



รายงานการวิจัย

การประเมินแหล่งก๊าซขนาดเล็กในหินเปอร์เมียนคาร์บอนเนตภาค
ตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อผลิตก๊าซเอ็นจีวี
Evaluation of small Gas field in Northeastern Permian
Carbonate Developing for NGV Production

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว



รายงานการวิจัย

การประเมินแหล่งก๊าซขนาดเล็กในหินเปอร์เมียนคาร์บอนเนตภาค
ตะวันออกเฉียงเหนือเพื่อผลิตก๊าซเอ็นจีวี
Evaluation of small Gas field in Northeastern Permian
Carbonate Developing for NGV Production

คณะผู้วิจัย

หัวหน้าโครงการ
รองศาสตราจารย์ เกரியงไกร ไตรสาร
สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี
สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผู้ร่วมวิจัย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัมพรรค์ วรรณโกมล

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ ปีงบประมาณ พ.ศ. 2558
ตามมติคณะรัฐมนตรี ผลงานวิจัยเป็นความลับของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

กุมภาพันธ์ 2561

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติประจำปีงบประมาณ 2558-2559 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจากคณาจารย์ในสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้ โดยเฉพาะนายณสรกฤษช วัชรคุปต์ที่พัฒนาโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) นายภานุพงศ์ แก้วหมุดและนางสาว พรชญา ภูมิพันธุ์ ที่พัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์คำนวณหินแตก (Fracturing) และเป็น ผู้ช่วยวิจัยทำโปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) และจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซ (Reservoir simulation), กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ (กระทรวงพลังงาน) และเจ้าหน้าที่ๆ บริษัท ปตท. สผ. ที่กรุณาให้คำปรึกษาและข้อมูลต่างๆ

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอขอบคุณสำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุกๆ ด้าน

ผู้วิจัย
กุมภาพันธ์ 2561

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยและการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลืออนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติและบริษัทผู้รับประทานปิโตรเลียมในด้านข้อมูล จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ การประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น โครงสร้างแหล่งเล็กสี่คิ้ว และคล้ายน้ำพอง สร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซ ออกแบบพัฒนาระบบผลิตก๊าซธรรมชาติ ก๊าซเอ็นจีวี และวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โดยแบ่งการศึกษาและวิเคราะห์ออกเป็น 4 ส่วน ส่วนที่หนึ่ง คือ ประเมินศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กด้วยโปรแกรม FASPU, GeoX และ MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) ที่พัฒนาขึ้นเอง โครงสร้างแหล่งเล็ก มีศักยภาพ 70-74, 161-192 และ 307-373 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ระดับความเชื่อถือน้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ โครงสร้างสี่คิ้ว มีศักยภาพ 177-242, 478-656 และ 916-1,419 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ระดับความเชื่อถือน้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ และโครงสร้างคล้ายน้ำพอง มีศักยภาพ 456, 1,141 และ 2,851 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ที่ระดับความเชื่อถือน้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ ส่วนที่สอง สร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซ แหล่งก๊าซขนาดเล็กปริมาณ 160 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีอัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตคงที่นาน 5.6 ปี จากนั้นจะค่อยๆลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 4.2 ล้านลูกบาศก์ฟุตได้การผลิตรวม 137 พันล้านลูกบาศก์ฟุต สัดส่วนการผลิต 0.66 ส่วนที่สาม ออกแบบระบบและอุปกรณ์ผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซเอ็นจีวี สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 160 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต สุดท้ายเป็นการศึกษาและวิเคราะห์ เปรียบเทียบผลการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซขนาดเล็ก และโครงสร้างขนาดต่างๆ เศรษฐศาสตร์การผลิตก๊าซธรรมชาติ มูลค่าเพิ่มจากก๊าซเอ็นจีวี ราคาก๊าซ 6 เหรียญสหรัฐต่อพันลูกบาศก์ฟุต ผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต บริษัทลงทุน (Investment) 4,275-6,350 ล้านบาท ใช้จ่ายค่าดำเนินการ 2,576- 5,073 ล้านบาท รัฐบาลได้ผลประโยชน์ 7,979-16,321 ล้านบาท บริษัทได้กำไร 4,241-8,772 ล้านบาท ด้วยอัตราคืนทุน (IRR) ร้อยละ 12.3-16.8 สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-1000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต บริษัทลงทุน 4,275-22,150 ล้านบาท ค่าดำเนินการ 2,576-23,720 ล้านบาท รัฐบาลได้ผลประโยชน์ 7,829-129,518 ล้านบาท บริษัทได้กำไร 4,241-30,357 ล้านบาท ด้วยอัตราคืนทุน (IRR) ร้อยละ 12.3-25.3

ราคาต้นทุนผลิตก๊าซเอ็นจีวีที่แหล่งผลิตก๊าซคือ 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลูกบาศก์ฟุต ราคาขายก๊าซเอ็นจีวีที่สถานีจำหน่ายจะเป็น 9 เหรียญสหรัฐต่อพันลูกบาศก์ฟุต หรือ 13.47 บาทต่อกิโลกรัม ต้นทุนสถานีจำหน่ายก๊าซเอ็นจีวีขนาดวันละ 20,000 กิโลกรัม ประมาณ 40 ล้านบาท ก๊าซจากอ่าวไทย จะขาย CNG ให้สถานีจำหน่าย 11.47 บาท/กก. สถานีจำหน่ายก๊าซเอ็นจีวี 13.47 บาท/กก. ซึ่งได้กำไร

อัตราร้อยละ 15 ต่อปี ถ้าพบแหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือราคาก๊าซเอ็นจีวีที่ สถานีจำหน่ายเพียง 12.8 บาท/กก.โดยสถานีจำหน่าย CNG ได้กำไรเหมือนเดิม

ผลการวิจัยนี้อาจนำไปประยุกต์ใช้กับการประเมินปริมาณปิโตรเลียมในแต่ละโครงสร้างสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือภาคอื่นๆของประเทศไทยโดยการวิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา และ วิศวกรรมปิโตรเลียม ร่วมกับการใช้โปรแกรม FASPU, GeoX และ MSP ซึ่งสามารถวิเคราะห์และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพให้เหมาะสมกับสภาวะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน การเพิ่มมูลค่าโดยการผลิตก๊าซซีเอ็นจีหรือ ก๊าซเอ็นจีวี เพื่อใช้ในภาคอุตสาหกรรม และ ขนส่ง จะดึงดูดและเพิ่มการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของประเทศไทยมากขึ้น ลดการนำเข้า LNG ช่วยพัฒนาประเทศไทยโดยเฉพาะภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



Abstract

This project was funded and supported by SUT budget, laboratories, and personnel with the assistant from DMF and concessionaire's personnel for data. The objective of the research is to study Northeastern petroleum potential and risk assessment using computer program, including SMALL, SIKEW and KLAY NAMPHONG gas fields, model gas reservoir simulation, design gas production facilities and processing system, analyze petroleum economics. The study and analysis are divided into 4 sections. First section is the petroleum evaluation using FASPU, GeoX and MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean and Probability of Success). The gas in place for SMALL gas field is 70-74, 161-192 and 307-373 808 Bcf (Billion cubic foot) for P90, P50 and P10 respectively. SIKEW has a gas in place of 177-242, 478-656 and 916-1,419 Bcf for P90, P50 and P10 respectively. KLAY NAMPHONG has a gas in place of 456, 1,141 and 2,851 Bcf for P90, P50 and P10 respectively. Second part is gas reservoir simulation, 160 Bcf gas field can produce 30 MMSCFD last for 5.6 years and decline to 4.2 MMSCFD in the 20th year with the total gas production of 137 Bcf and recovery factor of 0.66. Third section is gas production facilities and processing system design for 160 and 200 Bcf gas fields. The last section is petroleum economic evaluation for natural gas and CNG production. For gas price of 6 US\$/MSCF and gas in place of 100-200Bcf, the company will invest 4,275-6,350 MM฿(million baht) with the operation cost of 2,576- 5,073 MM฿, the government earns 7,979-16,321 MM฿, company earns profit of 4,241-8,772 MM฿ with the IRR of 12.3-16.8%. For the gas in place of 100-1,000 Bcf, the company will invest 4,275-22,150 MM with the operation cost of 2,576-23,720 MM ฿, the government earns 7,829-129,518 MM฿, company earns profit of 4,241-30,357 MM฿ with the IRR of 12.3-25.3%.

The CNG (NGV) price at the gas field is 6.6 US\$/MSCF. Nowadays, the CNG price at fueling station is 9 US\$/MSCF or 13.47 ฿/kg. The CNG fueling station with the capacity of 20,000 kilogram/day will cost about 40 MM฿. The CNG margin from the gulf of Thailand is 11.47 ฿ /kg, the fueling station will earn IRR of 15% with the CNG sale price of 13.47 ฿/kg. If the gas field is discovered in the northeastern the CNG price at fueling station will be 12.8 ฿/kg with the same earning IRR.

The results of this study can be applied to northeastern or other petroleum potential and risk assessment, using various geological conditions, petroleum engineering requirements and computer software including FASPU, GeoX and MSP. The study also increases the ability and knowledge in petroleum potential and risk assessment for northeastern Thailand. The CNG production makes value added to the natural gas which used in industry and transportation sectors and will reduce LNG import and promote the petroleum activity and industrial development in Thailand, especially in the northeastern.



สารบัญ

	หน้า
กิตติกรรมประกาศ.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ค
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	จ
สารบัญ.....	ช
สารบัญตาราง.....	ด
สารบัญรูป.....	บ
บทที่ 1 บทนำ	
ความสำคัญและที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย.....	1
วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย.....	5
ขอบเขตของการศึกษาวิจัย.....	5
ทฤษฎี สมมุติฐาน หรือกรอบแนวความคิดของการศึกษาวิจัย.....	6
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย.....	7
วิธีดำเนินการของการศึกษาวิจัยและสถานที่ทำการทดลอง/เก็บข้อมูล.....	8
การถ่ายทอดเทคโนโลยี หรือผลการวิจัยสู่กลุ่มเป้าหมาย.....	9
บทที่ 2 ปรัชญาบรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	
ลักษณะภูมิประเทศ และภูมิสัณฐาน.....	12
ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช.....	14
การลำดับชั้นหิน (Litho-stratigraphy).....	16
หินมหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic Rocks).....	21
หินมหายุคมีโซโซอิก (Mesozoic Rocks).....	23
หินมหายุคซีโนโซอิก (Cenozoic Rocks).....	31
ภูมิภาคปิโตรเลียม (Petroleum Province).....	32
ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System).....	35
หินต้นกำเนิด (source rocks).....	35
หินกักเก็บ (reservoir rocks).....	35
หินปิดกั้น (seal).....	36
การกักเก็บ (trap).....	37
การวิเคราะห์หินต้นกำเนิด (Source rocks analysis).....	37
โครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (Petroleum Prospect).....	39

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
Triassic half-graben play	42
Triassic inversion-anticline	42
Triassic pinch out.....	45
Triassic truncation	46
Permian basin play	47
Permian carbonates fault-reactivated anticlines	47
Permian basin inversion and reactivated faults-.....	51
Permian reverse faults relate fold/Khorat flat	53
Tertiary reverse faults-related	54
Shallow Permian/Permo-Carboniferous Anticline	55
Thick Permian carbonate rocks	57
Permian reefal build-up.....	60
Both Triassic & Permian basins play.....	62
Permian pinch out.....	62
Permian underneath very thick Triassic graben	63
Very complex structure (cannot be defined).....	65
สรุปการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	67
หลุมภูเวียง-1	78
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	78
ลำดับชั้นหิน	78
การพบปิโตรเลียม	81
หลุมรัตนะ-1(ST)	83
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	83
การพบปิโตรเลียม	84
หลุมศรีธาตุ-2(SI THAT-2).....	84
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	84
ลำดับชั้นหิน	85
การพบปิโตรเลียม	87
หลุมศรีธาตุ-3(SI THAT-3).....	87

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	87
ลำดับชั้นหิน	88
การพบปิโตรเลียม	89
หลุมมุกดาหาร-1 (Mukdahan-1).....	93
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	93
ลำดับชั้นหิน	93
การพบปิโตรเลียม	93
การวิเคราะห์หินตัวอย่าง	95
หลุมดาวเรือง-2และ3ST (Doa Rung-2 and 3ST).....	97
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	97
ลำดับชั้นหิน	97
การพบปิโตรเลียม	99
การวิเคราะห์แหล่งปิโตรเลียม	101
หลุมดงมูล-1, ดงมูล-2 (Dong Mun 1,2).....	103
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	103
ลำดับชั้นหิน	103
การพบปิโตรเลียม	104
หลุมดงมูล-3, ดงมูล-3ST (Dong Mun-3 and 3ST).....	105
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	105
ลำดับชั้นหิน	105
การพบปิโตรเลียม	106
หลุมดาวเรือง-1	106
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	106
ลำดับชั้นหิน	108
การพบปิโตรเลียม	108
หลุมชนบท-1	108
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	108
ลำดับชั้นหิน	109
การพบปิโตรเลียม	111

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
หลุมเกษตรสมบูรณ์ -1 (Kaset Sombun -1)	111
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	111
ลำดับชั้นหิน	112
หลุมภูพระ-1	113
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	113
ลำดับชั้นหิน	113
การพบปิโตรเลียม	114
หลุมภูเก้า-1	114
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	114
ลำดับชั้นหิน	115
หลุมสกล-1 (Sakon-1).....	115
สรุปข้อมูลหลุมเจาะ	115
ลำดับชั้นหิน	115
การพบปิโตรเลียม	117
การพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถณเชิงพาณิชย์	117
แหล่งก๊าซน้ำพอง	117
แหล่งก๊าซสินภูฮ่อม (Sinphuhorm).....	120
แหล่งก๊าซดงมูล (Dong Mun).....	123
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	125
ระบบปิโตรเลียมของโครงสร้าง จัตุรัส สีคิ้ว และ ดอนไพร (Chatturat, Dan Khun Tod, Si Kew and Don Phrai).....	133
การวิวัฒนาการของโครงสร้าง (Regional Structure Evaluation).....	133
คุณสมบัติและการประเมินหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source-rock Characters and Evaluation).....	134
คุณสมบัติและการประเมินหินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir-rock Characters and Evaluation).....	134
หินปิดกั้น (seal) และโครงสร้างกักเก็บ(Trap and Structure).....	135
บทที่ 3 แนวทางการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม	
บทนำ.....	143

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
หลักการความน่าจะเป็น (The Probability Concept).....	144
ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บแต่ละแหล่ง (Individual Prospect Probabilities).....	146
คำนำ.....	146
นิยามของแหล่งเป้าหมายปิโตรเลียม (Prospect definition).....	148
การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และการประเมินความเสี่ยง	152
บทที่ 4 การเก็บหินตัวอย่าง การวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน	
การเก็บหินตัวอย่าง	175
การวัดค่าความพรุนของชั้นหิน.....	183
การวัดค่าความซึมผ่านของชั้นหิน.....	186
บทที่ 5 วิธีการจัดทำ การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม	
พื้นฐานที่สำคัญและคำจำกัดความ (Basic Principles and Definitions).....	193
นิยามปริมาณสำรองปิโตรเลียม (Reserve Definitions).....	196
ปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (Proved Reserves; P1).....	196
ปริมาณสำรองยังไม่ได้พิสูจน์ (Unproved Reserves).....	199
การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม (Petroleum Resource Assessment)	201
การประเมินโดยความเห็นผู้เชี่ยวชาญ (Delphi Method).....	201
วิธีผลิตต่อหน่วยพื้นที่หรือปริมาตร (Area/Volumetric Yield Method).....	202
วิธีการเปรียบเทียบ (Analogy Method).....	203
วิธีมวลสมดุล (Geochemical material Balance Method).....	204
วิธีประเมินจากกระบวนการค้นพบและอัตราการพบ (Discovery Process and Finding Rates)	205
วิธีประเมินโดยการวัดพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม (Performance based estimates).....	206
วิธีการจำลองแหล่ง (Deposit Simulation).....	208
วิธีการคำนวณแบบ Prospect and Play analysis	211
บทที่ 6 การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม	
การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม FASPU.....	213
การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม	213
การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม	216

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
การประมวลผลข้อมูล.....	217
หลักการในการวิเคราะห์.....	217
ขั้นตอนการวิเคราะห์ในการประมวลผลข้อมูล.....	217
การพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม	219
การวิเคราะห์ปัญหา	219
ประยุกต์หลักการและทฤษฎี.....	220
การแสดงผล.....	221
การนำเข้าของข้อมูล	228
การประกาศตัวแปร.....	231
ขั้นตอนการใช้โปรแกรม MSP	232
ผังงาน.....	232
ระบบภาษาที่ใช้ในการพัฒนาโปรแกรม.....	235
บทที่ 7 ศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม	
การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม FASPU.....	237
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field).....	237
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างสีคิ้ว (SIKEW prospect).....	242
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างคล้ายน้ำพอง (Klay Nam Phong prospect).....	246
การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม MSP.....	249
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field).....	250
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างสีคิ้ว (SIKEW prospect).....	254
การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างการใช้โปรแกรม MSP กับ โปรแกรม FASPU	258
การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม GeoX.....	260
บทที่ 8 ทฤษฎีแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม	
ทฤษฎี.....	265
หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม.....	267
การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulator).....	278
แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model).....	282
ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	282

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 9 การสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมโดยโปรแกรม	
แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม	285
ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าไปโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100.....	285
ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าไปสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	285
ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าไปสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	289
ผลลัพธ์จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์	292
อัตราการผลิตสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	292
อัตราการผลิตสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	297
บทที่ 10 การออกแบบอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติ	
การคาดคะเนอัตราการผลิต (Production Forecast).....	301
แหล่งก๊าซปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (ซึ่งอาจจะมีก๊าซใน	
แหล่งเริ่มต้น Gas In place ~ 160 BCF).....	301
โดยวิธี Exponential Decline	301
โดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์	302
แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200 BCF).....	303
โดยวิธี Exponential Decline	303
โดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์	304
อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator).....	305
แหล่งก๊าซขนาด 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf)	305
แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200Bcf)	308
อุปกรณ์ลดความชื้น (Glycol Contactor).....	309
แหล่งก๊าซขนาด 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf)	309
แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200Bcf)	315
ออกแบบท่อส่งและเครื่องอัดความดันก๊าซ (Gas Pipe Line and Compressor	
Design).....	316
แหล่งก๊าซ 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	316
แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200 BCF).....	318
บทที่ 11 การผลิตก๊าซเอ็นจีวี	
ก๊าซ NGV สำหรับประเทศไทยและอนาคตก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย.....	319

สารบัญ (ต่อ)

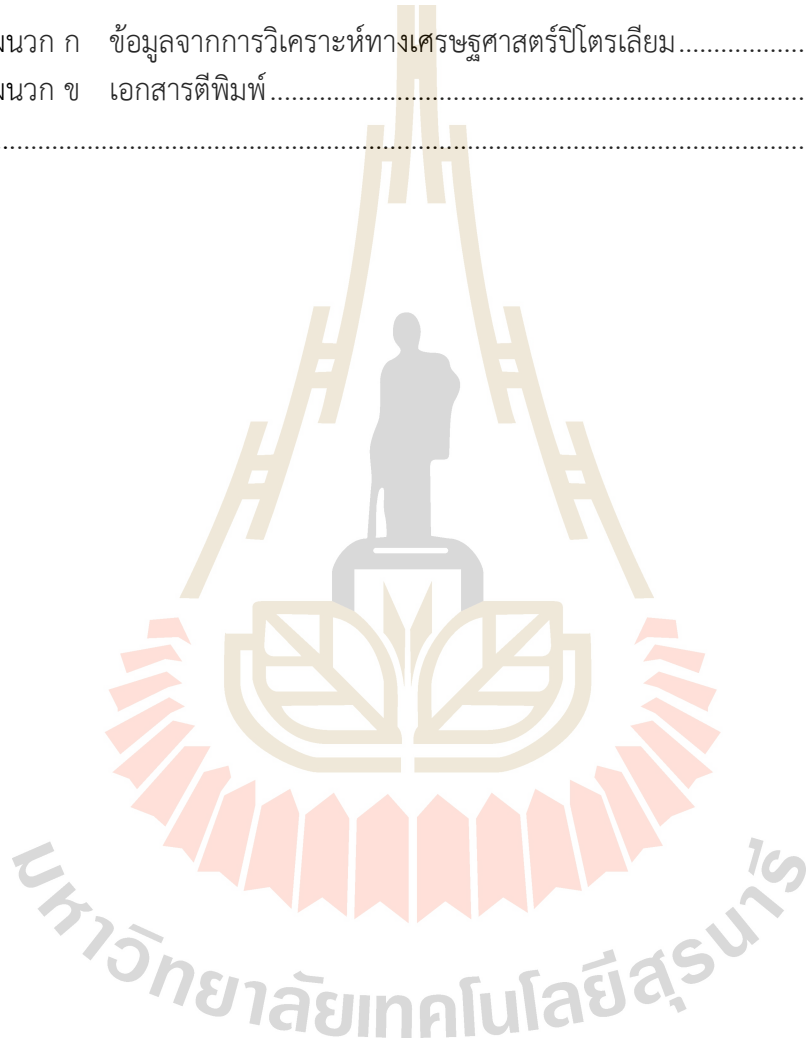
	หน้า
การผลิตก๊าซ CNG (Compressed Natural Gas).....	323
ผลิตก๊าซ CNG ที่กระบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing)	323
ผลิตก๊าซ CNG และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)	325
บทที่ 12 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	
จุดประสงค์.....	329
แหล่งก๊าซขนาดเล็ก 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....	329
แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....	329
สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์	329
ข้อสมมุติพื้นฐาน	329
ข้อสมมุติด้านราคา	330
ข้อสมมุติฐานอื่น.....	330
ข้อมูลทางด้านการผลิตและอัตราการผลิต.....	331
หลักการออกแบบอัตราการผลิต.....	331
การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Cash Flow Analysis).....	331
การวิเคราะห์ sensitivity study	333
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กถึงปานกลาง.....	335
แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซขนาดต่างๆ.....	336
หลักการเลือกคู่มตัวอย่างของปริมาณก๊าซธรรมชาติและราคา	
ก๊าซธรรมชาติทั้ง 50 ตัวอย่าง.....	337
สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์	337
ข้อสมมุติพื้นฐาน	337
ข้อสมมุติด้านราคา	338
ข้อสมมุติฐานอื่น ๆ	338
ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด	340
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตรเลียมเปรียบเทียบในโครงสร้างบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ..	341
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 200 และ 500 พันล้านลบ.ฟุต.....	344
ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต (BCF).....	344
ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต	348

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการผลิตก๊าซ CNG or NGV	352
ผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการแยกและผลิตก๊าซ (Gas Processing)	352
ผลิตก๊าซ CNG และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)	355
บทที่ 13 สรุปและข้อเสนอแนะ	
สรุปผลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	359
การเก็บหินตัวอย่าง การวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน	360
การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม.....	360
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field).....	360
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างสีคิ้ว (SIKEW prospect).....	361
ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างคล้ายน้ำพอง (Klay Nam Phong prospect)	361
การสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมโดยโปรแกรมECLIPSE OFFICE 100.....	362
ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมแหล่งก๊าซขนาดเล็ก.....	362
ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมแหล่งก๊าซขนาดขนาดกลาง	363
การออกแบบอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติ.....	364
การคาดคะเนอัตราการผลิต (Production Forecast).....	364
อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator)	365
อุปกรณ์ลดความชื้น (Glycol Contactor).....	365
ออกแบบท่อส่งก๊าซและอุปกรณ์เพิ่มความดัน (Pipe Line and Compressor Design).....	365
การผลิตก๊าซเอ็นจีวี	366
ผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการผลิตก๊าซ (Gas Processing).....	366
ผลิตก๊าซ CNG และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)	366
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์	367
ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซขนาดเล็ก 100-200	
พื้นที่ล้านลูกบาศก์ฟุต	367
ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซขนาดปานกลาง 100-1000	
พื้นที่ล้านลูกบาศก์ฟุต	368
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมเปรียบเทียบในโครงสร้าง	
กักเก็บต่างๆ	369
สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการผลิตก๊าซ CNG or NGV.....	370

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
ผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการผลิตก๊าซ (Gas Processing)	370
ผลิตก๊าซ และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations).....	370
ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย.....	371
บรรณานุกรม	373
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ข้อมูลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม.....	377
ภาคผนวก ข เอกสารตีพิมพ์.....	387
ประวัติผู้วิจัย	395



สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1	แสดงผลการวิเคราะห์ธรณีเคมี (Geochemistry).....38
ตารางที่ 2.2	แสดงหลุมเจาะปิโตรเลียมบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ68
ตารางที่ 2.3	แสดงการพบก๊าซหลุมเจาะPhu Wiang -182
ตารางที่ 2.4	Ratana-1(ST): Headspace Gas Data84
ตารางที่ 2.5	WELL DATA (ALL DEPTHS ARE DRILLED m MDRTE).....85
ตารางที่ 2.6	WELL LITHOSTRATIGRAPHIC86
ตารางที่ 2.7	Hydrocarbon show87
ตารางที่ 2.8	Stratigraphy of Si That-3.....89
ตารางที่ 2.9	Gas peaks and gas compositions for Si That -3.....90
ตารางที่ 2.10	Gas peaks and gas compositions for Si That -3ST90
ตารางที่ 2.11	Petrophysical Summary.....91
ตารางที่ 2.12	Gas peaks and gas compositions for Mukdahan-1.....94
ตารางที่ 2.13	Petrophysical Summary Mukdaham-1.....95
ตารางที่ 2.14.1	Background Gas summary for Upper Nam Phong Formation98
ตารางที่ 2.14.2	Background Gas summary for Middle Nam Phong Formation98
ตารางที่ 2.14.3	Background Gas summary for Lower Nam Phong Formation.....98
ตารางที่ 2.14.4	Background Gas summary for Kuchinarai Group98
ตารางที่ 2.14.5	Background Gas summary for Huai Na Kham Fotmations.....99
ตารางที่ 2.14.6	Background Gas summyery for Pha Nok Khao Formations.....99
ตารางที่ 2.14.7	Background Gas summyery for Si That Formations.....99
ตารางที่ 2.15	Gas peaks and gas compositions for Doa Rung-2 and 3ST99
ตารางที่ 2.16	ผลการวิเคราะห์จาก Wire Line Logs ดังตารางข้างล่าง..... 102
ตารางที่ 2.17	Formation and Lithology..... 103
ตารางที่ 2.18	การทดสอบอัตราการไหลTest 4 หลุมดงมูล-1..... 104
ตารางที่ 2.19	การทดสอบอัตราการไหลหลุมดงมูล-2 105
ตารางที่ 2.20	การทดสอบอัตราการไหลหลุมดงมูล..... 106
ตารางที่ 2.21	HEADSPACE GAS ANALYSIS (CUTTINGS)..... 108
ตารางที่ 2.22	SUMMARY TABLE OF STRATIGRAPHY 111
ตารางที่ 2.23	แสดงชั้นหิน (Stratigraphy) หลุมสกล-1..... 116

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 2.24	การพบปิโตรเลียมของหลุมสกกล-1 117
ตารางที่ 2.25	แสดงการเจาะหลุมผลิตและอัตราการไหล 117
ตารางที่ 2.26	การเจาะหลุมกู่ฮ่อม 120
ตารางที่ 2.27	ข้อมูลหลุมเจาะทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 124
ตารางที่ 2.28	ค่า TOC เปรียบเทียบกับ T _{max} , S ₁ , S ₂ และ S ₃ ทดสอบโดย Rock-Eval pyrolysis บริเวณบ้านหนองทราย แอ่งซับพลู หมวดหินห้วยหินลาด (อาศัยไร่, 2557)..... 128
ตารางที่ 2.29	การจำแนกช่วงของ thermal maturity โดยใช้ T _{max} , vitrinite reflectance (R _o), production index (PI) 132
ตารางที่ 2.30	การไหลของก๊าซธรรมชาติของหลุมน้ำพอง 4 หลังการทำ acidizing.....133
ตารางที่ 2.31	สรุปผลการวัดค่าความพรุนและค่าความซึมผ่าน.....135
ตารางที่ 3.1	ความสัมพันธ์ระหว่างความเชื่อมโยง การครอบคลุม และคุณภาพของข้อมูล..... 152
ตารางที่ 3.2	แสดงระดับความน่าจะเป็นของรูปแบบจำลอง..... 153
ตารางที่ 3.3	แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีอยู่ของหินกักเก็บที่มีศักยภาพ 157
ตารางที่ 3.4	แสดงระดับความน่าจะเป็นของระดับความลึกของชั้นกักเก็บปิโตรเลียม กับรูปแบบของข้อมูล..... 158
ตารางที่ 3.5	แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีลักษณะโครงสร้างปิด 162
ตารางที่ 3.6	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม 163
ตารางที่ 3.7	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยพิจารณาจากปริมาณ และระดับความสุกสมบูรณ์ (maturity)..... 168
ตารางที่ 3.8	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม และช่วงเวลาที่เหมาะสมต่อการเคลื่อนที่ 170
ตารางที่ 3.9	แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการคงสภาพของสาร ไฮโดรคาร์บอนหลักการสะสมตัว 171
ตารางที่ 4.1	แสดงแผนการเดินทางและจุดเก็บตัวอย่าง 177
ตารางที่ 4.2	ตัวอย่างการคำนวณหาค่าความพรุน 184
ตารางที่ 4.3	ความพรุนของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมดมีดังนี้ 185
ตารางที่ 4.4	ตัวอย่างตารางคำนวณหาค่าความซึมผ่าน 189
ตารางที่ 4.5	ค่าความซึมผ่านของตัวอย่างชุดหินโคราชทั้งหมด 190
ตารางที่ 4.6	ผลการวิเคราะห์ค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ของตัวอย่างหิน..... 192

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 6.1	ความสัมพันธ์ระหว่างสีที่ใช้แสดงกับหน้าที่ สำหรับโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson’s Mean และ Probability of Success)..... 222
ตารางที่ 6.2	ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานของโปรแกรม MSP 227
ตารางที่ 6.3	ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรม MSP..... 235
ตารางที่ 7.1	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก 238
ตารางที่ 7.2	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก 239
ตารางที่ 7.3	ปริมาณทรัพยากรน้ำมันที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างแหล่งเล็ก 239
ตารางที่ 7.4	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างแหล่งเล็ก 240
ตารางที่ 7.5	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างสีคิ้ว 242
ตารางที่ 7.6	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างสีคิ้ว 243
ตารางที่ 7.7	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างสีคิ้ว 244
ตารางที่ 7.8	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างคล้ายน้ำพอง 246
ตารางที่ 7.9	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างคล้ายน้ำพอง..... 247
ตารางที่ 7.10	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างคล้ายน้ำพอง 248
ตารางที่ 7.11	ผลลัพธ์ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างคล้ายน้ำพอง..... 248
ตารางที่ 7.12	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก..... 250

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 7.13	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของ ปิโตรเลียมในระดับเป้าหมาย (Prospect attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก 251
ตารางที่ 7.14	การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่างๆ ที่มีความเหมาะสม ในการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Choice of range and distribution) โครงสร้างแหล่งเล็ก 251
ตารางที่ 7.15	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยการใช้โปรแกรม MSP ในโครงสร้างแหล่งเล็ก ในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 252
ตารางที่ 7.16	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัว ของปิโตรเลียมในระดับเป้าหมาย (Play attribute) ของโครงสร้างสี่คิ้ว 255
ตารางที่ 7.17	ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัว ของปิโตรเลียมในระดับเป้าหมาย (Prospect attribute) ของโครงสร้างสี่คิ้ว 255
ตารางที่ 7.18	การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่างๆ ที่มีความเหมาะสม ในการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Choice of range and distribution) ของ โครงสร้างสี่คิ้ว 256
ตารางที่ 7.19	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยการใช้โปรแกรม MSP ในโครงสร้างสี่คิ้ว ในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 257
ตารางที่ 7.20	การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างขนาดเล็กภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 259
ตารางที่ 7.21	การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างสี่คิ้วภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 260
ตารางที่ 7.22	ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติค้นพบที่ได้จากการวิเคราะห์โดยโปรแกรม GeoX ในโครงสร้างสี่คิ้ว 261
ตารางที่ 7.23	การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU, GeoX กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างสี่คิ้วภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 263
ตารางที่ 8.1	ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ 281
ตารางที่ 9.1	ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติปริมาณ 100 ถึง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 286
ตารางที่ 9.2	ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 ปริมาณ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 289

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 9.3	สรุปอัตราการผลิตของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ขนาด 100 ถึง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 297
ตารางที่ 9.4	สรุปอัตราการผลิตของแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ขนาด 100 ถึง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ใช้ Exponential Decline Method.....297
ตารางที่ 11.1	แสดงการเปรียบเทียบระหว่างก๊าซ LPG, CNG และ LNG 321
ตารางที่ 11.2	ความดันก๊าซที่ผ่านการอัดโดย Compressor Stage ต่างๆ 327
ตารางที่ 12.1	แสดงอัตราการผลิตและปริมาณการผลิตรวมของแหล่งก๊าซขนาดเล็ก 331
ตารางที่ 12.2	ผลสรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) และเศรษฐศาสตร์ ปิโตรเลียมของแหล่งก๊าซ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....332
ตารางที่ 12.3	ผลสรุปการวิเคราะห์การแปรเปลี่ยนของอัตราคืนทุน (IRR) เมื่อปริมาณสำรอง และราคาก๊าซเปลี่ยนไป 20% 333
ตารางที่ 12.4	การแปรเปลี่ยนของกำไร (Profit) เมื่อปริมาณสำรองและราคาก๊าซเปลี่ยน ไป 20%..... 334
ตารางที่ 12.5	แสดงผลสรุปเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งก๊าซ 100, 160, 200, 300, 400, 500, 700, และ 1,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 335
ตารางที่ 12.6	แสดงความสัมพันธ์ของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติกับราคาก๊าซธรรมชาติ 339
ตารางที่ 12.7	แสดงอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเวลา 340
ตารางที่ 12.8	แสดงอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเวลาสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....345
ตารางที่ 12.9	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 50 ล้าน ลบ. ฟุต โดยคำนวณแบบ fraction of the open flow production 346
ตารางที่ 12.10	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต..... 347
ตารางที่ 12.11	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต 349
ตารางที่ 12.12	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต อัตรา การผลิตเริ่มต้นวันละ 126 ล้าน ลบ. ฟุต โดยคำนวณแบบ Decline Curve.....350
ตารางที่ 12.13	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต..... 351
ตารางที่ 12.14	สรุปโครงสร้างราคาก๊าซก่อนทำ CNG ราคาก๊าซ 6 เหรียญสหรัฐต่อ พันลบ.ฟุต หรือประมาณ $6 \times 35 = 210$ บาทต่อพัน ลบ.ฟุต (6US\$/MCF) 353

สารบัญตาราง (ต่อ)

	หน้า
ตารางที่ 12.15	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 160 พันล้าน ลบ.ฟุต..... 354
ตารางที่ 12.16	สรุปโครงสร้างราคาก๊าซหลังทำ CNG ราคาก๊าซ 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต..... 355
ตารางที่ 12.17	แสดงราคาอุปกรณ์การผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี ขนาด 20 ตัน ต่อวัน356
ตารางที่ 12.18	ราคาเชื้อเพลิงวันที่ 19 พฤศจิกายน พ.ศ. 2560 356
ตารางที่ 12.19	แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV)จากอ่าวไทย 358
ตารางที่ 12.20	แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV)จากอ่าวไทยภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 358
ตารางที่ 13.1	การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างขนาดเล็กภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 361
ตารางที่ 13.2	การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติในโครงสร้างสี่คี่ 361
ตารางที่ 13.3	ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซขนาดปริมาณก๊าซ 100, 120, 140, 160, 180 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....363
ตารางที่ 13.4	ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซขนาดปริมาณก๊าซ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....364
ตารางที่ 13.5	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต.....367
ตารางที่ 13.6	ผลวิเคราะห์กระแสเงินสดสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....367
ตารางที่ 13.7	สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต.....368
ตารางที่ 13.8	ผลวิเคราะห์กระแสเงินสดสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-1,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....368
ตารางที่ 13.9	สรุปโครงสร้างราคาก๊าซหลังทำ CNG ราคาก๊าซ 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต370
ตารางที่ 13.10	แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV)จากอ่าวไทย.....371
ตารางที่ 13.11	แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV)จากภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....371

สารบัญรูป

	หน้า
รูปที่ 1.1	แสดงแปลงสัมปทานปิโตรเลียมที่จะเปิดใหม่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ..... 3
รูปที่ 1.2	แสดงแปลงสัมปทานปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน..... 4
รูปที่ 1.3	แสดง ศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 7
รูปที่ 2.1	แสดงลักษณะธรณีฐานของที่ราบสูงโคราช ซึ่งประกอบด้วยแอ่งสกลนครทางตอนเหนือ และแอ่งโคราชทางตอนใต้ (คัดลอกจาก ธรณีวิทยาประเทศไทย, 2544) 13
รูปที่ 2.2	แสดงแนวคดโค้งและแอ่งสะสมตะกอนบริเวณที่ราบสูงโคราช (วนิดา, 2548)..... 15
รูปที่ 2.3	แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กรมทรัพยากรธรณี, 2530) 17
รูปที่ 2.4	การลำดับชั้นหินของภาคตะวันออกเฉียงเหนือสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และโครงสร้างปิโตรเลียม (สุนทรและนเรศ, 2548)..... 19
รูปที่ 2.5	ภูมิภาคปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (นเรศ, 2548) 34
รูปที่ 2.6	แผนที่แสดง Petroleum prospects ของที่ราบสูงโคราช และตำแหน่งเส้นสำรวจคลื่นไหวสะเทือน (วนิดา, 2550)..... 41
รูปที่ 2.7	สรุปการลำดับชั้นหลุมภูเวียง 81
รูปที่ 2.8	หลุมดาวเรือง-1 107
รูปที่ 2.9	หลุมชนบท-1..... 109
รูปที่ 2.10	แสดงภาพตัดขวางหลุมเกษตรสมบูรณ์-1 (John Booth) 111
รูปที่ 2.11	ภาพโครงสร้าง TOP PERMIAN แหล่งน้ำพอง..... 118
รูปที่ 2.12	แสดงตำแหน่งหลุมเจาะ..... 118
รูปที่ 2.13	แสดงอัตราการผลิตก๊าซแหล่งน้ำพอง 119
รูปที่ 2.14	แสดงอัตราการผลิตและอัตราการผลิตสะสม 119
รูปที่ 2.15	แปลงสัมปทานและโครงสร้างแหล่งสินภูฮ่อม..... 121
รูปที่ 2.16	แสดงกราฟระหว่าง P/Z กับ Cumulative production 122
รูปที่ 2.17	แสดงอัตราการผลิตก๊าซแหล่งสินภูฮ่อม 122
รูปที่ 2.18	แสดงอัตราการผลิตกับปริมาณการผลิตสะสม (Q VS Cumulative production). 123
รูปที่ 2.19	แสดงรูปจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ 125
รูปที่ 2.20	แสดงตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary (ภาคกลาง)..... 126
รูปที่ 2.21	แสดงเครื่องมือและการวัด permeability ของตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary.....126

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 2.22	แสดงการแตกของหินในทิศทางที่แข็งแรงน้อยที่สุด (Least Principle Stress) 127
รูปที่ 2.23	การจำแนกศักยภาพหินต้นกำเนิดของบ้านหนองทรายโดยเทียบค่าอินทรีย์คาร์บอนรวม (TOC)..... 130
รูปที่ 2.24	กราฟระหว่างค่า TOC และ S_2 แสดงคุณภาพของอินทรีย์วัตถุของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู 131
รูปที่ 2.25	กราฟระหว่าง S_1 และ TOC เพื่อแสดงการเคลื่อนที่ของไฮโดรคาร์บอนของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู..... 131
รูปที่ 2.26	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)..... 132
รูปที่ 2.27	ภาพชั้นหินจากการวัดคลื่นไหวสะเทือน 136
รูปที่ 2.28	คลื่นไหวสะเทือน block L21/57 ของแหล่งกักเก็บสีคิ้วและดอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)..... 137
รูปที่ 2.29	คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บสีคิ้ว (Department of Mineral Fuels, 2013)..... 137
รูปที่ 2.30	คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บดอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)..... 138
รูปที่ 2.31	คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บดอนไพร(Department of Mineral Fuels, 2013) ... 138
รูปที่ 2.32	แสดง ศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในแปลงสัมปทานใหม่ พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 132
รูปที่ 2.33	แสดงเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 140
รูปที่ 2.34	แสดงการอัศจรรย์ด้วยความดันสูงทำให้หินแตก 140
รูปที่ 2.35	แสดง รูปขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing)..... 141
รูปที่ 2.36	แสดงขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing) Sinphuhorm จ.ขอนแก่น (บริษัท Hess Thailand)..... 142
รูปที่ 2.37	แสดงขบวนการผลิตและใช้ก๊าซ NGV (Natural Gas for Vehicle)..... 142
รูปที่ 3.1	ความน่าจะเป็นทางสถิติ (probability) กับอัตราเสี่ยง (risk) 144
รูปที่ 3.2	การประเมินค่าความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา 147
รูปที่ 3.3	แผนผังแสดงวิธีการวิเคราะห์ความเสี่ยง..... 148
รูปที่ 3.4	ไดอะแกรมความถี่สะสมแสดงช่วงความไม่แน่นอน 149

