394,256,590		2,034,755,685	

10. สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมเปรียบเทียบในโครงสร้างชั้นหินทรายชุด
โคราช

การสรุปผลการวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม การลงทุน อัตราการผลิต
ผลตอบแทน และการเปรียบเทียบในแต่ละกรณีจะสรุปไว้ในบทถัดไป



บทที่ 9

สรุปและข้อเสนอแนะ

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวสรุปตั้งแต่ การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม การจำลองโมเดล การผลิตแก๊สก่อนและหลังการทำให้หินแตก และการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ สำหรับโครงสร้างกักเก็บชั้นหินทรายชุดโคราช รวมถึง ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

1. การประเมินปริมาณก๊าซในโครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช

จากผลการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมที่กล่าวไว้ในบทที่ 7 โดยละเอียดแล้ว จะกล่าวสรุปได้ว่า ผลการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมของทั้ง 2 โปรแกรม (FASPU และ MSP) ที่ความน่าจะเป็น 50 หรือ P50 มีปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม (ก๊าซธรรมชาติ) ในแหล่งชั้นหินทรายชุดโคราช ประมาณ 150 พันล้าน ลบ. ฟุต ในบริเวณพื้นที่ที่มีขนาด 1,235.5 เอเคอร์ หรือประมาณ 5 ตารางกิโลเมตร

ตารางที่ 9.1 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างชั้นหินทรายชุด

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
โปรแกรม FASPU	65.43	149.08	339.68
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation	96.91	150.13	202.77
- ประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean	193.30	150.31	107.42
- ประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success	-	158.58	-

สำหรับโครงสร้างกักเก็บชั้นหินทรายชุดโคราช ผลการเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP โดยมีรายละเอียดในตารางที่ 7.8 พบว่า ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 95 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 65.43 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 90 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 96.91 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -31.48 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 149.08 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 150.13 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -1.05 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 149.08 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean มีค่า 150.31 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -1.23 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 149.08 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success มีค่า 158.58 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -9.5 พันล้าน ลบ. ฟุต

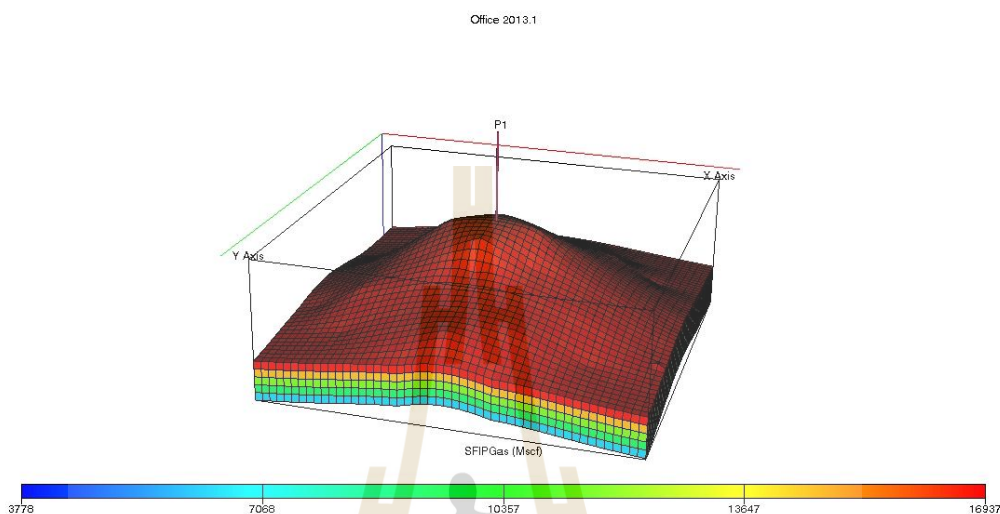
ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 5 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 339.68 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 10 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 202.77 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 136.91 พันล้าน ลบ. ฟุต

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 5 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 339.68 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 10 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean มีค่า 107.42 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 232.26 พันล้าน ลบ. ฟุต

2. การจำลองโมเดลการผลิตก๊าซก่อนและหลังการทำให้หินแตก และการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์