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 3.5	ความสัมพันธ์ระหว่างแบบจำลองทางธรณีวิทยา และตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณหา ปิโตรเลียมแบบปริมาตร โดยแสดงตามกล่องสี่ 150
รูปที่ 3.6	แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการประเมินความเสี่ยงและการคำนวณหา ปริมาตร 151
รูปที่ 3.7	รูปแบบความสัมพันธ์ระหว่าง favourable model และ unfavourable model) 155
รูปที่ 3.8	รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism)..... 165
รูปที่ 3.9	ตัวอย่างแผนที่แสดงระดับ maturity ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (drainage area) และ ทิศทางการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม..... 169
รูปที่ 3.10	กิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree) 173
รูปที่ 4.1	แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 1 และ วันที่ 2..... 175
รูปที่ 4.2	แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 3..... 176
รูปที่ 4.3	แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 4..... 176
รูปที่ 4.4	แสดงเส้นทางในการเก็บตัวอย่างวันที่ 5..... 177
รูปที่ 4.5	พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายพระวิหาร 181
รูปที่ 4.6	ตัวอย่างชั้นหินทรายพระวิหาร 181
รูปที่ 4.7	พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง 182
รูปที่ 4.8	ตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง 182
รูปที่ 4.9	เครื่องวัดความพรุนและแท่งตัวอย่าง 183
รูปที่ 4.10	เครื่องวัดค่าความซึมผ่าน 287
รูปที่ 5.1	โครงสร้างระบบการจำแนกทรัพยากรตาม SPE/WPC/AAPG/SPEE โดยแสดง ทรัพยากร หลักที่สามารถจะผลิตได้ในประเภทต่างๆ ประกอบไปด้วยปริมาณการ ผลิต (Production) ปริมาณสำรอง (Reserves) ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น้ำจะ พิจารณาขึ้นมาได้(Contingent Resources) และทรัพยากรคาดคะเน (Prospective Resources) รวมทั้งปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้อีกด้วย 194
รูปที่ 5.2	ชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005)..... 203
รูปที่ 5.3	หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม กับชนิดของแอ่งสะสม (Kjemperud, 2005) 204
รูปที่ 5.4	Exponential Decline Curve 206
รูปที่ 5.5	Three Types of Production Decline Curves on Coordinate, Semi log, and Log-Log Graph Paper (SPE, 2003) 206

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 5.6	แสดงสมการการคงตัวของสสาร (Material Balance) (Archer, 1996)..... 207
รูปที่ 5.7	การเขียนกราฟสมการ Material Balance ให้เป็นเส้นตรงเพื่อหาปริมาณปิโตรเลียม (N) (Archer, 1996) 208
รูปที่ 5.8	รูปแบบของ Monte Carlo Simulation Model (Kjemperud,2005) 210
รูปที่ 5.9	แบบจำลองคอมพิวเตอร์ Reservoir Simulation (Trisarn, 2016)..... 211
รูปที่ 6.1	หน้าหลักโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson’s Mean และ Probability of Success..... 222
รูปที่ 6.2	หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซแบบที่ 1..... 223
รูปที่ 6.3	หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งก๊าซแบบที่ 1 223
รูปที่ 6.4	หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซแบบที่ 2..... 224
รูปที่ 6.5	หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งก๊าซแบบที่ 2 224
รูปที่ 6.6	หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งน้ำมันแบบที่ 1..... 225
รูปที่ 6.7	หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งน้ำมันแบบที่ 1 225
รูปที่ 6.8	หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งน้ำมันแบบที่ 2..... 226
รูปที่ 6.9	หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งน้ำมันแบบที่ 2 226
รูปที่ 6.10	การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)..... 229
รูปที่ 6.11	การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยม (Triangular distribution) 230
รูปที่ 6.12	การประเมินปริมาณสำรองโดยวิธี Swanson’s Mean..... 231
รูปที่ 6.13	ผังงานโปรแกรม MPS 233
รูปที่ 7.1	ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างแหล่งเล็ก โดยใช้ FASPU..... 241
รูปที่ 7.2	รูปการแปลข้อมูล Seismic Section โครงสร้างสี่คิ้ว 242
รูปที่ 7.3	ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คิ้ว โดยโปรแกรม FASPU 245
รูปที่ 7.4	ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field)โดยการใช้โปรแกรม MSP..... 252
รูปที่ 7.5	กราฟระหว่าง ความเป็นไปได้สะสม กับ ปริมาณสำรองโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field) โดยการวิธี Monte Carlo Simulation ใช้ โปรแกรม MSP..... 253
รูปที่ 7.6	กราฟระหว่าง ความเป็นไปได้สะสม กับ ปริมาณสำรองโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field) โดยการวิธี Monte Carlo Simulation คู่กับ POS ใช้ โปรแกรม MSP 254

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 7.7	ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คี่ว โดยการใช้โปรแกรม MPS สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.19..... 256
รูปที่ 7.8	ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คี่ว โดยโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation 257
รูปที่ 7.9	ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คี่ว โดยโปรแกรม MSP แบบ การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation คู่กับ POS..... 258
รูปที่ 7.10	ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมค้นพบในโครงสร้างสี่คี่ว โดยโปรแกรม GeoX..... 262
รูปที่ 7.11	กราฟแสดงผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมค้นพบในโครงสร้างสี่คี่ว โดยโปรแกรม GeoX 262
รูปที่ 8.1	แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม 266
รูปที่ 8.2	การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system) 267
รูปที่ 8.3	การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน 268
รูปที่ 8.4	ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล 275
รูปที่ 9.1	ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ คำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100 287
รูปที่ 9.2	ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg} , P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ S จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100..... 287
รูปที่ 9.3	การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ..... 288
รูปที่ 9.4	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความชื้นซาบได้ของหินสัมผัสของน้ำและ Capillary pressure (S_w VS. K_{rw} and P_c) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100..... 288
รูปที่ 9.5	ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100..... 290

สารบัญรูป (ต่อ)

หน้า

รูปที่ 9.6	ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg} , P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100.....	290
รูปที่ 9.7	การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100	291
รูปที่ 9.8	กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างในการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมผัสของน้ำ และ Capillary pressure (S_w VS. K_{rw} and P_c) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100.....	291
รูปที่ 9.9	แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณ ของโปรแกรม Eclipse office 100.....	292
รูปที่ 9.10	แสดงการอิ่มตัวของก๊าซ(S_g)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซขนาด 100 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....	292
รูปที่ 9.11	แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 100 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	293
รูปที่ 9.12	แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 120 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	293
รูปที่ 9.13	แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	294
รูปที่ 9.14	แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 160 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	294
รูปที่ 9.15	แสดงการอิ่มตัวของก๊าซ(S_g)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซขนาด 180 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....	295
รูปที่ 9.16	แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 180 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	295
รูปที่ 9.17	แสดงการอิ่มตัวของก๊าซ(S_g)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต.....	296
รูปที่ 9.18	แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต	296
รูปที่ 9.19	ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100.....	298
รูปที่ 9.20	ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100.....	298

สารบัญรูป (ต่อ)

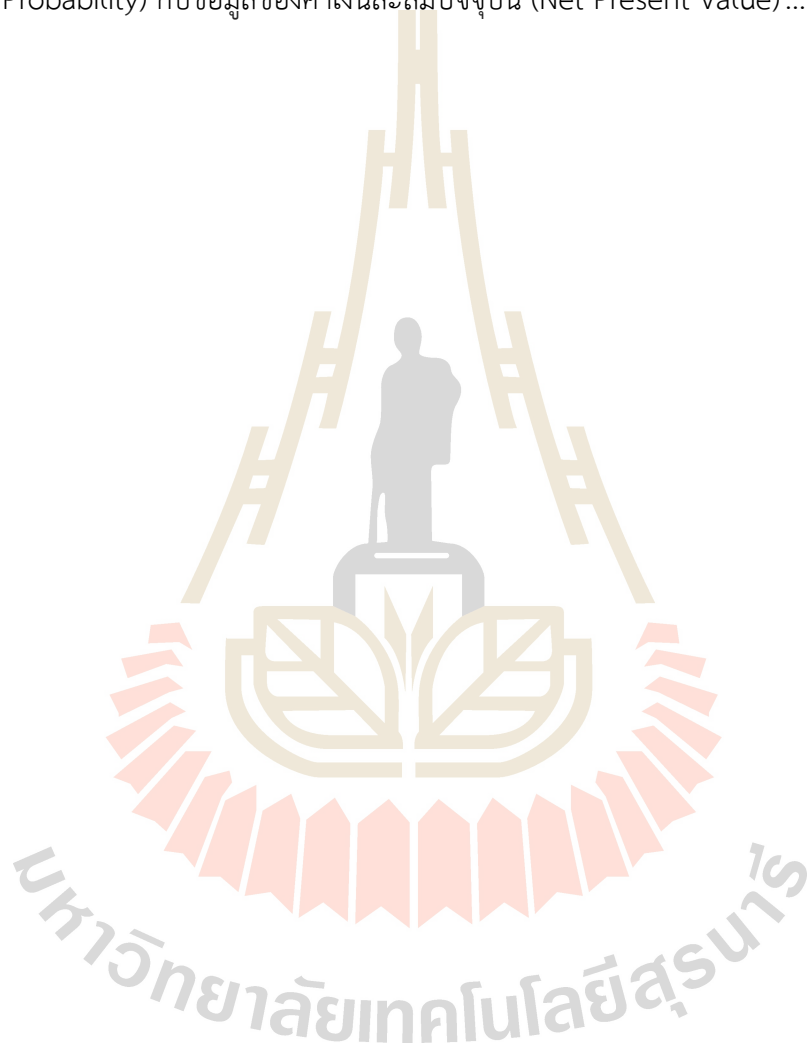
	หน้า
รูปที่ 10.1	แผนผังอุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ แหล่งสินภูฮ่อม (Gas Processing Plant Process Flow Schematic) 299
รูปที่ 10.2	อุปกรณ์การผลิตก๊าซและแยกก๊าซ แหล่งสินภูฮ่อม (Gas Processing) 300
รูปที่ 10.3	อัตราการผลิตต่อวันเทียบกับเวลาเป็นปี 302
รูปที่ 10.4	กราฟแสดงอัตราการผลิตเทียบกับเวลาแหล่ง Gas in place =160 Bcf จาก ECLIPSE OFFICE 100..... 303
รูปที่ 10.5	กราฟแสดงอัตราการผลิต (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน) เทียบกับเวลาเป็นปี 304
รูปที่ 10.6	กราฟรวมแสดงอัตราการผลิต, การลดลงของก๊าซในแหล่งกักเก็บ, การผลิตน้ำ เทียบกับระยะเวลาในการผลิต จาก ECLIPSE OFFICE 100..... 304
รูปที่ 10.7	อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator)..... 305
รูปที่ 10.8	เส้นผ่าศูนย์กลาง VS ความยาวของอุปกรณ์ของไหล(30MMSCFD) 307
รูปที่ 10.9	ค่า(Ho)max/d = β VS A_w/A Plot 308
รูปที่ 10.10	เส้นผ่าศูนย์กลาง VS ความยาวของอุปกรณ์ของไหล(50MMSCFD) 309
รูปที่ 10.11	แผนผังกระบวนการของอุปกรณ์ลดความชื้น 310
รูปที่ 10.12	ปริมาณน้ำในก๊าซธรรมชาติ 311
รูปที่ 10.13	ความเข้มข้นของ TEG 312
รูปที่ 10.14	แสดงความสัมพันธ์ความเข้มข้นของ TEG และอัตราการหมุนเวียนกับประสิทธิภาพ การจับน้ำเมื่อ N = 2..... 313
รูปที่ 11.1	แผนการจัดการก๊าซธรรมชาติของรัฐบาลตั้งแต่ พ.ศ. 2558-2579 (20 ปีข้างหน้า) ... 322
รูปที่ 11.2	แผนโครงสร้างพื้นฐานเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2559-2579 (20 ปีข้างหน้า) 323
รูปที่ 11.3	ผังแสดงการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซ CNG (Compressed Natural Gas) 324
รูปที่ 11.4	ผังแสดงการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซ CNG ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 325
รูปที่ 11.5	ผังแสดงอุปกรณ์การผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานีจำหน่าย..... 326
รูปที่ 11.6	ผังแสดงการผลิตจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี..... 326
รูปที่ 11.7	อุปกรณ์ผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี (CNG Fueling Station)..... 327
รูปที่ 12.1	แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดแหล่งก๊าซ 332
รูปที่ 12.2	แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดเงินลงทุนและกำไร 333
รูปที่ 12.3	แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดแหล่งก๊าซและราคาก๊าซ..... 334
รูปที่ 12.4	การแปรเปลี่ยนของกำไร (Profit)เมื่อปริมาณสำรองและราคาก๊าซเปลี่ยนไป20% .. 334

สารบัญรูป (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 12.5	แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดแหล่งก๊าซ 335
รูปที่ 12.6	แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดการลงทุนและกำไร 336
รูปที่ 12.7	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับ ช่วงชั้นข้อมูลของค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value) 342
รูปที่ 12.8	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดขึ้น (Cumulative Probability) กับข้อมูลของค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value) 342
รูปที่ 12.9	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับ ช่วงชั้นข้อมูลของอัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10 (Discounted internal rate of return @10%) 343
รูปที่ 12.10	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดขึ้น (Cumulative Probability) กับอัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10 (Discounted internal rate of return @10%) 344
รูปที่ 12.11	ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน, ค่าภาคหลวง, ผลตอบแทนพิเศษ และภาษีเงินได้ระยะเวลา 347
รูปที่ 12.12	ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน, กำไรสะสม, และกำไรสะสมเป็น เงินปัจจุบัน กับ ระยะเวลา 348
รูปที่ 12.13	ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน, ค่าภาคหลวง, ผลตอบแทนพิเศษ และภาษีเงินได้ กับ ระยะเวลา 351
รูปที่ 12.14	ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน, ค่าภาคหลวง, ผลตอบแทนพิเศษ และ ภาษีเงินได้ กับ ระยะเวลา 352
รูปที่ 12.15	ผังขบวนการแยกและผลิตก๊าซและผลิตก๊าซ CNG (Gas Processing+CNG Production) 352
รูปที่ 13.1	อัตราการผลิต และเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บก๊าซ ขนาดเล็กปริมาณ 160 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100..... 362
รูปที่ 13.2	ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บ กับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซขนาด 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จากการคำนวณของ โปรแกรม Eclipse office 100 363
รูปที่ 13.3	แผนผังอุปกรณ์การผลิตก๊าซและแยกก๊าซในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ 364
รูปที่ 13.4	อัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซสำรอง 140 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 365

สารบัญรูป (ต่อ)

		หน้า
รูปที่ 13.5	ผังแสดงการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซ CNG ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	366
รูปที่ 13.6	อุปกรณ์ผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี (CNG Fueling Station).....	366
รูปที่ 13.7	แสดงอัตราคืนทุน(IRR)แปรผันกับขนาดแหล่งก๊าซ	369
รูปที่ 13.8	ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดขึ้น (Cumulative Probability) กับข้อมูลของค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value)	369





บทที่ 1

บทนำ

1. ความสำคัญ และที่มาของปัญหาที่ทำการวิจัย

ในปี 2559 ประเทศไทยมีการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) เท่ากับ 2.09 ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นกว่าปีก่อนร้อยละ 0.7 โดยหากพิจารณาในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา (พ.ศ. 2555-2559) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศมากขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1.3 ต่อปี (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)) การใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นของประเทศไทยปี 2559 แบ่งออกเป็นการใช้ปิโตรเลียม ร้อยละ 81 (ก๊าซธรรมชาติและผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมร้อยละ 43 และ 38 ตามลำดับ) ถ่านหินและลิกไนต์ร้อยละ 17 และพลังงานน้ำและไฟฟ้านำเข้าร้อยละ 2

การจัดหาปิโตรเลียมของประเทศไทยในปี 2559 มีการจัดหาจากแหล่งภายในประเทศรวมทั้งสิ้น 0.879 ล้านบาร์เรล เทียบเท่าน้ำมันดิบต่อวัน เมื่อเปรียบเทียบกับปี 2558 เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.5 แบ่งเป็น การจัดหาในรูปน้ำมันดิบร้อยละ 19 (163,680 บาร์เรลต่อวัน) ก๊าซธรรมชาติเหลวร้อยละ 11 (97,185 บาร์เรลต่อวัน) และก๊าซธรรมชาติ ร้อยละ 70 (3,544 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน) โดยรวมคิดเป็นร้อยละ 43 ของการจัดหาปิโตรเลียมทั้งหมด ส่วนที่เหลือร้อยละ 57 ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญหนึ่งในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ลดการพึ่งพาน้ำมันจากต่างประเทศลงได้บ้าง

ปัจจุบันราคาน้ำมันแพงขึ้นมาก เนื่องจากมีการใช้น้ำมันเพิ่มขึ้นจากการพัฒนาประเทศและวิกฤตการณ์บางอย่าง การค้นพบแหล่งน้ำมันในประเทศยังไม่มากพอ ทำให้ต้องนำเข้าน้ำมันเป็นจำนวนมากกว่าวันละ 900,000 บาร์เรล มูลค่ากว่าปีละกว่า 1 ล้านล้านบาท ประเทศขาดดุลการค้าเป็นอย่างมาก จึงจำเป็นต้องหาปิโตรเลียมเพิ่มอย่างเร่งด่วน เพื่อแก้ไขวิกฤตครั้งนี้

ในอดีตที่ผ่านมามีการเจาะหลุมสำรวจพบปิโตรเลียมแต่ไม่สามารถพัฒนามาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้เนื่องจากเป็นแหล่งขนาดเล็กไม่คุ้มทุนสำหรับการพัฒนาที่ระดับราคาปิโตรเลียมในอดีต

ในปัจจุบันความก้าวหน้าทางเทคโนโลยีและราคาปิโตรเลียมที่สูงขึ้นอย่างมากทำให้การพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่ในอดีตไม่คุ้มทุนมีความเป็นไปได้ อีกทั้งสำหรับแหล่งก๊าซขนาดเล็กที่ในอดีตจะไม่สามารถพัฒนาให้เกิดประโยชน์ได้นั้น ในปีงบประมาณ 2550 กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้จัดจ้างที่ปรึกษาเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการนำก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้ในเขตสัมปทานปิโตรเลียมบนบกมาใช้ประโยชน์โดยตรงกับท้องถิ่นที่มีแหล่งทรัพยากร เพื่อให้เกิดความต่อเนื่องในการพัฒนาของชุมชน ทั้งเป็นส่งเสริมให้อุตสาหกรรมขนาดเล็กสามารถลดต้นทุนและค่าใช้จ่ายลงสามารถแข่งขันได้และยังได้ส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงทดแทนให้แพร่หลายออกไป นอกจากนี้ยังได้ศึกษาความเป็นได้ที่จะนำก๊าซปริมาณน้อยไปผลิตไฟฟ้าหรือทำเป็นก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งการศึกษาดังกล่าวเป็นการสนับสนุนและเร่งรัดให้เกิดการพัฒนาแหล่งผลิตก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบนบกซึ่งแต่เดิมไม่สามารถพัฒนาได้เนื่องจากมีปริมาณสำรองไม่สูงมากนักจึงไม่คุ้มทุนที่จะพัฒนา

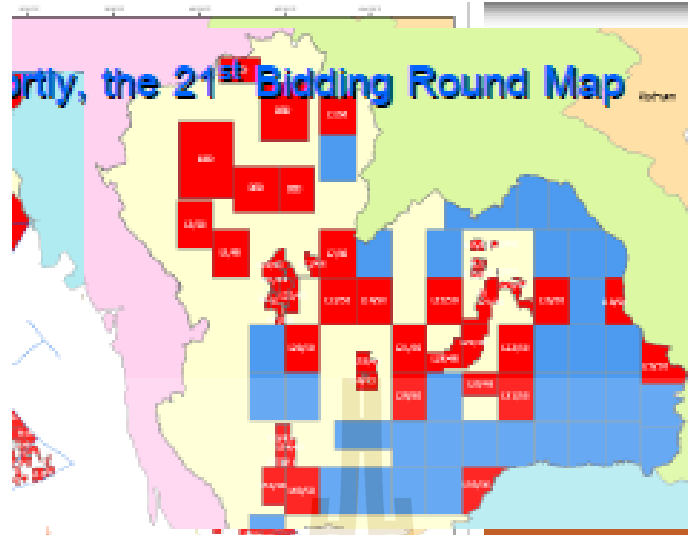
ในปีงบประมาณ 2551 นี้ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติจะนำผลการศึกษาของข้อมูลหลุมเจาะทั้งหมดในแปลงสัมปทาน S1 บริเวณที่ยังไม่ได้รับการพัฒนาเป็นพื้นที่ผลิต มาศึกษาทบทวนศักยภาพของปิโตรเลียม ประเมินปริมาณปิโตรเลียมทั้ง Resources และ Reserves ประเภทต่าง ๆ จัดทำ

แบบจำลองการพัฒนาแหล่ง และศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามนั้นทั้งในด้านเทคนิคและด้าน เศรษฐศาสตร์ และได้จ้างคณะวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนา แหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแหล่งสิริกิติ์และใกล้เคียง เพื่อเป็นการศึกษาตัวอย่างสำหรับการ ศึกษาในบริเวณอื่นต่อไปในอนาคต เป็นการรองรับการเปิดสัมปทานปิโตรเลียมครั้งที่ 20 และการ แก้ไขพระราชบัญญัติปิโตรเลียมเพื่อเร่งรัดให้เกิดการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็ก

ก๊าซธรรมชาติที่เราใช้กันอยู่ในปัจจุบัน จัดอยู่ในก๊าซธรรมชาติประเภท Conventional gas ซึ่งเป็นการรวมตัวของก๊าซอยู่ภายในช่องหรือโพรงภายในชั้นหินลึกลงไปได้พื้นผิวโลก โดยสามารถที่จะ ขุดเจาะขึ้นมาเพื่อใช้ประโยชน์ได้ แต่เนื่องจากก๊าซธรรมชาติในรูปแบบดังกล่าวหายากมากขึ้น ขณะนี้ จึงได้มีการศึกษาเพื่อหาแหล่งก๊าซธรรมชาติเพิ่มเติม โดยพบว่ายังมีก๊าซธรรมชาติในอีกรูปแบบหนึ่งซึ่ง เรียกว่า Unconventional gas โดยก๊าซแบบดังกล่าวนี้ถูกกักเก็บอยู่ในชั้นหินที่มีความหนาแน่น ค่อนข้างมากและกระจายอยู่เป็นบริเวณกว้าง อีกทั้งความสามารถในการให้ก๊าซธรรมชาติไหลผ่านต่ำ มาก จึงต้องมีกรรมวิธีที่ยากขึ้นในการนำก๊าซธรรมชาติขึ้นมาใช้งาน ซึ่ง Unconventional Gas มีหลาย รูปแบบ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดาน (Shale gas) ก๊าซธรรมชาติจากถ่านหิน (Coal Bed Methane, CBM) ก๊าซธรรมชาติจากหินทราย (Tight gas) เป็นต้น

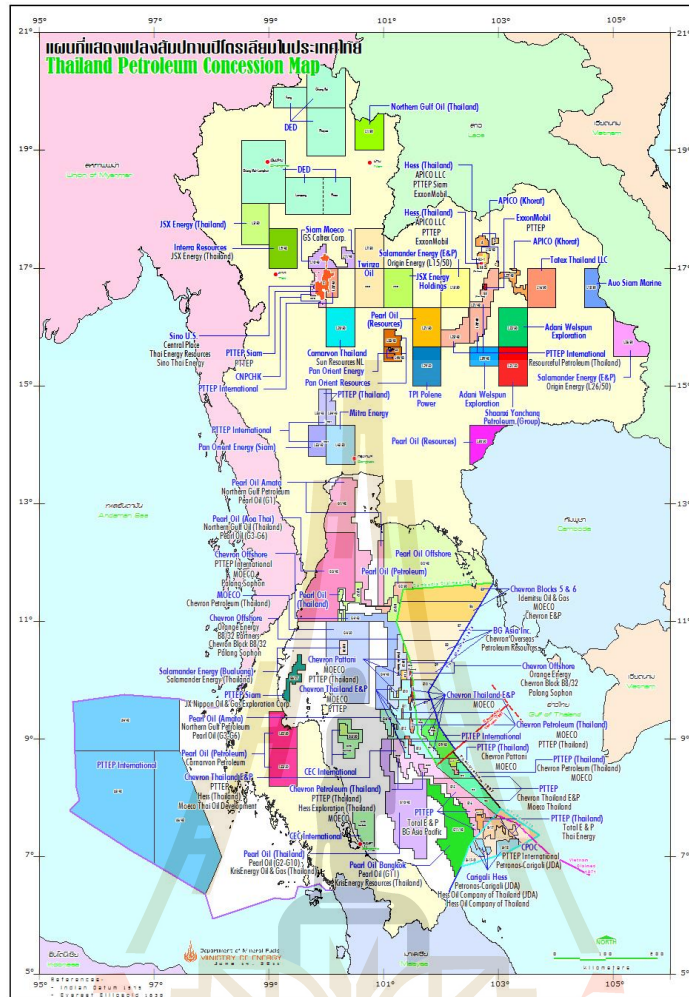
กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงานได้จัดสัมมนา “The 4th Petroleum Forum: Approaching to the 21st PETROLEUM CONCESSION BIDDING ROUND 26-27 May 2011” ที่ อาคารชินวัตร 3 ว่า มีศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในแปลงสัมปทานเก่า และใหม่ พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 100 - 400 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต จะคุ้มค่าต่อ การลงทุน ภายใต้ Fiscal Regime Thailand III

บริษัทที่กำลังสำรวจในบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น อพิโก โคราช จำกัด, ซาลามานเดอร์ เอ็นเนอร์ยี, ฉานซี ย่านฉาง ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด, เพิร์ล ออย จำกัด อ่าว สยามมาริน จำกัด, และ ทีพีไอ โพลีน เพอร์เวอร์ จำกัด มีโอกาสพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กถึงเล็ก มาก จำนวนมาก



รูปที่ 1.1 แสดงแปลงสัมปทานปิโตรเลียมที่จะเปิดใหม่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

เมื่อพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กถึงเล็กมากในหินเปอร์เมียนคาร์บอนตเนื้อแน่น จำเป็นจะต้องใช้เทคนิคการทำหินแตกด้วยกรด Acid Fracturing จึงจะผลิตก๊าซได้อย่างมีประสิทธิภาพ และนำก๊าซ ไปผลิตก๊าซ เอ็นจีวี (NGV Natural Gas for Vehicle) จึงได้คุณค่าและมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ อีกทั้งเป็น นโยบายรัฐบาลที่จะเพิ่มมูลค่าก๊าซธรรมชาติโดยผลิตก๊าซ เอ็นจีวีใช้ภาคขนส่งลดภาระการนำเข้าน้ำมัน



รูปที่ 1.2 แสดงแปลงสัมปทานปิโตรเลียมถึงปัจจุบัน

อีกทั้งไม่มีความจำเป็นใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ อีกต่อไป เพราะภาคตะวันออกเฉียงเหนือใช้ไฟฟ้าเพียงประมาณ 1500 MW แต่เรานำเข้าไฟฟ้าจากลาวได้ถึงประมาณ 2000 MW ซึ่งราคาถูกกว่า

ฉะนั้น ผู้วิจัยเห็นว่าการศึกษาการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั่วทุกภูมิภาคของประเทศไทย โดยเฉพาะและแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กถึงเล็กมากในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งอาจเรียกว่าเป็น Unconventional gas โดยก๊าซแบบดังกล่าวนี้ถูกกักเก็บอยู่ในชั้นหินที่มีความหนาแน่นค่อนข้างมากและกระจายอยู่เป็นบริเวณกว้างจะต้องใช้เทคนิคการทำหินแตกด้วยกรด Acid Fracturing จึงจะผลิตก๊าซได้อย่างมีประสิทธิภาพและนำก๊าซไปผลิตก๊าซ เอ็นจีวี (NGV Natural Gas for Vehicle) จึงได้คุณค่าและมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์สูงสุด ก็จะได้ประโยชน์อย่างมากต่อองค์ความรู้ ด้านการศึกษาหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง ภาคเอกชนในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม ตลอดจนชุมชนที่จะมีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่จะเกิดขึ้นในอนาคต

2. วัตถุประสงค์ของการศึกษาวิจัย

- 2.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย
- 2.2 ศึกษาการพัฒนาแหล่งก๊าซขนาดเล็กในหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน และ หินทรายชุดโคราช
- 2.3 วัดหาความพรุนและซึมผ่านได้ (Porosity and Permeability) หินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน และ หินทรายชุดโคราช ประเมินปริมาณก๊าซในหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน ทั้ง Resources และ Reserves ประเภทต่าง ๆ โดยใช้นิยามสากล SPE/AAPG/WPG เป็นเกณฑ์
- 2.4 ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในการพัฒนาแหล่งก๊าซในหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- 2.5 พัฒนาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ เพื่อเป็นต้นแบบของแหล่งก๊าซในหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน พร้อมทั้งศึกษาความเป็นไปได้ วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำการพัฒนา
- 2.6 ศึกษาการทำหินแตกด้วย กรด Acid Fracturing และประเมินประสิทธิภาพการผลิตแก๊ส
- 2.7 ศึกษาขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing) ที่เหมาะสมกับแหล่งก๊าซขนาดเล็กและเล็กมากในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
- 2.8 ศึกษาวิธีและขบวนการผลิตก๊าซ NGV(Natural Gas for Vehicles)
- 2.9 เพิ่มสมรรถนะและความสามารถของอาจารย์และนักศึกษบัณฑิตศึกษาสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณีให้เข้าใจหลักการประเมินศักยภาพปิโตรเลียม และวิเคราะห์ความเสี่ยงในการลงทุน การทำหินแตกด้วยน้ำ Hydraulic Fracturing ตลอดจนการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ให้มีประสิทธิภาพนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้
- 2.10 เผยแพร่และเสนอวิธีการและผลการศึกษต่อกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และหน่วยงานรัฐและภาคเอกชนที่เกี่ยวข้อง เช่น CCOP บริษัท ฉานซี ย่านฉาง ปิโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด เพ็ร์ลรอยจำกัด อ่าวสยามมารีนจำกัด ทีพีไอ โพลีน เพอร์เวอร์จำกัด และปตท.สผ.จำกัด (มหาชน) เป็นต้น และในการประชุมวิชาการต่าง ๆ ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น และในการประชุมวิชาการต่าง ๆ
- 2.11 ส่งเสริมให้มีการลงทุนสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมมากขึ้น

3 ขอบเขตของการศึกษาวิจัย

- 3.1 เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือให้ครบถ้วนถึงปัจจุบันและข้อมูลบางส่วนในภาคกลางและอ่าวไทย
- 3.2 เก็บรวบรวมข้อมูลการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กทั้งในและนอกประเทศเท่าที่เวลาจะอำนวยและตามความเหมาะสม
- 3.3 รวบรวมวิธีการประเมินปริมาณทรัพยากรสัมพันธ์กับปริมาณและชนิดของข้อมูลการสำรวจกับการประเมินทรัพยากร (Resources assessment) สำหรับพื้นที่ต่าง ๆ เช่น พื้นที่ที่มีข้อมูลน้อยหรือไม่มีเลย พื้นที่ที่ยังไม่มีการสำรวจ พื้นที่ที่ยังไม่มีการพัฒนา (play definition and analysis)
- 3.4 รวบรวมแนวทางการประเมินความเสี่ยง (Risk Assessment) การสำรวจแหล่งปิโตรเลียมตามแนวทางของ CCOP

3.5 จัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir simulation) แหล่งก๊าซขนาดเล็กและเล็กมากในภาคภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

3.6 ศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว

3.7 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กและเล็กมากในภาคภาคตะวันออกเฉียงเหนือภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม โดยระบุข้อสมมติฐานต่าง ๆ เช่น ราคาปิโตรเลียม fiscal regime , discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช่ เป็นต้น โดยแยกเป็นทั้งกรณีแหล่งน้ำมันและแหล่งก๊าซ พร้อมทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงต่าง ๆ ที่อาจเกิดขึ้นอย่างน้อยส่วนบริเวณคือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

3.8 ศึกษาขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing) ที่เหมาะสมกับแหล่งก๊าซขนาดเล็กและเล็กมากในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

3.9 ศึกษาวิธีและขบวนการผลิตก๊าซ NGV(Natural Gas for Vehicles)

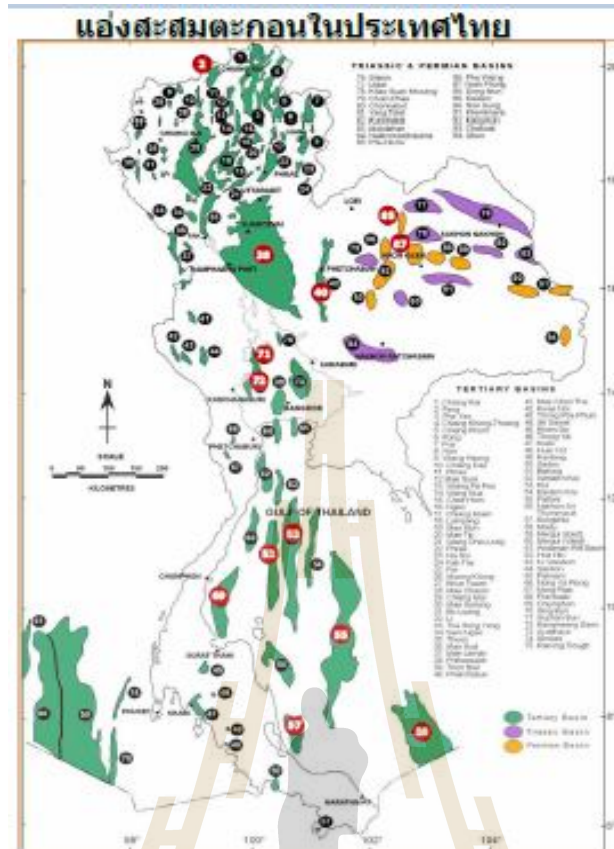
4. ทฤษฎี สมมติฐาน (ถ้ามี) และกรอบแนวความคิดของโครงการวิจัย

ชั้นหินต้นกำเนิดหรือชั้นหินที่สามารถเกิดชั้นก๊าซได้นั้นจะต้องเป็นชั้นที่มีการตกทับถมของซากของสิ่งมีชีวิตหลงเหลืออยู่ ซึ่งได้แก่ หินดินดาน (Shale) หรือหินดินดานที่มีลักษณะเป็นชั้นเหมือนชั้นของแซนวิช (Sandwich-like shale) หินทรายแป้ง (Siltstone) หินโคลนเนื้อทรายแป้ง (Silty mudstone) หินทรายแป้งหรือหินทรายเนื้อโคลน (Muddy siltstone หรือ Sandstone) หินมาร์ล (Marl) และ หินปูน (Limestone) โดยเนื้อหินจะต้องมีสภาพที่เหมาะสมต่อการเกิดก๊าซคือจะต้องมีซากของสิ่งมีชีวิตที่สูงพอ และจะต้องมีการพัฒนาเพื่อให้เกิดช่องว่าง หรือโพรงภายในเนื้อหินที่สูงเพื่อกักเก็บก๊าซที่จะเกิดขึ้น

ก๊าซธรรมชาติจากหินดินดาน เกิดจากกระบวนการทางชีวเคมี ทำให้เกิดก๊าซธรรมชาติ และ Thermo genic gas หรือก๊าซผสมดังกล่าว จากนั้นจึงเกิดการเคลื่อนที่ไปยังช่องว่างที่เกิดภายในชั้นหินต้นกำเนิด หรือภายในชั้นที่มีความหนาแน่นน้อยกว่าที่ถูกปิดทับด้วยชั้นหินที่มีความหนาแน่นสูง

ชั้นหินต้นกำเนิดก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือคือหินดินดานห้วยหินลาด ยุคไตรแอสสิก ตอนปลาย และชั้นหินกักเก็บ (Reservoir rocks) เป็นหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน โดยชั้นหินต้นกำเนิดและชั้นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติกระจายอยู่ในแอ่งต่างๆในภาคตะวันออกเฉียงเหนือตามรูปที่ 3

การสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในแต่ละแห่งหรือแต่ละกรณี จะมีปัจจัยและองค์ประกอบ ที่ใช้ในการสำรวจที่แตกต่างกันออกไป ยกตัวอย่างเช่น การสำรวจในแหล่งที่มีข้อมูลน้อยก็จะต้องลงทุนมากสำรวจอย่างละเอียดและมีความเสี่ยงสูง ส่วนในแหล่งที่มีข้อมูลบ้างแล้วก็จะลงทุนน้อยกว่าและเสี่ยงน้อยกว่า ฉะนั้นการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมจึงมีความสำคัญต่อการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมเป็นอย่างยิ่ง การประเมินศักยภาพและวิเคราะห์ ความเสี่ยงอย่างมีประสิทธิภาพรวดเร็วจะต้องใช้คอมพิวเตอร์โปรแกรมเข้ามาช่วย ในการคำนวณวิเคราะห์ให้ได้ผลเร็วขึ้น และสามารถทดลองเปลี่ยนปัจจัยส่วนประกอบต่าง ๆ เพื่อเปรียบเทียบผลได้ดียิ่งขึ้น นำผลการศึกษามารวมการ (Integration) และปรึกษาร่วมมือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องต่าง ๆ เช่น



รูปที่ 1.3 แสดง ศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ CCOP บริษัท ปตท.สผ. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น นำไปใช้ให้เหมาะสมและมีประสิทธิภาพสูงสุดในการสำรวจแหล่งปิโตรเลียมในภูมิภาคต่าง ๆ ของประเทศ และเมื่อพบปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็กเป็นจำนวนมาก ซึ่งเดิมไม่สามารถพัฒนาอย่างมีประสิทธิภาพเชิงพาณิชย์ เพราะราคาน้ำมันและเทคโนโลยีในอดีต แต่ปัจจุบันราคาน้ำมันแพงมาก ตลอดจนเทคโนโลยีที่ทันสมัยขึ้น การคิดวิธีการ เทคโนโลยีที่จะพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กมากมายเหล่านี้ได้ ก็จะเป็นประโยชน์อย่างมากต่ออุตสาหกรรมสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศ ตลอดจนต่อชุมชนต่าง ๆ และที่สำคัญช่วยลดการนำเข้าน้ำมันและการขาดดุลการค้าของประเทศได้

เมื่อพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กถึงเล็กมากในหินเปอร์เมียนคาร์บอนเนตเนื้อแน่น จำเป็นจะต้องใช้เทคนิคการทำหินแตกด้วยกรด Acid Fracturing จึงจะผลิตก๊าซได้อย่างมีประสิทธิภาพ และนำก๊าซ ไปผลิตก๊าซ เอ็นจีวี (NGV Natural Gas for Vehicle) จึงได้คุณค่าและมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ อีกทั้งเป็น นโยบายรัฐบาลที่จะเพิ่มมูลค่าก๊าซธรรมชาติโดยผลิตก๊าซเอ็นจีวีใช้ภาคขนส่งลดภาระการนำเข้าน้ำมัน การจำลองคอมพิวเตอร์ แหล่งก๊าซธรรมชาติด้วย Eclipse Reservoir Simulator สามารถคาดการณ์อัตราการผลิตและปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพ

5. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากการศึกษาวิจัย

เช่น ด้านวิชาการ ด้านนโยบาย ด้านเศรษฐกิจ/พาณิชย์ ด้านสังคมและชุมชน รวมถึงการเผยแพร่ในวารสาร จดสิทธิบัตร ฯลฯ และหน่วยงานที่ใช้ประโยชน์จากผลการวิจัย

5.1 ด้านวิชาการเทคโนโลยีการสำรวจทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม

5.1.1 ข้อมูลการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

5.1.2 วิธีการประเมินศักยภาพ ผลการประเมินศักยภาพ แลปริมาณก๊าซธรรมชาติภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

5.1.3 องค์ความรู้ทางการดำเนินการประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียม 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 เก็บรวบรวม ข้อมูล การสำรวจ และ พัฒนา แหล่งปิโตรเลียม ภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศไทยบางส่วนทั้งในภาคกลางและอ่าวไทย

6.2 สรุปค่านิยมและวิธีการประเมินศักยภาพปริมาณทรัพยากร และปริมาณสำรองปิโตรเลียม

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

6.4 เก็บตัวอย่างหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียนและหินทรายชุดโคราชประมาณ 20 ตัวอย่างวัดหาความพรุนและซึมผ่านได้ (Porosity and Permeability)

6.5 ศึกษาการทำหินแตกด้วยกรด Acid Fracturing พัฒนาวิธีการ

6.6 สร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) เพื่อเป็นแบบพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน และหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้ Software ชื่อ Eclipse 100

6.7 ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงในแหล่งก๊าซในหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียนภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่พัฒนาขึ้นมาเอง MPS เปรียบเทียบกับโปรแกรมพาณิชย์ เช่น FASPU หรือ GeoX

6.8 ศึกษาความเป็นไปได้ที่จะพัฒนาตามผลของแบบจำลอง ทั้งในด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ปัจจัยเสี่ยงต่อการพัฒนา ทำ sensitivity study ของปัจจัยเสี่ยงดังกล่าว

6.9 วิเคราะห์ปริมาณสำรองปิโตรเลียมขั้นต่ำที่จะทำให้สามารถพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กและแหล่งแก๊สในหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช(เอาออก)ได้ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III, discount rate, threshold internal rate of return, ระยะห่างจากผู้ใช้ เป็นต้น พร้อมทำ 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