ในการทำแบบจำลองด้วยคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บชั้นหินทรายชุดโคราช จะจำลองโดยใช้โปรแกรม “Eclipse industry-reference reservoir simulator” โดยตัวโปรแกรมจะจำลองชั้นหินออกมาเป็นเซลล์เล็กๆ เรียงต่อกันจนได้ลักษณะที่ใกล้เคียงกับโครงสร้างชั้นหิน ในงานวิจัยชิ้นนี้จะกำหนดเซลล์ของชั้นหินเป็น กว้าง 50 เซลล์ ยาว 50 เซลล์ และสูง 5 ชั้น (1 เซลล์ = 146x146x52 ฟุต)

มีพื้นที่ของแหล่งหินทรายชุดโคราชที่ 53,820,000 ตารางฟุต (7336x7336 ฟุต) และมีความสูง (หนา) ของชั้นหินอยู่ที่ 260 ฟุต มีลักษณะแบบจำลองดังรูป



รูปที่ 9.1 แบบจำลองแหล่งกักเก็บชั้นหินชุดโคราช (50x50x5 = 12,500 เซลล์)

การประเมินชี้ให้เห็นความน่าจะเป็นไปได้มากที่สุดที่จะหาแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายชุดโคราชที่มีปริมาณสำรอง 150 พันล้านลูกบาศก์ฟุต แหล่งก๊าซธรรมชาติที่อยู่ในชั้นหินทรายชุดโคราชจะต้องมีการ ทำให้เกิดรอยแตก (Hydraulic fracturing, HF) เมื่อมีอัตราผลตอบแทนจากการผลิต (IRR) น้อยกว่า 15% สำหรับการพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาตินี้ และต้องใช้ปริมาณของของเหลวที่ใช้ทำ HF ในปริมาณมากถ้าหากมีความจำเป็นจะต้องดำเนินการเมื่อการผลิตก๊าซที่เป็นแหล่งขนาดเล็กและส่วนใหญ่ก็จะไม่เป็นที่น่าสนใจในการพัฒนาข้อมูลแหล่งก๊าซ

ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์วิเคราะห์และคำนวณโดยใช้กฎหมายปิโตรเลียม Thailand III ซึ่งผลการจำลองโมเดลทางด้านคอมพิวเตอร์และการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์สามารถบอกได้ว่า การผลิตก๊าซธรรมชาติก่อนทำให้หินแตกอัตราการผลิต 15,000,000 ลบ. ฟุต ต่อวัน ไม่สามารถผลิตได้ตามเป้าที่ตั้งไว้ตั้งแต่วันเริ่มผลิตแต่สามารถผลิตได้ปริมาณที่น้อยกว่า วันสุดท้ายของการผลิต (20 ปี) จะผลิตได้ที่ 5,200,000 ลบ. ฟุต ต่อวัน และเมื่อผลิตจนถึงระยะเวลา 20 ปี จะมีผลผลิตรวมอยู่ที่ 55 พันล้าน ลบ. ฟุต แสดงในรูปที่ 7.6 ในบทที่ 7 มีอัตราผลตอบแทนจากการผลิต (IRR) อยู่ที่ 5.11% หลังจากที่ทำกรอัดของเหลวลงไปเพื่อทำให้หินแตกในปริมาณของเหลวที่อัด 1,500 บาร์เรล ทำให้เกิดรอยแตกลึกเข้าไปในชั้นหินมีความยาว 1,306 ฟุต มีความกว้าง 0.26 นิ้ว และสูง 260 ฟุต แสดงในตารางที่ 6.3 บทที่ 6 ส่งผลทำให้ผลิตก๊าซธรรมชาติในวันแรก เริ่มผลิตที่ 25,000,000 ลบ. ฟุต