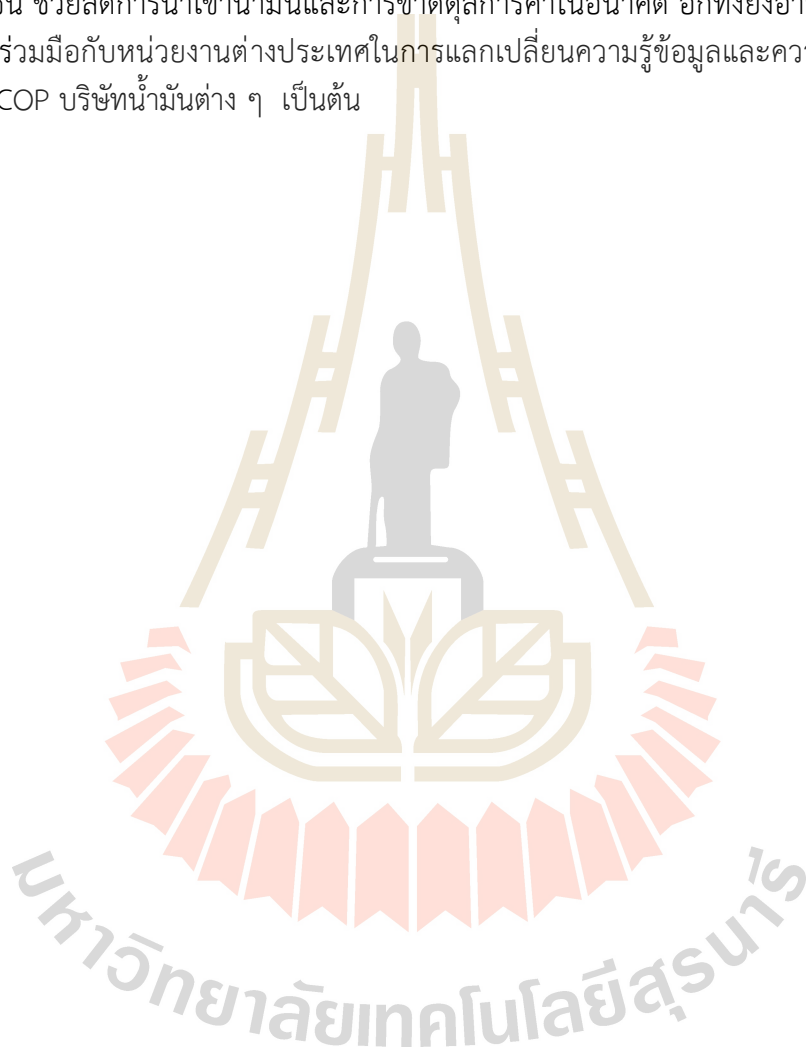
การเผยแพร่ในวารสาร และหน่วยงานที่ใช้ประโยชน์จากผลการวิจัย ผลการวิจัยในรูปแบบของเอกสารและรายงานจะมีการถ่ายทอดและนำเสนอ

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

7.2 หน่วยงานทางภาคเอกชน ประกอบด้วยผู้ประกอบการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยโดยเฉพาะบริษัทที่กำลังสำรวจในบริเวณพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เช่น

อพิโก โคราช จำกัด, ซาลามานเตอร์ เอ็นเนอร์ยี, ฉานซี ย่านฉาง ปีโตรเลียม (ประเทศไทย) จำกัด, เฟิร์ล ออย จำกัด อ่าวสยามมารีนจำกัด, และ ทีพีไอ โพลีน เพอร์เวอร์จำกัด เป็นต้น

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



บทที่ 2

ปรัทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ปี พ.ศ. 2505 บริษัทยูเนี่ยนออยล์ออฟไทยแลนด์ จำกัด (คือ บริษัทยูโนแคลไทยแลนด์ จำกัด ปัจจุบันเปลี่ยนเป็นบริษัทเซพรอนฯ) ได้รับสิทธิ์สำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ราบสูงโคราช การสำรวจหาปิโตรเลียมในภาคอีสาน เริ่มต้นในปี 2514 โดยบริษัทยูเนี่ยนออยล์ ทำการเจาะสำรวจเป็นหลุมแรกในภาคอีสาน บริเวณ อ.ภูผินารายณ์ จ.กาฬสินธุ์ ชื่อหลุม ภูผินารายณ์-1 ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม เป็นการเริ่มการสำรวจปิโตรเลียมของภาคตะวันออกเฉียงเหนืออย่างจริงจังเป็นต้นมา

ในช่วงปี 2522-2533 ในสัมปทานรอบที่ 6 7 และ 8 บริษัทเอสโซ่ โคราช ได้เจาะหลุมสำรวจ 7 หลุม ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติจำนวน 4 หลุม แต่มีความคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์เพียง 2 หลุม ซึ่งอยู่ภายในแปลง E5(รอบที่ 6) คือ หลุมน้ำพอง-1A (2524) และ หลุมน้ำพอง-2 (2526) ซึ่งต่อมาพัฒนาเป็นแหล่งผลิตก๊าซน้ำพอง ในปี 2533 (ใช้ระยะเวลาในการพัฒนาจนผลิตก๊าซได้ 9 ปี) ส่วนอีก 2 หลุม ที่พบก๊าซแต่ไม่สามารถพัฒนาได้ คือ หลุมชนบท-1 และ หลุมดงมูล-1 บริษัทเอสโซ่ อุดรได้เจาะหลุมสำรวจ 3 หลุม ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ 1 หลุม ภายในแปลง EU1(รอบที่ 8) คือ หลุมภู่อ้อม-1 (2526) ซึ่งต่อมาได้พัฒนารวมกับหลุมในแปลง E5 กลายเป็นแหล่งผลิตก๊าซสินภู่อ้อมในปี 2549 บริษัทฟิลลิป เจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม ในแปลง P2 คือ หลุมโนนสัง-1 ไม่พบปิโตรเลียม

ในช่วงปี 2533-2543 สัมปทานรอบที่ 13 และ 15 มีหลายบริษัทที่เข้ามาสำรวจ เช่น บริษัทยูโนแคล ไทยเซลล์ เท็กซาคอ โทเทล โคราช และ อมาราดา เฮสส์ เป็นต้น ได้เข้ามาทำการเจาะสำรวจรวมกัน 10 หลุม ผลการเจาะ พบก๊าซธรรมชาติเพียง 2 หลุม คือ หลุมดาวเรือง-1 และหลุมมุกดาหาร-1 แต่ไม่สามารถพัฒนาได้ และพบเพียงร่องรอยปิโตรเลียม อีก 2 หลุม คือหลุมห้วยมุก-1 และหลุมภูเวียง-1 และไม่พบปิโตรเลียมอีก 6 หลุม

ในช่วงปี 2543-2555 สัมปทานรอบที่ 18 19 และ 20 ในปี 2545 บริษัท อมาราดา เฮสส์ ได้เจาะหลุมสำรวจเพิ่มเติมภายในพื้นที่สงวนของแปลง E5 โดยเจาะหลุมภู่อ้อม-3st พบก๊าซธรรมชาติ และต่อมาได้เจาะหลุมประเมินผลอีกหลายหลุม และพัฒนารวมกับหลุมที่เจาะพบในแปลง EU1 จนพัฒนาเป็นแหล่งผลิตก๊าซสินภู่อ้อมได้ในปี 2549 (หลุมภู่อ้อม-1 เจาะพบปี 2526 ต้องใช้ระยะเวลากว่า 23 ปี กว่าที่จะพัฒนาได้) นอกจากนั้น ยังมีอีกหลายบริษัทที่ให้ความสนใจเข้ามาสำรวจขุดเจาะ เช่น บริษัท อพิโก โคราช ทาเท็ก ซาลาเมนเดอร์ และรวมถึงบริษัท ปตท.สผ. โดยเจาะหลุมสำรวจรวมกัน 6 หลุม ผลการเจาะพบก๊าซธรรมชาติ 3 หลุม แต่ไม่สามารถพัฒนาได้ คือหลุม TEW-E TEW-EST และหลุมรัตนะซึ่งเจาะในปี 2554 โดยบริษัท ปตท.สผ.ฯ ใช้เงินลงทุนเจาะสำรวจไปกว่า 44 ล้านบาทสหรัฐ (1,300 ล้านบาท) ล่าสุดปี 56 เจาะหลุมรัตนะ-2 พบก๊าซ แต่ไม่สามารถพัฒนาได้เพราะอัตราการไหลต่ำมาก

ในปี 2555 บริษัท อพิโก ได้กลับมาเจาะหลุมประเมินผลในแปลง L27/43 คือ หลุมดงมูล-3st พบก๊าซธรรมชาติในเชิงพาณิชย์ ขณะนี้อยู่ในระหว่างการพัฒนาแหล่ง เพื่อผลิตก๊าซธรรมชาติขึ้นมาใช้ในภาคอีสาน เป็นแหล่งที่ 3 ต่อจาก แหล่งก๊าซน้ำพอง และ สินภู่อ้อม

ปี 2556 บริษัท ย่านฉาง ปีโตรเลียม (ประเทศไทย)เจาะหลุม YPT-2 หลุมแห้งและ หลุม YPT-1 พบก๊าซ

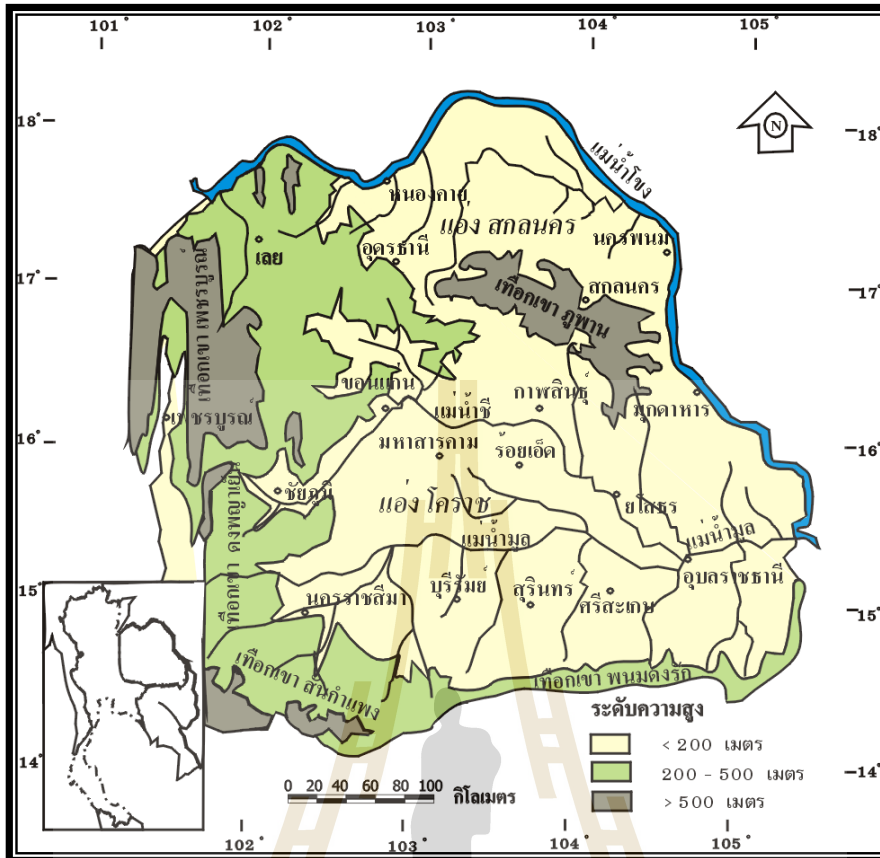
ปี 2556-2557 บริษัท ทีพีโอโพลีนเจาะหลุม CTR-3 หลุมแห้งและ หลุม CTR-2 พบร่องรอยก๊าซ

ปี 2558 บริษัท ย่านฉาง ปีโตรเลียม (ประเทศไทย) เจาะหลุม YPT-7 พบก๊าซ และ หลุม YPT-10 หลุมแห้ง

1. ลักษณะภูมิประเทศ และภูมิสัณฐาน

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

ลักษณะภูมิประเทศส่วนใหญ่เป็นที่ราบเรียบ มีระดับความสูงประมาณ 130-250 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง โดยมีเทือกเขาเพชรบูรณ์และดงพญาเย็นเป็นขอบที่ราบสูงโคราชทางทิศตะวันตก เริ่มจากจุดเหนือสุดที่ผามอง ยาวต่อลงมาทางทิศใต้ตามแนวของภูยาอู๋ ภูพานคำ ภูแลนคา และภูพังเหยจนถึงเขื่อนลำตะคอง ซึ่งบริเวณนี้พื้นที่มีความลาดเทไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ และขอบที่ราบสูงโคราชทางด้านทิศใต้ ประกอบด้วยทิวเขาสันกำแพงและพนมดงรัก ซึ่งเป็นขอบเขาสูงชันและเอียงเทไปหาแอ่งทางทิศเหนือ ส่วนขอบแอ่งทางด้านทิศเหนือและตะวันออกเป็นแนวเทือกเขาในประเทศลาว



รูปที่ 2.1 แสดงลักษณะธรณีสัณฐานของที่ราบสูงโคราช ซึ่งประกอบด้วยแอ่งสกลนครทางตอนเหนือ และแอ่งโคราชทางตอนใต้ (คัดลอกจาก ธรณีวิทยาประเทศไทย, 2544)

ที่ราบสูงโคราชถูกแบ่งออกโดยเทือกเขาภูพานที่เกิดจากโครงสร้างชั้นหินโค้งรูปประทุนลูกฟูก (anticlinorium) ที่มีแกนวางตัวอยู่ในแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ โดยเริ่มจากจังหวัดอุบลราชธานี ผ่านสกลนคร กาฬสินธุ์ มุกดาหาร และไปสิ้นสุดใกล้แม่น้ำโขงที่จังหวัดอุบลราชธานี ประกอบไปด้วยเนินเขาเล็ก ๆ ที่สูงขึ้นจากที่ราบมีระดับความสูงประมาณ 300-500 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง ทำให้ส่วนทางด้านเหนือ เกิดแอ่งย่อยอุดร-สกลนคร และทางด้านใต้ เกิดแอ่งย่อยโคราช-อุบล (รูปที่ 2.1) แอ่งทั้งสองมีพื้นที่เอียงเทไปยังทิศตะวันออกเฉียงและพื้นที่ราบเรียบซึ่งประกอบด้วยที่ราบน้ำท่วมถึง และที่ราบน้ำท่วมไม่ถึง (non-floodplain) อยู่กลางแอ่ง นอกจากนี้ในบริเวณกลางแอ่ง มีการแทรกดันของเกลือหินกระจายอยู่ทั่วไป ซึ่งเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดพื้นที่ดินเค็มและน้ำเค็มในบริเวณที่ราบสูงโคราช ลักษณะภูมิประเทศและภูมิสัณฐานของแอ่งย่อยทั้งสองมีลักษณะดังนี้

แอ่งอุดร-สกลนคร มีอาณาเขตรอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดหนองคาย อุดรธานี สกลนคร นครพนม มุกดาหาร และบางส่วนของประเทศลาว พื้นที่แอ่งเฉพาะในประเทศไทยมีประมาณ 17,000 ตารางกิโลเมตร มีระดับความสูงระหว่าง 140-180 เมตรจากระดับน้ำทะเลปานกลาง แม่น้ำในบริเวณนี้มีขนาดเล็กและสายสั้นๆ เกิดจากเทือกเขาภูพาน ได้แก่ แม่น้ำสงคราม แม่น้ำพุง ซึ่งไหลลงสู่แม่น้ำโขงทางทิศตะวันออกเฉียง เป็นต้น นอกจากนี้บริเวณที่มีการทรุดตัวของแผ่นดิน จนทำให้เกิดพื้นที่ลุ่ม

มีน้ำขังตลอดปีและกลายเป็นหนองบึงกระจายอยู่ทั่วไป ที่สำคัญได้แก่ หนองหาน อำเภอกุมภวาปี จังหวัดอุดรธานี หนองญาติ จังหวัดนครพนม และหนองหาน จังหวัดสกลนคร เป็นต้น

แอ่งโคราช-อุบล มีพื้นที่ประมาณ 33,000 ตารางกิโลเมตร เป็นแอ่งตะกอนแม่น้ำที่ใหญ่ที่สุดของประเทศ โดยมีระดับความสูงระหว่าง 120-170 เมตร จากระดับน้ำทะเลปานกลาง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณจังหวัดนครราชสีมา ชัยภูมิ ขอนแก่น มหาสารคาม ร้อยเอ็ด บุรีรัมย์ กาฬสินธุ์ โยธาธร สุรินทร์ ศรีสะเกษ อุบลราชธานี และอำนาจเจริญ แม่น้ำในบริเวณนี้ส่วนใหญ่มีต้นกำเนิดจากเทือกเขาที่เป็นขอบแอ่งทางทิศเหนือและทิศตะวันตก ที่สำคัญ ได้แก่ แม่น้ำมูล มีต้นกำเนิดจากเขาวงและเขาสมิงของเทือกเขาสันกำแพง บริเวณอำเภอปักธงชัย จังหวัดนครราชสีมา แม่น้ำชี มีต้นกำเนิดจากสันปันน้ำของเทือกเขาเพชรบูรณ์ ในเขตจังหวัดชัยภูมิ แม่น้ำทั้งสองสายไหลผ่านที่ราบตอนกลางของแอ่งและบรรจบรวมกันเป็นแม่น้ำขนาดใหญ่ก่อนจะไหลลงสู่แม่น้ำโขงทางทิศตะวันออกบริเวณอำเภอโขงเจียม จังหวัดอุบลราชธานี เป็นต้น

2. ธรณีวิทยาทั่วไปบริเวณที่ราบสูงโคราช

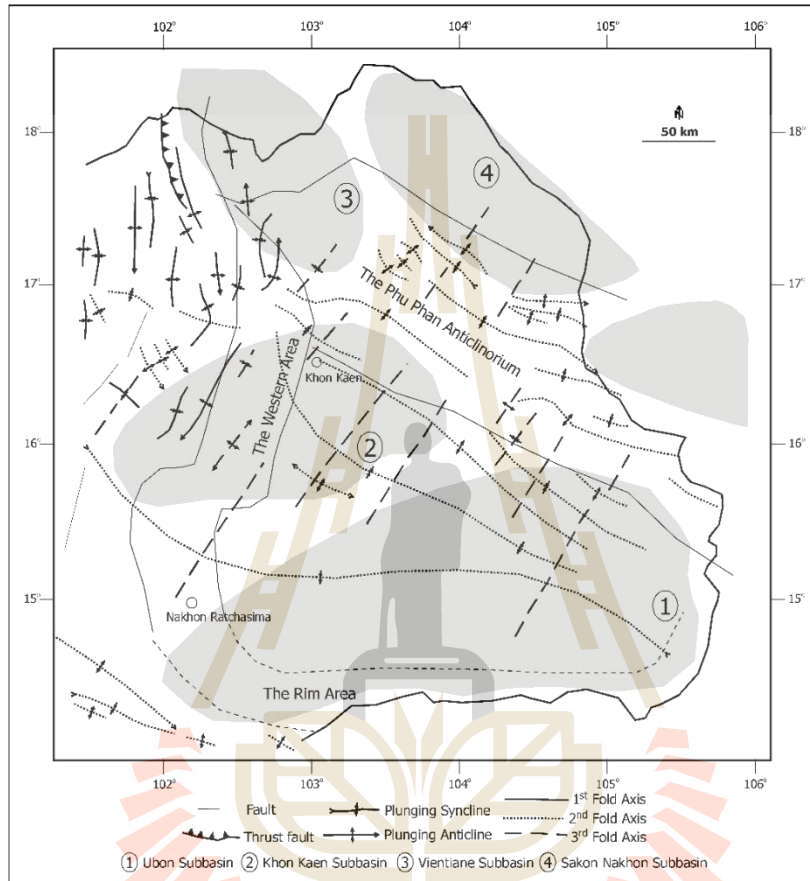
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือที่ราบสูงโคราช เป็นส่วนหนึ่งของแผ่นเปลือกโลกอินโดจีน ซึ่งล้อมรอบด้วยรอยเลื่อนตามแนวระดับ (strike-slip faults) อายุเทอร์เชียรีหลายตัว ถึงแม้ว่าจะมีแนวคิดหลากหลายเกี่ยวกับธรณีแปรสัณฐาน (tectonics) ที่บ่งบอกว่าธรณีวิทยาโครงสร้าง (พื้นผิว) ของที่ราบสูงโคราชไม่มีการเปลี่ยนแปลงใดๆ 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) แอ่งย่อยสกนนคร (Sakon Nakhon Subbasin) ยาวและขนานกับแอ่งเวียงจันทร์ มีขนาดใกล้เคียงกับแอ่งเวียงจันทร์ 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 โดยที่ชั้นหินเอียงลาดเล็กน้อยสู่ใจกลางแอ่งโคราชและแอ่งสกนนคร ส่วนด้านตะวันตก ประกอบด้วยกลุ่มหินสระบุรี (Saraburi Group) และกลุ่มหินห้วยหินลาด (Huai Hin Lat) ซึ่งไม่พบบริเวณอื่นๆ เลย และบริเวณทิศใต้ของที่ราบสูงโคราช มีหินนบะซอลต์ยุคควอเทอร์นารีไหลคลุมกลุ่มหินโคราชเป็นหย่อมๆ

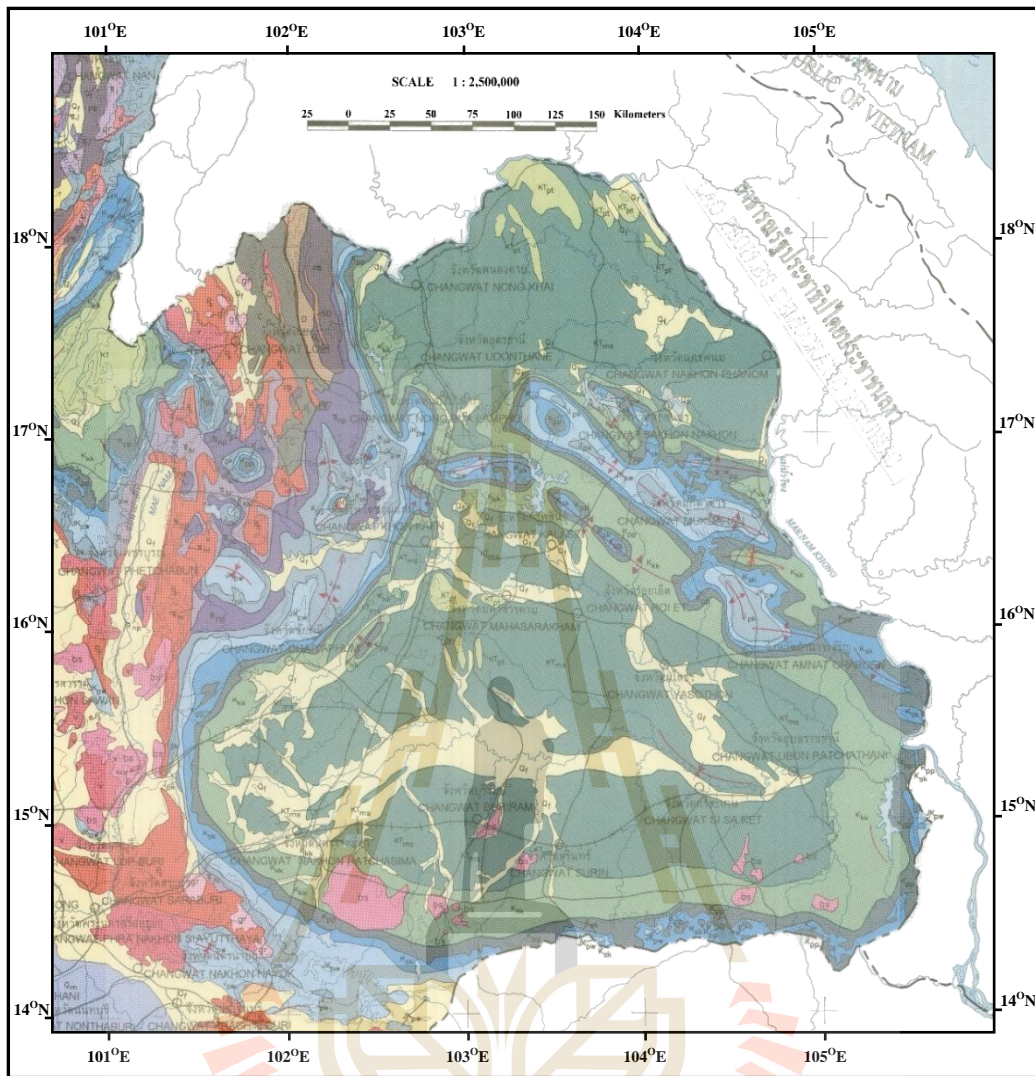
ผลการสำรวจธรณีฟิสิกส์แบบคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าภายใต้แนวชั้นหินคดโค้งของเทือกเขาภูพาน ประกอบด้วยแอ่งสะสมตะกอนอายุเพอร์เมียน (กลุ่มหินสระบุรี) และไทรแอสซิก (กลุ่มหินภูผินารายณ์) (วนิดา, 2548) โดยที่การเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนหลักในแอ่งสะสมตะกอนทั้ง 2 แอ่ง (อายุเพอร์เมียนและไทรแอสซิก) ทำให้เกิดแนวชั้นหินคดโค้งทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ 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 วางตัวอยู่บนพื้นผิวที่เกิดจากการผุร้อนของหินมหายุคพาลีโอโซอิกซึ่งพบหินโผล่เฉพาะบริเวณขอบเขตที่ราบสูงโคราชทางทิศตะวันตก ส่วนบนสุดของกลุ่มหินโคราชปิดทับโดยหมวดหินมหาสารคามและภูทอกอายุตอนต้นครีเทเชียสถึงตอนกลางอีโอซีน

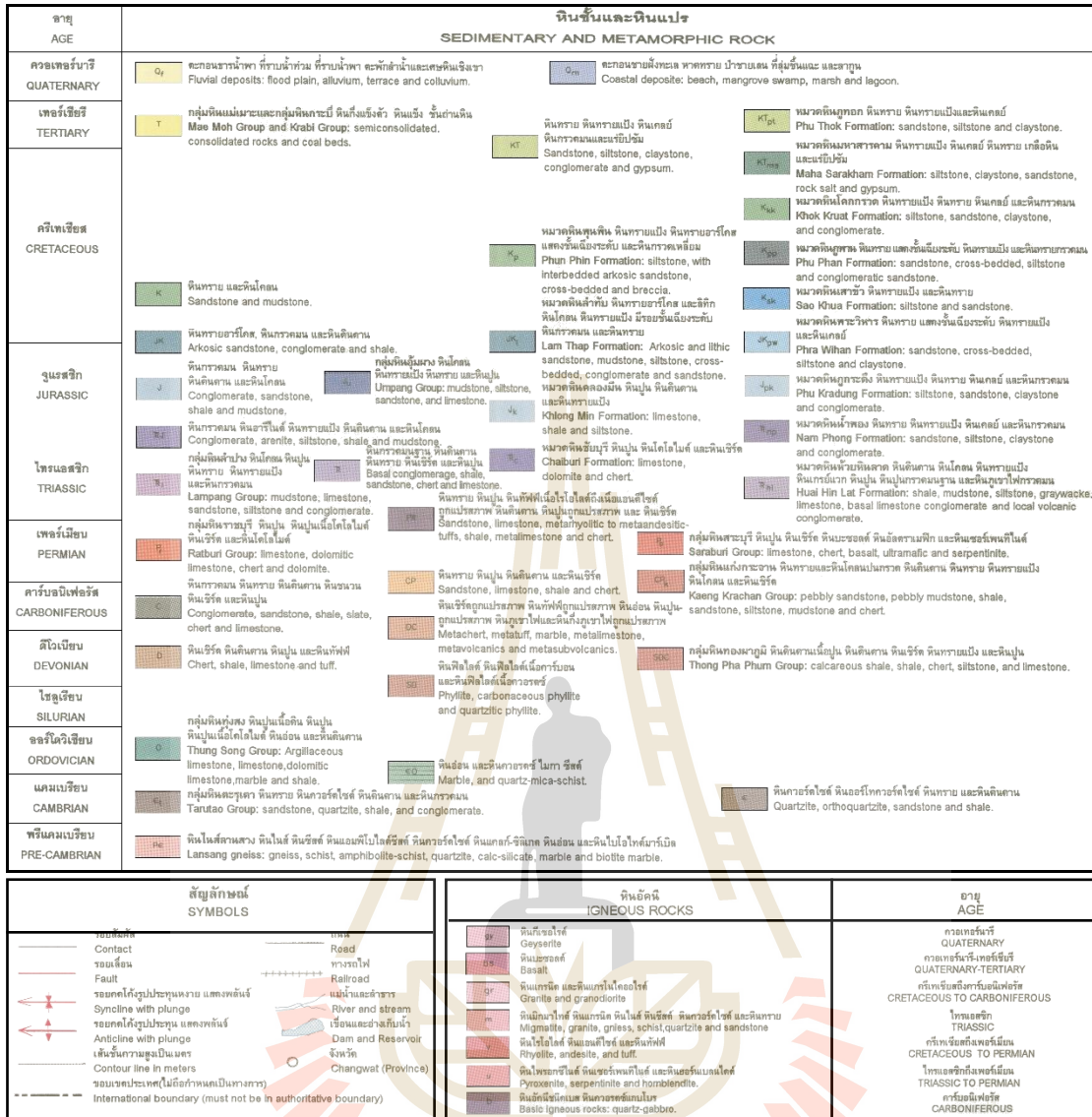
นอกจากนี้ยังพบหมวดหินท่าช้างอายุเทอร์เชียรีตอนปลายวางตัวอยู่ชั้นบนสุด ส่วนบริเวณตอนใต้ของที่ราบสูงโคราช มีหินบะซอลต์ยุคควอเทอร์นารีปิดคลุมในบางพื้นที่

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

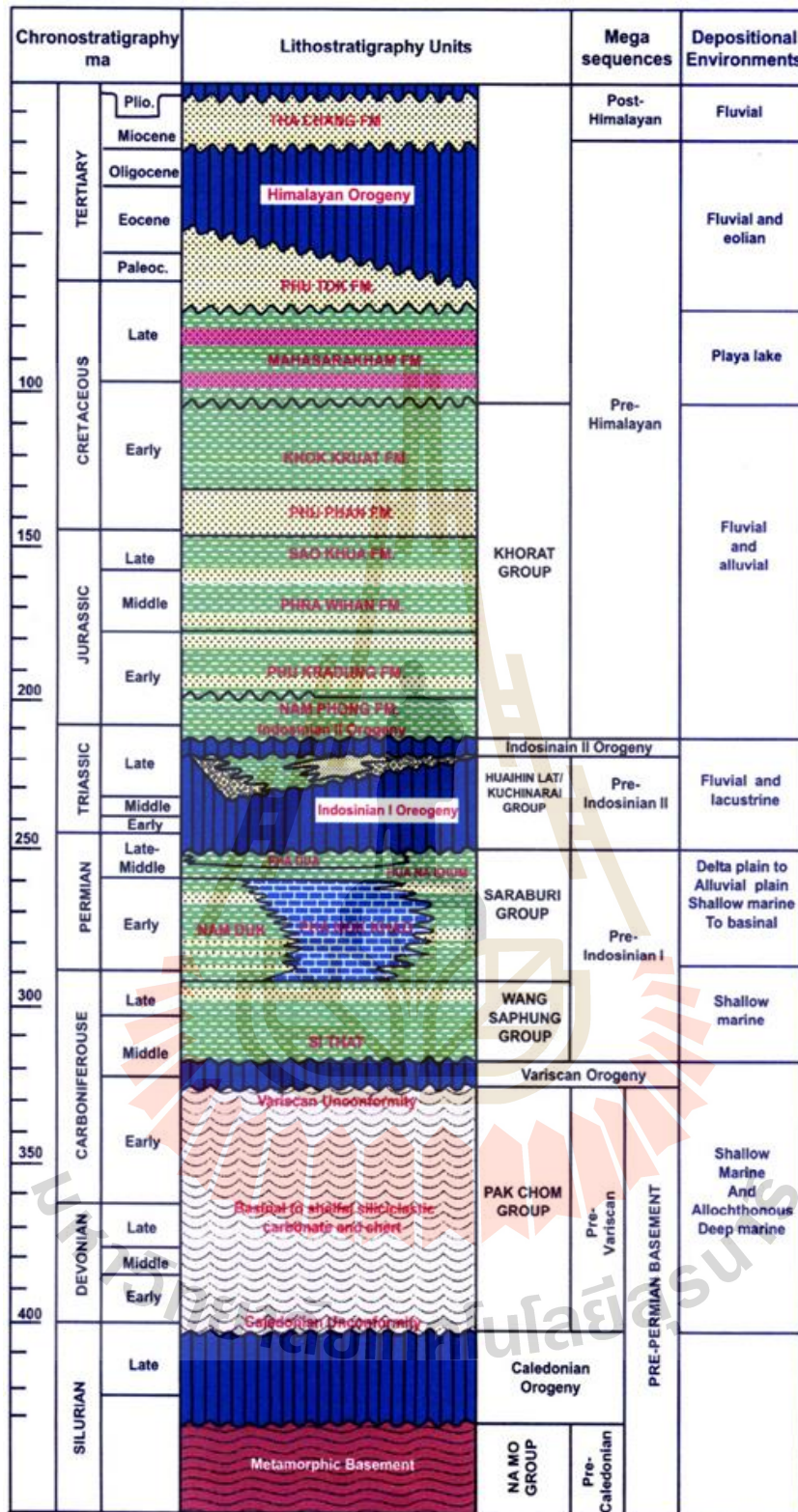


รูปที่ 2.3 แผนที่ธรณีวิทยาทั่วไป ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (กรมทรัพยากรธรณี, 2530)

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



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



รูปที่ 2.4 การลำดับชั้นหินของภาคตะวันออกเฉียงเหนือสัมพันธ์กับหินต้นกำเนิด หินกักเก็บ และโครงสร้างปีโตรเลียม (สุนทรและนเรศ, 2548)

Chronostratigraphy ma		Lithostratigraphy units		Depositional Environment	Petroleum system	
					Reservoir	Source
Tertiary	Pleistocene			Fluvial		
	Miocene	THA CHANG FM.		Fluvial and eolian		
	Oligocene		HIMALAYAN OROGENY			
	Eocene					
	Paleocene	PHU TOK FM.				
Cretaceous	Late	MAHA SARAKHAM FM.	Khorat Group	Playa lake		
	Early	KHOK KRUA FM.				
		PHU PHAN FM.				
		SAO KHUA FM.				
Jurassic	Late	PHRA WIHAN FM.	Huai Hin Lat/ Kuchinarai Group	Fluvial and lacustrine		
	Middle	PHU KRADUNG FM.				
	Early	NAM PHONG FM.				
Triassic	Late	INDOSINIAN II OROGENY	Huai Hin Lat/ Kuchinarai Group	Fluvial and lacustrine		
	Middle	INDOSINIAN I OROGENY				
	Early					
Permian	Late&Middle	HUANAKHUM	Saraburi Group	Delta plain to Alluvian plain Shallow marine To basinal		
	Early	PHA NOK KHAO				
		NAM DUK				
Carboniferous	Late		Wang Saphung Group	Shallow marine		
	Middle	SI-THAI				
Carboniferous & Older rocks		VARISCAN UNCONFORMITY		Variscan Orogeny		
		Pre-Permian Basement				

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

3.1 หินมหายุคพาลีโอโซอิก (Paleozoic Rocks)

หินยุคไซลูเรียน

กลุ่มหินนาโม (Na Mo Group) หินกลุ่มนี้มีอายุตอนกลางยุคไซลูเรียน 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) ส่วนซากดึกดำบรรพ์เรดิโอลาเรียนมีตั้งแต่ยุคดีโวเนียนตอนปลายถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น ในบริเวณอำเภopakชมจังหวัดเลย และตามทางหลวง ปากชม-เลย (Sashida et al., 1993)

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

หินยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนปลาย

กลุ่มหินวังสะพุง (Wang SaPhung Group) โผล่ให้เห็นชัดเจนในบริเวณอำเภอวังสะพุง จังหวัดเลย บริเวณห้วยบุญหนักกับห้วยคีน และบ้านนาอ่าง พบแนวสัมผัสค่อนข้างชัดเจนบริเวณเทือกเขาด้านตะวันตกของบ้านนาอ่าง บ้านหนองดอกบัว แผ่กระจายคลุมบริเวณด้านตะวันออกของตัวจังหวัดเลย และวางตัวรองรับหินยุคเพอร์เมียนตอนล่าง

ส่วนล่างสุดของกลุ่มหินประกอบด้วยหินกรวดมน ซึ่งเม็ดกรวดประกอบด้วยแร่ควอร์ตซ์ หินควอร์ตไซต์ หินเชิร์ต มีขนาดใหญ่สุดประมาณ 18 เซนติเมตร โดยมีหินทรายเป็นตัวประสานในบางชั้นตัวประสานเป็นพวกดินดานเนื้อทรายสีเทาแกมเขียว หินกรวดมนนี้แทรกสลับด้วยชั้นหินดินดาน และหินทรายเนื้อทัฟฟ์ สีเทาดำและเทาแกมเขียว ในตอนบนของชั้นนี้หินกรวดมนค่อยๆ ลด

น้อยลงโดยมีหินอื่นแทรกสลับหนาขึ้นจนกระทั่งตอนบนๆ จึงเป็นชั้นของหินดินดานและหินทรายสีน้ำตาลแกมเทา

ส่วนกลางของหมวดหินนี้เป็นพวกหินทราย หินทรายแป้ง หินดินดาน สีแดงคล้ำบางส่วนเป็นพวกไมกาเขียว คลุมทับด้วยพวกหินเนื้อดิน และหินปูนเนื้อทราย โดยมีหินดินดานและหินทราย สีน้ำตาลแกมเทาสลับอยู่ไม่มากนัก ถัดขึ้นมาประกอบด้วยหินดินดาน และหินทรายสีน้ำตาลแกมเทาสลับด้วยชั้นหินปูนสีเทาดำเป็นบางส่วน

ส่วนบนสุดของหมวดหินวังสะพุง ซึ่งแบ่งออกได้เป็น 2 หน่วย คือ หน่วยหินช่วงล่างพวกเนื้อละเอียดและหน่วยหินช่วงบนพวกเนื้อหยาบ หน่วยหินเนื้อละเอียด 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) บริเวณจังหวัดเพชรบูรณ์หนองบัวลำภู ชัยภูมิ และตะวันตกเฉียงเหนือของจังหวัดขอนแก่น ได้มีการจำแนกออกเป็น 3 หมวดหิน (Chonglakmani and Sattayarak, 1984) จากล่างขึ้นบนดังนี้

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

หมวดหินประกอบไปด้วยหินปูนสีเทา ขนาดตั้งแต่ชั้นบางถึงเป็นปื้น มีหินดินดาน สีเทาชั้นบางแทรกสลับบ้าง ในเนื้อหินปูนมีหินเชิร์ตเป็นเลนส์ หรือชั้นบางแทรกสลับ

2) หมวดหินห้วยน้ำคำ (Hua Na Kham Formation) เป็นหมวดหินที่กระจายตัวเป็นบริเวณแคบๆ ทางด้านตะวันออกเฉียงใต้ของจังหวัดเลย และตะวันตกเฉียงเหนือของจังหวัดชัยภูมิ บริเวณตำแหน่งแบบฉบับ อยู่ที่บ้านห้วยน้ำคำ 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) กับหมวดหินน้ำตึกและชั้นหินปูนอายุเพอร์เมียน ตอนบน และกับหมวดหินน้ำพองที่วางตัวอยู่บนนั้น มีรอยสัมผัสแบบค่อยๆเปลี่ยนแปลง (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 แต่ในพื้นที่อื่นๆ ความหนาแปรเปลี่ยนอยู่ในช่วง 100-400 เมตร หมวดหินนี้แผ่กระจายกว้างขวางในพื้นที่ขอบตะวันตกของที่ราบสูงโคราช เช่น บริเวณอำเภอวังสะพุง อำเภอน้ำขุ่น จังหวัดเลย อำเภอสี่หมุก อำเภอชุมแพ จังหวัดขอนแก่น อำเภอนาคู อำเภอชุมพลบุรี จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอเมือง อำเภอหล่มสัก อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์ เป็นต้น

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

หินยุคจูแรสซิก (Jurassic Rocks)

กลุ่มหินโคราช (Khorat Group) เป็นหินที่สะสมตัวกดทับแอ่งสะสมตะกอนเดิม ประกอบด้วยลำดับหินที่หนาเป็นหินดินเหนียวสีแดง หินทรายแป้ง หินทราย และหินกรวด

กลุ่มหินโคราชแบ่งออกเป็นหมวดหินออกไซด์เป็นชุดน้ำพอง ภูกระดึง พระวิหาร เสาขรัว ภูพาน และโคกกรวด ยกเว้นหินชุดห้วยหินลาด และมหาสารคามซึ่งก่อนหน้านี้ถูกจัดอยู่เป็นส่วนหนึ่งของหินชุดโคราช (Sattayarak et al., 1996)

หมวดหินน้ำพอง

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

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

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

ลำดับชั้นบริเวณส่วนกลาง ประกอบด้วยหินทรายและหินกรวดมน ชั้นหนาซึ่งมีกรวดขนาดประมาณ 5 เซนติเมตร ของแร่ควอตซ์ หินเชิร์ต หินทรายแป้ง สีน้ำตาลแกมแดง และหินอัคนี โดยเฉลี่ยแล้วเม็ดกรวดมีขนาดไม่เกิน 2 เซนติเมตร

ลำดับชั้นส่วนบนประกอบด้วย หินดินดาน หินโคลน และหินทรายแป้ง สีน้ำตาลแกมแดง ลักษณะคล้ายคลึงกับลำดับชั้นด้านล่าง

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

หมวดหินนี้แผ่กระจายกว้างขวางในพื้นที่ขอบตะวันตกของที่ราบสูงโคราชตามแนวการแผ่กระจายของหมวดหินห้วยหินลาด เช่น บริเวณอำเภอวังสะพุง อำเภอทาสี จังหวัดเลย อำเภอสีชมภู อำเภอชุมแพ จังหวัดขอนแก่น อำเภอคอนสาร อำเภอภูเขียว จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอเมือง อำเภอหล่มสัก อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์ เป็นต้น นอกจากนี้หมวดหินน้ำพองยังพบได้อีกในบริเวณอำเภอเมือง อำเภอศรีบุญเรือง จังหวัดหนองบัวลำภู และอำเภอภูเวียง อำเภอหนองเรือ จังหวัดขอนแก่น

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

หมวดหินภูกระดึง

ข้อมูลทั่วไป Ward and Bunnag (1964) ตั้งชื่อหมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) ตามชื่อภูเขาภูกระดึง ที่ตั้งแบบฉบับอยู่ที่ลำพองโก และตามเส้นทางเดินเท้าขึ้นภูกระดึง จากเชิงเขาถึงชำแฮก

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 หินทราย 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 อำเภอทาสี จังหวัดเลย อำเภอสีชมพู อำเภอชุมแพ จังหวัดขอนแก่น อำเภอกอนสาร อำเภอภูเขียว จังหวัดชัยภูมิ และอำเภอเมือง อำเภอหล่มสัก อำเภอหล่มเก่า จังหวัดเพชรบูรณ์ เป็นต้น นอกจากนี้หมวดหินภูกระดึงยังพบอีกทั่วไปในที่ราบสูงโคราช เช่นเทือกเขาภูพาน ภูเวียง ในบริเวณอำเภอเมือง อำเภอศรีบุญเรือง จังหวัดหนองบัวลำภู และอำเภอภูเวียง อำเภอหนองเรือ จังหวัดขอนแก่น อำเภอเลิงนกทา จังหวัดยโสธร อำเภอโพธิ์ไทร จังหวัดอุบลราชธานี อำเภอตาพระยา จังหวัดสระแก้ว และอำเภอคลองใหญ่ จังหวัดตราด เป็นต้น

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

หมวดหินพระวิหาร

ข้อมูลทั่วไป อาจารย์นิธิพัฒน์ ชาลีจันทร์และอาจารย์ดীন 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 และมีหินสีขาวยิ่งเพิ่มมากขึ้น

Ward และ Bunnag (1964) ศึกษาลำดับชั้นของกลุ่มหินโคราช ตามทางเดินขึ้นยอดภูกระดึง และให้หน่วยหินพระวิหารอยู่บริเวณชำแแก โดยประกอบด้วยหินเพียง 2 ชั้น มีความหนา รวม 56 เมตร

อย่างไรก็ตามหน่วยหินพระวิหารในความหมายของนักธรณีวิทยาชาวญี่ปุ่น ที่มาทำงานวิจัยการลำดับชั้นหินในประเทศไทยนั้นจะรวมหมวดหินเสาขัวเข้าไปด้วย

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน โดยทั่วไปความสัมพันธ์ของหมวดหินพระวิหารกับหมวดหินภูกระดึงและหมวดหินเสาขัวที่วางตัวอยู่ล่างและบนตามลำดับเป็นแบบต่อเนื่อง ส่วนความสัมพันธ์ของหมวดหินพระวิหารกับหมวดหินภูกระดึง เช่น ในพื้นที่เขตรักษาพันธุ์สัตว์ป่าภูสีฐาน โดยเฉพาะอย่างยิ่งบริเวณหินโผล่ตามเส้นทางหมายเลข 2287(อำเภอเขาวง-อำเภอคงหลวง) 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) และความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้เกี่ยวข้องกับและคล้ายกับการเปลี่ยนแปลงจากหมวดหินภูกระดึงไปยังหมวดหินพระวิหาร โดยเปลี่ยนแปลงในทางกลับกันคือการเปลี่ยนจากสภาวะแวดล้อมของการตกตะกอนจาก braided river เป็น meandering river deposits ในสภาวะอากาศในสมัยโบราณจาก slightly humid to semi-arid conditions

ลักษณะทางกายภาพของหิน โดยทั่วไปหมวดหินพระวิหารประกอบด้วยหินทราย (sandstones) สีขาวปนเหลือง เม็ดละเอียดถึงหยาบ มีการคัดขนาดและความมนดี ประกอบด้วยเม็ด คอตซ์เป็นส่วนใหญ่ นอกจากนี้ยังมีหินทรายแป้ง (siltstones) หินโคลน (mudstones) ชั้นบางๆ และหินกรวดมน (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 หมวดหินพระวิหารเกิดจากการสะสม

ตัวและตกตะกอนจากแม่น้ำชนิด braided and occasional meandering rivers ในสภาพภูมิอากาศที่ค่อนข้างกึ่งแห้งแล้งและร้อนชื้น (slightly humid conditions) (Meesook, 2000)

ในบริเวณที่หมวดหินพระวิหารเกิดจากการสะสมตะกอนโดย braided streams จะได้ชั้นหินทรายหนาสลับกันทำให้พบหินเป็นหน้าผาของภูเขาในปัจจุบัน ส่วนบริเวณที่เกิดจากแม่น้ำที่คดเคี้ยวไปมานั้นจะทำให้ได้ชั้นหินทรายที่มีความหนาน้อยลง และมีหินทรายแป้ง หรือหินโคลนสลับมากขึ้น บริเวณนี้จะมีความคงทนต่อการผุพังทำลายน้อยกว่า ดังนั้นจึงมักพบเป็นร่องรอยหรือเนินเขาเล็ก ๆ และเมื่อมีการสร้างถนนตัดผ่านแนวเขาของหมวดหินพระวิหารก็มักจะเลือกพาดผ่านบริเวณดังกล่าว ทำให้ลักษณะของหมวดหินพระวิหารที่พบตามหน้าตัดของถนนไม่สะท้อนลักษณะที่ถูกต้องหรือลักษณะส่วนใหญ่ของหน่วยหินเท่าที่ควร

หมวดหินเสาขัว

ข้อมูลทั่วไป Ward and Bunnag (1964) ให้ชั้นหินแบบฉบับของหินหมวดเสาขัว (Sao Khua Formation) อยู่ที่หน่วยเสาขัว 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 silcrettes โดยทั่วไปชั้นหินของหมวดหินเสาขัวมีสีน้ำตาลแดงและมี calcrettes และ silcrettes 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 และมักพบซากดึกดำบรรพ์ในหินกรวดมนเหล่านี้

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

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

สภาวะแวดล้อมการตกตะกอนและภูมิอากาศโบราณ จากลักษณะทางกายภาพของหิน การเรียงลำดับชั้นหินและซากดึกดำบรรพ์ที่พบ หมวดหินเสาขร้วเกิดจากการสะสมตัวและตกตะกอนจากแม่น้ำโขงที่พัด ที่พบว่ามี การตกตะกอนในร่องน้ำทั้งหินกรวดมน หินทราย และตะกอนที่สะสมตัวในที่ราบน้ำท่วมขัง ในสภาพอากาศที่เป็นแบบกึ่งแห้งแล้ง โดยพบว่าหินมีสีแดงและมี caliche, calcrete nodules และ silcretes เด่นกว่าและหนากว่าในหมวดหินภูกระดึง จากการศึกษา silcretes ที่พบในหมวดหินเสาขร้วบริเวณภูเก้าพระ อำเภอดอนตาล จังหวัดมุกดาหาร แสดงให้เห็นว่า หมวดหินนี้เกิดจากการตกตะกอนในสภาวะภูมิอากาศสมัยโบราณเป็นแบบกึ่งแห้งแล้ง (Meesook, 2000)

หินยุคครีเทเชียสตอนต้น (Early Cretaceous Rocks)

หมวดหินภูพาน

ข้อมูลทั่วไป ชั้นหินแบบฉาบของหมวดหินภูพาน (Phu Phan Formation) อยู่ที่ภูผาผึ้ง เทือกเขาภูพาน อำเภอเขาวง จังหวัดกาฬสินธุ์

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินภูพานกับหมวดหินเสาขร้วที่วางตัวอยู่ข้าง 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 บางชั้นของหินทรายมีกรวดปน และมีชั้นเฉียงระดับขนาดกลาง ถึงขนาดใหญ่ หินกรวดมีขนาดใหญ่ถึง 5 เซนติเมตร ส่วนใหญ่ประกอบด้วยแร่ควอตซ์ และเชิร์ต

หินชนิดอื่นที่พบในหมวดหินภูพาน ได้แก่ หินทรายแป้ง หินดินดาน หินกรวดมนกระเปาะปูน และหินทราย สีน้ำตาลแกมแดง

ความหนาและการแผ่กระจาย โดยทั่วไปความหนาของหมวดหินภูพาน มีความหนาระหว่าง 80-140 เมตร ความหนาของชั้นหินทรายของหมวดหินแตกต่างกันไปและเป็นความหนาที่เหลือจากการผุพังและถูกพัดพาไปแล้ว อย่างไรก็ตามชั้นหินของหมวดหินภูพานมักปิดอยู่บนยอดภูเขาที่มีมุมเอียงเทไม่เกิน 10 องศา ทำให้อุดภูเขาเป็นแนวเรียบ 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 ซึ่งเป็นหมู่บ้านที่พบหินหมวดนี้ไพล่ และมีชั้นหินแบบฉบับอยู่ตามถนนสายมิตรภาพ

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินโคกกรวดกับหมวดหินภูพานที่วางตัวอยู่ล่างไพล่ให้เห็นในพื้นที่บางแห่ง 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 และความสัมพันธ์ดังกล่าวนี้เกี่ยวข้องกับการเปลี่ยนจากสภาวะแวดล้อมของการตกตะกอนแบบ meandering river systems ในสภาวะภูมิอากาศในสมัยโบราณจาก semi-arid เป็น arid conditions

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

เท่ากัน บางแห่งไม่พบ channel conglomerates ในชั้นล่างสุด อย่างไรก็ตามการเรียงลำดับชั้นหินไม่เด่นเท่ากับหมวดหินภูกระดึงและหมวดหินเสาขัว

หมวดหินโคกกรวดประกอบด้วย หินทรายสีแดงอ่อน แดงแกมเทา น้ำตาลแกมแดง ขาวน้ำตาล ชั้นหนาถึงไม่แสดงชั้น มักมีเม็ดขนาดละเอียด บางชั้นมีการปนเล็กน้อย เม็ดกรวดมักจะเป็นหินทรายแป้ง สีน้ำตาลแกมแดง หรือหินโคลน ส่วนกรวดของควอตซ์ และเชิร์ตพบบ้างเล็กน้อย หินชนิดอื่นที่พบสลั้อยู่ คือ หินกรวดมนกระเปาะปูน หินทรายแป้ง หินดินดาน สีแดงน้ำตาลแดง ช่วงบนของลำดับชั้นหินจะมียิปซัมเป็นชั้นบาง ๆ หรือเป็นกระเปาะในหินทราย หรือหินทรายแป้ง

ความหนาและการแผ่กระจาย โดยทั่วไปความหนาของหมวดหินโคกกรวดแปรเปลี่ยนตั้งแต่ 430-700 เมตร อย่างไรก็ตามในพื้นที่บางแห่ง เช่น บริเวณเขื่อนน้ำพุงความหนาของหมวดหินโคกกรวดที่โผล่ให้เห็นประมาณ 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) และให้ชั้นหินแบบฉบับอยู่ที่หลุมเจาะน้ำบาดาล F-34 บริเวณบ้านเชียงเหียน อำเภอเมือง จังหวัดมหาสารคาม ซึ่งเจาะในปี 2504 และขณะนั้นนักธรณีวิทยาเชื่อว่าบริเวณดังกล่าวเป็นใจกลางของแอ่ง

ความสัมพันธ์การลำดับชั้นหิน ความสัมพันธ์ของหมวดหินมหาสารคามกับหมวดหินโคกกรวดที่วางตัวอยู่ข้าง เป็นแบบไม่ต่อเนื่อง (Sattayarak et al., 1991) ส่วนความสัมพันธ์กับหมวดหินภูทอกและหมวดหินเขาป่ากุกที่วางตัวอยู่ด้านบนเป็นแบบต่อเนื่อง

ลักษณะทางกายภาพของหิน หมวดหินมหาสารคามเปรียบเทียบกับหน่วยหินนิรนาม (unnamed) ของ Ward and Bunnag(1964) ประกอบด้วยหินโคลน หินทรายแป้ง และเกลือหิน อยู่สลับกัน จากการศึกษาข้อมูลจากหลุมเจาะสำรวจโปแทช และหลุมเจาะสำรวจปิโตรเลียม มีนักธรณีวิทยาหลายคนได้เสนอให้แยกหมวดหินมหาสารคามออกจากกลุ่มหินโคราช เช่น Sattayarak (1983,1985)

จากข้อมูลเท่าที่มีอยู่ในปัจจุบัน หมวดหินมหาสารคาม แบ่งออกได้เป็น 6 ลำดับชั้น ดังนี้

- 1) แอนไฮไดรต์ชั้นฐาน (The basal anhydrite) มีความหนาจาก 0.8 ถึง 3.3 เมตร มีรอยต่อกับหินทรายแป้งของหินชุดโคกกรวดเด่นชัดมาก ซึ่งอาจเป็นรอย disconformity
- 2) เกลือหินชั้นล่าง (Lower Rock Salt) เป็นชั้นเกลือหินที่มีความหนามากที่สุด ประกอบด้วยแร่เกลือหินชั้นหนา และแร่อปเตสเซียม ส่วนที่มีความหนาสูงสุดวัดได้ 437 เมตร
- 3) หินโคลนชั้นล่าง (Lower Claystone) มีสีน้ำตาลแกมแดง และมีจุดสีเขียวอยู่ทั่วไป มีสายแร่คาร์เนลไลต์ และเฮไลต์เล็ก ๆ อยู่ทั่วไป หินหน่วยนี้มีความหนาเฉลี่ยประมาณ 35 เมตร
- 4) เกลือหินชั้นกลาง (Middle Rock Salt) ส่วนใหญ่ประกอบด้วยเฮไลต์ แต่ในบางแห่งพบชั้นแอนไฮไดรต์หรือยิปซัมอยู่ด้วย หินหน่วยนี้มีความหนาเฉลี่ยประมาณ 100 เมตร
- 5) หินโคลนชั้นกลาง (Middle Claystone) มีลักษณะเหมือนหินชั้นล่างที่กล่าวมาแล้ว แต่ไม่มีสายแร่เล็ก ๆ ของคาร์เนลไลต์ หินหน่วยนี้มีความหนาเฉลี่ยประมาณ 40 เมตร
- 6) เกลือหินชั้นบน (Upper Rock Salt) มีความหนาจาก 3 ถึง 65 เมตร ไม่พบแร่อปเตสเซียมในหินหน่วยนี้เลย

นอกจากนี้ยังมีหินโคลนชั้นบน(Upper Claystone) ซึ่งอยู่บนสุดของชั้นหินนิรนาม หรือ Unnamed unit ของ Ward and Bunnag (1964) หรือหินชุดมหาสารคาม หินโคลนชั้นบนประกอบด้วย หินโคลนมีชั้นหินทรายแป้ง และหินทรายแทรกสลับ หินหน่วยนี้มีรอยผิวดิสคอนฟอร์มิตีอยู่ด้านล่าง ดังนั้นจึงอาจแยกออกมาจากหินชุดมหาสารคามได้

ความหนาและการแผ่กระจาย ตามข้อมูลหลุมเจาะ หมวดหินมหาสารคามมีความหนาทั้งหมด 610 เมตร แต่คาดว่าอาจจะหนาสูงสุดถึง 1,000 เมตร ในบางแห่ง

บริเวณที่หมวดหินมหาสารคามแผ่กระจายโผล่ให้เห็นมากที่สุดได้แก่บริเวณจังหวัดสกลนคร จังหวัดอุดรธานี จังหวัดขอนแก่น จังหวัดหนองคาย จังหวัดกาฬสินธุ์ จังหวัดร้อยเอ็ด จังหวัดยโสธร จังหวัดอำนาจเจริญ จังหวัดอุบลราชธานี จังหวัดมหาสารคาม และจังหวัดนครราชสีมา เป็นต้น บริเวณที่ชั้นเกลือ(โดมเกลือ) ของหมวดหินนี้โผล่ให้เห็นชัดเจน ได้แก่บริเวณอำเภอบ้านดุง จังหวัดอุดรธานีอำเภอบ้านม่วง จังหวัดสกลนคร อำเภอบรบือ จังหวัดมหาสารคาม และอำเภอนครราชสีมา 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 อำเภอสรีวิไล จังหวัดหนองคาย ต่อมา สุวภาคย์ อิมสมุท (2540) ได้ศึกษาและวิจัยชั้นรายละเอียดของหมวดหินนี้ บริเวณภูทอกน้อยและภูว้าว และได้แบ่งหมวดหินนี้ออกเป็น 4 หมู่หิน

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

ลักษณะทางกายภาพของหิน จากการศึกษาของสุภาภักย์ อิมสมุทร (2540) โดยทั่วไปหมวดหินภูทอก ประกอบด้วยหินทรายสองชนิด คือ หินทรายสีน้ำตาลแดงเนื้อหยาบปานกลางถึงละเอียด ชั้นหินที่มีการวางชั้นเฉียงระดับขนาดใหญ่แทรกสลับ กับหินทรายสีแดงแกมน้ำตาลถึงแดงแกมม่วงเนื้อละเอียดมากถึงทรายแป้งมีเนื้อปูนผสมที่มีโครงสร้างแบบลอนคลื่น จากการศึกษาเดียวกันนี้ หมวดหินภูทอกสามารถแบ่งออกได้เป็น 4 หมู่หิน (จากอายุแก่ถึงอ่อน) ดังนี้

หมู่หิน A ประกอบด้วยหินทรายเนื้อละเอียดมากถึงทรายแป้งชั้นหิน

หมู่หิน B ประกอบด้วยหินทรายสองชนิดสลับกันคือ หินทรายเนื้อหยาบปานกลางถึงละเอียดและหินทรายเนื้อละเอียดมากถึงขนาดทรายแป้งมีเนื้อปูนผสม

หมู่หิน C เป็นหินทรายเนื้อหยาบถึงหยาบปานกลาง

หมู่หิน D เป็นหมวดหินบนสุด มีลักษณะคล้ายหมู่หิน B

จากการศึกษาทางศิลาวรรณ หินทรายของหมวดหินภูทอกเป็นหินทรายแบบ lithic arkose-subarkose

ความหนาและการแผ่กระจาย ความหนาของหมวดหินภูทอกที่โผล่ให้เห็นในพื้นที่ภูทอกและภูว้าวโดยเฉลี่ย 205 เมตร (สุภาภักย์ อิมสมุทร, 2540) ในแต่ละ section ความหนาของชั้นหินทรายของหมวดหินภูทอกแตกต่างกันไปและเป็นความหนาที่เหลือจากการผุพังและถูกพัดพาไปแล้ว อย่างไรก็ตามชั้นหินของหมวดหินภูทอกมักพบอยู่เป็นภูเขาโดดๆและบริเวณที่เป็นที่ราบลอนคลื่น

หมวดหินภูทอกแผ่กระจายทั่วไปในพื้นที่บริเวณภูทอกน้อย ภูทอกใหญ่ ภูสิงห์ ภูว้าว 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)

จากลักษณะธรณีสัณฐาน ธรณีวิทยา และธรณีโครงสร้าง สามารถแบ่งภูมิภาคปิโตรเลียมของที่ราบสูงโคราช (Khorat Plateau) ได้ 5 ภูมิภาค โดยไม่รวมพื้นที่เลย-เพชรบูรณ์ และชุมแพ ซึ่งอยู่

ทางด้านตะวันตกของที่ราบสูงโคราชในพื้นที่ภูมิภาคปิโตรเลียมจึงมีการศึกษาลักษณะโครงสร้างปิโตรเลียมในแต่ละภูมิภาค เพื่อใช้ในการศึกษาและประเมินศักยภาพปิโตรเลียมที่กำหนดให้เป็นภูมิภาคปิโตรเลียมของที่ราบสูงโคราช แสดงไว้ในรูปที่ 2.5 และมีรายละเอียด ดังนี้

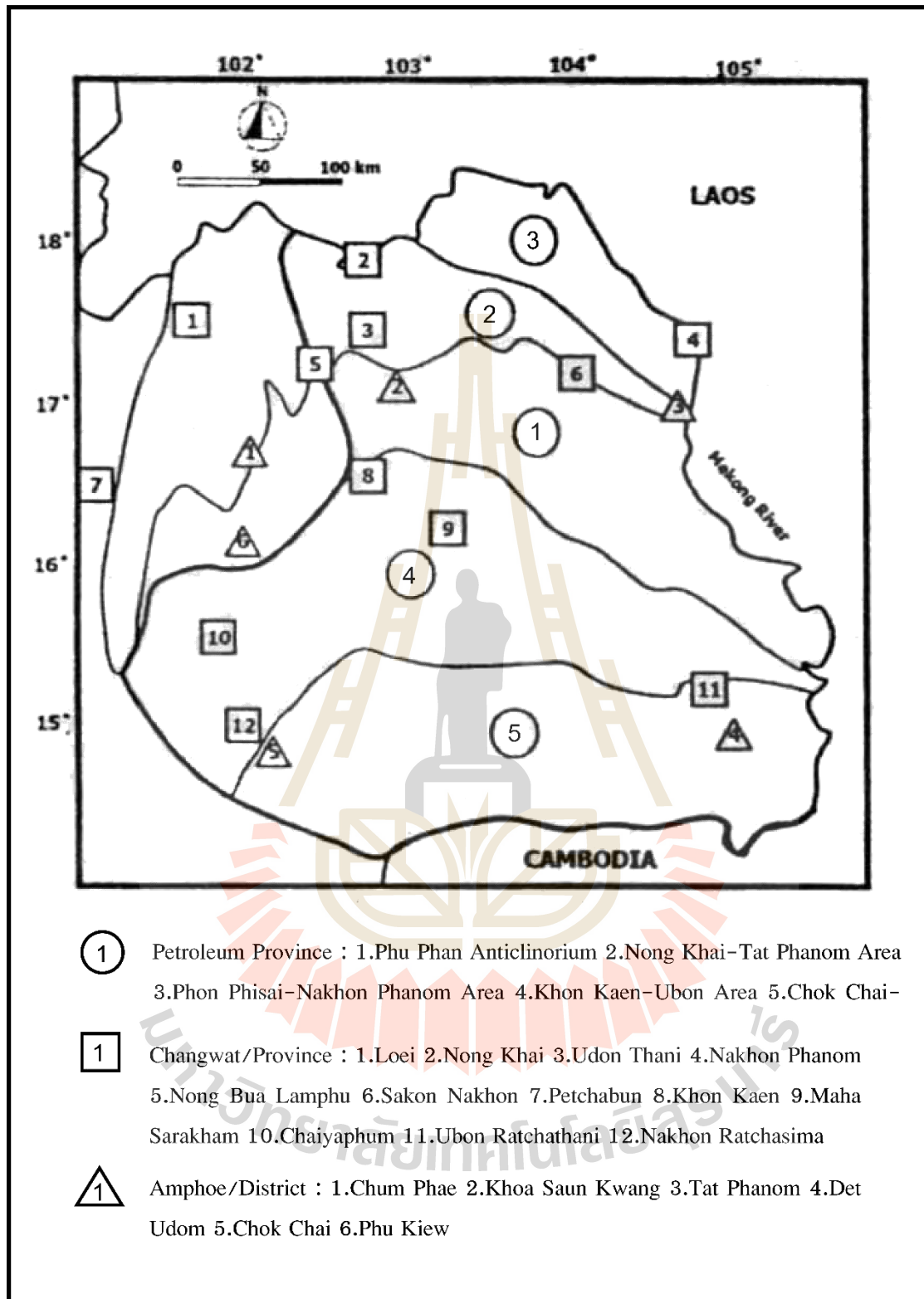
1) **แนวเทือกเขาภูพาน (Phu Phan anticlinorium)** แนวเทือกเขาภูพานประกอบด้วย โครงสร้างแบบประทุนคว่ำและประทุนหงายสลับซับซ้อน วางตัวอยู่ในแนว NW-SE เริ่มจากแนวเขาน้ำพอง เขาสวนกวาง เทือกเขาภูพาน และผาแต้มทางทิศตะวันออก บริเวณนี้รองรับด้วยชั้นหินเพอร์โม-คาร์บอนิเฟอรัส และชุดหินส่วนล่างของกลุ่มหินโคราช (Pre-Khorat rock) อายุไทรแอสซิก ส่วนหินชั้นบนสุดประกอบด้วย ชั้นหินสีแดงของกลุ่มหินโคราชอายุจูแรสซิก-ครีเทเชียส มีการคดโค้งบ้างเล็กน้อย

2) **หนองคาย-ธาตุพนม (Nong Khai-Tat Phanom area)** ภูมิภาคปิโตรเลียมหนองคาย-ธาตุพนมวางตัวในแนวเกือบ E-W ทางเหนือของแนวเทือกเขาภูพาน เริ่มจากจังหวัดหนองคาย อุดรธานี และนครพนมทางทิศตะวันออก มีลักษณะเป็นที่ราบของชั้นหินอายุอ่อน ได้แก่หินชุดภูทอกและหินชุดมหาสารคาม วางตัวอยู่บนชั้นหินสีแดงของกลุ่มหินโคราช และชุดหินส่วนล่างของกลุ่มหินโคราชอายุไทรแอสซิก ส่วนชั้นหินเพอร์โม-คาร์บอนิเฟอรัสอาจวางตัวอยู่ตอนล่างสุดในบางบริเวณ

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

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

5) **โชคชัย-เดชอุดม (Chok Chai-Det Udom area)** จากการเจาะสำรวจพบว่า บริเวณภูมิภาคหินส่วนใหญ่เป็นชั้นกรวดและหินบะซอลต์ ซึ่งรองรับด้วยชั้นหินสีแดงของกลุ่มหินโคราชที่ส่วนใหญ่วางตัวอยู่บนหินพื้นฐาน พบชุดหินก่อนหินโคราชบ้างในบางบริเวณ



รูปที่ 2.5 ภูมิภาคปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (นเรศ, 2548)

5. ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

เพื่อเป็นแนวทางในการสำรวจปิโตรเลียม การศึกษาลักษณะ และคุณสมบัติของชั้นหินที่จะมีคุณสมบัติที่จะเป็นหินต้นกำเนิด (source rocks) หินกักเก็บ (reservoir rock) และหินปิดกั้น (seal) จึงมีความสำคัญมาก และนอกจากนี้ยังต้องศึกษาการพัฒนาระบบปิโตรเลียม (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 ค่าหักเหของวชิรไนต์ 0.9-20.52 เปอร์เซ็นต์ และการศึกษาตัวอย่างก๊าซธรรมชาติจากหลุมเจาะดาวเรือง 1 พบว่าหินต้นกำเนิดมาจากชั้นหินดินดานและชั้นถ่านหินที่อยู่ในชุดหิน Permian Carbonate

3) **กลุ่มหินโคราช (Khorat group)** เป็นชั้นหินที่มีอายุในยุคมีโซโซอิก เกิดจากการสะสมตัวตะกอนท้องน้ำและตะกอนน้ำพา และพบว่าชั้นถ่านหินเกิดจากการสะสมตัวของซากพืชและเศษไม้เป็นจำนวนมาก 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 จากข้อมูลแท่งเจาะหินพบว่าส่วนใหญ่ประกอบด้วยหิน 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 reservoirs) หินตะกอนยุคไทรแอสซิก ทั้งหินดินดานและหินปูนที่เกิดในทะเลสาบ ต่างก็เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดี ส่วนหินกักเก็บ ประกอบด้วย หินทรายที่เป็น sheet และ shoe-string ที่เกิดจากแม่น้ำ หินทรายนี้มีค่า porosity เพียง 3 ถึง 8% เท่านั้น หิน basal conglomerates ของหินไทรแอสซิกมีศักยภาพในการเป็นหินกักเก็บได้ถ้ามีรอยแตกที่เหมาะสม

3) หินกักเก็บหลังยุคไทรแอสซิก (Post-Triassic reservoirs) 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 ส่วนใหญ่อยู่ในช่วงละเอียดมากจนถึงละเอียดที่มีแคลไซต์เป็นตัวเชื่อมประสาน 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) รอยผิวดิสัยผิคมุมระหว่างกลุ่มหินสระบุรียุคเพอร์เมียน 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) ซึ่งได้มาจากการวิเคราะห์ข้อมูลจากตัวอย่างหินของ หลุมเจาะและหินโพล์ ทั้งจากกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ และผู้รับสัมปทาน สามารถสรุปได้ดังนี้

กลุ่มหินโคราช (Khorat Group) ประกอบด้วยตะกอนทางน้ำ (fluvial และ alluvial) บริษัท Phillips Petroleum Co. (1982) และ Geochem Co. (1992) ได้วิเคราะห์ทางธรณีเคมีจาก ตัวอย่างหินโพล์ 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 ที่สามารถให้ กำเนิดทั้งก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน

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 ทั้งนี้ น่าจะประสบผลสำเร็จและไม่ หลังจากที่มีข้อมูลการศึกษาเพิ่มเติม ในปัจจุบัน โดยจากการศึกษาผลจากการสำรวจทั้งในด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และธรณีเคมี รวมทั้ง

ผลการเจาะสำรวจของบริษัทต่างๆ ได้มีการกำหนดขอบเขตของโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด 59 โครงสร้าง (วนิดา, 2549) และได้ทำการเจาะพิสูจน์ไปแล้ว 14 โครงสร้าง ดังแสดงดังรูปที่ 2.6 แต่มีเพียง 2 โครงสร้างที่เป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมในปัจจุบัน คือ โครงสร้างน้ำพอง และภู่อ้อม

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

1. Triassic half-graben Play

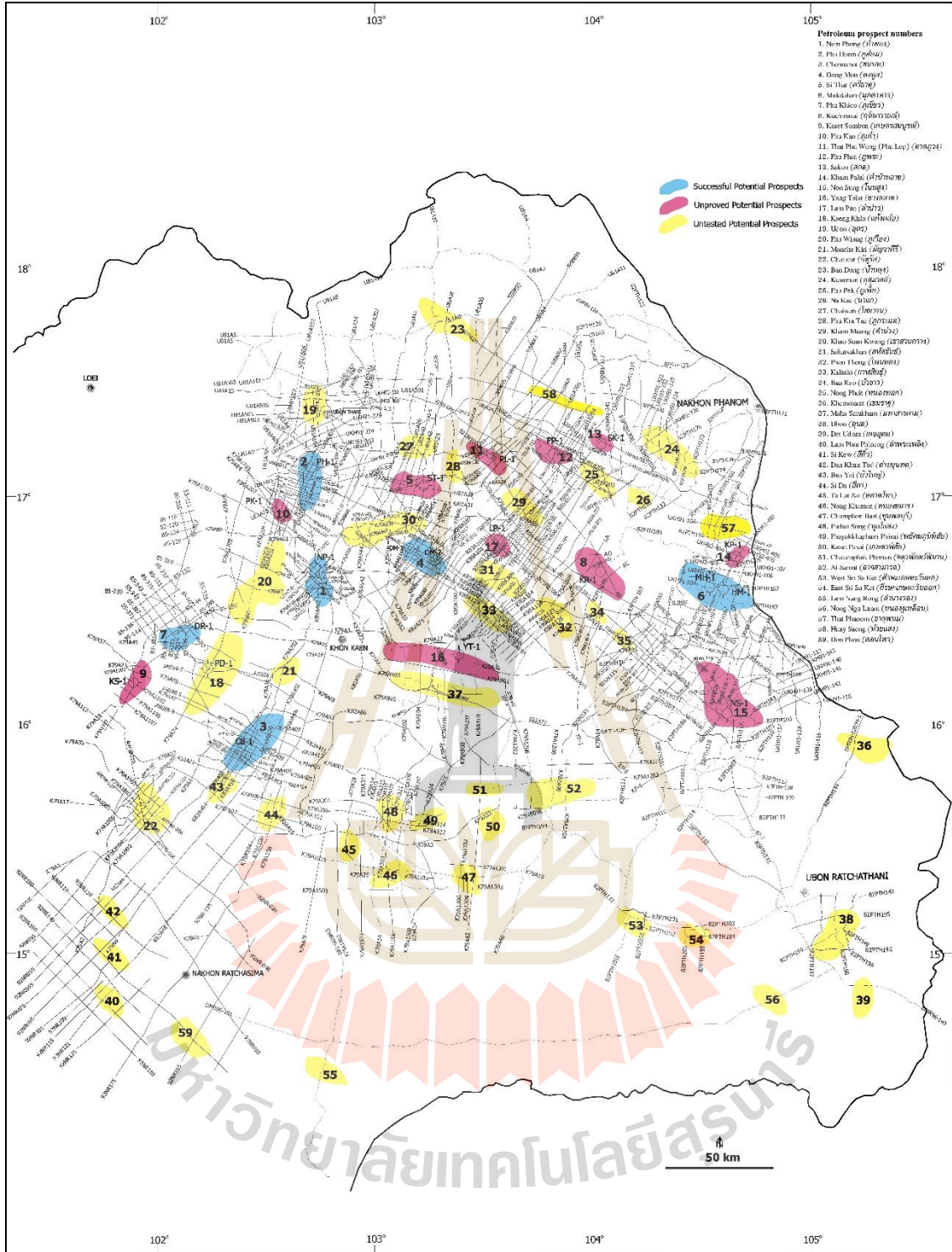
- Triassic inversion-anticline
- Triassic pinch out
- Triassic truncation

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

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

7.1.1 Triassic inversion-anticline เป็นเป้าหมายที่เกิดจาก inversion ของแอ่งกึ่ง กราเบนยุคไทรแอสซิก ทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (anticline) ทั้งส่วนที่เป็นกลุ่มหินกุนินารายณ์ที่สะสมในแอ่งกึ่งกราเบนเองและบนกลุ่มหินโคราช แอ่งกึ่งกราเบนเกิด inversion ตามแนวรอยเลื่อนหลัก บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีหลายโครงสร้างที่มีลักษณะแบบเป้าหมายนี้ได้แก่ โครงสร้างกุนินารายณ์ ภูพระ มุกดาหาร ภูเพ็ก นาแก มหาสารคาม บัวใหญ่ และกุสุมาลย์ เป้า กักเก็บประเภทนี้ได้เจาะหลุมสำรวจ (หลุมกุนินารายณ์-1) เป็นบริเวณแรกของพื้นที่นี้ เนื่องจากเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่สนใจ นอกจากหลุมกุนินารายณ์-1 แล้ว ยังมีอีก 2 หลุม (หลุมภูพระ-1 และ มุกดาหาร-1) ที่ได้ทำการเจาะเพื่อทดสอบเป้าหมายกักเก็บประเภทนี้ 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 เป้าหมายของบริษัทในการเจาะหลุมกุนินารายณ์-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 ของแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเช่นเดียวกับ

โครงสร้างภูมินารายณ์ แต่ค่อนข้างซับซ้อนมากกว่า เนื่องจากมีรอยเลื่อนตัดผ่านหลายแนว ทำให้เกิดแอ่งย่อยมาก

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

การที่ไม่พบปิโตรเลียมของโครงสร้างภูพระ อาจเนื่องมาจากโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เห็นได้ในปัจจุบันเกิดหลังจากที่หินก้ำเนดิบโตรเลียมได้ให้ปิโตรเลียมแล้ว จึงไม่สามารถกักเก็บปิโตรเลียมที่ไหลมาสะสมได้

มุกดาหาร (Mukdahan)

โครงสร้างมุกดาหาร ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง และ อ. คำชะอี จ. มุกดาหาร เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนอยู่ในทิศเกือบตะวันตก-ตะวันออก เป็นส่วนหนึ่งของเทือกเขาภูพาน โครงสร้างมุกดาหารเกิดจาก inversion ของแอ่งกิ่งกราเบน อยู่ในทิศตะวันออกของโครงสร้างภูมินารายณ์

ปี พ.ศ. 2536 บริษัท Unocal Thailand มีแนวคิดที่ว่าโครงสร้างมุกดาหาร 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 ของกลุ่มหินภูมินารายณ์ และ (2) กลุ่มหินภูมินารายณ์ที่อยู่บริเวณตื้นๆ (shallow Kuchinarai Group) และหมวดหินน้ำพองตอนล่าง (ส่วนที่เป็น fluvial sediments) ความลึกสุดท้ายของหลุม คือ 2,741 เมตร ผลการเจาะพบ gas bearing มีอัตราการไหล 48 BBL water/trace gas บริษัทยังเชื่อว่าส่วนที่สูงที่สุดของโครงสร้างรูปประทุนน่าจะจะมีก๊าซธรรมชาติสะสมอยู่ ไม่พบ Permian carbonate rocks ซึ่งจะมีลักษณะของโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมที่ดีตามที่บริษัทคาดไว้ แต่เป็นแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก ไม่ใช่แอ่งยุคเพอร์เมียน

หลุมมุกดาหาร-1 เจาะเมื่อ 25 เมษายน 2537 ในบริเวณส่วนบนของโครงสร้างมุกดาหาร เพื่อทดสอบก๊าซธรรมชาติที่สะสมอยู่ในหินกักเก็บที่เป็น clastic rocks หลุมมุกดาหาร-1

เป็นหลุมแรกที่ทดสอบความพรุน (porosity) ของ clastic rocks และความสามารถในการซึมผ่าน (permeable) ของกลุ่มหินกุนิหารายณ์และกลุ่มหินโคราชตอนล่าง ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย คือ ความลึก 2,290 เมตร ไม่พบปิโตรเลียม และไม่พบ Permian carbonate rocks แต่เป็นกลุ่มหินกุนิหารายณ์

การที่ไม่พบปิโตรเลียมของโครงสร้างมุกดาหาร อาจเนื่องมาจากเหตุผลเดียวกับโครงสร้างภูพระ คือ โครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เห็นได้ในปัจจุบันเกิดหลังจากที่หินกำเนิดปิโตรเลียมได้ให้ปิโตรเลียมแล้ว จึงไม่สามารถกักเก็บปิโตรเลียมที่ไหลมาสะสมได้ การพบร่องรอยของปิโตรเลียมจากหลุมห้วยมุก-1 เป็นการยืนยันมากลุ่มหินกุนิหารายณ์ที่สะสมในแอ่งกิ่งกราเบนให้ปิโตรเลียมได้ ดังนั้นโครงสร้างนี้มีความสำคัญในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดี

ภูเพ็ก (Phu Pek)

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

นาแก (Na Kae)

โครงสร้างนาแก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. โคกศรีสุพรรณ จ. สกลนคร (เดิมเขต อ. นาแก) เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่อยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างภูเพ็ก และโครงสร้างภูพระ โดยมีแนวแกนอยู่ในทิศทางเดียวกันกับโครงสร้างทั้งสอง และเป็นส่วนหนึ่งของเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่คดโค้งและมีบางส่วนโผล่บนผิวดินด้วย ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะเป็นกลุ่มหินกุนิหารายณ์ที่สะสมอยู่ในแอ่งกิ่งกราเบนที่ ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างภูพระและภูเพ็ก แต่แตกต่างที่แอ่งกิ่งกราเบนของโครงสร้างนาแกค่อนข้างซับซ้อน มีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมาก ความเสี่ยงของโครงสร้างที่เป็นแอ่งกิ่งกราเบนก็น่าจะคล้ายกัน คือหินกักเก็บปิโตรเลียมมีคุณภาพไม่ดี ถึงแม้ว่าจะมีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดีก็ตาม ปิโตรเลียมที่กำเนิดขึ้น น่าจะไหลไปสะสมบริเวณอื่นๆ

มหาสารคาม (Mahasarakham)

โครงสร้างมหาสารคาม ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. มหาสารคาม บนพื้นผิวไม่ปรากฏเป็นโครงสร้างรูปประทุน แต่จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปแสดงให้เห็นเป็นรูปประทุนมีแนวแกนเกือบแนวตะวันออก-ตะวันตก ซึ่งเกิดจาก inversion ของแอ่งกิ่งกราเบนที่มีแนวรอยเลื่อนหลักอยู่ในแนวตะวันออก-ตะวันตก โครงสร้างมหาสารคามและยางตลาด เป็นส่วนหนึ่งของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเดียวกัน แต่โครงสร้าง มหาสารคามเป็นส่วนอยู่ติดกับรอยเลื่อนหลัก บริเวณที่ลึกสุดของแอ่ง และมีกลุ่มหินกุนิหารายณ์ที่หนา ส่วนโครงสร้างยางตลาดเป็นส่วนที่สับหายไป (pinch out) ของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก

เนื่องจากใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นแอ่งกิ่งกราเบน ที่มีตะกอนที่มีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิดมากกว่าที่จะเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียม ทำให้โครงสร้างมหาสารคามมีความเป็นไปได้ที่จะพบปิโตรเลียมน้อย แต่อาจเป็นไปได้หากมีการเจาะถึงส่วนลึกที่สุดของแอ่งกิ่งกราเบน ที่น่ามีตะกอนเมต

หยาบ เช่น ตะกอนที่สะสมตัวบริเวณรูปพัด (delta fan) สะสมอยู่ จึงต้องพิจารณาและศึกษาด้าน stratigraphic trap เพิ่มเติม

บัวใหญ่ (Bua Yai)

โครงสร้างบัวใหญ่ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. บัวใหญ่ จ. นครราชสีมา เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่สามารถสังเกตได้บนพื้นผิว ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโครงสร้างชนบท โครงสร้างรูปประทุนคว่ำเกิดจากการเคลื่อนที่ของรอยเลื่อนหลักของแอ่งกิ่งกราเบน ถึงแม้ว่าโครงสร้างบัวใหญ่จะเป็นแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก แต่ที่น่าสนใจอยู่ที่ชั้นหินใต้กลุ่มหินกุนินารายณ์ ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสละบุรี (Permian rocks) เพราะได้มีการเจาะหลุมชนบท-1 ที่โครงสร้างชนบทแล้วพบว่าใต้กลุ่มหินกุนินารายณ์ เป็นกลุ่มหินสละบุรีที่มีเนื้อแน่นมาก ผลการเจาะพบเพียงร่องรอยก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นหากมีการศึกษาเพิ่มเติมบริเวณที่อยู่ใกล้รอยเลื่อนหลักที่ก่อให้เกิดการคดโค้งน่าจะมี ความพรุนสูงก็จะเป็นไปได้ที่จะพบปิโตรเลียมที่สามารถพัฒนาเป็นแหล่ง ผลิตปิโตรเลียมได้

กุสุมาลย์ (Kusuman)

โครงสร้างกุสุมาลย์อยู่บริเวณ อ.กุสุมาลย์ จ.สกลนคร มีลักษณะเป็นรูป ประทุนคว่ำ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกของโครงสร้างสกล จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน ใต้กลุ่มหินโคราชเป็นแอ่ง กิ่ง กราเบนยุคไทรแอสซิกวางตัวแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ขนานกับเทือกเขาภูพาน แต่แอ่งกิ่งกราเบนมีขนาดเล็กเมื่อเทียบกับแอ่งกิ่งกราเบนของโครงสร้างภูพระและภูเพ็ก แต่คล้ายกับ โครงสร้างสกลที่แอ่งอาจแยกมาจากแอ่งกิ่งกราเบนหลัก (ที่อยู่ทางทิศใต้) โดยรอยเลื่อนทางทิศใต้ของ โครงสร้างกุสุมาลย์ เป็นโครงสร้างธาตุพนมที่มีความเป็นไปได้ที่ใต้กลุ่มหินโคราชเป็น Permian carbonate rocks ของกลุ่มหินสละบุรี ซึ่งอาจต่อเนื่องมายังโครงสร้างกุสุมาลย์ ดังนั้นหากเป้าหมาย สำคัญในการสำรวจปิโตรเลียมอยู่ที่ Permian carbonate rocks ก็อาจเป็น ไปที่จะประสบผลสำเร็จใน โครงสร้างกุสุมาลย์นี้เพราะมีหินต้นกำเนิดที่ดี (กลุ่ม หินกุนินารายณ์) ซึ่งอยู่ในแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทร แอสซิก