ต่อวัน สามารถผลิตได้ตามเป้าที่ตั้งไว้ตั้งแต่วันเริ่มผลิตไปจนถึงระยะเวลาประมาณ 390 วัน หรือประมาณ 1 ปีเศษ อัตราการผลิตจะเริ่มลดลงเรื่อยๆ ดังรูปที่ 7.8 ในบทที่ 7 และเมื่อผลิตจนถึงวันสุดท้ายในระยะเวลา 20 ปี อัตราการผลิตอยู่ที่ 5,500,000 ลบ. ฟุต ต่อวัน อัตราการผลิตรวม 93,142,800 ลบ. ฟุต มีอัตราผลตอบแทนจากการผลิต (IRR) อยู่ที่ 24.23% หากทำการอัดของเหลวลงไปเพื่อให้หินแตกในปริมาณที่มากขึ้นไปอีกโดยของเหลวที่อัด 5,000 บาร์เรล ทำให้เกิดรอยแตกลึกเข้าไปในชั้นหินมีความยาว 5,690 ฟุต มีความกว้าง 0.38 นิ้ว และสูง 260 ฟุต แสดงในตารางที่ 6.5 บทที่ 6 ส่งผลทำให้ผลิตก๊าซธรรมชาติในวันแรก เริ่มผลิตที่ 30,000,000 ลบ. ฟุต ต่อวัน สามารถผลิตได้ตามเป้าที่ตั้งไว้ตั้งแต่วันเริ่มผลิตไปจนถึงระยะเวลาประมาณ 1,200 วัน หรือประมาณ 3.2 ปี อัตราการผลิตจะเริ่มลดลงเรื่อยๆ ดังรูปที่ 7.10 ในบทที่ 7 และเมื่อผลิตจนถึงวันสุดท้ายในระยะเวลา 20 ปี อัตราการผลิตอยู่ที่ 4,687,751 ลบ. ฟุต ต่อวัน อัตราการผลิตรวม 111,429,300 ลบ. ฟุต มีอัตราผลตอบแทนจากการผลิต (IRR) อยู่ที่ 28.58%

จะเห็นได้ว่าเมื่อเราทำให้หินแตกโดยใช้ปริมาณการอัดน้ำที่มากขึ้นจะทำให้เราสามารถเพิ่มอัตราการผลิตทั้งรายวันและอัตราการผลิตรวมได้มากขึ้นดังตารางเปรียบเทียบ 9.2

ตารางที่ 9.2 เปรียบเทียบอัตราการผลิต การลงทุน และผลตอบแทน

	อัตราการผลิต $\times 10^6$ ลบ. ฟุต/ วัน	อัตราการผลิตรวม $\times 10^9$ ลบ. ฟุต/20ปี	เปอร์เซ็นต์ผลผลิต เมื่อเทียบกับก๊าซที่ มีทั้งหมด %	เงินลงทุน $\times 10^6$ \$	ผลตอบแทนบริษัท ผู้ลงทุน IRR, %	เงินที่บริษัทผู้ลงทุน ได้รับ $\times 10^6$ \$	เงินที่รัฐบาลได้รับ $\times 10^6$ \$
ก่อนทำ HF	10	55.6	0.37	64.72	4.41	-38.77	25.84
	15	55.8	0.37	64.72	5.11	-37.72	28.92
	20	55.8	0.37	64.72	5.54	-36.98	29.75
หลังทำ HF ที่ ปริมาณการอัด 1,500 บาร์เรล	10	72.93	0.49	66.53	7.45	7.52	77.78
	15	88.25	0.59	66.53	16.14	51.15	154.80
	20	92.08	0.61	66.53	22.12	66.82	195.43
	25	93.14	0.62	66.53	24.23	74.42	221.29
หลังทำ HF ที่ ปริมาณการอัด 5,000 บาร์เรล	10	73.05	0.49	67.25	7.25	7.39	77.90
	15	99.67	0.66	67.25	16.35	80.97	190.13
	20	107.14	0.71	67.25	22.09	105.30	241.09
	30	111.43	0.74	67.25	28.58	120.35	314.99

3. ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

1. การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมชั้นหินทรายชุดโคราช โดยการวิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม ร่วมกับการใช้โปรแกรม FASPU และ MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) สามารถวิเคราะห์และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงควรมีการพิจารณาการวิเคราะห์และประเมินปริมาณปิโตรเลียมเหล่านี้ต่อไปเพื่อการพัฒนาให้เหมาะสมกับสถานะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน
2. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการใช้โปรแกรม FASPU สำหรับการประเมินปริมาณปิโตรเลียมในแต่ละแหล่ง ควบคู่ไปกับการวิเคราะห์ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม
3. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการประยุกต์หลักการและทฤษฎี Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success เพื่อพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม รวมถึง หลักการและทฤษฎีเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม เพื่อพัฒนาโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เป็นต้น
4. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจภาษาคอมพิวเตอร์เพื่อใช้ในการพัฒนาโปรแกรม อาทิ เช่น Microsoft Visual Basic เพราะเป็นภาษาคอมพิวเตอร์ที่ค่อนข้างเรียนรู้ได้ง่ายและมีความสามารถประยุกต์การทำงานได้หลากหลาย
5. ข้อมูลที่ใช้ในการประมวลผลของโปรแกรมประเมินศักยภาพปิโตรเลียมแต่ละโปรแกรม เป็นข้อมูลที่ศึกษาและพิจารณาจากหลุมเจาะปิโตรเลียมของประเทศไทย ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
6. การประมวลผลที่แม่นยำของแต่ละโปรแกรม ขึ้นอยู่กับขั้นตอนการออกแบบทฤษฎีที่ใช้ ฐานข้อมูล และการข้อมูลนำเข้า
7. ผลลัพธ์ทางสถิติของข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียมต่างๆ ช่วยให้เห็นสามารถพิจารณาช่วงที่เหมาะสมสำหรับการเลือกและประยุกต์ข้อมูลที่จะใช้ในการประมวลผลของโปรแกรม

8. ผู้วิจัยควรจะมีความรู้และความเข้าใจในการใช้โปรแกรม Eclipse สำหรับการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บ โครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช จนไปถึงการจำลองการผลิตปิโตรเลียม
9. การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในงานวิจัยชิ้นนี้มีการลงทุนในการทำธุรกิจที่ต่ำกว่าปกติเมื่อเทียบกับการลงทุนในปัจจุบัน จึงให้เปอร์เซ็นต์ของผลตอบแทนที่ได้รับมีความเป็นไปได้ การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในอนาคตควรปรับ ราคาก๊าซ ราคาค่าใช้จ่าย เงินลงทุน ค่าดำเนินการ ภาษีต่างๆให้เป็นปัจจุบัน
10. บางข้อมูลนำเข้าอาจมีความลำบากอยู่บ้างในการวิเคราะห์ อันเนื่องมาจากข้อจำกัดของข้อมูลนำเข้าบางอย่างซึ่งไม่ชัดเจนนัก ถ้าได้ข้อมูลนำเข้าที่ถูกต้องและตรงจริงก็จะได้ผลตรงตามความจริง
11. ผู้วิจัยมีความคาดหวังว่ารายงานการวิจัยเล่มนี้จะมีประโยชน์กับผู้สนใจในการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในแต่ละโครงสร้างสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย



REFERENCES

- Assavarittiprom, V., Chaisilboon, B. and Polachan, S. (1995). Review on petroleum exploration in Northeastern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp.541-550). Khon Kaen.
- Atop. 2006. Petroleum Assessment in Northeastern Thailand. Department of Mineral Fuels, Ministry of Energy, Thailand. (Unpublished data).
- BALLESEOS, L. E. CHAVEZ (2004) " RAPID ASSESSMENT OF REDEVELOPMENT POTENTIAL IN MARGINAL OIL FIELDS, APPLICATION TO THE CUT BANK FIELD" Graduate Thesis, Texas A & M University 2004.
- Beckinsale, R.D., Suensilpong, S., Nakapadungrat, S. and Walsh, J.N. 1979. Geochronology and geochemistry of granite magmatism in Thailand in relation to a plate tectonic Model. Journal Geological Society of London, 136, p.529-540.
- Booth, J. 1998. The Khorat Plateau of NE Thailand-exploration history and hydrocarbon potential, SEAPEX Exploration Conference. Singapore, p.169-203.
- Booth, J. and Sattayarak, N. 2011. Subsurface Carboniferous-Cretaceous geology of Northeast Thailand. In: Ridd, M. F., Barber, A.J and Crow, M. J. (eds). The Geology of Thailand. Geological Society, London, p.185-222.
- Canham, A.C., Love, M.A., Racey, A. and Polachan, S. 1996. Stratigraphy and reservoir potential of the Mesozoic Khorat Group, NE Thailand. Part 2: Diagenesis and reservoir quality. Jour. Petrol. Geol., 19 (3), 321-338.
- CCOP. 1990. CCOP/WGRA Play Modelling Exercise 1989-1990. Technical Secretariat Bangkok, Thailand, p.126.
- Chantong, W. 2007. Carbonate reservoir in the Khorat Plateau (in thai). Proceedings of DMF Technical Forum 2007; May 18,2007; Department of Mineral Fuels, Bangkok, Thailand, p. 55-76.
- Charpentier, R., Volgyi, L., Dolton, G., Mast, R., and Palyi, A. 1994. Undiscovered recoverable oil and gas resources. In: Basin Analysis in Petroleum Exploration: A case study from the Bekes basin, Hungary. Teleki, P.G., Mattick, R.E., and K