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

ยางตลาด (Yang Talat)

โครงสร้างยางตลาด ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ยางตลาด จ. กาฬสินธุ์ บนพื้นผิว ไม่สามารถเห็นโครงสร้างใดๆ ที่น่าสนใจ แต่เมื่อศึกษาข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน พบว่าลักษณะของส่วนที่ สลับ (pinch out) ของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกเป็นเป้าหมายที่อาจเป็น stratigraphic trap แอ่งกิ่ง กราเบนวางตัวเกือบทิศตะวันตก-ตะวันออก แนวรอยเลื่อนหลักอยู่แนวทิศตะวันตก-ตะวันออกและเอียง ไปทางทิศเหนือ ส่วนลึกของแอ่งอยู่ทางทิศใต้และส่วนที่สลับตั้งอยู่ทางทิศเหนือ นอกจากนี้ข้อมูล คลื่น ไหวสะเทือนแสดงให้เห็นถึงลักษณะเป็นรูปสามเหลี่ยม (wedge shape) ของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกที่มี กลุ่มหินกุนินารายณ์สะสมอยู่ และบ่งบอกว่าโครงสร้างยางตลาดต่อเนื่องจากโครงสร้างมหาสารคามแต่ เป็นส่วนปลายของแอ่งกิ่งกราเบน ซึ่งอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้าง

เดิมบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. แปลข้อมูลคลื่น ไหวสะเทือนและเชื่อว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นแอ่งกิ่งกราเบนที่ถูกสะสมด้วยกลุ่มหินอายุเพอร์เมียน

และมีแนวคิดที่จะทดสอบ structural-stratigraphic trap บริเวณที่เป็นส่วนปลายของรูปปลี (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 บริษัทได้เจาะ หลุมยางตลาด-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

การที่ไม่พบปิโตรเลียมอาจเป็นไปได้ว่าช่วงเวลาที่หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ที่สะสมตัวในแอ่งกึ่งกรabenยุคไทรแอสซิกนี้ ให้ปิโตรเลียมแล้ว แต่ไม่มีหินปิดกั้นหรือหินกักเก็บไม่ดีหรือ โครงสร้างกักเก็บไม่ดีในขณะนั้น (สุนทร, 2539 กล่าวว่ามีปิโตรเลียมอาจไหลไปตามรอยชั้นไม่ต่อ เนื่อง (unconformity) ระหว่างกลุ่มหินโคราชกับหินฐานราก ทำให้ผลการเจาะไม่พบปิโตรเลียม)

ห้วยแสง (Huay Saeng)

โครงสร้างห้วยแสง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณตอนเหนือของ อ. พานานิคม จ. สกลนคร ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของเทือกเขาภูพาน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้าง ห้วยแสง เป็นส่วนปลายของแอ่งกึ่งกรabenยุคไทรแอสซิกที่ต่อเนื่องมาจากของโครงสร้างภูพระ บน พื้นผิวเป็น ที่ราบไม่เห็นโครงสร้างรูปประทุนใดๆ โครงสร้างห้วยแสงมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างยาง ตลาดอย่างมากคือเป็นส่วนที่ลึบของแอ่ง ทำให้มีความเสี่ยงด้านหินปิดกั้นปิโตรเลียมและหินกักเก็บ เช่นเดียวกัน

บ้านดุง (Ban Dung)

โครงสร้างบ้านดุง อยู่บริเวณพื้นที่ราบเหนือเทือกเขาภูพาน ครอบคลุมพื้นที่ บริเวณระหว่าง อ.บ้านดุง จ. อุดรธานี และ อ. โพนพิสัย จ. หนองคาย ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้ เห็นว่า กลุ่มหินโคราชเป็นชั้นวางตัวในแนวระนาบ ต่ำลงไปมีลักษณะเหมือนแอ่งกึ่งกรabenยุค ไทรแอสซิก แนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ และมีแนวรอยเลื่อนหลักอยู่แนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ซึ่งเอียงไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ลักษณะของแอ่ง เหมือนเช่น โครงสร้างยางตลาด หรือห้วยแสง แต่แอ่งกึ่งกรabenนี้อาจเป็นแอ่งยุคไทรแอสซิก หรือ เพอร์เมียนก็ได้ หรืออาจต่อเนื่องมาจากส่วนที่เป็นแอ่งกึ่งกรabenยุคไทรแอสซิกที่อยู่แนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้บริเวณเทือกเขาภูพาน แต่โครงสร้างบ้านดุงเป็นแอ่งกึ่งกรabenที่มีขนาดเล็กหากเทียบกับแอ่ง อื่น ซึ่งอาจจะเป็นส่วนที่อยู่ด้านขอบแอ่ง ความเสี่ยงของแอ่งนี้คือ ความ เป็นหินกักเก็บและหินปิดกั้น ที่ไม่คุณภาพไม่ดี หากมีการสะสมปิโตรเลียมจริงก็อาจไหลไปที่อื่น

7.1.3 Triassic truncation เป็นเป้าหมายที่มีลักษณะเหมือนกับ Triassic pinch out แต่อยู่ด้าน ปลายของแอ่งกึ่งกรabenที่ถูกยกตัวขึ้นมา (uplift) และถูกกัดเซาะ (erosion) บริเวณด้าน ปลายของส่วนที่ลึบหายไป ซึ่งจะเห็นได้จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน seismic reflector แสดง erosional toplap กับส่วนล่างของกลุ่มหินโคราช เป้าหวังนี้ ได้แก่ โครงสร้างสกลที่มีหลุมเจาะ สำรวจคือ หลุมสกล-1

สกล (Sakon)

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

ปี พ.ศ. 2536 บริษัท Unocal Petroleum แปลความหมายคลื่นไหวสะเทือนบริเวณนี้ โดยคาดว่าใต้กลุ่มหินโคราชเป็น Permian carbonate rocks ที่เป็นมีน่าจะมียูทูปแบบกักเก็บ 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

สิ่งที่ทำให้ไม่พบปิโตรเลียมอาจเนื่องมาจากปัญหาของชั้นหินปิดกั้นและหินกักเก็บเหมือน กับโครงสร้างที่เกี่ยวข้องกับแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก ที่กล่าวมาแล้วข้างต้น

7.2 Permian basin play

เป็นเป่ากักเก็บที่อยู่ในส่วนของแอ่งยุคเพอร์เมียน โดยที่กลุ่มหินที่สะสมในแอ่งนี้เรียกว่ากลุ่ม 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 หรือกลุ่มหิน

ยุคไทรแอสซิกบางๆ ปิดทับอยู่ด้านบน กลุ่มหินสระบุรี ชั้นของหินผานกเค้า (หรือ carbonate rocks) หรือหมวดหินศรีธาตุจะหนาไม่มากนัก

เป้าหมายประเภทนี้ ได้แก่ โครงสร้างน้ำพอง ภู่ออม ชนบท ธาตุพนม (กำหนดขึ้นใหม่) และจตุรัส ปัจจุบันเป้าหมายนี้ที่ประสบความสำเร็จและสามารถพัฒนาเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมได้แก่ โครงสร้างน้ำพอง และภู่ออม

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. แปลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนและได้กำหนดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำแนวแกนเหนือ-ใต้ สอดคล้องกับกลุ่มหินเพอร์เมียนและไทรแอสซิกที่เกิดเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (Permo-Triassic paleo-high) ซึ่งอาจเกิดจาก inversion ระหว่างอายุครีเตเชียสตอนกลาง (Mid-Cretaceous) และเทอร์เชียรี (Tertiary) ได้ กลุ่มหินโคราชน่าจะเป็น 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) ซึ่งคาดว่าน่าจะเกิดช่วงยุคจูแรสซิก-ครีเตเชียสตอนต้น (Jurassic-Early Cretaceous) บริเวณรอบๆ โครงสร้างรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรี มีกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ ปิดทับอยู่ด้านข้างและส่วนที่เป็นหมวดหินลำปาวหรือ Upper clastics ของกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งน่าจะเป็นหินกำเนิดปิโตรเลียมที่ดีของโครงสร้างน้ำพองนี้

ภูฮ่อม (Phu Horm)

โครงสร้างภูฮ่อม ครอบคลุมบริเวณ อ. หนองแสง จ. อุตรธานี เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของโครงสร้างน้ำพอง จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชเป็นกลุ่มหินสระบุรี มีแนวรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำเป็นปัจจัยที่ทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ กลุ่มหินสระบุรีที่พบในโครงสร้างนี้แตกต่างจากโครงสร้าง น้ำพอง คือ พบที่ส่วนที่น่าจะเป็นหมวดหินผานกเค้า หรือ Permian carbonate rocks และหมวดหิน ศรีธาตุ (Si That Formation) แต่โครงสร้างน้ำพองพบส่วนที่หมวดหินลำปาวหรือ 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 กลุ่มหินยุคเพอร์เมียนและกลุ่มหินภูผินารายณ์ที่เป็นหินปิดกั้น (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) สามารถสังเกตเห็นได้บนพื้นผิว จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้ชั้นกลุ่มหินโคราชลงไปประกอบด้วย reflector free ที่แสดงว่าอาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือหินฐานรากก็ได้ มีแนวรอยเลื่อนย้อนตัดผ่านชั้นหินกลุ่มนี้ ทางด้านใต้ของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เป็นกลุ่มหินสระบุรี มีแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก โดยสลิป (pinch out) ไปทางรูปประทุนคว่ำของโครงสร้างชนบทที่คาดว่าเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือหินฐานราก ซึ่งคาดว่าจะเกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำก่อนที่จะเกิดแอ่งกึ่งกราเบนยุคไทรแอสซิก 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 บริษัทได้เจาะหลุมขนบท-1 (CB-1) มีเป้าหมายแรกคือ Permian carbonate และ Basal Khorat clastics เป้าหมายที่ 2 คือ หินทรายของหมวดหินพระวิหารและภูกระดึง ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,601 เมตร พบชั้นหินตามที่คาดการณ์ไว้แต่สูญเสียโคลนความดันสูงมากกว่า 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 ห่างจากหลุมขนบท-1 ไปทางทิศเหนือประมาณ 400 เมตร ความลึก 4,024 เมตร โดยมี เป้าหมายแรกคือ Permian carbonate และเป้าหมายที่ 2 คือหินทรายยุคจูแรสซิกตอนล่าง (sandstone Lower Jurassic) และหินไทรแอสซิกตอนล่าง (Lower Triassic) ผลการเจาะพบกลุ่มหินยุคเพอร์เมียน 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) ที่ตอนบนของกลุ่มหินยุคเพอร์เมียนซึ่งอาจเป็นคอนเดนเสท (condensate)

อย่างไรก็ตามหากบริษัททำการเจาะสำรวจเพิ่มเติมด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม มีความเป็นไปได้ที่จะพิสูจน์ทราบว่ามีก๊าซธรรมชาติในโครงสร้างขนบทนี้ มีปริมาณพอเพียงในเชิงพาณิชย์หรือไม่อย่างไร โครงสร้างขนบทอาจเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติอีกแหล่งก็ได้

ธาตุพนม (That Phanom)

โครงสร้างธาตุพนม เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ อยู่ด้านตะวันออกสุดของที่ราบสูงโคราช โครงสร้างนี้ตั้งอยู่บริเวณเทือกเขาภูพานตอนใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ธาตุพนม จ. นครพนม ห่างจากโครงสร้างคำป่าหลาย ไปทางทิศเหนือเพียงเล็กน้อย จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างเหมือนฝาแฝดกับโครงสร้างภูอ่อม ซึ่งมีกลุ่มหินโคราชที่คดโค้ง ลึกลงไปเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ ส่วนที่มีลักษณะ reflector free ที่มีความเป็นไปได้สูงที่จะเป็นหมวดหินผานกเค้าหรือ carbonate rocks ส่วนด้านล่างที่มีลักษณะ strong reflector น่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ ใต้กลุ่มหิน โคราชมีรอยเลื่อนตัดผ่านจำนวนมาก และน่าจะเป็นตัวที่ทำให้เกิดการคดโค้งบริเวณนี้ นอกจากนี้ยังมีแนวรอยเลื่อนเล็กจำนวนมาก ซึ่ง

น่าจะเป็นทำให้กลุ่มหินสระบุรีที่เป็นหินกักเก็บมีความพรุนเพิ่มขึ้นด้วย ส่วนหินต้นกำเนิดน้ำ จะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดที่ปิดทับด้านบนและกลุ่มหินกุนิารายณ์ที่อยู่ในโครงสร้างมุกดาหารที่อยู่ติดกันได้

ดังนั้นจากลักษณะของโครงสร้างธาตุพนมที่เหมือนกับโครงสร้างภู่อ้อม หากโครงสร้างภู่อ้อม สามารถพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่ใหญ่ที่สุดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ โครงสร้างธาตุพนมก็มีความเป็นไปได้สูงที่พัฒนาเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมได้เช่นเดียวกัน

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 แต่บนพื้นผิวแสดงให้เห็นโครงสร้างที่ไม่ชัดเจนนัก ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาด (หรือ Triassic rocks) และกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งกลุ่มหินสระบุรีมีลักษณะที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนก้นที่กลุ่มหินห้วยหินลาด (หรือ Triassic rocks) จะสะสมตัว เนื่องจากเห็น reflector ของกลุ่มหินห้วยหินลาด onlap กลุ่มหินสระบุรี

บริษัท Texaco Exploration (Thailand) II Ltd. แปลผลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน เป็น Paleo-structural high ของกลุ่มหินเพอร์เมียน ที่เกิดช่วงยุคไทรแอสซิกหรือก่อนนั้น คาดว่าโครงสร้าง น่าจะเหมือนโครงสร้างน้ำพองที่มีลักษณะเป็น Paleo-structural high ของ Permian carbonate rocks ซึ่งเป็นหินกักเก็บที่เทคโนโลยีที่เกิดขึ้นทำให้เกิดรอยแตกมากขึ้นด้วย บริษัท ดำเนินการเจาะหลุมดาวเรือง-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

กลุ่มหินเพอร์เมียนมีเนื้อแน่นมากทำให้การไหลของก๊าซมีบริเวณไม่พอเพียง ถึงแม้ว่า บริษัทได้ใช้กรดอัดลงไปในกลุ่มเจาะเพื่อละลายเนื้อหิน เพิ่มความพรุน แต่ก็ไม่ประสบผลที่น่าพอใจทำให้บริษัทต้องปิดหลุม (สุนทร, 2539)

ปัญหาของโครงสร้างภูเขี้ยว คือ คุณภาพของหินกักเก็บไม่ดี เมื่อดูแท่งตัวอย่างหินของหลุมดาวเรือง-1 พบว่ามีเนื้อแน่นมาก ไม่มีรอยแตกเลย ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน จะเห็นว่าบริเวณที่เป็นกลุ่มหินสระบุรีเป็นโครงสร้างรูปประทุนนั้นมีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องน้อยมาก ซึ่งอาจทำให้ความพรุนของหินกักเก็บน้อยไปด้วย หากมีการศึกษาข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพิ่มเติม หาบริเวณที่น่าจะมีหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดี โครงสร้างนี้ก็มีความเป็นไปได้ที่จะประสบผลสำเร็จ

ภูเก้า (Phu Kao)

โครงสร้างภูเก้า ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ.โนนสัง จ.หนองบัวลำภู (เดิม จ.อุดรธานี) เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างนี้มีความซับซ้อนมาก บริเวณด้าน flank ของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำนี้ พบว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไป ประกอบด้วยกลุ่มของ reflector ที่มีลักษณะแตกต่างกันไปทั้งสองด้าน (1) ด้านซ้ายน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรี เนื่องจากชั้นล่างสุดมีกลุ่มของ strong reflector ที่น่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ ส่วนบริเวณ (2) ด้านขวาค่อนข้างมีโครงสร้างที่ซับซ้อนมาก ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปน่าจะมีกลุ่มหินห้วยหินลาด (หรือกลุ่มหินยุคไทรแอสซิก) และกลุ่มหินสระบุรี ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะมีหมวดหินผานกเค้า (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 ส่วนที่เป็นหินต้นกำเนิดน่าจะเป็นโครงสร้างนี้ คือมีความเป็นไปได้ที่หมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics rocks) ของกลุ่มหินสระบุรีที่ครอบคลุมทั้งโครงสร้าง

เขมราฐ (Khemmarat)

โครงสร้างเขมราฐ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ.เขมราฐ จ.อุบลราชธานี เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำซึ่งแนวแกนเกือบตะวันตก-ตะวันออก หรืออาจขนานกับแนวเทือกเขา ภูพานก็ได้ (ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนน้อยมากมีเพียง 1 เส้นสำรวจ) ตั้งอยู่ที่ตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างโนนสูง ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชถูกบีบจนโค้งงอมาก และลึกลงไปน่าจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาด และกลุ่มหินสระบุรีหรือกลุ่มหินยุคเพอร์โมคาร์บอนิเฟอรัส (Permo-Carboniferous

rocks) เนื่องจากข้อมูลของโครงสร้างนี้มีน้อยมาก ถ้ามีข้อมูลเพิ่มเติมอาจทำให้เห็นภาพของโครงสร้างชัดเจนขึ้นและอาจเป็นโครงสร้างที่จะประสบผลสำเร็จได้

7.2.3 Permian reverse faults relate fold/Khorat flat เป็นเป้าหมายที่อยู่ในกลุ่ม หินสระบุรีเกี่ยวข้องกับรอยเลื่อนย้อน (reverse fault) หรือรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ (thrust fault) ทำให้เกิดแนวคดโค้งก่อนที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัว หลังจากนั้นรอยเลื่อนเหล่านี้ไม่มีการเคลื่อนที่และไม่ทำให้เกิดการคดโค้งของกลุ่มหินโคราชเลยหรืออาจมีผลเล็กน้อย แต่กลุ่มหินสระบุรีเองมีแนวคดโค้งมากมาย เป้าหวังประเภทนี้มี 3 โครงสร้างได้แก่ โครงสร้างศรีธาตุ ตลาดไทร และอุดร แต่มีเพียงโครงสร้างศรีธาตุมีหลุมทดสอบแล้ว

ศรีธาตุ (Si That)

โครงสร้างศรีธาตุ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ศรีธาตุ จ. อุดรธานี บนพื้นผิวเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำต่ำมากเกือบเป็นแนวราบมีแนวแกนทิศตะวันตก-ตะวันออก โครงสร้างนี้ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกของโครงสร้างภูฮ่อม จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่ากลุ่มหินโคราชเกือบเป็นแนวราบมีรอยคดโค้งเพียงเล็กน้อย ซึ่งเป็นผลมาจากรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำที่ตัดผ่านมาจากกลุ่มหินสระบุรีที่อยู่ด้านล่าง และมีรอยเลื่อนย้อนอีกหลายตัว โครงสร้างนี้มีกลุ่มหิน สระบุรีครบทั้ง 3 หมวดหินคือ หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) และ หมวดหินลำปาว (Lam Pao Formation หรือ upper clastics rocks) โดยที่แอ่ง ยุคเพอร์เมียนจะตั้งบริเวณทิศใต้และลิกไปทางทิศตะวันตก โครงสร้างศรีธาตุน่าสนใจมากและหลุมสำรวจแล้ว 2 หลุม คือ ศรีธาตุ-1 และ 2

เดิมบริษัท Esso Exploration and Production Udon Inc. มีแนวคิดว่าเป็นโครงสร้างศรีธาตุ เป็น carbonate rocks ที่ลึบหาย (pinch out) ไปทางทิศใต้และชั้นหินเอียงไปทางทิศเหนือ ชั้นหินถูกปิดทับด้วยตะกอนที่สะสมในสภาพทะเลเปิดที่น่าจะเป็นหินปิดกั้น แสดงให้เห็น angular truncation unconformity กับกลุ่มหินโคราชที่เป็นผลมาจาก Indosinian Orogeny เมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2526 บริษัทได้เจาะหลุมสำรวจศรีธาตุ-1 (ST-1) ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 4,059 เมตร พบว่าได้กลุ่มหินโคราชเป็นหิน Permian carbonate rocks (พวก dolomite) ที่มีความพรุนสูงแต่พบร่องรอยก๊าซธรรมชาติเพียงเล็กน้อยเท่านั้น 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 เมื่อวันที่ 16 มิถุนายน 2541 โดยเจาะด้านบน (up-dip) จากหลุมศรีธาตุ-1 โดยเป้าหมายอยู่ที่ 4 way dip closure ที่เกิดช่วง Indosinian Orogeny I และเป็น buried hill ก่อนที่กลุ่มหินโคราชจะตกสะสม ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 2,850 เมตร พบก๊าซธรรมชาติที่ชั้น dolomite ของชั้น carbonate rocks ที่มีความพรุนต่ำกว่าหลุมศรีธาตุ-1 แต่มีอัตราคาร์บอนไดออกไซด์ 1.1 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน ไม่พบก๊าซ H₂S แต่มีข้อจำกัดในการไหลของก๊าซธรรมชาติเนื่องจากการรูก๊าซของน้ำโคลน แต่ศักยภาพของพื้นที่โครงสร้างนี้ยังมีอยู่ ปัจจุบันบริษัท Apico LLC ได้รับสัมปทานในพื้นที่บริเวณนี้ได้มีแผนที่จะเจาะหลุมสำรวจเพื่อทดสอบโครงสร้างนี้อีก

ตลาดไทร (Talat Sai)

โครงสร้างตลาดไทร ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ.ประทาย จ.นครราชสีมา พื้นผิวเป็นที่ราบ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชวางตัวในแนวระนาบไม่มีแนวคดโค้งใดๆ แต่ได้กลุ่มหินโคราชลงไป น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบ ตะวันตก-ตะวันออก ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเป็น buried hill ที่เกิดขึ้น จากผลของการเคลื่อนที่ตามรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ จาก strong reflector ที่ค่อนข้างชัดเจนทำให้มีความมั่นใจว่าโครงสร้างนี้จะเป็น โครงสร้างรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรี หากว่าการสำรวจเพิ่มเติมเพื่อหาโครงสร้างที่ชัดเจน ก็ น่าจะเป็นโครงสร้างที่น่าสนใจมาก ปัจจุบันนี้บริษัท Adani port เพิ่งได้รับสัมปทานแปลงบริเวณ โครงสร้างตลาดไทร

นอกจากนี้ต้องมีการพิสูจน์ว่า โครงสร้างนี้อยู่ใกล้หินต้นกำเนิดมากน้อยแค่ไหน ซึ่งอาจจะเป็นจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาด ภูจินารายณ์ และหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) เพื่อจะได้ยืนยันว่ามีปิโตรเลียมไหลมาสะสมในโครงสร้าง

อุดร (Udon)

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

สุนทร (2539) เชื่อว่ากลุ่มหินเพอร์เมียนของโครงสร้างนี้สามารถเปรียบเทียบกับโครงสร้างศรีธาตุ และภู่อ้อม ซึ่งเป็นหินปูนสลับกับโดโลไมต์ที่เป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมที่ดี มีปัญหาอยู่ที่ว่าโครงสร้างอุดรอยู่ต่ำกว่าโครงสร้างทั้งสอง เนื่องจากปิโตรเลียมจะไหลสู่ที่สูงอาจทำให้โครงสร้างอุดรมีความเสี่ยงที่ปิโตรเลียมจะสะสมอยู่ ดังนั้นหากโครงสร้างนี้มีหินปิดกั้นที่ดี และกักเก็บปิโตรเลียมไม่ไหลออกไป ก็จะเป็นโอกาสที่ดีที่จะพบปิโตรเลียมในโครงสร้างนี้

หากพิจารณาในส่วนที่เป็นรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรีที่มีรอยเลื่อนต่างๆ มาเกี่ยวข้องด้วยแล้ว ส่งผลให้หินกักเก็บปิโตรเลียมมีความพรุนสูง โครงสร้างนี้น่าจะเหมาะสมน่าสนใจอย่างยิ่ง

7.2.4 Tertiary reverse faults-related folds เป็นเป่าห้วงที่เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่เกิดจากรอยเลื่อนย้อน ที่เกิดหลังจากที่กลุ่มหินโคราชสะสมตัวแล้ว ซึ่งรอยเลื่อนนี้อาจมีอายุยุคเทอร์เชียรี ส่งผลให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนบนรอยเลื่อน เป่าห้วงประเภทนี้แตกต่างจากเป่าห้วงอื่นๆ 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 แสดงให้เห็นลักษณะของชั้นหินที่อยู่

ด้านล่างน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรี แต่เนื่องจากแนวรอยเลื่อนตัดผ่านถึงกลุ่มหินโคราชอาจทำให้เกิดปัญหาเกี่ยวกับหินปิดกั้นซึ่งอาจทำให้ปิโตรเลียมไหลออกไปได้

บริษัท Total Khorat แปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนคาดว่าโครงสร้างรูปประทุนคว่ำเกิดจากรอยเลื่อนย้อนกลับมุมต่ำที่เกิดช่วง Indosinian Orogeny และเคลื่อนที่อีกครั้งเมื่อ Himalayan Orogeny ทำการเจาะหลุมภูหลวง-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 ส่วนหินปูนเนื้อแน่นและไม่พบหินโคลไนด์เลย พบร่องรอยปิโตรเลียมเล็กน้อยในชั้นของหินปูน

โครงสร้างนี้ไม่ประสบความสำเร็จเนื่องจากเป็นโครงสร้างกักเก็บที่ไม่ดี หินปิดกั้นที่เป็นหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) ที่อยู่ด้านบนและล่างของรอยเลื่อนย้อนไม่ดี

คำป่าหลาย (Kham Palai)

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

เดิมบริษัท Unocal Thailand คาดว่าโครงสร้างนี้เป็นโครงสร้างรูปประทุนแนวเหนือ-ใต้ ที่เป็น structured-stratigraphic trap ของกลุ่มหินเพอร์เมียนและมีการ onlap หรือ truncation ด้านทิศตะวันตก-ตะวันออก 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 (เมื่อเทียบกับเป้า หวังอื่นๆ) 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 พบ ส่วนที่เป็นส่วนที่เป็น Permian carbonate ตอนล่าง ที่สะสมในน้ำตื้นมีความพรุนน้อยมาก มีถ่านหิน แทรกกระหว่างชั้น ไม่พบฟิวดหินและไม่พบแม่กระทั่งร่องรอยของปิโตรเลียม

เนื่องจากโครงสร้างรูปประทุนมีความลึกไม่มากจึงมีความเสี่ยงสูงที่ปิโตรเลียมจะไหลออกไปหากมีการไหลมาสะสม หรือโครงสร้างรูปประทุนนี้อาจเกิดช่วง Himalayan Orogeny หลังจากทีปิโตรเลียมไหลผ่านไปแล้ว

แก้งคร้อ (Kaeng Khlo)

โครงสร้างแก้งคร้อ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ภูเขียว จ. ชัยภูมิ เป็น โครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่มีแนวแกนทิศเกือบเหนือ-ใต้ (NNE-SSW) ที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ ตั้งอยู่ทางทิศใต้ของโครงสร้างภูเวียง จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน เห็นว่าด้านล่างมีแนวรอยเลื่อนจำนวนมากตัดผ่านชั้นหินที่แก่กว่าจนถึงกลุ่มหินโคราช เนื่องจากโครงสร้างมีความลึกไม่มากจึงมีความเสี่ยงสูงที่ปิโตรเลียมจะไหลออกไปหากมีการไหลมาสะสม หรืออาจเป็นไปได้ที่โครงสร้างรูปประทุนนี้อาจเกิดช่วง Himalayan Orogeny ซึ่งอาจไม่มีการสะสมของปิโตรเลียมเลย

แต่อย่างไรก็ตามบริษัท Forest Oil International (Thailand) Ltd. คาดว่าโครงสร้างแก้งคร้อนี้ประสบกับเทคนิคมาก 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 บ่งบอกว่ากลุ่มหินโคราชที่อยู่บริเวณตอนบนของโครงสร้าง เป็นชั้นบางๆ เช่นเดียวกับโครงสร้างเกษตรสมบูรณ์และแก้งคร้อ ใต้กลุ่มหินโคราชลงไปจะประกอบด้วยกลุ่มหินห้วยหินลาดและกลุ่มหินสระบุรีที่ค่อนข้างหนาแต่ไม่สามารถแบ่งเป็นหมวดหินย่อยได้ 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 และกลุ่มหินไทรแอสซิกเป็นพวก หินดินดานและหินทรายสีเทาดำ

โครงสร้างโนนสูงที่บริษัททำการเจาะ พบหินสระบุรีมีเนื้อแน่นเกินไป ไม่มีรอยแตกที่เกี่ยวข้องกับรอยเลื่อนเลย แต่อย่างไรก็ตามโครงสร้างนี้ยังน่าสนใจ หากเจาะบริเวณอื่นที่มีรอยแตกหรือแนวรอยเลื่อนหลายๆ เช่นบริเวณด้านเหนือของโครงสร้าง

ภูเวียง (Phu Wiang)

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

คำม่วง (Kham Muang)

โครงสร้างคำม่วง เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่แนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ตั้งอยู่บริเวณตรงกลางของเทือกเขาภูพานและทิศตะวันตกเฉียงเหนือของโครงสร้างกุนินารายณ์ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. คำม่วง จ. กาฬสินธุ์ สามารถเห็นกลุ่มหินโคราชบางๆ ปิดทับอยู่บนชั้นหินที่คาดว่าน่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่หนาจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แนวรอยเลื่อนตัดผ่านกลุ่มหินสระบุรีมากมายแต่ไม่ตัดผ่านขึ้นไปยังกลุ่มหินโคราช ด้านล่างเห็น strong reflector ที่น่าจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ (หรือ lower clastics) ดังนั้นมีความเป็นไปได้ที่จะพบหมวดหินผานกเค้า (หรือ Permian carbonate rocks) ที่มีความพรุนมาก แต่ต้องมีการแปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนให้ละเอียดขึ้นเพิ่มหาตำแหน่งที่จะเจาะสำรวจ แต่อย่างไรก็ตามต้องพิจารณาด้วยว่ากลุ่มหิน สระบุรีที่แสดงเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำคำม่วงนี้เกิดก่อนหรือหลังที่ปิโตรเลียมจะไหลมาสะสม

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

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

ลำปาว (Lam Pao)

โครงสร้างลำปาว เป็นโครงสร้างรูปประทุนหงายเพียงโครงสร้างเดียวในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่มีการเจาะพิสูจน์ มีแนวแกนอยู่ที่ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ขนานกับเทือกเขาสหัสขันธ์ (สุนทร, 2539) ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. คำม่วง 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 คาดว่าปิโตรเลียมจะไหลมาจากกลุ่มหินไทรแอสซิกที่สะสมตัวในแอ่งกิ่งกราเบน 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 อยู่ทางทิศใต้ของโครงสร้างภูผินารายณ์ มีอยู่ที่ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ภูผินารายณ์ จ. กาฬสินธุ์ มีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างลำปาว จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน คาดได้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีลักษณะเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำและมีรอยเลื่อนมาตัดผ่านระหว่างกลุ่มหินโคราชและกลุ่มหินสระบุรีมีชั้นบางๆ ของกลุ่มหินห้วยหินลาดคั่นอยู่ เป้าหวังที่กลุ่มหินโคราชเป็นรูปประทุนหงายยังไม่ประสบผลสำเร็จในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือเลย ซึ่งเห็นได้จากการเจาะสำรวจหลุมลำปาว-1 ที่ไม่พบปิโตรเลียมเลย ดังนั้นโครงสร้างบัวขาวนี้ น่าจะมีความเสี่ยงสูงที่จะประสบผลสำเร็จ

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. อุดรธานี จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีความหนามากและต่อ

เนื่องมาจากโครงสร้างสรีธาตุที่อยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งเป็นส่วนที่เป็นฟีดหิน (reef) และน้ำตื้น กว่าส่วนที่เป็นโครงสร้างภูกระแต

กลุ่มหินสระบุรีน่าจะประกอบด้วย หมวดหินสรีธาตุ (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 สรีธาตุ และตงมูล ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เขาสวนกวาง จ. ขอนแก่น จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าได้กลุ่มหินโคราชลงไป มีกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางและกลุ่ม หินสระบุรีที่หนามาก ซึ่งมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างภูกระแต โครงสร้างเขาสวนกวางน่าจะมีปัญหาด้านหินกักเก็บและโครงสร้างกักเก็บ แต่คุณสมบัติหินต้นกำเนิดของกลุ่มหินห้วยหินลาดและหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastic) ดี แต่อย่างไรก็ตามโครงสร้างนี้เป็นโครงสร้างขนาดใหญ่ ถึงแม้บริเวณที่เป็นรูป ประทุนคว่ำที่มีหมวดหินผานกเค้า (หรือ Permian carbonate rocks) หนาอาจมีความเสี่ยงด้านหินกักเก็บเพราะน่าจะมีพรุนต่ำ แต่บริเวณที่อยู่ด้านตะวันออกสุดของโครงสร้าง เขาสวนกวางที่ใกล้กับโครงสร้างสรีธาตุและตงมูล มีกลุ่มหินสระบุรีส่วนที่เป็นน้ำตื้นน่าจะเป็น บริเวณที่น่าสนใจมากกว่าบริเวณที่ขึ้นหนา

สหัสขันธ์ (Sahatsakan)

โครงสร้างสหัสขันธ์ เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ อยู่ด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้ของโครงสร้างเขาสวนกวาง และมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ขนานกับเทือกเขาภูพานด้านตะวันตก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. สหัสขันธ์ จ. กาฬสินธุ์ โครงสร้างรูปประทุนคว่ำนี้สามารถมองเห็นได้บนพื้นผิว ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าได้กลุ่มหินโคราชที่มีแนวคดโค้ง ลึกลงไปน่าจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางๆ และเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่หนาอยู่ข้างใต้ มีรอยเลื่อนตัดผ่านเป็นจำนวนมาก แต่รอยเลื่อนหลักมีทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ เอียงไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนไม่สามารถแยกได้ระหว่างหมวดหินลำปาว (หรือ upper clastics) และหมวดหินผานกเค้า (carbonate rocks) แต่ส่วนที่เป็นหมวดหินสรีธาตุ (หรือ lower clastics) สามารถมองเห็นได้ชัดเจนจากชั้นของ strong reflector ด้านล่างสุด ลักษณะของกลุ่ม หินสระบุรีที่หนาอาจไม่เหมาะสมต่อการเป็นหินกักเก็บที่ดี (เหตุผลเหมือนกับโครงสร้างภูกระแตและเขาสวนกวาง) แต่บริเวณทิศใต้ของโครงสร้างมีกลุ่มหินสระบุรีที่ค่อนข้างตื้นกว่าเหมือนกับบาง ส่วนของโครงสร้างเขาสวนกวางที่น่าสนใจอยู่

โพนทอง (Phon Thong)

โครงสร้างโพนทอง เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างสหัสขันธ์ ซึ่งอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ มีแนวแกนทิศทางเดียวกันคือ ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-

ตะวันออกเฉียงใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้ว่าโครงสร้างโพนทองเหมือนกันโครงสร้างอื่นๆ ในเป่าหวังประเภท Thick Permian carbonate rocks ในส่วนที่เป็น Anticline คือได้ กลุ่มหินโคราชลงไปจะเป็นกลุ่มหินห้วยหินลาดชันบางและกลุ่มหินสระบุรีที่หนา ดังนั้นโอกาสที่จะพบปิโตรเลียมมีความเป็นไปได้เท่ากับโครงสร้างอื่นๆ ที่กล่าวมาแล้ว

ไชยวาน (Chaiwan)

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

7.2.7 Permian reefal build-up เป็นเป่าหวังที่เป็นฟีดหิน (reefal build up) อยู่ในกลุ่มหิน สระบุรี โดยมีแนวรอยเลื่อน ตัดผ่าน แต่รอยเลื่อนนั้นไม่เกิดการเคลื่อนที่อีก ถึงแม้ว่าจะประสบกับ Indosinian Orogeny I และ II การชนกัน (collision) ของ western Myanmar กับ Shan Thai หรือ Himalayan Orogeny ทำให้กลุ่มหินโคราชที่อยู่ด้านบนคงสภาพเป็นแนวราบไม่มีรอยคดโค้งเกิดขึ้นเลย เป่าหวังประเภทนี้ได้แก่ โครงสร้างดงมูลและกาฬสินธุ์

ดงมูล (Dong Mun)

โครงสร้างดงมูล เป็นโครงสร้างที่กลุ่มหินโคราชวางตัวในแนวระนาบ ตั้งอยู่ทิศตะวันตกเฉียงใต้ของโครงสร้างเขาสวนกวางและทิศตะวันตกเฉียงเหนือของโครงสร้างกาฬสินธุ์ มีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้และขนานกับเทือกเขาภูพาน ครอบคลุมพื้นที่ระหว่าง อ. กระนวน จ. ขอนแก่น กับ อ. ท่าคันโท จ. กาฬสินธุ์ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่ตื้น (หรือบาง) อยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้และหนาไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ นอกจากนี้ยังแสดงถึงฟีดหิน (reef) ที่มีหมวดหินลำปาว (upper clastics) ปิดทับบนฟีดหินด้วย มีรอยเลื่อนตัดผ่านกลุ่มหินสระบุรีหลายตัว หากพิจารณาถึงหินต้น กำเนิดซึ่งได้แก่ กลุ่มหินห้วยหินลาดชันบางๆ อยู่ด้านบนและส่วนที่เป็นหมวดหินลำปาว (upper clastics) ก็น่าจะความเป็นไปได้ที่ปิโตรเลียมที่ได้จะไหลไปสะสมที่ฟีดหินนี้ ดังนั้นโครงสร้างดงมูลจึงมีความน่าสนใจสูง

เดิมบริษัท Exxon Mobil Exploration and Production Khorat Inc. แปลข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนพบฟีดหินในกลุ่มหินเพอร์เมียน ทำให้ดำเนินการเจาะหลุมดงมูล-1 (DM-1) ที่ อ. หนองกุงศรี จ. กาฬสินธุ์ เมื่อวันที่ 18 กุมภาพันธ์ 2533 เพื่อทดสอบส่วนที่เป็นโครงสร้างฟีดหิน ในบริเวณที่เป็น 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 พบกลุ่มหินเพอร์เมียนที่มีฟีดหินอยู่ด้วยแต่ความพรุนไม่มากเหมือนที่คาดไว้ 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 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน 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) ที่อยู่บริเวณน้ำลึกลงจะไหลมาสะสมบริเวณนี้ได้ ผลการเจาะที่ความลึกสุดท้าย 3,654 เมตร พบร่องรอยปิโตรเลียม โดยแต่ละความลึกพบน้ำเป็นส่วนใหญ่นี้

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

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

3,139-3,179 เมตร อัตราการไหลของน้ำ 335 บาเรลต่อวัน

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 ด้านต้นอยู่ทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ ส่วนด้านลึกลงอยู่ทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เมือง จ. กาฬสินธุ์ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าโครงสร้างนี้ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างดงมูลที่ตั้งอยู่ด้านทิศตะวันตกเฉียงเหนือ ใต้กลุ่มหินโคราชน่าจะเป็นกลุ่ม หินสระบุรีที่มีพืดหิน (reef) ซึ่งคล้ายกับโครงสร้างดงมูลแต่ไม่ชัดเจนเท่า แต่อย่างไรก็ตามถึงแม้จะเป็นพืดหินแต่ยังติดปัญหาที่คุณภาพของหินกักเก็บซึ่งอาจมีความพรุนต่ำ จึงต้องการศึกษาข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อกำหนดตำแหน่งหลุมเจาะต่อไป

7.3 Both Triassic & Permian basins play

เป็นเป้าหมายที่ยังไม่ได้มีการทดสอบ ซึ่งอาจเป็นกลุ่มหินที่สะสมตัวในแอ่งยุค ไทรแอสซิกและเพอร์เมียน โดยที่กลุ่มหินทั้งสองอยู่บริเวณเดียวกัน สามารถแบ่งเป้าหมายในกลุ่มนี้ ดังต่อไปนี้

7.3.1 Permian pinch out เป็นเป้าหมายที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้น (เป็นชั้นบาง) ที่สลับหายไปบริเวณที่เป็นหินฐานราก ด้านล่างมี strong reflector เหมือนเป็นหมวดหินศรีธาตุ เป้าหมายนี้ไม่มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องเลย เป้าหมายประเภทนี้ได้แก่ โครงสร้างอุบล เดชอุดม และหนองงูเห่าล้อม

อุบล (Ubon)

โครงสร้างอุบล เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำมีแนวแกนเกือบเหนือ-ใต้ (NNE-SSW) ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พิบูลมังสาหาร จ. อุบลราชธานี ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชมีความหนาแน่นและโค้งงอเป็นรูปประทุนคว่ำเพียงเล็กน้อย บริเวณรอยชั้นไม่ต่อเนื่องระหว่างกลุ่มหินโคราชกับหินที่แก่กว่าเป็นรูปประทุนคว่ำ ใต้กลุ่มหินโคราชมี reflector ที่แสดงชั้นหินไม่ค่อยชัดเจนนัก แต่มีส่วนที่เป็นชั้นของ strong reflector ที่อาจจะเป็นหมวดหินศรีธาตุ มีแนวรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำหลายแนวในหินแก่นี้ นอกจากนี้กลุ่มหินสระบุรียังสลับ (pinch out) ไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้

สุนทร (2539) เชื่อว่าโอกาสที่จะพบปิโตรเลียมในโครงสร้างอุบลยังพอมืออยู่ เพราะกลุ่มหินเพอร์เมียน โดยเฉพาะหินปูนหรือหินโคลไมต์อาจมีโพรงหรือรอยแตกมาก ทำให้คุณสมบัติในการเป็นหินกักเก็บที่ดี