- okai, J. (eds.). Kluwer Academic Publishers, Boston, p. 305-319.
- Chinoroje, O. and Cole, M.R. 1995. Permian carbonates in the Dao Ruang#1 exploration well - Implications for petroleum potential, Northeast Thailand. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina, Khon Kaen, Thailand: Khon Kaen University, p.563-576.
- Chonglakmani, C. 1998. The Triassic System of Thailand: implication on geotectonic evolution of Southeast Asia. Ninth Regional Congress on Geology, Mineral and Energy Resource of Southeast Asia-GEOSEA'98, Kuala Lumpur, Malaysia, 48.
- Chonglakmani, C. and Sattayarak, N. 1984. Geologic Map of Changwat Phetchabun (Sheet NE 47-16, Scale 1:250,000). Geological Survey Division, Department of Mineral Resources, Bangkok.
- Chonglakmani, C., Meesook, A. and Suteethorn, V. 1985. Jurassic stratigraphy of Thailand. In Proc. Conf. on Geology and Mineral Resources Development of Northeastern Thailand, Khon Kaen, Thailand, p.77-83.
- Chopra, S. and Marfurt, K. J. 2007 Seismic Attributes for Prospect Identification and Reservoir Characterization, In press, SEG.
- Chuaviroj, S. 1997. Deformation in Khorat plateau. In Proc. Int. Conf. On Stratigraphy and Tectonic Evolution of SEA and the South Pacific. Dheeradilok, P. et al. (editor), Bangkok, Thailand, p.321-325.
- Cooper, M.A., Herbert, R. and Hill, G.S. 1989. The structural evolution of Triassic intermontane basins in Northeastern Thailand. In: Thanasuthipitak, T. and Ounchanum, P., (eds.), Proceedings of the International Symposium on Intermontane Basins: Geology and Resources, Chiang Mai Univ., Chiang Mai, p.231-242.
- Crovelli, R.A. 1987. Probability theory versus simulation of petroleum potential in play analysis. Annals of Operations Research, 8, p.363-381.
- 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, p.295-304.

- Crovelli, R.A. 1995. Environment probabilistic quantitative assessment methodologies. Computers & Geosciences, 21(8), p.971-984.
- Dawson, O.T. 1978. Depositional and diagenetic fabrics of Permian limestone from Saraburi, Central Thailand, in: P. Nutalaya (ed.) Proc. 3 rd. Regional Conf. Geol. Miner. Resource, SE Asia, Bangkok, p.47-60.
- Department of Mineral Resources. 1987. Geological Map of Thailand on 1:2,500,000 scale. Geological Survey Division, Bangkok, Thailand.
- Department of Mineral Resources. 1999. Petroleum Potential Assessment of Northeastern Thailand. Bangkok, Thailand, p.282.
- Esso Exploration and Production Khorat Inc. 1982. Geological Completion Report: Chonnabot NO. 1. (Unpublished data).
- Esso Exploration and Production Khorat Inc. 1984. Geological Completion Report, Nam Phong-2, Report submitted to DMR.
- Gidley, J. L.(1989), Recent Advances in Hydraulic Fracturing, Society of Petroleum Engineers, Richardson, TX 1989.
- GMT, SUT (1999). **PETROLEUM POTENTIAL ASSESSMENT OF NOTHEASTERN THAILAND, DMR REPORT**. (Unpublished manuscript).
- Hassan Eftekhari (2010) **PRODUCING COMPRESSED NATURAL GAS FOR NATURAL GAS VEHICLES BY ALTERNATIVE AND TRADITION WAYS**, Iranian National Gas Company.
- Henry, B. C. (1997). **Modern Reservoir Engineering-A Simulation Approach**. New Jersey: Englewood Cliffs.
- James, A.T. 1983. Geochemical interpretation and analysis of gases from the Nam Phong-1 well, Khorat Plateau, Thailand. EXXON Production Research Co., Report submitted to DMR.
- John, R. F. (1997). **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Texas: Houston.
- Kozar, M.G., Crandall, G.F. and Hall, S.E. 1992. Integrated structural and stratigraphic study of the Khorat basin, Ratburi Limestone (Permian), Thailand. In Proceedings of a National Conference on the Geologic Resource of Thailand: Potential for

- Future Development, Bangkok, Thailand, Department of Mineral Resources, p.692-736.
- Kriangkrai T. (1987). **The Reserve, Energy Production and Production Natural Gas Rate Determination.** Institute of Engineering, Suranaree University of Technology. (Unpublished manuscript).
- Kriangkrai T. (1995). **Petroleum NAD Energy Situation for Industrial Development in Thailand and Indochina .** In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95) (pp.535-540). Khon Kaen.
- Kriangkrai T. (2005). **Acid Fracturing Increases Production in Tight Gas Carbonate.** In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.) (pp.84-91). Khon Kaen.
- Kriangkrai T. (2005). **Petroleum Production Efficiency in Carbonate Reservoir.** In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.) (pp.72-81). Khon Kaen.
- Kriangkrai T. (2011). **Study on Marginal Petroleum Field in Thailand, The 4th Petroleum Forum, 26-27 May 2011, Shinnawatra Tower III, Bangkok, Thailand.**
- Lovatt Smith, P.F., Stokes, R.B., Bristow, C. and Carter, A. 1996. Mid-Cretaceous inversion in the Northern Khorat Plateau of Lao PDR and Thailand. In: Hall, R. and Blundell, D.J. (eds.), Tectonic Evolution of Southeast Asia. Geol. Soc. Lond. Spec. Publ., 106, p.97-123.
- Metter, R.E. 1982. Sources characteristics of section at Nam Phong 1A well, Thailand. Exxon Production Research Co., Report submitted to DMR.
- Mouret, C. 1994. Geological history of Northeastern Thailand since the Carboniferous. Relations with Indochina and Carboniferous to Early Cenozoic Evolution Model. In Proc. Int. Symp. on Stratigraphic Correlation of Southeast Asia, Bangkok, Thailand, p.132-158.
- Micheal Economides, (2007), **Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production**, Energy Tribune Publishing Inc. Houston TX 77040.

Naik, G.C., 2006, Tight Gas Reservoir-An Unconventional Natural Energy Source for the Future.

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

Peter P. Valkó, Texas A&M University, 2005

Petroleum Institute of Thailand, PTIT FOCUS September 2012, การศึกษาเปรียบเทียบระบบบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียม 27 มิถุนายน 2556

Phillips Petroleum Co., Thailand. 1982. Palynology age dating of Kuchinarai-1X well, Report submitted to DMR.

Piyasin, S. 1995. The hydrocarbon potential of Khorat Plateau. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina, Khon Kaen, Thailand: Khon Kaen University, p.551-562.

Polachan, S. and Sattayarak, N. 1989. Strike slip tectonics and development of Tertiary basins in Thailand. In: Thanasuthipitak, T. and Ounchanum, P. (eds.) Proceedings of Symposium on Intermontane Basins: Geology and Resource, Chiang Mai University, Chiang Mai, Thailand, p.243-254.

Praditnan, S. 1995. Petroleum exploration in Northeastern Thailand: The revealed result and its potential. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina, Khon Kaen, Thailand: Khon Kaen University, p.589-599.

Racey, A., Dawson, O., Canham, A., Borman, P., Love, M.A., Habesh, S.M. and Walko, P. 1992. Petroleum geology of selected Permian, Triassic and Khorat Group sequences from Northeastern Thailand, The Geotechnical Group, Vol.1.

Racey, A., Love, M.A., Canham, A.C., Goodall, J.G.S. and Polachan, S. 1996. Stratigraphy and Reservoir Potential of the Mesozoic Khorat Group, North Eastern Thailand: Part 1 Stratigraphy and Sedimentary Evolution. Journal of Petroleum Geology, 18, p.5-39.

Richardson, J.D., 1982. Thailand Geological Field Work, Phillips Petroleum Co., Far East, Singapore, Report submitted to DMR.