เนื่องจากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนนี้สำรวจโดยบริษัท Phillip Petroleum Company (Thailand) เมื่อปี พ.ศ. 2525 ไม่ชัดเจนและไม่มีความละเอียดสูงในการศึกษาในรายละเอียดของโครงสร้างนี้ 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 ใต้กลุ่มหินโคราชอาจเป็นกลุ่มหินภูฉินารายณ์ หรือกลุ่มหิน สระบุรี หรือแก่กว่านั้นก็ได้ กลุ่มหินนี้สลับไปทางด้านตะวันตกของภาพตัดขวาง มีรอยเลื่อนตัดผ่านจนถึงรอยชั้นไม่ต่อเนื่องของกลุ่มหินโคราชด้านล่าง (base Khorat unconformity) ซึ่งอาจช่วยในด้านคุณสมบัติของหินกักเก็บ แต่ยังไม่แน่นอนสำหรับหินต้นกำเนิดเพราะไม่แน่ใจว่าจะมีอยู่บริเวณนี้หรือไม่และลักษณะของโครงสร้างรูปประทุนนี้อาจจะเกิดหลังจากที่มีการให้ปิโตรเลียม แล้ว ดังนั้นโครงสร้างเดชอุดมนี้มีความเสี่ยงต่อการลงทุน

หนองงูเหลือม (Nong Ngu Luam)

โครงสร้างหนองงูเหลือม เป็นพื้นที่ราบครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. เดชอุดม จ. อุบลราชธานี จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นถึงโครงสร้างรูปประทุนคว่ำเล็กน้อย คาดว่า ด้านล่างของกลุ่มหินโคราชที่หนาและวางตัวในแนวระนาบจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือแก่กว่านั้น ลึบหายไปทางด้านซ้ายของภาพตัดขวางมีรอยเลื่อนทั้งที่เป็นรอยเลื่อนปกติและรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำ ซึ่งน่าจะเคลื่อนที่ช่วง Himalayan Orogeny ทำให้เกิดเป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ โครงสร้างหนองงูเหลือมมีลักษณะเหมือนกับโครงสร้างอุบลและเดชอุดม แต่โครงสร้างนี้น่าจะมีความเสี่ยงน้อยกว่า ในด้านความพรมของหินกักเก็บเพราะมีรอยเลื่อนตัดผ่านมาก หากจะมีข้อจำกัดอยู่ที่หินต้นกำเนิดที่อาจค่อนข้างไกลจากโครงสร้างนี้

7.3.2 Permian underneath very thick Triassic graben เป็นเป้าหมายที่เป็นแอ่ง กังกรabenยุคไทรแอสซิก ซึ่งอยู่บริเวณด้านตะวันตกเฉียงใต้ของที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ กลุ่มหินภูพานารายณ์และห้วยหินลาดที่สะสมอยู่ในแอ่งกังกรabenเป็นชั้นหนามาก ใต้กลุ่มหินภูพานารายณ์ที่มี reflector ที่มีลักษณะเหมือนกลุ่มหินสระบุรี ถึงแม้ว่าเป้าหมายประเภทนี้ยังไม่มีการเจาะทดสอบ แต่คาดว่าอาจเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพปิโตรเลียมสูง เนื่องจากในบริเวณนี้มีทั้งหินต้นกำเนิด (ที่เป็นกลุ่มหินภูพานารายณ์และห้วยหินลาด) และหินกักเก็บ (กลุ่มหินสระบุรี) ในบริเวณเดียวกัน นอกเหนือทั้งกลุ่มหินภูพานารายณ์และห้วยหินลาดก็เป็นหินปิดกั้นที่ดีเช่นกัน

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

ลำพระเพลิง (Lam Phra Phloeng)

โครงสร้างลำพระเพลิง ตั้งอยู่บริเวณขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ ซึ่งตั้งอยู่ที่ทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ปักธงชัย จ. นครราชสีมา ใกล้แม่น้ำลำพระเพลิง ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นถึงกลุ่มหินโคราชถูกยกตัวขึ้นมาและบางมากบริเวณด้านทิศตะวันตกเฉียงใต้และหนาไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือ ใต้กลุ่มหินโคราช คาดว่าน่าจะเป็นกลุ่มหินภูพานารายณ์หรือห้วยหินลาดที่โผล่ให้เป็นบริเวณบ้านซับพลู ซึ่งประกอบด้วยหินดินดาน หินทรายสีดํา และหินกรวดมนแทรกสลับ ใต้กลุ่มหินภูพานารายณ์และห้วยหินลาดลงไป จากลักษณะของ reflector มีความเป็นไปได้สูงที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรี จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ แสดงให้เห็นลักษณะของโครงสร้างรูปประทุนคว่ำของกลุ่มหินสระบุรี ภูพานารายณ์ และห้วยหินลาดปิดทับ (แสดง onlap) ซึ่งมีความเป็นไปได้สูงมากที่กลุ่มหินสระบุรีจะเกิดเป็น buried hill ก่อนที่ปิโตรเลียมจะเกิดจากหินภูพานารายณ์และห้วยหินลาดไหลมาสะสมในโครงสร้างนี้ จะเห็นว่าโครงสร้างบริเวณนี้มีความซับซ้อนมาก มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องสูง ซึ่งอาจเป็นผลดีต่อคุณสมบัติของหินกักเก็บปิโตรเลียม บริเวณนี้ส่วนที่เป็น buried hill มีจำนวนมาก ดังนั้นหากมีการศึกษาเพิ่มเติมโครงสร้างลำพระเพลิงนี้น่าจะสามารถพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมต่อไปได้

สีคิ้ว (Si Kew)

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

ด่านขุนทด (Dan Khun Tod)

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

ดอนไพร (Don Phrai)

โครงสร้างดอนไพร อยู่บริเวณทิศเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตก ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างลำพระเพลิง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณระหว่าง อ. คอนบุรี และ อ. โชคชัย จ. นครราชสีมา โครงสร้างวางตัวแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่หนาปิดทับบนกลุ่มหินกุนิณารายณ์ที่มีแอ่งอยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ บริเวณที่บางของกลุ่มหินกุนิณารายณ์มีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรีมีรูปประทุนคว่ำ 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 แต่กลุ่มหินกุนิณารายณ์ แสดงรอยขึ้นไม่ต่อเนื่องกับกลุ่มหินโคราชชัดเจนมาก (erosional truncation) และน่าจะมีรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำเป็นตัวที่ทำให้เกิด inversion ของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกก่อนที่กลุ่มหินโคราชจะสะสมตัว และบางส่วนแสดงให้เห็นรอยขึ้นไม่ต่อเนื่องของหมวดหินน้ำพองกับหมวดหินภูกระดึงด้วย ใต้กลุ่มหินกุนิณารายณ์น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่เป็นรูปประทุน แต่เนื่องจากข้อมูลไม่ชัดเจนทำให้ยังมีความไม่แน่นอนว่าจะเจอหินกักเก็บในโครงสร้างนี้หรือไม่

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

สีดา (Si Da)

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

อาจสามารถ (At Samat)

โครงสร้างอาจสามารถ เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำที่สูงไม่มากนัก ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. อาจสามารถ จ. ร้อยเอ็ด ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่ากลุ่มหินโคราชหนา และมีรอยคดโค้งเล็กน้อยอาจเนื่องมาจากแนวรอยเลื่อนที่อยู่ด้านล่างเกิดการเคลื่อนที่ใต้กลุ่มหิน โคราช มีชั้นหินที่สลับหายไปในทิศใต้ซึ่งอาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีหรือกลุ่มหินยุคก่อนเพอร์เมียนก็ได้ ถึงแม้ขอบเขตของโครงสร้างอาจสามารถนี้จะกว้างแต่มีความเสี่ยงที่ไม่สามารถกำหนดขอบเขตของหินกักเก็บปิโตรเลียมได้ และมีความไม่แน่นอนว่ากลุ่มหินดังกล่าวจะมีคุณสมบัติในการเป็นหินกักเก็บที่ดีหรือไม่ ทั้งนี้อาจมีปัญหาเรื่องหินปิดกั้นและหินต้นกำเนิดอีกด้วย

พุทไธสง (Puthai Song)

โครงสร้างพุทไธสง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. พุทไธสง จ. บุรีรัมย์ ตั้งอยู่ในแอ่งโคราชและอยู่ทิศใต้ของเทือกเขาภูพาน โครงสร้างนี้อยู่ด้านตะวันตกของโครงสร้างพยัคฆภูมิพิสัย ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน บ่งบอกว่าใต้กลุ่มหินโคราชที่หนาและค่อนข้างราบเรียบประกอบด้วยกลุ่ม หินที่อาจเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่มีโครงสร้างซับซ้อนและมีรอยคดโค้งจำนวนมาก ซึ่งเกี่ยวข้องกับรอยเลื่อน ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนมี reflector ที่เข้มแสดงให้เห็นทั้งส่วนที่เป็นประทุนคว่ำและหงาย หากศึกษา ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนในแนวตะวันตก-ตะวันออก จะเห็นว่ากลุ่มหินนี้มีรอยคดโค้งที่หนา สนใจคล้าย เป็น Permian buried hill หากพิจารณาเฉพาะลักษณะของโครงสร้างทางธรณี โครงสร้างพุทไธสงนี้ น่าสนใจมากแต่ต้องพิจารณา Petroleum system เพิ่มเติมด้วย ซึ่งโครงสร้างนี้อาจมีความเสี่ยงสูงเช่นกัน

พัยคฆภูมิพิสัย (Phayakkhaphum Phisai)

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

โครงสร้างรูปประทุนคว่ำมัญจาคีรี ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. มัญจาคีรี จ. ขอนแก่น ตั้งอยู่ที่ตะวันออกของโครงสร้างภูดิน โครงสร้างมัญจาคีรีมีแนวแกนทิศเหนือ-ใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชต้นและบางไปทางทิศตะวันตก มีรอยเลื่อนย้อนเป็นตัวทำให้เกิดโครงสร้างรูปประทุนคว่ำใต้กลุ่มหินโคราชลงไปมีกลุ่มหินห้วยหินลาดชั้นบางปิดทับ ลึกลงไปมีความเป็นไปได้ที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างภูดินและชนบท โครงสร้างมัญจาคีรี น่าสนใจแต่ต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมและปรับปรุงคุณภาพของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนให้ดีขึ้นเพื่อกำหนดขอบเขตของโครงสร้างให้ชัดเจนมากกว่านี้

หนองขमार (Nong Khaman)

โครงสร้างหนองขमार ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. คูเมือง จ. บุรีรัมย์ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างตลาดไทร ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นว่าใต้กลุ่มหินโคราชลงไปมีชั้นหินที่น่าจะเป็นกลุ่มหินสระบุรีที่ต่อเนื่องมาจากโครงสร้างตลาดไทร และหากสังเกตคร่าวๆ แล้ว

โครงสร้างนี้คล้ายบางบริเวณของโครงสร้างตมมูล ในส่วนที่เป็น Platform carbonates ที่มีรอยเลื่อนย้อนเกิดขึ้นก่อนที่จะมีการสะสมตัวของกลุ่มหินโคราช หากสามารถพิสูจน์ได้ว่าโครงสร้างตลาดไทรบีในกลุ่มหินสระบุรี และเป็นโครงสร้างที่ประสบผลสำเร็จ โครงสร้างหนองขมารนี้ก็น่าจะมีผลเช่นเดียวกัน

ชุมพลบุรี (Chumphon Buri)

โครงสร้างชุมพลบุรี ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. ชุมพลบุรี จ. สุรินทร์ ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างหนองขมาร 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 เป็นโครงสร้างที่อยู่ในส่วนที่เป็นแอ่งโคราชที่ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของเทือกเขาภูพาน จะเห็นได้ว่ากลุ่มหินโคราชราบเรียบ จากข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นถึง erosional truncation ระหว่างกลุ่มหินยุคก่อนเพอร์เมียน และกลุ่มหินโคราช โครงสร้างนี้มีรอยเลื่อนตัดผ่านน้อย อาจเป็นโครงสร้างที่เกี่ยวข้อง stratigraphic trap ความเสี่ยงของโครงสร้างนี้น่าคล้ายกับโครงสร้างศรีสะเกษตะวันตกคือ มีความเสี่ยงสูงในด้าน Petroleum system เพราะไม่มีความแน่นอนว่ากลุ่มหินใต้กลุ่มหินโคราชจะเป็นหินกักเก็บที่ดีหรือไม่ ส่วนหินต้นกำเนิดในบริเวณนี้ก็ค่อนข้างหายาก

8. สรุปการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ในปี พ.ศ. 2514 บริษัท Union Oil ได้เจาะหลุมสำรวจปิโตรเลียมหลุมแรกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ คือ หลุมกุดินารายณ์-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	ภูเกล้า-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 2506 ถึง 3 กันยายน 2506	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 แต่ไม่มีการ ทดสอบอัตราการไหล	
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) ของกลุ่มหิน โคราช ที่เป็นเป้าหมายรองในการส บริษัทฯ เพิ่มช่องทางการไหลของก๊าซ ให้มากขึ้น โดยการทำ 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
- หมวดหินเสาขัว (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 (Horizon)

- 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 เป็นรอยต่อบางๆของชั้นหินที่ไม่ต่อเนื่อง รอยต่อเวลาที่ยังไม่รู้จัก

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

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

- กลุ่มกุฉินารายณ์ (กลุ่มหินห้วยหินลาด) Kuchinarai Group (Huai Hin Kat Formation) ครึ่งบนของหินกลุ่มนี้เป็นหินโคลนหินทรายแป้งและหินทราย มีทรัฟ (Tuff) และหินภูเขาไฟแทรกอยู่เล็กน้อย และแทรกสลับอยู่ในส่วนครึ่งล่างของกลุ่มจะสังเกตหินกลุ่มนี้ได้จากความเร็วเสียงที่ลดลง

รอยไม่ต่อเนื่องอินโดซีเนียน 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

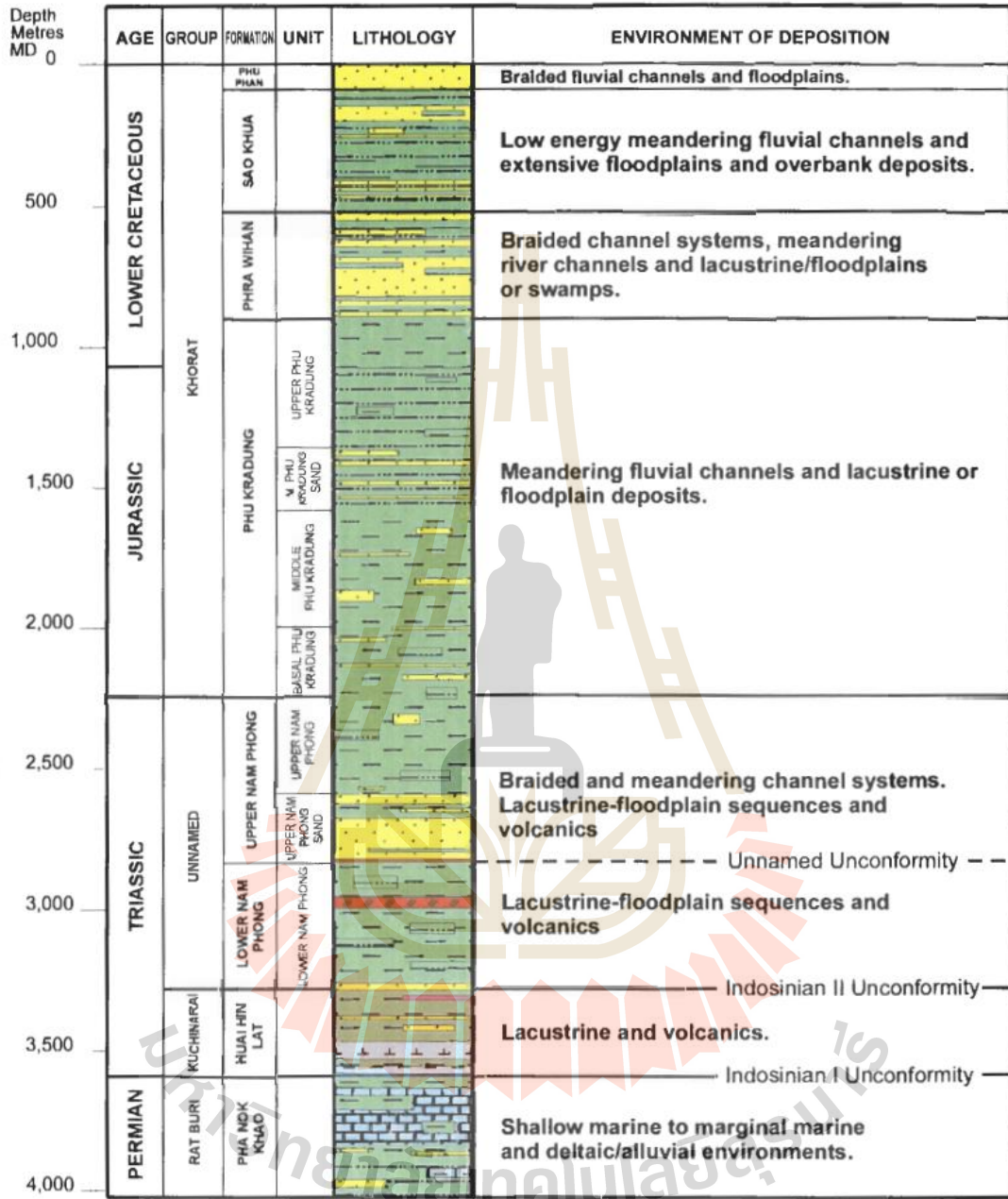
8.1.3 การพบปิโตรเลียม

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)

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 หลุมรัตนะ-1(ST)

8.2.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท PTTEP INTERNATIONAL เจาะหลุมรัตนะ-1 (ST) โดยจ้าง Rig E-03 ในแปลงสำรวจ Block L28/48 ตำแหน่ง 4.9 กิโลเมตร ไปทางทิศเหนือหลุมขนบท-1 และประมาณ 4.6 กิโลเมตร ทางทิศเหนือหลุมภูเวียง-1 ซึ่งอยู่ในอำเภอแวงใหญ่ 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 ในขณะที่ทำการซีเมนปรากฏว่ามีแก๊สรั่วที่ตีนซีเมนต์ 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 17 1/2" ถึงความลึกสุดท้าย 1,090 เมตร ด้วยน้ำหนักน้ำโคลนหนักสุด 1.74 SG ลง Casing ขนาด 13 3/8" 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 8 3/8" 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 4 1/2" ถึง

ความลึก 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

Company : PTTEP International Limited Well : Ratana-1 ST Sample Type : Canned Ditch Cuttings File No. : Geochem-12004													
TABLE 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
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 บริษัทจึงได้ปิดหลุมเมื่อ
วันที่ 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 ½" เจาะถึงความลึก 711 เมตร ลง Casing ขนาด 13½" ถึงความลึก 708 เมตร น้ำหนักน้ำโคลน 8.6-10.00 ปอนด์ต่อแกลลอน

หลุมขนาด 12 ¼" เจาะถึงความลึก 2,070 เมตร ลง Casing ขนาด 9½" ถึงความลึก 2,050 เมตร น้ำหนักน้ำโคลนหนัก 9.6-11.4 ปอนด์ต่อแกลลอน

หลุมขนาด 8 ½" เจาะถึงความลึก 2,800 เมตร ด้วยน้ำโคลน K₂SO₄ 3% glycol และหัวเจาะ TCI และ PDC (ดังตาราง) น้ำหนักน้ำโคลน 11.4-11.7 ปอนด์ต่อแกลลอน

ใช้ Rig Century Rig 28

ตารางที่ 2.5 WELL DATA (ALL DEPTHS ARE DRILLED m MDRTE)

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	2800 m (2800m) RTE	
HALIS-BHC-MCFL-GR	1A	2002-708 m	LOG	2804 m (2804m) RTE	
LDL-CNL-GR	1B	2002-708 m	COMPLETE	19-08-1998	
HALS-MCFL-GR-SP-			DATS ON	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 (TVD RTE) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง (Siltstone) หินโคลน (Claystone) สีนํ้าตาลแดง (Floodplain) แทรกสลับด้วยหินทราย (Meandering fluvial channel sandstones)
- หมวดหินพระวิหาร (Phra Wihan Formation) จากความลึก 242-357 เมตร (TVD RTE) ตอนบนหนา 8 เมตร เป็นหินทรายขนาดกลางซึ่งหายาก ลึกลงไปส่วนใหญ่เป็นหินโคลน และหินทรายแป้งสีแดงนํ้าตาลมีการตกตะกอนแบบ high energy fluvial
 - หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung Formation) จากความลึก 357-1648 เมตร (TVD RTE) เป็นหมวดหินที่หนาที่สุด ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินโคลน ตอนกลางเป็นหินทรายมากขึ้นหนา 10-20 เมตร ตอนล่างหินส่วนใหญ่ก็เป็นหินทรายแป้งและหินโคลน หมวดหินนี้เป็นการตกตะกอนแบบ low energy floodplain
 - หมวดหินน้ำพอง (Nam Phong Formation) จากความลึก 1684-2065 เมตร (TVD RTE) 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 (TVD RTE) ส่วนใหญ่เป็นหินปูนทะเลตื้นในหินกลุ่มราชบุรี เป็นหินแหล่งกักเก็บ (Reservoir) เป้าหมายแรกในหลุมนี้ แต่หินชุดนี้เหลือน้อย (Truncated) เพราะถูกกัดกร่อน คงเหลือแต่หินปูนตอนกลางและโดโลไมต์ตอนล่าง ซึ่งทำให้หินที่เป็นแหล่งกักเก็บที่ตีหายไป
- 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

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 Cretaceous	PhraWihan Formation (Khorat Group)	242.0-357.0	-18.7	115
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 Permain	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	

ตารางที่ 2.7 Hydrocarbon show

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

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 12¼" ถึงความลึก 1,145 mMD ด้วยน้ำหนักน้ำโคลน 10.2ppg เริ่มเอียงหลุมตั้งแต่ความลึก (Directional Drilling) 566 เมตร ลง Casing ขนาด 9⅝" ถึงความลึก 1142 เมตร

เจาะหลุมเอียง (Directional) ขนาด 8½" 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 ส่วนใหญ่เป็นหินโคลนสีแดง สลับเล็กน้อยด้วยหินทรายแป้ง 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 2.8 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
Mid Phu Kradung		960.6	-703	659	-412.7	-290.3	
Jurassic		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: Sw=0.65, Vsh=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: Sw=0.65, 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	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 ซึ่งพบก๊าซในหลุมหวยมุก (HUI 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 หินหมวดหินน้ำพองตอนบน (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 หินหมวดหินน้ำพองตอนล่าง (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 เฉลี่ยตั้งแต่ทะเลน้ำลึกไปถึงตื้น ประกอบด้วยหินทรายแป้ง 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 ล้านบาทเหรียญสหรัฐตามลำดับ

8.6.2 ลำดับชั้นหิน

- หินน้ำพุตอนบน (Upper Nam Phong Formation) ความลึก 8.25-386.5 เมตร MD
- หินน้ำพุตอนกลาง (Middle Nam Phong Formation) ความลึก 386.5-641.5 เมตร MD
- หินน้ำพุตอนล่าง (Lower Nam Phong Formation) ความลึก 641.5-1,184.31 เมตร MD
- หินกูฉินารายณ์ (Kuchinarai Group) ความลึก 1,184.3-1,297.1 เมตร MD
- หินหัวนาคำ (Hua Na Kham Formation) ความลึก 1,297.1 ถึง 1,370 เมตร MD
- หินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ความลึก 1,370-2,075 เมตร MD
- หินศรีธาตุ (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	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	H ₂ S	CO ₂
			ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
8.25	326	BG	0.00-0.1	1200	46	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	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	H ₂ S	CO ₂
				ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
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	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	H ₂ S	CO ₂
				ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
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	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	H ₂ S	CO ₂
				ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
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	C ₂	C ₃	iC ₄	nC ₄	iC ₅	nC ₅	H ₂ S	CO ₂
				ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm
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 summery for Pha Nok Khao Formations
(1370 mMD-2075 mMD)

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

8.6.3 การพบปิโตรเลียม

พบร่องรอยน้ำมันที่ความลึก 452, 958.4, 968.25 และ 1,081 เมตร และพบคอนเดนเซทที่ความลึก 945.25 และ 954 เมตร นอกจากนั้นพบก๊าซเป็นระยะดังแสดงในตารางข้างล่าง

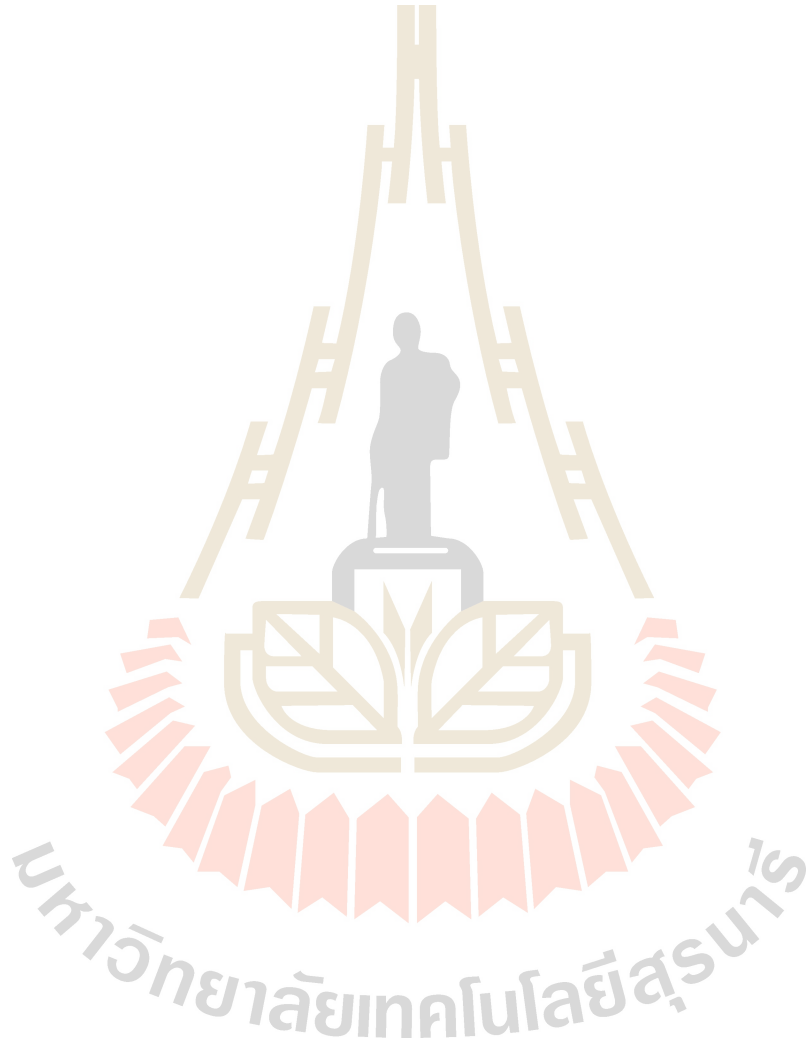
ตารางที่ 2.15 Gas peaks and gas compositions for Doa Rung-2 and 3ST

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	
452	1.7	0.1	6274	4859	857	60	154	37	45	oil
945.25	2.5	0.08	22654	364	118	0	0	0	0	Condensate
954	27.8	0.12	67858	1235	785	420	0	0	0	Condensate
958.4	3.1	0.15	28812	717	182	35	0	0	0	Residual Oil
968.25	2.3	0.15	10258	3225	1397	0	0	0	0	Residual Oil
1081	1	0.25	3534	2481	614	28	102	30	33	Residual Oil
1085.25	1	0.41	6009	1537	382	0	75	0	0	Dry Gas
1360.5	1.1	0.1	4114	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
1462.7	8.6	0.5	41968	535	0	0	0	0	0	Dry Gas
1468.2	2.1	0.5	16226	142	0	0	0	0	0	Dry Gas
1492	0.7	0.2	5766	61	0	0	0	0	0	Dry Gas
1498.7	0.9	0.2	8826	98	0	0	0	0	0	Dry Gas
1511.2	2.3	0.2	11522	146	0	0	0	0	0	Dry Gas
1580	2	0.1	27620	133	0	0	0	0	0	Dry Gas
1662.2	0.6	0.13	4290	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
1680.2	0.7	0.13	6510	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
1789.5	0.7	0.15	6215	0	0	0	0	0	0	Dry Gas
1825.2	0.5	0.15	4845	107	0	0	0	0	0	Dry Gas

8.6.4 การวิเคราะห์แหล่งปิโตรเลียม

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

สรุปชั้นที่จะมีก๊าซมากที่สุดคือ ชั้น 1,460-1,469 เมตร มีความพรุน (porosity) 15% มีความอิ่มตัวก๊าซ 85% ($S_w = 15\%$) 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	Slst Lst	2741	-	badh	NA	loss.rhob	m	NA	mod	mod gas frac
2	SI THAT	Slst/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/เสาข้าว (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 ppg เจาะความลึก 2,899-3,127 เมตร

8.8.2 ลำดับชั้นหิน

- หินโคลนโครวต (Khok Kruat Formation) จากผิวดิน-7.6 เมตร BRT เป็นหินกรวด
- หินภูเขาไฟ (Phu Phan Formation) ที่ความลึก 7.6-31 เมตร BRT ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง
- หินเสาข้าว (Sao Khua Formation) ที่ความลึก 31-433 เมตร BRT ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง
- หินพระวิหาร (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) ความลึก 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 การทดสอบอัตราการผลิตหลุมดงมูล

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 (อำเภอกุฉินารายณ์) ที่ตำแหน่ง Latitude 16°27'19.8625"N และ

Longitude 102°10'41.8478"E ห่างจากแหล่งก๊าซน้ำฟองไปทางตะวันตกเฉียงใต้ 50 กิโลเมตรดัง
แสดงในรูปข้างล่าง โดยจากบริษัท Deutag Friesland ด้วย Rig#T31 (Wilson Mogul42) เริ่มเจาะ
วันที่ 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 ใช้
จ่ายทั้งสิ้นประมาณ 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 13¾" ถึงความลึก 1,145 ฟุต

- เจาะหลุม 12¼" ถึงความลึก 3,360 ฟุต ด้วยน้ำโคลน 3% KCl/ 3%

Aqua-CoV/ 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 18.5 หินตัวอย่าง limestone มี porosity มี gas

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

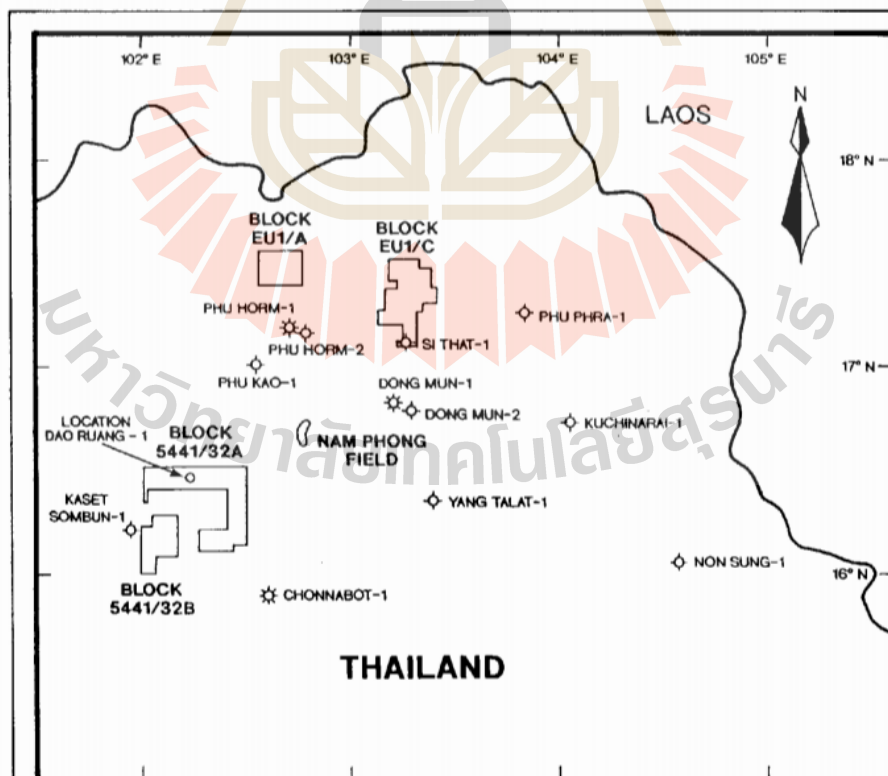
เจาะCore#3@5,772 ฟุต ได้หินตัวอย่าง 26.5 ฟุต limestone ไม่มี porosity

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 จนกระทั่งถึง 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 Methane	C ₂ Ethane	C ₃ Propane	iC ₄ Isobutane	nC ₄ Butane	Total C5+	Total C ₁ -C ₄	Total C ₂ -C ₄	% Gas Wetness	iC ₄ 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

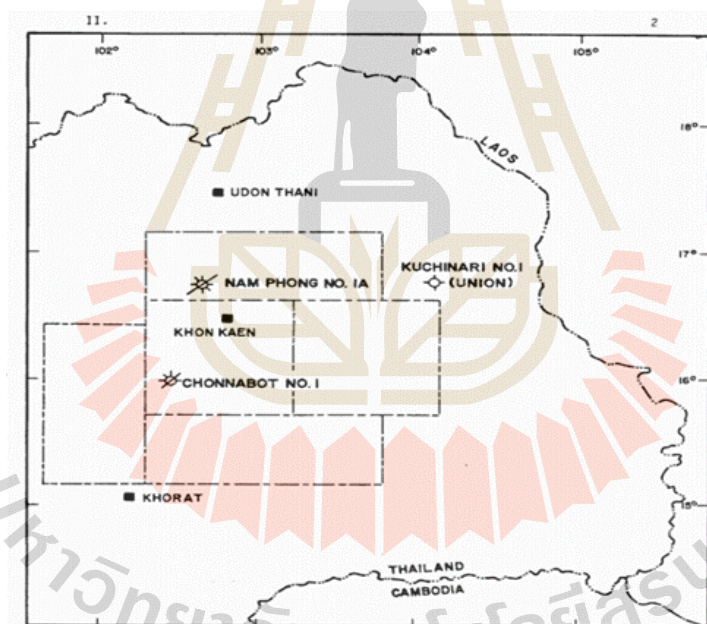
8.10 หลุมขนบท-1

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. 2514 – 17 เมษายน พ.ศ. 2515)

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 13¾"
- เจาะหลุมขนาด 12¼" ด้วยน้ำโคลน KCl/Polymer หนัก 13.2 to 13.8 ppg และลง Casing ขนาด 9½" 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) แทรกสลับด้วยหินทรายสีแดง-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 วิเคราะห์มี $\phi \approx 15.3-18\%$ 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 ppb

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	x	PALEO TOP	LOG TOP	LOG SUBSEA	THICKNESS	BASIC LITHOLOGY
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'		

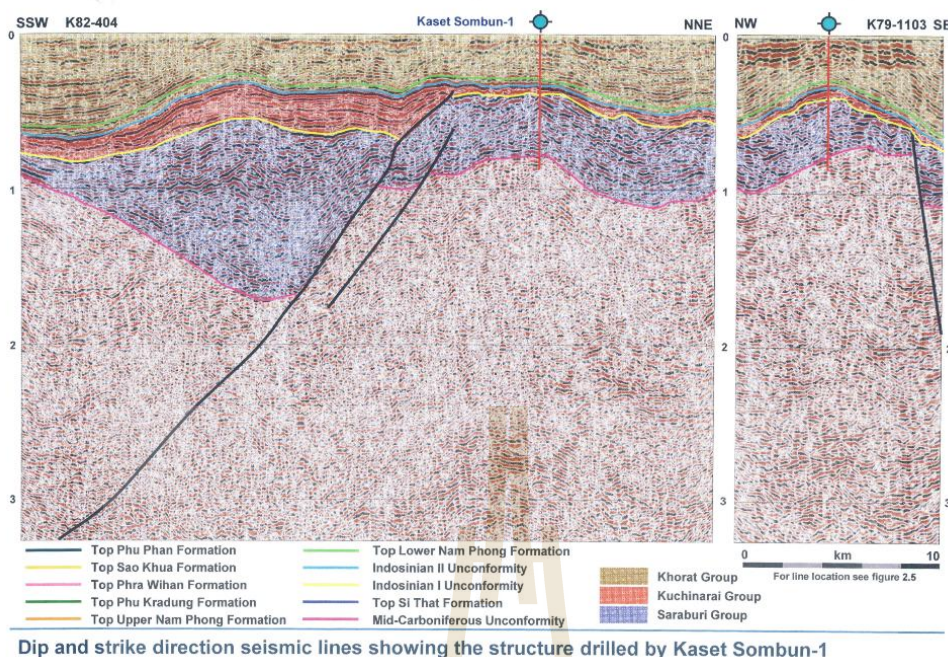
8.10.3 การพบปิโตรเลียม

- ความลึก 1,800-5,100 ฟุต มีก๊าซ show เล็กน้อย
- หินทราย (ภูกระดึง) 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

8.11 หลุมเกษตรสมบูรณ์ -1 (Kaset Sombun -1)

8.11.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Esso Exploration and Production Lhorat Inc. เจาะหลุมเกษตรสมบูรณ์-1 ที่ Latitude 16°12'30"N และ Longitude 101°55'45"E ระหว่างวันที่ 14 ตุลาคม ถึง 11 ธันวาคม พ.ศ.2525 อยู่ทางริมตะวันตกเฉียงใต้ของที่ราบสูงโคราช บริเวณแนวโค้งที่ถูกยกขึ้น (NNE-SSW trending surface fold) ฝนยุคเทอร์เชียรี โดยตอนแรกบริษัทเชื่อว่าจะมีการเกิดปะการัง (reefal) ในหินชุดผานกเค้าก่อตัวทางตะวันตกริมขอบที่ราบสูงโคราช ดังรูปที่ 2.10



Dip and strike direction seismic lines showing the structure drilled by Kaset Sombun-1

รูปที่

2.10 แสดงภาพตัดขวางหลุมเกษตรสมบูรณ์-1 (John Booth)

ก่อนแท่นเจาะใหญ่เข้าเจาะท่อกรุ (Casing) ขนาด 20 นิ้ว ได้ถูกลงไว้ก่อนแล้วด้วยแท่นเจาะน้ำบาดาล

จากปากหลุมถึงความลึก 1828 เมตร เจาะด้วยระบบอากาศ (Air Drilling) ลงท่อกรุ (Casing) ขนาด 13 $\frac{3}{8}$ " ที่ความลึก 129 เมตร ท่อกรุขนาด 9 $\frac{5}{8}$ " ที่ความลึก 608 เมตร เมื่อถึงความลึก 1828 เมตร จึงเปลี่ยนมาเจาะด้วยระบบน้ำโคลน (Mud Drilling) ถึงความลึก 1856 เมตร ก้านเจาะติดเจาะต่อไม่ได้ จึงเจาะออกด้านข้าง (Sidetrack) ขนาดหลุม 8 $\frac{1}{2}$ " ด้วยระบบน้ำโคลนถึงความลึก 960 เมตร จากนั้นเจาะด้วยระบบอากาศถึงความลึกสุดท้าย 2348 เมตร ไม่พบปิโตรเลียมจึงปิดหลุม (Dry Hole)

8.11.2 ลำดับชั้นหิน

Triassic

- หมวดหินน้ำฟองตอนบน (Upper Namphong) ความลึกผิวดิน-207 เมตร
 - หมวดหินน้ำฟองตอนกลาง (Middle Namphong) ความลึก 207-825 เมตร
 - หมวดหินน้ำฟองตอนล่าง (Lower Namphong) ความลึก 825-899 เมตร
 - Indosinian II Unconformity ความลึก 899 เมตร
 - หมวดหินกุนินารายณ์ (Kuchinarai Group) ความลึก 899-946 เมตร
- ประกอบด้วยหินโคลน (Claystone) ที่มีปฏิกริยากับน้ำ (Sensitive) สีเทาอ่อนและมีทรัฟ (Bentoniticuffs) แทรกสลับ

Permian

ในหินหมวดสระบุรี (Saraburi Group) ประกอบไปด้วยหิน 3 ชุด

- ผานกเค้า (Pha Nok Khao) ความลึก 946-1602 เมตร ประกอบไปด้วยหินปูน (Limestone) แทรกด้วยหินโคลน (Claystone) และหินดินดาน (Shale) สีเทาอ่อนถึงเทาแก่ ช่วงความลึก 1392-1452 เมตร มีชั้นถ่านหิน (Coal) แทรกสลับอยู่

- ชุดกลางหมวดหินศรีธาตุ (SiThat) ความลึก 1602-1860 เมตร เป็นหินปูนสีเทาอ่อน

- ชุดล่าง ความลึก 1860-2011 เมตร ประกอบด้วยหินทรายแป้ง (Siltstone) สีเทาอ่อน หินดินดาน (Shale) สีเทาแก่และมีหินทรายเม็ดละเอียดแทรกสลับกับหินปูนเล็กน้อย

มีการเก็บตัวอย่าง 4 ช่วง

- Core#1; ความลึก 1672.7-1681.2 เมตร หินปูนหมวดศรีธาตุ

- Core#2; ความลึก 1681.2-1685.8 เมตร หินปูนหมวดศรีธาตุ

- Core#3; ความลึก 1685.8-1690.3 เมตร หินปูนหมวดศรีธาตุ

Sidetrack hole cores

- Core#4; ความลึก 950.9-960.1 เมตร หินหมวดผานกเค้า

ประกอบด้วยหินปูน, หินโคลน สีเทาอ่อน มีร่องรอยหิน Dolomite

Carboniferous

Mid-carboniferous Unconformity อยู่ที่ความลึก 2011 เมตร หินชุดคาร์บอนิเฟอรัส ความลึก $\approx 2000-2348$ (TD) หินชุดนี้ประกอบไปด้วยหินคลาสติกผสมกัน (Mixed Clastic) หินทรายเม็ดหยาบและหินทรายกรวด

- Core#5; ความลึก 2346.8-2348.1 เมตร เป็นหิน Lower Carboniferous multicoloured clastic breccia ผลจากการสำรวจไม่พบร่องรอยปิโตรเลียม จึงทำให้บริษัทเอสโซ่ฯ สรุปว่าไม่มีชั้นหินเป็นผลทางเศรษฐศาสตร์ด้านตะวันตกของที่ราบสูงโคราช

8.12 หลุมภูพระ-1

8.12.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Esso Udon Inc. เจาะหลุมภูพระ-1 ในแปลง U-2 ที่ Latitude $17^{\circ}14'23''N$ และ Longitude $103^{\circ}50'41''E$ ด้วยแท่นเจาะ Parker 200 (บ. Parker Drilling Co.) ตำแหน่งห่างไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือของตัวจังหวัดสกลนครประมาณ 35 กิโลเมตร ระหว่างวันที่ 7 มกราคม – 8 มีนาคม 2,527 เจาะความลึกสุด 8,760 ฟุต (2670 เมตร) ใช้เงินประมาณ 5 ล้านเหรียญสหรัฐ

เป้าหมายแรก (Primary Target) อยู่มาราหินทรายที่ฐานชุด Khorat (Basal Khorat sands) โดยมีหินหมวดภูกระดิง (Phu Kradung) และน้ำพอง (Nam Phong) เป็นเป้าหมายที่สอง (Secondary Target)

8.12.2 ลำดับชั้นหิน

Jurassic

- หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung) ความลึกผิวดิน-1,722 ฟุต เป็นหินทราย (Sandstone) ทรายแป้ง (Siltstone) และหินโคลน (Claystone)
 - หมวดหินน้ำพอง (Nam Phong) ความลึก 1,722-4,173 ฟุต เป็นหินทราย (Sandstone) ทรายแป้ง (Siltstone) และหินโคลน (Claystone)
- Triassic
- หมวดหินห้วยหินลาด (Huai Hin Lat) ความลึก 4,173-6,790 ฟุต ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินทราย (Sandstone) หินทรายแป้ง (Siltstone) และหินดินดาน (Shale) หินดินดานที่พบเป็นหินตะกอนทะเลสาบ (Lacustrine) มีก๊าซปรากฏในขณะเจาะที่ความลึก 6500-6650 ฟุต
 - ชุดหินก่อนโคราช (Pre-Khorat) ความลึก 6,790-8,760 ฟุต (TD) ประกอบด้วยหินดินดานตะกอนทะเลสาบสีดำ (dark lacustrine shale) มีหินทรายแป้ง (Siltstone) และหินทรายเล็กน้อย

8.12.3 การพบปิโตรเลียม

ความลึก 2,795 ฟุต ในขณะที่เจาะด้วยระบบอากาศ (Air Drilling) ที่ความลึกนี้มีก๊าซขึ้นมาและจุดไฟที่ blooie line แต่ก๊าซมีน้อยประมาณ 30,000 ลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

ผลจากการวิเคราะห์ Logs เห็นว่าหินทรายภูกระดึงช่วงนี้มีค่าความพรุน ร้อยละ 12-14 ($\phi = 12-14\%$) มีน้ำ (Water saturation) ประมาณ 52-66% ($S_w = 52-66\%$)

ในขณะที่เจาะ air drilling ที่ความลึก 6563 ฟุต ในหินห้วยหินลาด มีก๊าซและน้ำเข้ามาในหลุม มีการวัดทดสอบการไหล (RFT) เก็บก๊าซได้ 0.25 cu.ft น้ำ 1910 ซีซี (cc)

ผลการวิเคราะห์ Log หินช่วงนี้มีความพรุน 7% น้ำ 55% หินแน่นเกินไปที่จะมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

การวิเคราะห์ Geochemistry ที่ความลึก 6800-7300 ฟุตและ 7,300-8,760 ฟุต หินต้นกำเนิดเป็น Very Mature (ให้ปิโตรเลียม) และ Overmature (เกินช่วงที่ให้ปิโตรเลียม)

หินดินดาน ที่ความลึก 6800 ฟุต มี TOC (Total Organic Carbon) 1.2-3.7% เหมาะที่จะเป็นหินต้นกำเนิดที่ดี

อย่างไรก็ตามจากผลการเจาะสำรวจหลุมภูพระ-1 เป็นหลุมแห้ง และโครงสร้างภูพระที่ยกตัวเป็นรูปโดม (Anticline) เกิดขึ้นหลังจากที่หินต้นกำเนิดให้ปิโตรเลียมและไหลผ่าน (Migrated) ไปแล้ว จึงเป็นไปได้ว่าโครงสร้างความเอียงชั้นหินเหนือขึ้นไปจากตำแหน่งหลุมภูพระ อาจมีแหล่งก๊าซอยู่

8.13 หลุมภูเก้า-1

8.13.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. ใช้แท่นเจาะ Noble Bawden Rig N-136 เจาะหลุมภูเก้าที่ตำแหน่ง Latitude 16°59'36.28"N และ Longitude

102°53'2.57"E ระหว่างวันที่ 13 สิงหาคม – 20 กันยายน 2533 ถึงความลึกสุดท้าย 9000 ฟุต (2545 เมตร) ค่าใช้จ่าย

- สร้างบริเวณแท่นเจาะ (Site Construction) = 137,000 US\$
- เคลื่อนย้ายแท่นเจาะ (Rig Mobiligation) = 315,000 US\$
- เจาะหลุม (แท่ง) = 2,160,000 US\$

รวมค่าใช้จ่าย 2.612 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
ไม่พบปิโตรเลียม

8.13.2 ลำดับชั้นหิน

Jurassic

- หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung) ความลึกผิวดินถึง 1,123 ฟุต เป็นหินทราย (Sandstone) ความลึกที่ 1,123-1,800 เป็นหินทรายแป้ง (Siltstone)

- หมวดหินน้ำพอง (Nam Phong) ความลึก 1,800-3,940 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินโคลน (Claystone) หินทรายแป้ง (Siltstone) และหินทราย (Sandstone)

Triassic, Permian, Carboniferous

- ความลึก 3,940-7,000 ฟุต เป็นหินหน่วยห้วยหินลาด (Huai Hin Lat, Lower Hua Hin Lat) หินเปอร์เมียน และคาร์บอนิเฟอรัส ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง (Siltstone) กรวด (Conglomerate) และหินภูเขาไฟ (VOLC)

8.14 หลุมสกล-1 (Sakon -1)

8.14.1 สรุปข้อมูลหลุมเจาะ

บริษัท Unocal Thailand ใช้แท่น Rig Dentag84 เจาะหลุมสกล-1 ที่ตำแหน่ง Latitude 17°16'6.045"N และ Longitude 104°3'17.722"E ระหว่างวันที่ 15 กันยายน – 16 ธันวาคม 2536 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 12,552 (MD) ฟุต หรือ 12,515 ฟุต TVD (-11,922 ฟุต)

ค่าใช้จ่าย ค่าเจาะหลุม \$5,217,939

ค่าน้ำโคลน \$382,892

ค่า Tangibles \$214,231

รวมค่าใช้จ่าย = 5.82 ล้านดอลลาร์สหรัฐ

หลุมสกล-1 เจาะในแปลงสำรวจ Block 5843/32 เป้าหมายอยู่ที่หินปูนคาร์บอนเนตยุคเปอร์เมียน (Permian Massive Carbonate) หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao) เป็น Primary Target และมีเป้าหมายที่ 2 (Secondary Target) อยู่ที่หมวดหินชั้นกุฉินารายณ์ (Kuchinarai Clastics)

แต่ผลการเจาะสำรวจไม่พบหินผานกเค้าเมื่อถึง TD ที่ความลึก 12,552 ฟุต ซึ่งเป็นหินชุดกุฉินารายณ์ จึงปิดหลุมและบ่งว่าเป็น Dry Hole

8.14.2 ลำดับชั้นหิน

Jurassic

- หมวดหินเสาขัว (Sao Khua Formation) จากผิวดินถึงความลึก 647 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง (Siltstone) และหินดินดาน (Shale)
 - หมวดหินมหาสารคาม (Maha Sarakham) ความลึก 647-2,040 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นเกลือ (Salt) มีหินแอนไฮไดรต์ (Anhydrite) และหินโคลน (Claystone) เล็กน้อย
 - หมวดหินโคกกรวด (Khok Kruat) ความลึก 2,040-3,390 ฟุต ส่วนใหญ่เป็น Siltstone
 - หมวดหินภูพาน (Phu Phan) ความลึก 3,390-3,623 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทราย (Sandstone)
 - หมวดหินเสาขัว (Sao Khua Formation) ความลึกจาก 3,623-5,284 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทราย (Sandstone) แทรกสลับด้วยหินทรายแป้ง (Siltstone)
 - หมวดหินพระวิหาร (Pra Wihan Formation) ความลึก 5,284-5,591 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทราย (Sandstone)
 - หมวดหินภูกระดึง (Phu Kradung) ความลึก 5,591-8,618 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทราย (Sandstone) และหินทรายแป้ง (Siltstone)
 - หมวดหินน้ำพองตอนบน (Upper Nam Phong) ความลึก 8,618-9,970 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้ง (Siltstone) และหินโคลน (Claystone)
- Triassic
- หมวดหินน้ำพองตอนล่าง (Lower Nam Phong) ความลึก 9,970-11,603 ฟุต ส่วนใหญ่เป็นหินทราย (Sandstone) หินโคลน (Claystone) และหินทรายแป้ง (Siltstone)
 - หมวดหินกุฉินารายณ์ (Kuchinarai) ความลึก 11,603-12,552 ฟุต ประกอบด้วยหินทราย (Sandstone) และหินทรายแป้ง (Siltstone) ดังตารางที่ 2.23

ตารางที่ 2.23 แสดงชั้นหิน (Stratigraphy) หลุมสกกล-1

Stratigraphy

Formations	Depth (ft)		ϕ	S_w
Phutok	0-647	Slit, Shale	-	
Maha Sarakham	647-2040	Salt minor anhy clyst	7.84	100
Khok Kruat	2040-3390	Siltst.	3.7	98
Phu Phan	3390-3623	Sand	5.2	95
Sao Khua	3623-5284	Sand and Siltst	3.59	93
Phra Wihan	5284-5591	Sand	4.1	96
Phu Kradung	5591-8618	Sand and Siltst	4.17	97
Upper Namphong	8618-9970	Siltst and Clyst	4.67	94
Lower Namphong	9970-11603	Sdnst., Clyst, siltst.	2.16	98
Kuchinarai Group	11603-12552	Sand B, siltst	1	100

8.14.3 การพบปิโตรเลียม

พบก๊าซเล็กน้อย (Trace) ที่หมวดหินน้ำพองตอนบน โดยที่ความลึก 9,966 ฟุต พบก๊าซสูงสุดที่ 1.54 Unit (1 Unit = 250 ppm) ในหมวดหินภูฉินารายณ์พบก๊าซชั้นสูงที่ความลึก 11,651, 11,663 และ 11,670 ฟุต ดังแสดงในตารางที่ 2.24

ตารางที่ 2.24 การพบปิโตรเลียมของหลุมสกล-1

Depth	Total Gas	C1	C2	C3	C4	C5	Formation
ft	units	ppm	ppm	ppm	ppm	ppm	
11651	3.2	640	-	-	-	-	Sandstone
11663	5.7	1140	-	-	-	-	Sandstone
11670	3.8	760	-	-	-	-	Sandstone

9. การพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

ถึงปัจจุบันมีการเจาะหลุมปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด 57 หลุม พบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ 4 แหล่ง คือ น้ำพอง ภู่ออม ดงมูล และย่านาง โดยคาดว่า มีปริมาณสำรองเริ่มต้นประมาณ 450, 700-2000, 100-200, และ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ขณะนี้แหล่งก๊าซน้ำพองและภู่ออมกำลังผลิตก๊าซธรรมชาติร่วมกันได้วันละ 140 ล้านลูกบาศก์ฟุต

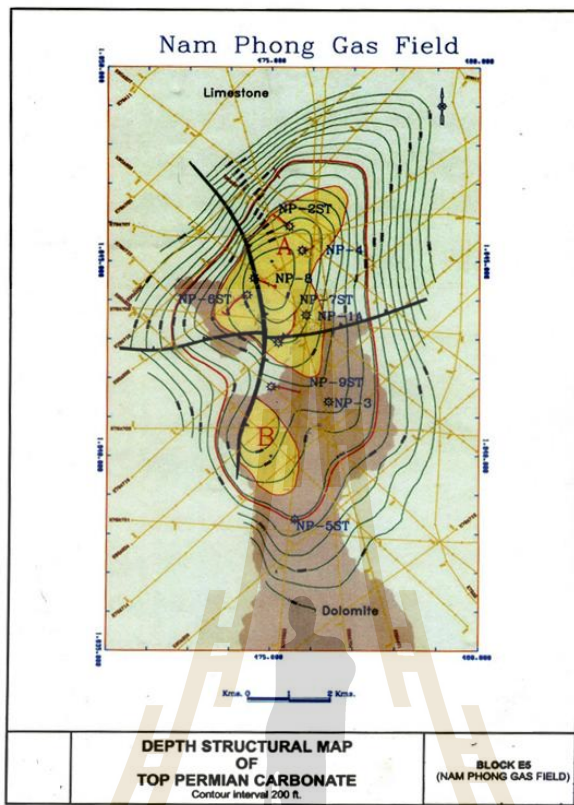
9.1 แหล่งก๊าซน้ำพอง

บริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. เจาะหลุมน้ำพอง -1 ที่อำเภอเมือง จังหวัดขอนแก่น ระหว่างวันที่ 12 เมษายน 2524 ถึง 15 กุมภาพันธ์ 2525 พบก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งก๊าซน้ำพอง มีการทดสอบอัตราการไหลจนประมาณปริมาณสำรองได้ประมาณ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (450 Bcf) หินกักเก็บ (Reservoir) เป็นหินปูนผานกเค้า ลักษณะของก๊าซเป็นก๊าซแห้ง (Dry gas) มีก๊าซมีเทน (CH₄) ประมาณ 96% คาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ≈ 2% และก๊าซไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H₂S) 400 ppm (part per million) จากนั้นก็มีการเจาะหลุมผลิตอีก 8 หลุมในเวลาต่อมาดังแสดงในตารางที่ 2.25:

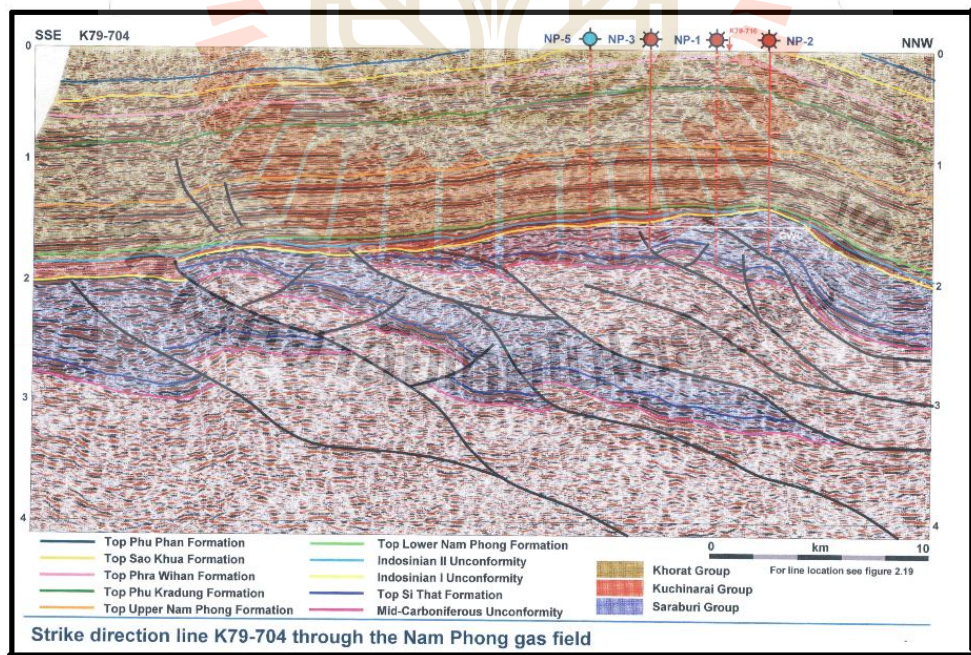
ตารางที่ 2.25 แสดงการเจาะหลุมผลิตและอัตราการไหล

หลุมก๊าซแหล่งน้ำพอง			
Well	Period	Well	อัตราการไหล
	Drilled	Status	ทดสอบวันละ
			(ล้าน ลบ.ฟุต)
			(MMSCFD)
NP1A	12เมย24-15กพ25	Production	32
NP2	11กพ-9ตค26	Production	18
NP3	15กค-10พย2532	Production	17
NP4	16พย32-13กพ33	Production	29
NP5	24กย33-21ตค33	Dry Well	
NP6	24ตค33-17เมย34	Production	>20
NP7	2541	Production	>20
NP8	6สค41-1ตค2541	Production	>20
NP9	16ตค41-26เมย42	Production	38

ภาพโครงสร้าง TOP PERMIAN แสดงในรูปที่ 2.11 และ ตำแหน่งหลุมเจาะแสดงในรูปที่ 2.12

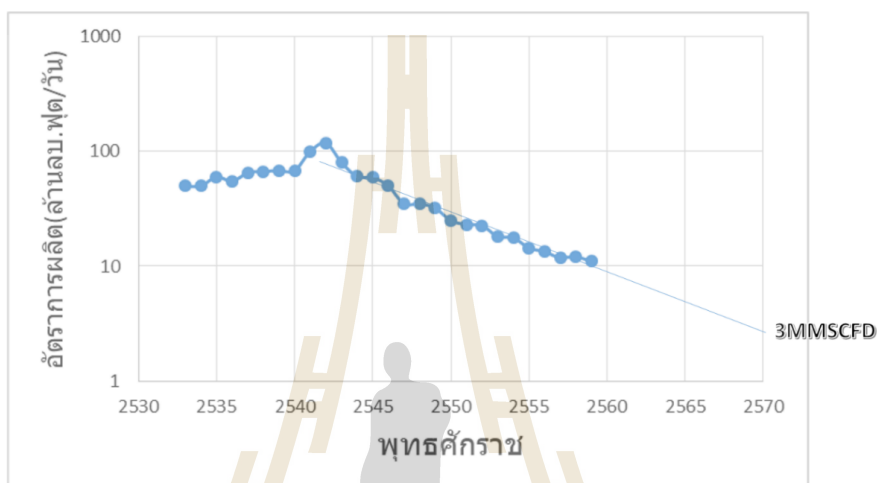


รูปที่ 2.11 ภาพโครงสร้าง TOP PERMIAN แหล่งน้ำพอง



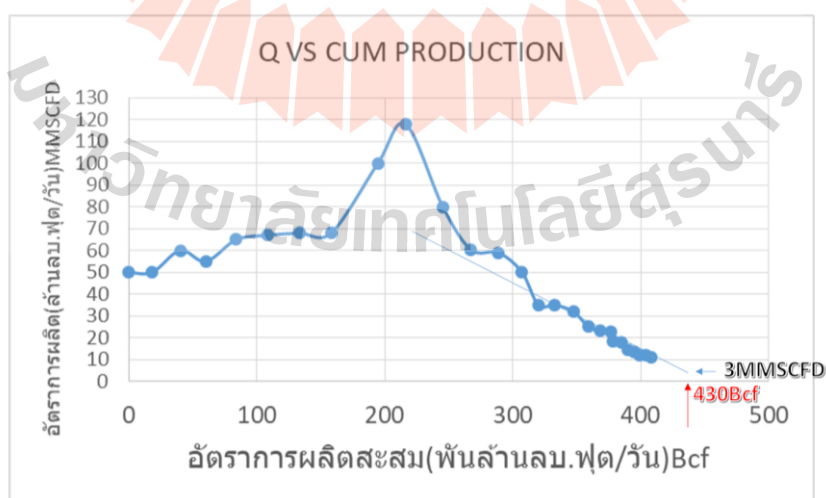
รูปที่ 2.12 แสดงตำแหน่งหลุมเจาะ

แหล่งก๊าซน้ำพองเริ่มผลิตเมื่อปี พ.ศ. 2533 ในช่วงแรกจะอัตราการผลิตอยู่เพียงวันละ 50-70 ล้านลูกบาศก์ฟุตจากหลุมผลิตเพียง 5 หลุม ส่งก๊าซให้กับโรงไฟฟ้าน้ำพองขนาด 710 เมกกะวัตต์ (Mw) ซึ่งประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบ Combined Cycle 2 ชุด แต่ละชุดจะมีก๊าซเทอร์ไบน์ (Gas Turbine Generator) 2 ตัว และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าไอน้ำ (Steam Turbine) 1 ตัว รวมแล้วใช้ก๊าซเติมกำลังได้ถึงวันละ 130 ล้านลูกบาศก์ฟุต (130 MMSCFD) แต่แหล่งน้ำพองเองเคยผลิตได้สูงสุดเพียงวันละ 118 ล้านลูกบาศก์ฟุต เป็นระยะเวลาช่วงสั้นๆหลังเจาะหลุมน้ำพอง-9 ในปี พ.ศ. 2542 ประวัติการผลิตก๊าซแหล่งน้ำพองแสดงในรูปที่ 2.13



รูปที่ 2.13 แสดงอัตราการผลิตก๊าซแหล่งน้ำพอง

รูปที่ 2.13 จะเห็นว่าถ้าบริษัทฯ จะหยุดผลิตที่วันละ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุต แหล่งก๊าซน้ำพองอาจสามารถผลิตไปได้ถึงปี พ.ศ. 2570 และการผลิตสะสมรวมจะเป็น 430 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Reserve = 430 Bcf) ดังแสดงในรูปที่ 2.14



รูปที่ 2.14 แสดงอัตราการผลิตและอัตราการผลิตสะสม

9.2 แหล่งก๊าซสินภูฮ่อม (Sinphuhorm)

แหล่งก๊าซสินภูฮ่อมถูกค้นพบโดยบริษัท Esso Udon Inc. ในปี พ.ศ. 2526 (หลุมภูฮ่อม-1 วันที่ 3 กุมภาพันธ์ - 25 มิถุนายน 2526) (เดิมชื่อแหล่งภูฮ่อม) ต่อมาโอนเป็นของ 4 บริษัท คือ Hess Thailand 35%, APICO LLC 35%, PTTEP 20% และ Exxon Mobil 10.0% และท้ายสุดบริษัท PTTEP ได้โอนหุ้นส่วนใหญ่เป็นของบริษัท PTTEP

แหล่งก๊าซสินภูฮ่อมเริ่มผลิตเดือนพฤศจิกายน พ.ศ.2548 ด้วยอัตราการผลิตวันละ 71 ล้านลูกบาศก์ฟุต ประวัติการเจาะหลุมภูฮ่อมแสดงในตารางที่ 2.26

ตารางที่ 2.26 การเจาะหลุมภูฮ่อม

หลุมก๊าซแหล่งสินภูฮ่อม			
Well	Period Drilled	Well Status	อัตราการไหลทดสอบวันละ (ล้าน ลบ.ฟุต) (MMSCFD) (capacity)
PH1	3กพ-28มิย2526	Test Well	22-4over31days
PH2	9 มีคถึง 6 กค 2532	Dry Well	
PH3	9 มิยถึง 26 สค2545	Suspended	
PH3ST	18 มิยถึง 30 เมย 2546	Production	45
PH4	9 มิยถึง 30 พย 2547	Production	60
PH5	มิย ถึง กย 2547	Production	45
PH6	13มคถึง15เมย2550	Gas(suspended)	4
PH7	27กยถึง31 ธค2549	Dry(no gas)	
PH7ST	27กย49ถึง9 พฤษภาคม50	Dry (suspended)	
PH10	27 ถึง 31 พฤษภาคม 2550	Hole pack off	
PH10ST	27พค ถึง 18สค2550	เริ่มผลิตDec 2007	10 to 15
South PH1	15กพ-5พค2551	P&A(ปิดหลุม)	small gas flow
SPHE-1ST	8กค ถึง 10พย 2556	Gas(Production)	50

หินกักเก็บก๊าซเป็นหินผานกเค้ายูคเปอร์เมียนตอนกลาง (Mid Permian Pha Nok Khao limestone and dolomites) ที่มีรอยแตกมากมาย แปลงสัมปทานและโครงสร้างแหล่งสินภูฮ่อม แสดงตามรูปที่ 2.15



RESERVES AND RESOURCES CERTIFICATE
FOR THE SINPHUHORM GAS FIELD AS OF 1st JANUARY

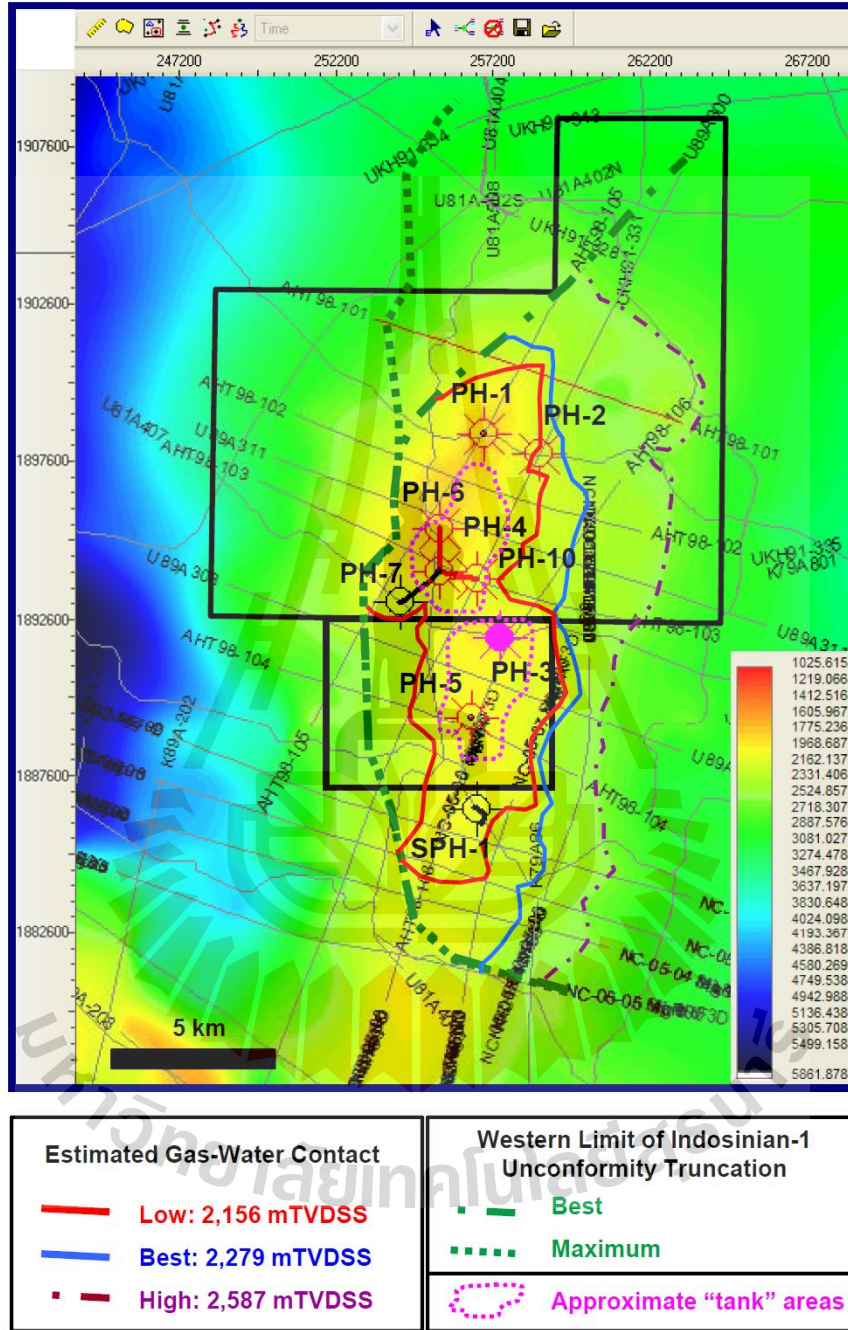
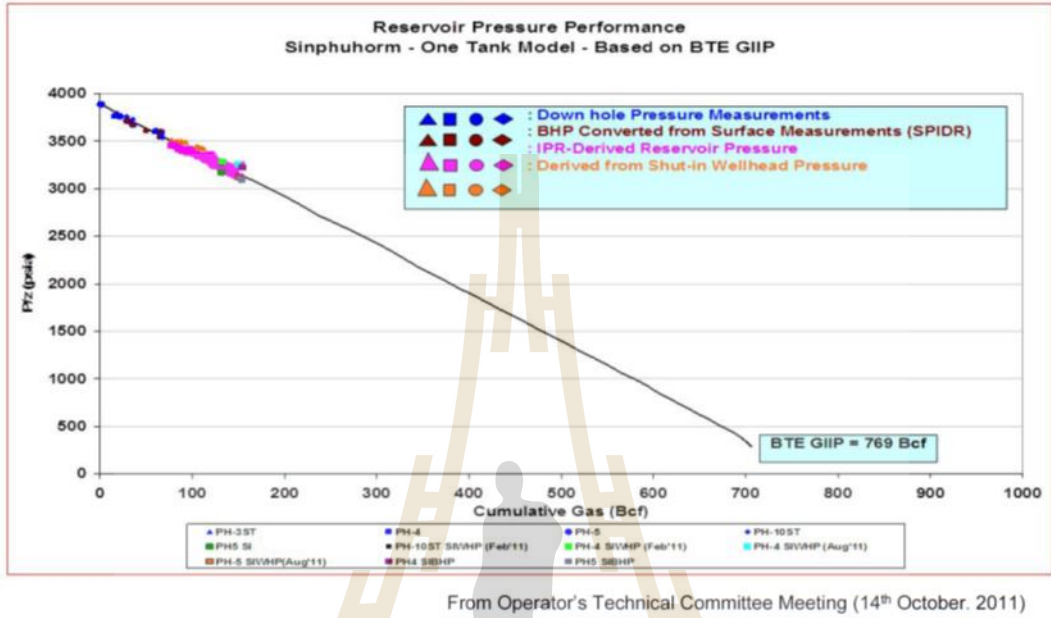


Figure 2-3 – Sinphuhorm Gas Field Top Structure Map (RPS)

รูปที่ 2.15 แปลงสัมปทานและโครงสร้างแหล่งสินภูฮ่อม (จาก RPS)

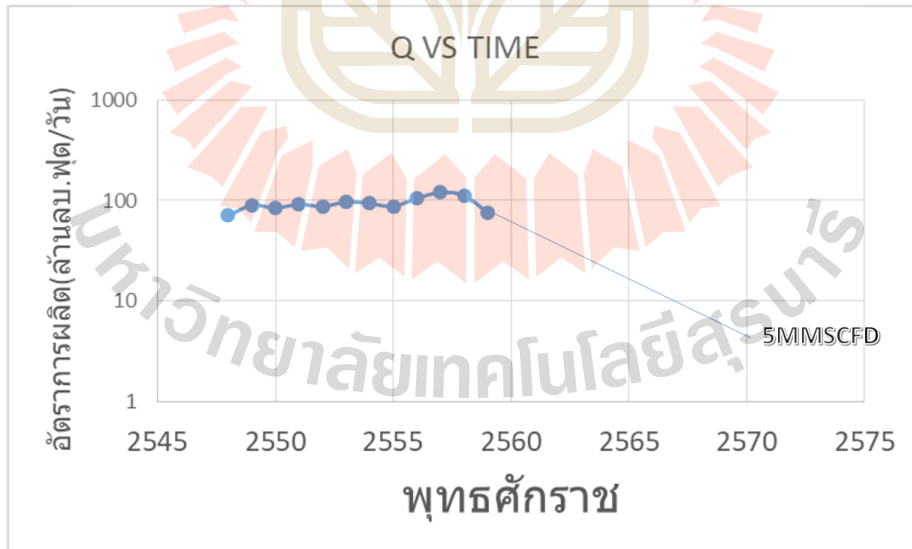
ปริมาณสำรองก๊าซแหล่งสินภู่อ้อมประมาณไว้ที่ 594-700 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Proved) P/Z VS Cumulative P
 roduction ถูกเขียนกราฟขึ้นเพื่อประมาณปริมาณสำรองตามรูปที่ 2.16

Figure 2.8 – Sinphuhorm Gas Field P/Z GIIP Estimate (Operator)

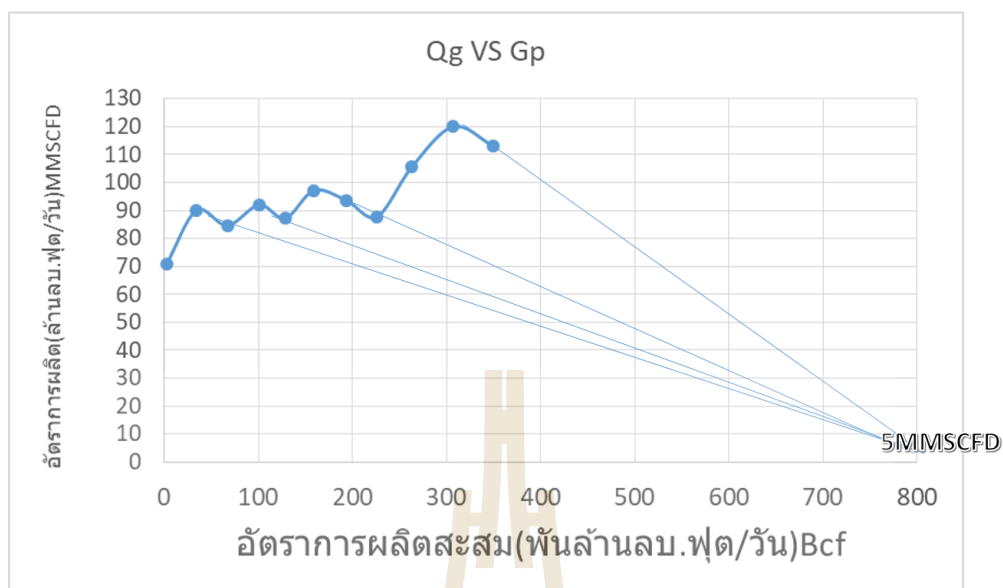


รูปที่ 2.16 แสดงกราฟระหว่าง P/Z กับ Cumulative production(จาก RPS)

ประวัติการผลิตก๊าซของแหล่งสินภู่อ้อมได้แสดงตามรูปที่ 2.17



รูปที่ 2.17 แสดงอัตราการผลิตก๊าซแหล่งสินภู่อ้อม



รูปที่ 2.18 แสดงอัตราการผลิตกับปริมาณการผลิตสะสม (Q VS Cumulative production)

จากรูปกราฟระหว่างอัตราการผลิตก๊าซกับเวลาและปริมาณการผลิตสะสม ถ้าเราจะหยุดผลิตที่วันละ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุต (5MMSCFD) ตามหลักการของ Exponential decline แหล่งก๊าซสินภู่อ้อมจะมีปริมาณสำรองเริ่มต้นประมาณ 750 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (750 Bcf) หรือมีปริมาณสำรองเหลือประมาณ 750-400 \approx 350 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Remaining Reserve \approx 350 Bcf) ซึ่งจะสามารถผลิตไปอีกถึงปี พ.ศ.2575 (15 ปีข้างหน้า)

9.3 แหล่งก๊าซดงมูล (Dong Mun)

แหล่งก๊าซดงมูลถูกค้นพบโดยบริษัท Esso เมื่อปี พ.ศ. 2533 โดยบริษัท Esso Exploration and Production Khorat Inc. เจาะหลุมดงมูล-1 ที่ ตำแหน่ง Latitude 16°47'37"N และ Longitude 103°11'52"E ระหว่างวันที่ 18 กุมภาพันธ์ ถึง 12 พฤษภาคม พ.ศ.2533 พบก๊าซธรรมชาติและได้ทดสอบอัตราการไหลโดยมีอัตราการไหลเริ่มแรกวันละ 23.63 ล้านลูกบาศก์ฟุต (23.63 MMSCFD) นาน 11.8 วัน อัตราการผลิตลดลงเหลือวันละ 4.24 ล้านลูกบาศก์ฟุต (4.24 MMSCFD) ชั้นหินกักเก็บก๊าซ คือ หินปูนผานกเค้า (ความลึก 2705.1-2797.9 mMD) บริษัท Esso ได้เจาะดงมูล-2 (17 พฤษภาคม- 8 สิงหาคม พ.ศ.2533) ไม่พบก๊าซที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ บริษัทจึงคืนพื้นที่ ต่อมาบริษัท APICO ขอสัมปทาน Block L27/43 เมื่อปี พ.ศ. 2543 แล้วจึงเจาะหลุมดงมูล-3 ระหว่างวันที่ 8 พฤศจิกายน พ.ศ.2550 – 31 มกราคม พ.ศ.2551 ไม่พบก๊าซธรรมชาติจึงปิดหลุม บริษัทประเมินว่าตำแหน่งที่เจาะไม่ใช่ตำแหน่งที่ถูกต้อง (นอกขอบแหล่งก๊าซ โครงสร้างต่ำ) จึงเจาะหลุมดงมูล 3 ST (ออกด้านข้าง) ไปยังยอดโครงสร้าง (Anticline) ของแหล่งก๊าซ (3 มกราคม – 2 กุมภาพันธ์ พ.ศ.2555) พบก๊าซธรรมชาติ ทดสอบอัตราการไหล 24 ชั่วโมง มีก๊าซไหลอัตราเฉลี่ยวันละ 15 ล้านลูกบาศก์ฟุต (15MMSCFD) ตอนแรกบริษัทประเมินปริมาณสำรองประมาณ 300 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (300 Bcf) แต่ต่อมาบริษัทคาดว่าปริมาณสำรองอย่างต่ำ 96 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (96 Bcf) (APICO เป็นผู้ให้ข่าว) บริษัทจะลงทุนประมาณ 6,774 ล้านบาท โดยจะผลิตก๊าซเริ่มต้นวันละ 14

ล้านลูกบาศก์ฟุต (14 MMSCFD) รัฐจะได้ผลประโยชน์จากโครงการนี้ 3,095 ล้านบาท (ร้อยละ 60 ของกำไร) ส่วนบริษัทจะได้รับผลตอบแทนหลังลงทุนประมาณ 2,066 ล้านบาท (ร้อยละ 60 ของกำไร) จนถึงปัจจุบันก็ยังไม่มีการผลิตจากแหล่งดังกล่าว

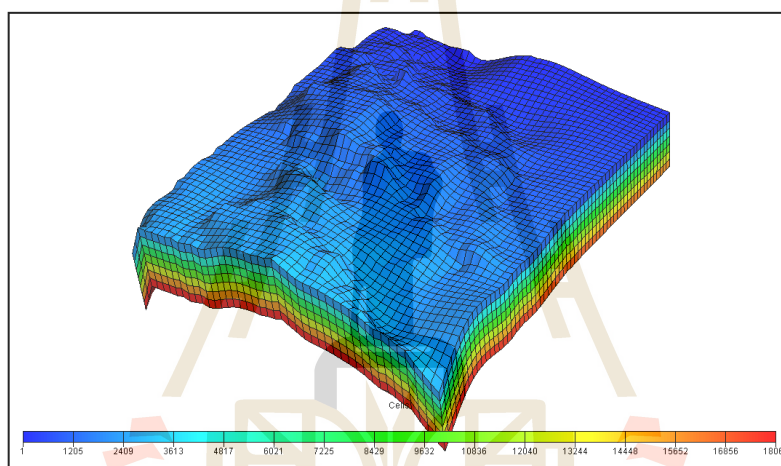
ตารางที่ 2.27 ข้อมูลหลุมเจาะทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

WELL DRILLED IN THE NORTHEASTERN THAILAND													
Well NO.	OPERATOR	Field	Location		Well Name	Year	SPUD DATE	Release Date	Depth (m.)	RESULT	Cost(US\$)	Well Coat/Meter (US\$/m)	Rig
			Latitude	Longitude									
1	UNION OIL	KUCHINARAI	16°42'36"N	104°04'07"E	KUCHINARAI-1	1971	13-พ.ย.-71	17-เม.ย.-72	3,356	Dry			
2	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG	16°40'38"N	102°46'22"E	NAMPHONG-1	1981	12-พ.ค.-81	15-ก.ย.-81	4,106	GAS			
3	ESSO EXPLORATION AN	CHONNABOT	15°52'49"N	102°26'35"E	CHONNABOT-1	1982	27-ก.พ.-82	22-ก.ย.-82	3,601	Trace GAS			
4	ESSO EXPLORATION AN	KASSETSOMBUN	16°12'30"N	101°55'45"E	KASSETSOMBUN-1	1982	14-ค.ค.-82	11-ธ.ค.-82	2,348	Dry			
5	ESSO UDON	PHUHORM	17°09'38"N	102°42'47"E	PHUHORM-1	1983	3-ก.พ.-83	28-ก.ย.-83	3,833	GAS,Low rate			
6	ESSO EXPLORATION AN	YANGTALAT	16°19'47"N	103°24'49"E	YANGTALAT-1	1983	14-ก.พ.-83	1-ก.ค.-83	4,279	Dry			
7	ESSO EXPLORATION AN	SITHAT	17°06'33"N	103°14'17"E	SITHAT-1	1983	9-ก.ค.-83	30-ธ.ค.-83	4,059	Trace GAS			
8	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG	16°41'57"N	102°45'56"E	NAMPHONG-2	1983	11-ก.ค.-83	9-ธ.ค.-83	3,973	GAS			
9	ESSO UDON	PHUPHRA	17°14'24"N	103°50'43"E	PHUPHRA-1	1984	7-มี.ค.-84	8-มี.ค.-84	2,670	Dry			
10	ESSO SAKON	NONSUNG	16°02'37"N	104°35'35"E	NONSUNG-1	1984	7-มี.ย.-84	10-พ.ย.-84	4,328	Dry			
11	ESSO UDON	PHUHORM	17°09'19"N	102°43'45"E	PHUHORM-2	1989	9-มี.ค.-89	6-ก.ค.-89	3,657	Dry			
12	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG	16°39'22"N	102°46'43"E	NAMPHONG-3	1989	15-ก.ค.-89	10-พ.ย.-89	3,571	GAS			
13	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG	16°41'32"N	102°46'28"E	NAMPHONG-4	1989	16-มี.ย.-89	13-ก.พ.-90	3,745	GAS			
14	ESSO EXPLORATION AN	DONGMUN	16°47'37"N	103°11'52"E	DONGMUN-1	1990	18-ก.พ.-90	12-ก.ค.-90	3,474	GAS			
15	ESSO EXPLORATION AN	DONGMUN	16°45'42"N	103°18'27"E	DONGMUN-2	1990	17-พ.ค.-90	8-ธ.ค.-90	3,654	Dry			
16	ESSO EXPLORATION AN	PHUKAO	16°59'36"N	102°33'03"E	PHUKAO-1	1990	13-ส.ค.-90	20-ก.ย.-90	2,345	Dry			
17	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG	16°37'31"N	102°46'19"E	NAMPHONG-5	1990	24-ก.ย.-90	21-ธ.ค.-90	3,662	DRY			
18	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG	16°40'38"N	102°45'16"E	NUMPHONG-6	1990	25-ธ.ค.-90	17-เม.ย.-91	3,546	GAS			
19	Texaco Exploration	DAORUANG	16°27'20"N	102°10'42"E	DAORUANG-1	1993	4-เม.ย.-93	21-ค.ค.-93	2423.042	TRACE GAS	7,176,235	2962	DT#T31
20	Total Khorat	PHULOP	17°11'48"N	103°34'04"E	PHULOP-1	1993	13-พ.ค.-93	15-ก.ค.-93	2,500	Dry			
21	Unocal Petroleum	KHAMPALAI	16°43'35"N	104°39'30"E	KHAMPALAI-1	1963	24-มี.ย.-63	3-ก.ย.-63	2,721	Dry			
22	Thai Shell Company	LAMPOA	16°50'34"N	103°35'19"E	LAMPOA-1	1963	23-ก.ค.-93	6-ค.ค.-93	3,411	Dry			
23	Unocal Petroleum	SAKHON	17°16'06"N	104°03'18"E	SAKHON-1	1993	15-ก.ย.-93	16-ธ.ค.-93	3,825	Dry			
24	Unocal Petroleum	HUAYMOK	16°36'10"N	104°36'11"E	HUAYMOK-1	1993	23-ธ.ค.-93	11-มี.ค.-94	2,741	Dry			
25	Unocal Petroleum	MUKDAHAN	16°36'48"N	104°32'41"E	MUKDAHAN-1	1994	25-เม.ย.-94	18-มี.ย.-94	2,290				Deutag T-64
26	ESSO EXPLORATION AN	NUMPHONG			NUMPHONG-7				3,154				
27	AMERADA HESS	PHUWIANG	15°33'00.836"	102°26'30.667"	PHUWIANG-1	1997	18-ก.ย.-97	13-ก.ค.-98	4,024	Traces of Gas			
28	Cairn Energy	SITHAT	17°02'41.765"	103°07'31.266"	SITHAT-2	1998	16-มี.ย.-98	19-ส.ค.-98	2,800	Gas			
29	ESSO EXPLORATION AN	NAMPHONG	16°40'59.2"N	102°45'58.9"E	NAMPHONG-8	1998	6-ส.ค.-98	1-ธ.ค.-98	3,408	Gas			
30	ESSO EXPLORATION AN	NAMPHONG	16°39'30.3"N	102°18'07.282"	NAMPHONG-9	1998	16-ธ.ค.-98	26-เม.ย.-99	3,442	Gas pre-production			
31	FOREST OIL INTERNATI	PHUDIN	16°15'34.766"	102°18'07.282"	PHUDIN-1	2000	27-เม.ย.-00	11-พ.ค.-00	1,020	Dry adandoned			
32	AMERADA HESS	PHUHORM	17°06'12.64"	102°43'05.606"	PHUHORM-3	2002	9-มี.ย.-02	26-ส.ค.-02	2,478	Suspended			
33	AMERADA HESS	PHUHORM	17°06'12.64"	102°43'05.606"	PHUHORM-3ST	2003	30-เม.ย.-03	18-มี.ย.-03	2,695	Gas			
34	AMERADA HESS	PHUHORM			PHUHORM-4	2004	9-มี.ย.-04	22-ค.ค.-04	2,621	Gas	6363755	2428	Deutag T-48
35	AMERADA HESS	PHUHORM			PHUHORM-5	2004	18-มี.ย.-04	26-ก.ย.-04	2,951	Gas	7107036	2408	Deutag T-49
36	HESS	PHUHORM	17°04'51.5"N	102°42'36.7"E	PHUHORM-7	2006	27-ก.ย.-06	31-ธ.ค.-06	3,001	Gas			
37	HESS	PHUHORM	17°07'18.716"	102°42'0.5"E	PHUHORM-7ST	2006	27-ก.ย.-06	9-พ.ค.-07	3,837	Dry (suspended)	14679501	3826	Ensing Rig 41
38	HESS	PHUHORM	17°07'19.033"	102°42'0.63"E	PHUHORM-6	2007	13-มี.ค.-07	15-เม.ย.-07	3,542	Gas (suspended)	11655698	3291	Ensing Rig 42
39	HESS	PHUHORM	17°07'18.543"	102°42'00.433"	PHUHORM-10	2007	27-พ.ค.-07	31-พ.ค.-07	259	Hole pack off			
40	HESS	PHUHORM	17°07'18.543"	102°42'00.433"	PHUHORM-10ST	2007	28-พ.ค.-07	18-ส.ค.-07	3,307	Gas	10172226	3076	Ensing Rig 42
41	APICO	DONGMUN	16°47'22.69"	103°13'14.53"E	DONGMUN-3	2007	8-พ.ย.-07	31-มี.ค.-08	3,127	Dry	11673305	3733	Ensing-16
42	APICO KHORAT	PHUHORM	17°03'02.050"	102°42'49.51"E	SOUTH PHUHORM	2008	15-ก.พ.-08	5-พ.ค.-08	3,229	Gas (very low)	12543985	3885	Ensing-16
43	APICO KHORAT	PHUKHENG	16°54'30.51"	103°05'39.983"	PHUKHENG-1	2009	2-ก.ค.-09	1-ก.ย.-09	2,405	Dry	8069315	3355	Century-26
44	APICO KHORAT	SITHAT	17°05'59.483"	103°09'38.344"	SITHAT-3		14-ก.ย.-09	31-ธ.ค.-09	2,371	Dry			
45	APICO KHORAT	SITHAT	17°05'59.483"	103°09'38.344"	Si-That-3st	2009	14-ก.ย.-09	25-พ.ย.-09	3,150	Traces of Gas	9360653	2972	Century-26
46	TATEX				TEW-B(ST1)	2010	25-ก.ย.-10	13-ธ.ค.-10	3,308	Dry	9777100	2956	Weaterford 82
47	TATEX				TEW-E	2010	24-ธ.ค.-10	31-มี.ค.-11	4,580	Gas	12455093	2719	Weaterford 82
48	PTTEP	RATTANA			Rattana-1ST	2010	24-ธ.ค.-10	30-ธ.ค.-11	3,728	Water&Gas (S)	43601711	1823	Aztec-16
49	SALAMANDER	DAORUANG			Doa Ruang-2	2011	16-มี.ค.-11	14-เม.ย.-11	2,781	Gas (Subcomm)	13929500	5009	MB Century-26
50	SALAMANDER	DAORUANG	5°28'4.4285"	102°10'25.7876"	Doa Ruang-3ST	2011	25-เม.ย.-11	16-ก.ค.-11	2,390	Dry (Gas show)	13005394	5442	MB Century-26
51	APICO KHORAT	DONGMUN			Dong Mun-3ST	2012	3-มี.ค.-12	2-ก.พ.-12	3,010	Gas	6760563	2246	Century-26
52	APICO KHORAT		17 05 37.827"	102 45 15.415"	SPHE-ST	2013	8-ก.ค.-13	8 Jul - 31 Oct	3,530	Gas 50MMSCFD			AD-2
53	Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd				YPT-2	2013	4-ก.พ.-13	6-มี.ย.	4,150	Dry			SINOPEC 50765
54	Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd		15 17 25.214"	103 02 07.182"	YPT-1	2013	23-พ.ค.-13	May-28 Aug	3,621	Gas (suspended)			Sinopec 50106
55	PTTEP	RATTANA			Rattana-2	2013	25-พ.ค.-13	25 May-15 Jun	999	Dry			Elite-03
56	Shaanxi		15 19 35.928"	103 03 40.591"	YPT-3	2013	29-มี.ย.-13	20-ก.ค.-13	4,200	Gas (suspended)			Sinopec 50765
57	Apico(Khorat) Ltd.				SPHE-1ST	2013	8-ก.ค.-13	10-Nov-13	2,621	Gas 50MMSCFD			
58	Tatex Thailand III, LLC				TEW-K	2013	14-ค.ค.-13	31-Dec-13	3,148	Dry			
59	TIPIP				CTR-3	2013	30-พ.ย.-13	6-เม.ย.-14	4,004	Trace Gas (Suspended)			Sinopec50765
60	TIPIP				CTR-2	2014	5-ส.ค.-14	30-มี.ค.-15	4,600	Trace Gas (Suspended)			Sinopec50765
61	Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd				YPT-7	2015	23-ส.ค.-15	2-มี.ค.-16	3,729	Gas (Suspended)			Sinopec50106
62	Yanchang Petroleum(Thailand)Co.Ltd				YPT-10	2015	8-ธ.ค.-15	16-มี.ค.-16	3,234	dry			Sinopec50765

10. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

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

Schlumberger (1999), การจำลองคอมพิวเตอร์ แหล่งก๊าซธรรมชาติด้วย Eclipse Reservoir Simulator สามารถคาดการณ์อัตราการผลิตและปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังรูปที่ 2.19



รูปที่ 2.19 แสดงรูปจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติ

Rattanapranudej S and Trisarn, K (2004), วัดหาความพรุนและซึมผ่าน (porosity and permeability) ของหินทรายยุค Tertiary (ภาคกลาง) ที่ห้องปฏิบัติการมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีได้ค่าประมาณ 2-36% และ 0.02-23 md ตามลำดับดังตัวอย่างหินทรายและการวัดในรูปที่ 2.20 และ 2.21

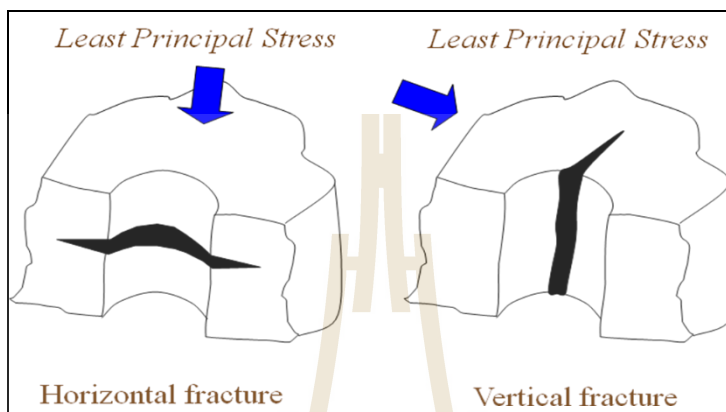


รูปที่ 2.20 แสดงตัวอย่างหินทรายยุค Tertiary (ภาคกลาง)



รูปที่ 2.21 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 2.22



รูปที่ 2.22 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) น้อยกว่า 0.6 md.

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

Mahattanachai, T. (2011) มีศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในแปลงสัมปทานใหม่ที่พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ตามรูปที่ 1.3 ปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 100 - 400 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต จะคุ้มค่าต่อการลงทุนภายใต้ Fiscal Regime Thailand III

Trisarn, K (2011), ประเมินศักยภาพและความเสี่ยงปิโตรเลียมของในหินเปอร์เมียนคาร์บอนตภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ 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) วัตถุประสงค์หาความพรุนและซึมผ่าน (porosity and permeability) ของหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช ได้ค่าประมาณ 2-8 % และ 0.005- 1 md ตามลำดับ จากผลการเจาะสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการพบก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราชหลายหลุมแต่ไม่ผู้ใดให้ความสนใจ จนกระทั่งระยะหลังเมื่อไม่กี่ปีที่ผ่านมา กรรมวิธีที่เรียกว่า Hydraulic fracturing ได้ถูกพัฒนาจนประสบความสำเร็จ เมื่อผนวกเข้ากับวิธีขุดเจาะตามแนวนอน (Horizontal drilling) ทำให้สามารถผลิตก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่น (Tight-sand gas) ที่ต้นทุนต่ำลงมาก และได้ปริมาณมากขึ้นด้วย จึงมีผู้สนใจถึงศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินทรายเนื้อแน่นชุดโคราช เพื่อพัฒนาเป็นแหล่งปิโตรเลียมใหม่

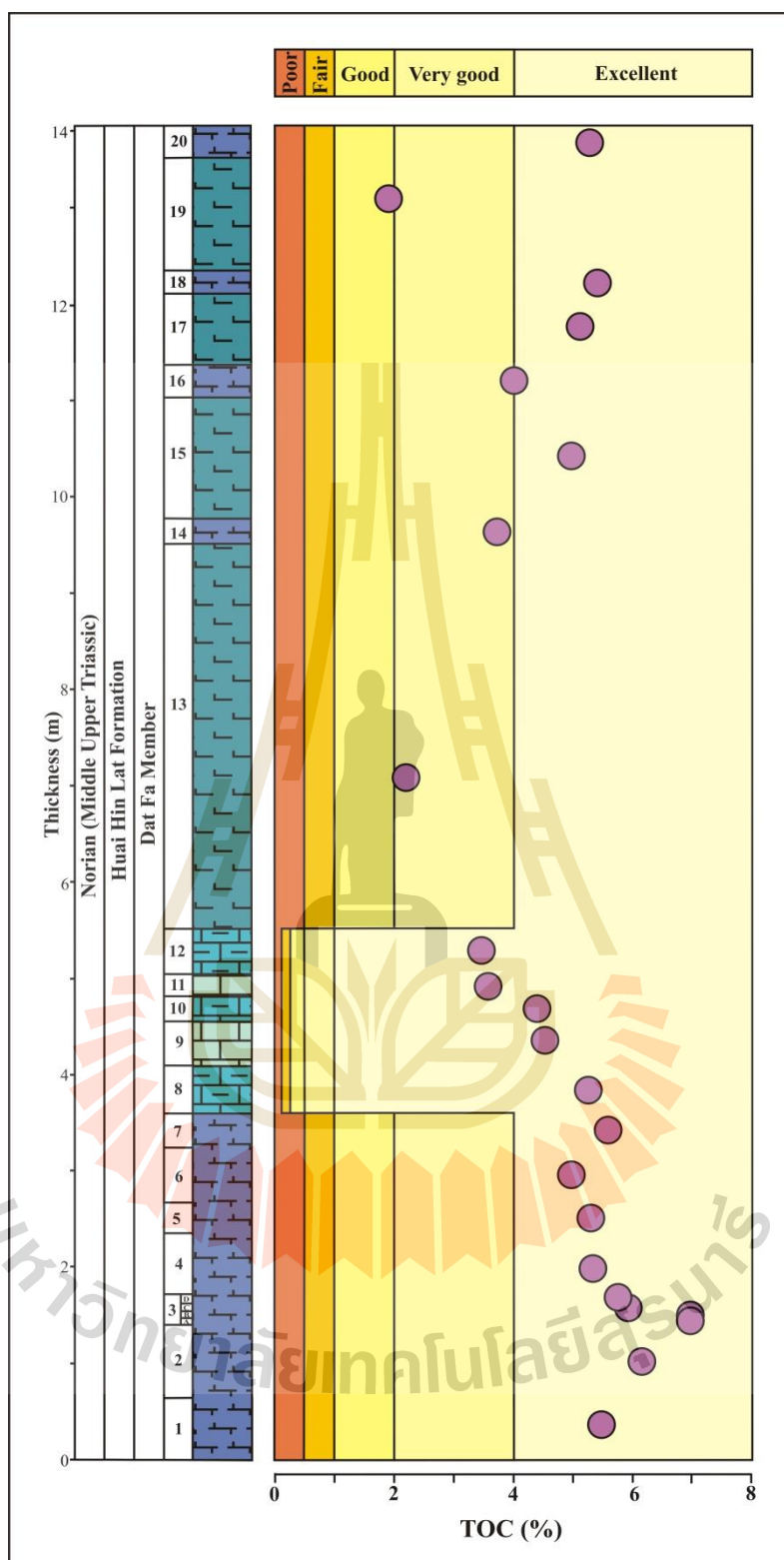
อาศัยไร่ (2557) อภิปรายว่า การวิเคราะห์ธรณีเคมีของไฮโดรคาร์บอนจะอธิบายศักยภาพของหินต้นกำเนิด ในการศึกษาบริเวณหนองทราย แอ่งซับพลู บ่งชี้ว่า ค่าอินทรีย์คาร์บอนรวม (TOC) อยู่ในเกณฑ์ที่สูง ซึ่งอยู่ในช่วง 1.09-7.06% และค่าเฉลี่ยที่ 4.86% ตามตารางด้านล่าง

ตารางที่ 2.28 ค่า TOC เปรียบเทียบกับ T_{max} , S_1 , S_2 และ S_3 ทดสอบโดย Rock-Eval pyrolysis บริเวณบ้านหนองทราย แอ่งซับพลู หมวดหินห้วยหินลาด (อาศัยไร่, 2557)

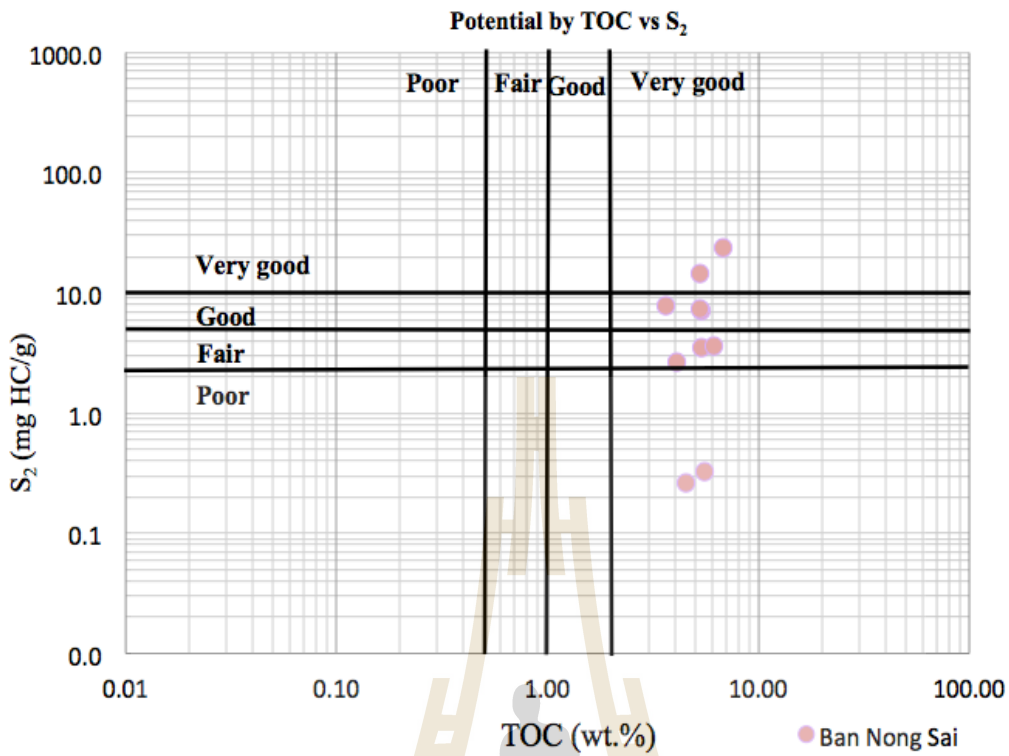
Bed	TOC (%)	T_{max} (°C)	Pyrolysis (mg/g rock)		
			S_1	S_2	S_3
20	5.33	444	0.03	3.51	0.77
19	1.9	-	-	-	-
18	5.39	443	0.04	7.12	0.53
17	5.07	-	-	-	-
16	4.07	443	0.04	2.65	0.57
15	4.95	-	-	-	-
14	3.67	447	0.18	7.94	0.3
13	2.34	-	-	-	-
12	3.48	-	-	-	-

ตารางที่ 2.28 ค่า TOC เปรียบเทียบกับ T_{max}, S₁, S₂ และ S₃ ทดสอบโดย Rock-Eval pyrolysis บริเวณบ้านหนองทราย อำเภอซับพลู หมอฉิมพูนห้วยหินลาด (อาศัยไร่, 2557) (ต่อ)

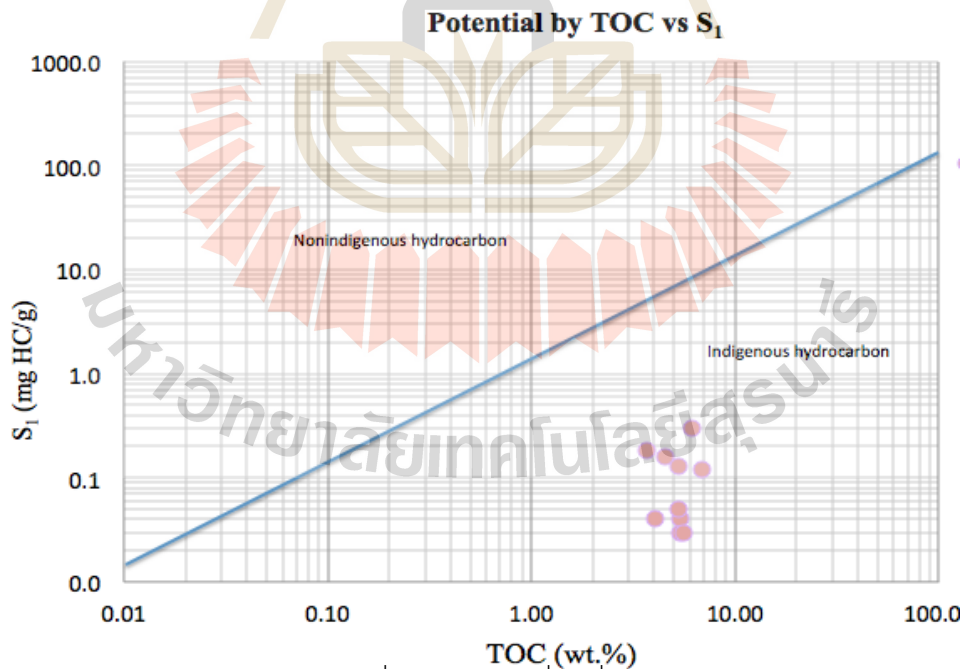
Bed	TOC (%)	T _{max} (°C)	Pyrolysis (mg/g rock)		
			S ₁	S ₂	S ₃
11	3.61	-	-	-	-
10	4.51	445	0.16	0.26	0.21
9	4.53	-	-	-	-
8	5.33	-	-	-	-
7	5.56	444	0.03	0.33	0.44
6	4.98	-	-	-	-
5	5.27	447	0.05	7.26	0.36
4	5.31	451	0.13	14.34	0.23
3D	5.81	-	-	-	-
3C	6.01	-	-	-	-
3B	7.06	-	-	-	-
3A	6.93	448	0.12	23.91	0.74
2	6.15	445	0.03	3.63	0.9
1	5.37	-	-	-	-



รูปที่ 2.23 การจำแนกศักยภาพหินต้นกำเนิดของบ้านหนองทรายโดยเทียบค่าอินทรีย์คาร์บอนรวม (TOC)



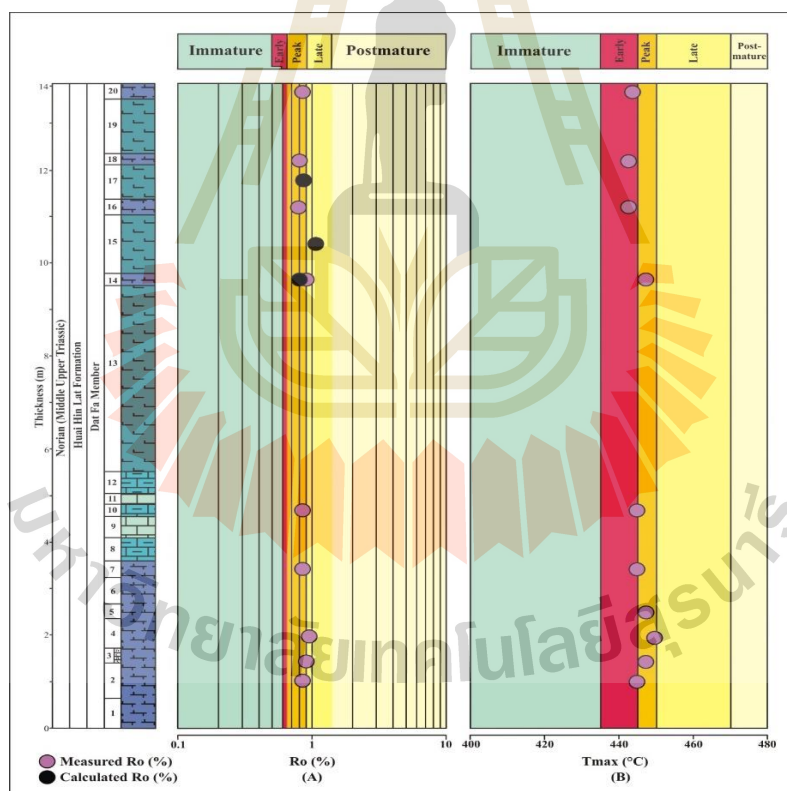
รูปที่ 2.24 กราฟระหว่างค่า TOC และ S_2 แสดงคุณภาพของอินทรีย์วัตถุของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู



รูปที่ 2.25 กราฟระหว่าง S_1 และ TOC เพื่อแสดงการเคลื่อนที่ของไฮโดรคาร์บอนของบ้านหนองทราย, แอ่งซับพลู

ตารางที่ 2.29 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 2.26 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).

Acid fracturing

การทำการละลายด้วยกรดที่หลุมน้ำพอง 4

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

ตารางที่ 2.30 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

11. ระบบปิโตรเลียมของโครงสร้าง จัตูรัส ลีคิว และ ดอนไพร (Chatturat, Dan Khun Tod, Si Kew and Don Phrai)

11.1 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

11.2 คุณสมบัติและการประเมินหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source-rock Characters and Evaluation)

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

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

11.3 คุณสมบัติและการประเมินหินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir-rock Characters and Evaluation)

โครงสร้างบริเวณนี้มีหินกักเก็บที่เป็นเป้าหมายหลัก คือ หมวดหินผานกเค้ายุคเพอร์เมียน เป็นหินปูนและโดโลไมท์ (Limestone and dolomite) โดยการวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุม SUT (นามสมมุติ ขอสงวนชื่อเพราะยังเป็น Confidential) มีค่าความพรุน (porosity) 0.1-5.23% ค่าความซึมผ่าน (permeability) ได้ 0.001-0.03 mD ข้อมูลจากหลุมเจาะอื่นๆและหินโพล ค่าความพรุนเฉลี่ย (average matrix porosity) 4% และเมื่อพบก๊าซธรรมชาติแล้วก็จะทำหินแตกด้วยกรด (Acid Fracturing) จะทำให้ผลิตก๊าซได้ดียิ่งขึ้น เช่นที่แหล่งก๊าซน้ำพองที่ความลึก 3,115-3,123 เมตร ทดสอบอัตราการไหลของก๊าซได้ 27.6 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน (MMSCF/Day) แสดงว่าหินคาร์บอนเนตยุคเพอร์เมียนจะเป็นหินกักเก็บที่ดี

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

ผลการวิเคราะห์ค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านได้ของตัวอย่างหิน

ตารางที่ 2.31 สรุปผลการวัดค่าความพรุนและค่าความซึมผ่าน

Table 2.31.1: 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					Grain		Permeability		Lithology
Core No.	Depth (metre)	Diameter (cm.)	Length (cm.)	Weight (gm)	Porosity (%)	Density (g/cc)	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	

Table 2.31.2: 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					Grain		Permeability		Lithology
Core No.	Depth (metre)	Diameter (cm.)	Length (cm.)	Weight (gm)	Porosity (%)	Density (g/cc)	ambient (md)	Overburden (md)	
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 & LS.
Average					3.0548	2.7102	0.01129	0.00026	

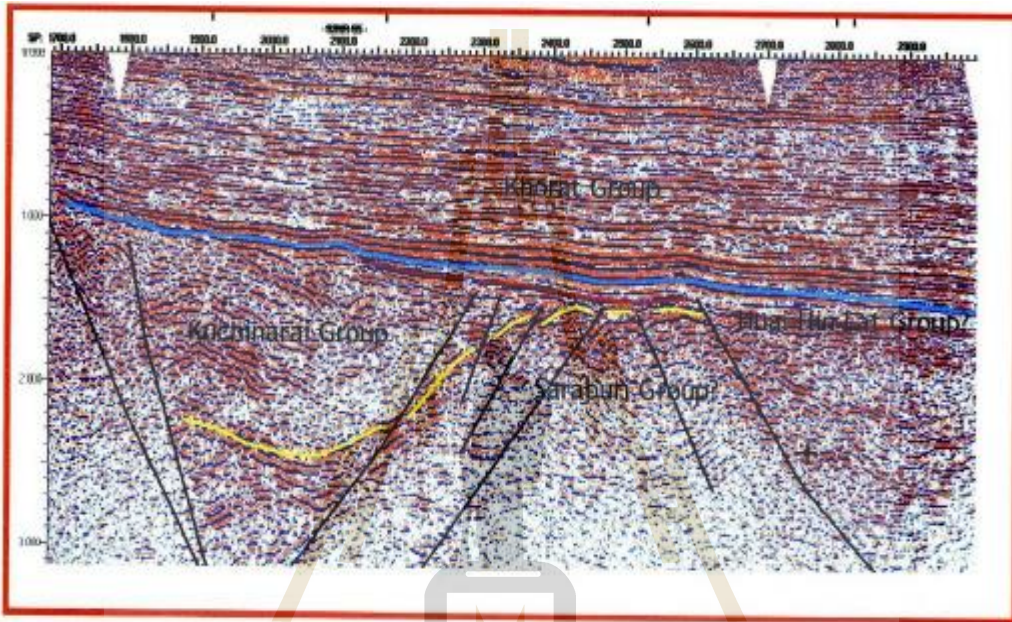
11.4 หินปิดกั้น (seal) และโครงสร้างกักเก็บ(Trap and Structure)

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

การกักเก็บ (trap)

โครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมในการกักเก็บปิโตรเลียมบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือประกอบด้วย

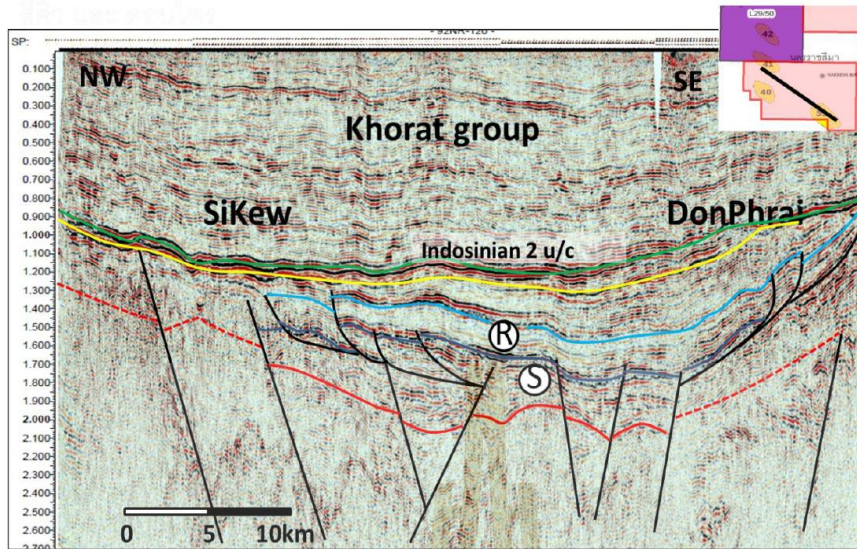
- 1) รอยผิวดิวิสัยผิวดมระหว่างกลุ่มหินสระบุรียุคเพอร์เมียน และกลุ่มหินห้วยหินลาดยุค ไทรแอสซิก
- 2) การกักเก็บในพืดหินปะการังอายุเพอร์เมียน
- 3) โครงสร้าง half-graben ของหินเพอร์เมียนคาร์บอนเนตและหินไทรแอสซิกที่ถูกปิดทับโดยหินโคราช
- 4) โครงสร้าง anticlines ของหินไทรแอสซิกและหินโคราชที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี



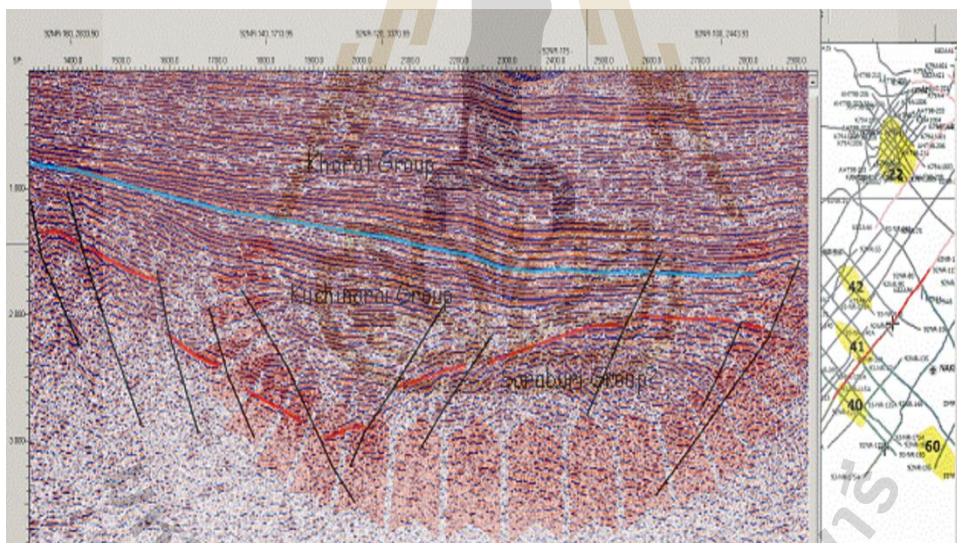
รูปที่ 2.27 ภาพชั้นหินจากการวัดคลื่นไหวสะเทือน

สีคิ้ว (Si Kew)

โครงสร้างสีคิ้ว เป็นโครงสร้างที่อยู่ด้านตะวันตกเฉียงเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตกเฉียงใต้ ครอบคลุมพื้นที่บริเวณ อ. สีคิ้ว จ.นครราชสีมา ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนแสดงให้เห็นว่าโครงสร้างมีแนวแกนทิศตะวันตกเฉียง-ตะวันออกเฉียงใต้เช่นเดียวกับโครงสร้างลำพระเพลิง โครงสร้างนี้จะเป็นส่วนที่เป็น buried hill ของกลุ่มหินสระบุรีที่อยู่ลึกที่สุดของแอ่งกิ่งกราเบนยุคไทรแอสซิกและกลุ่มหินโคราชที่หนาที่สุด ดังนั้นโครงสร้างนี้อาจมีปัญหาอยู่ที่ว่าหากปิโตรเลียมเกิดขึ้นแล้วไหลขึ้นสู่ที่สูงกว่า ดังนั้นจึงมีความเป็นไปได้มากน้อยแค่ไหนที่ปิโตรเลียมจะไหลมากักเก็บที่โครงสร้างนี้ แต่อย่างไรก็ตามต้องมีการศึกษา buried history บริเวณนี้ให้มากขึ้น จากการศึกษาของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โครงสร้างสีคิ้ว น่าจะเหมาะสมสามารถกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี โดยโครงสร้างนี้มีกลุ่มหิน สระบุรีคือ หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks) เป็นหินต้นกำเนิด(Source) และ หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ยุคเปอร์เมียน (Permian Carbonate) เป็นหินกักเก็บ(Reservoir) และหินยุค Triassic หมวดหินกลุ่มหินกุฉินารายณ์ (Kuchinarai) เป็นหินปิดกั้น(Seal cap rock) จึงน่าจะประสบความสำเร็จได้ดี



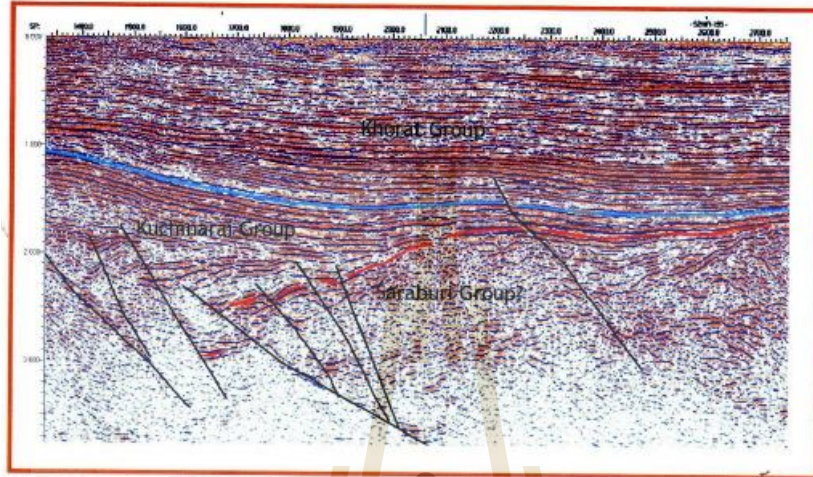
รูปที่ 2.28 คลื่นไหวสะเทือน block L21/57 ของแหล่งกักเก็บสีคิ้วและดอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)



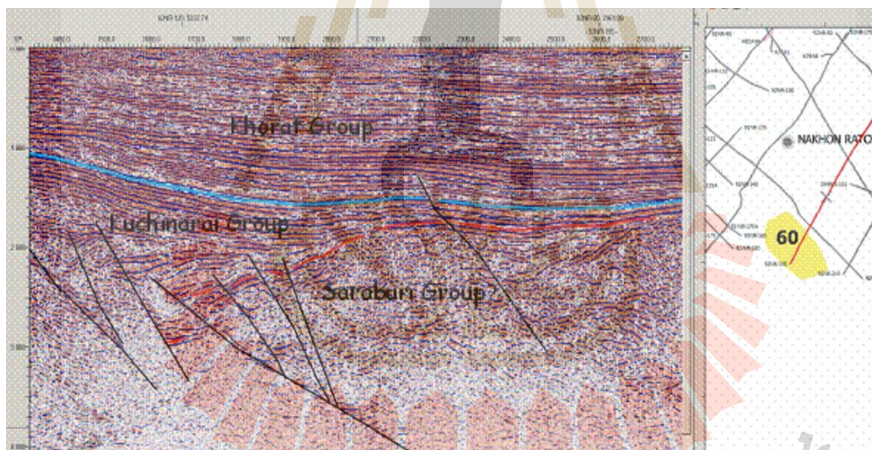
รูปที่ 2.29 คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บสีคิ้ว (Department of Mineral Fuels, 2013)

โครงสร้างดอนไพร อยู่บริเวณทิศเหนือของขอบที่ราบสูงโคราชด้านตะวันตก ตั้งอยู่ทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างลำพระเพลิง ครอบคลุมพื้นที่บริเวณระหว่าง อ. คอนบุรี และ อ. โชคชัย จ. นครราชสีมา โครงสร้างวางตัวแนวทิศตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ ข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน แสดงให้เห็นกลุ่มหินโคราชที่หนาปิดทับบนกลุ่มหินกุฉินารายณ์ที่มีแอ่งอยู่ด้านตะวันตกเฉียงใต้ บริเวณที่บางของกลุ่มหินกุฉินารายณ์มีความเป็นไปได้ที่จะเป็นกลุ่มหินสระบุรีมีเป็นรูปประทุนคว่ำ นอกจากนี้โครงสร้างนี้มีรอยเลื่อนมาเกี่ยวข้องอีกด้วย เนื่องจากบริเวณนี้มีข้อมูล น้อยมากจึงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติม ซึ่งโครงสร้างอาจต่อเนื่องมาจากโครงสร้างลำพระเพลิงก็ได้ จากการศึกษาของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ โครงสร้างดอนไพร น่าจะเหมาะสมสามารถกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี โดยโครงสร้างนี้มี

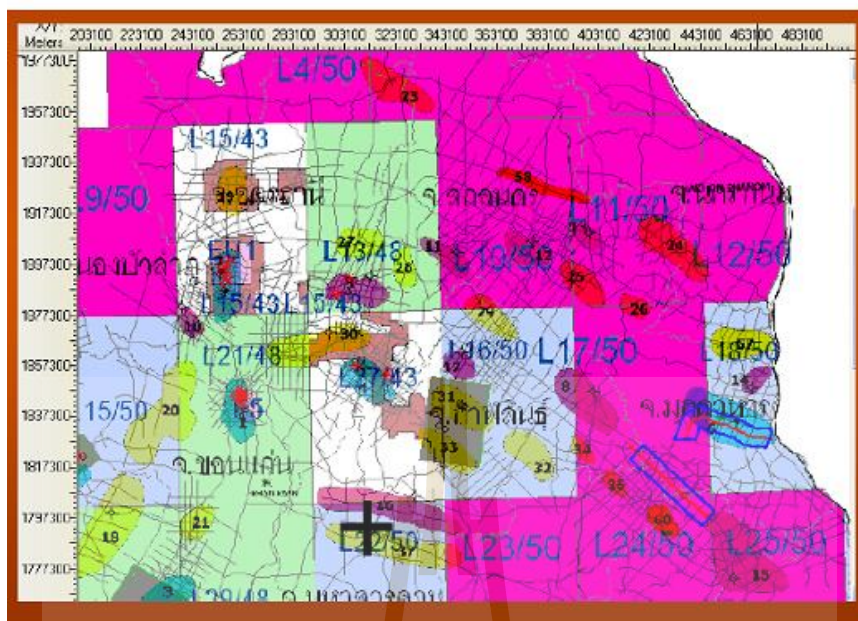
กลุ่มหิน สระบุรีคือ หมวดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks)เป็นหินต้นกำเนิด(Source) และ หมวดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ยุคเปอร์เมียน (Permian Carbonate) เป็นหินกักเก็บ(Reservoir) และหินยุคTriassic หมวดหินกลุ่มหินกุฉินารายณ์ (Kuchinarai) เป็นหินปิดกั้น(Seal cap rock) จึงน่าจะประสบความสำเร็จได้ดีเช่นเดียวกับโครงสร้างสี่คว่ำ



รูปที่ 2.30 คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บดอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)