- Sattayarak, N. 1983. Review of the continental Mesozoic Stratigraphy of Thailand. Workshop on Stratigraphic correlation of Thailand and Malaysia, Haad Yai, Thailand, p.127-148.
- Sattayarak, N. 2005. Petroleum potential of Northeast Thailand. In: Wannakao, L., Youngme, M., Srisuk, K. and Lertsirivorakul, R. (eds.). International Conference on the Geology Geotechnology and Mineral Resource of Indochina (GEOINDO 2005). Khon Kaen University, Khon Kaen, Thailand, 28-30 November, p.21-30.
- Sattayarak, N., Polachan, S. and Charusirisawad, R. 1991. Cretaceous rock salt in the NE Part of Thailand. GEOSEA VII, Bangkok, 36. (Abstract).
- Sattayarak, N., Srikulwong, S. and Pum-Im, S., 1989. Petroleum Potential of the Triassic pre-Khorat Intermontane Basin in Northeastern Thailand. In Proceedings of the International Symposium on Intermontane Basins: Geology and Resources, Chiang Mai, Thailand: Chiang Mai University, p.43-57.
- Schoell, M. 1983. Isotope techniques for tracing migration of gases in sedimentary basins. J. Geol. Soc., London, 140, p.415-422.
- Taner, M.T., Koehler, F., and Sheriff, R.E., 1979, Complex seismic trace analysis: Geophysics, 44, p.1041-1063.
- The Reserve, Energy Production and Production Natural Gas Rate Determination.**
Institute of Engineering, Suranaree University of Technology. (Unpublished manuscript).
- Thongboonruang, C. 2008. Petroleum source rock potential of NE Thailand. Proceedings of the 2nd Petroleum Forum: Blooming Era of Northeastern Thailand; September 15-16, 2008; Department of Mineral Fuels, Bangkok, Thailand, p.33-50.
- Unocal Thailand Ltd. 1990. Khorat area geochemical study outcrop samples, Report submitted to DMR.
- Ward, D. and Bunnag, D. 1964. Stratigraphy of the Mesozoic Khorat Group in Northeastern Thailand. Report of investigation No. 6. Department of Mineral Resources, Thailand. WARLICK International. "NORTH AMERICA'S FORGOTTEN

- OIL CACHE; A Marginal Wells Development Guide for E & P, Service Companies and Investors” Strategic Energy Reports-Warlick International 2006-2007.
- Wielchowsky, C.C. and Young. J.D. 1985. Regional facies variations in Permian rock of the Phetchabun fold and thrust belt, Thailand. In: Thanvarachorn, P., Hokjaroen, S. and Youngme, W., (eds.), Proceedings of the Conference Geology and Mineral Resource Development of the Northeast Thailand. Khon Kaen Univ., Khon Kaen, Thailand, p.41-55.
- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ “การศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแหล่งสิริกิติ์และใกล้เคียง” พ.ศ. 2551



ประวัติผู้วิจัย

รองศาสตราจารย์เกรียงไกร ไตรสาร เกิดเมื่อวันที่ 10 กันยายน 2496 ที่จังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษามัธยมศึกษาตอนปลายที่โรงเรียนเบญจมหาราชจังหวัดอุบลราชธานี สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิตวิศวกรรมโยธาที่มหาวิทยาลัยขอนแก่นในปี พ.ศ. 2518 ได้สอบชิงทุนกรมทรัพยากรธรณีไปศึกษาต่อในสาขาวิศวกรรมปิโตรเลียมในปี พ.ศ. 2519 ที่มหาวิทยาลัย New Mexico Tech. ประเทศสหรัฐอเมริกา และย้ายการศึกษาไปที่มหาวิทยาลัย The University of Oklahoma สำเร็จการศึกษาวิศวกรรมปิโตรเลียมมหาบัณฑิตในปี พ.ศ.2520 เริ่มปฏิบัติราชการที่กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี ตั้งแต่ พ.ศ. 2521 โดยดำรงตำแหน่งวิศวกรปิโตรเลียม 3-7 ผู้ชำนาญการ และผู้ชำนาญการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบและกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน้าที่รับผิดชอบ กลั่นกรอง ยกเว้นภาษี การนำเข้า อุปกรณ์สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม กลั่นกรองอนุญาตให้ชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ติดตามและดูแลควบคุมการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ และตั้งแต่ พ.ศ. 2543 ดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 และดำรงตำแหน่งรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตั้งแต่ พ.ศ. 2544 ถึง 2556 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ ตั้งแต่ พ.ศ. 2555 ถึง พ.ศ. 2556

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

ผู้ร่วมวิจัย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อัมพรรค วรรณโกมล เกิดเมื่อวันที่ 30 กันยายน 2515 ที่จังหวัดชลบุรี สำเร็จการศึกษาชั้นปริญญาตรีสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ชั้นปริญญาโท วิศวกรรมปิโตรเลียม จากภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และชั้นปริญญาเอกสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาธรณีวิทยา มหาวิทยาลัย Free University ประเทศเยอรมัน ปัจจุบันเป็นผู้ช่วยศาสตราจารย์ ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา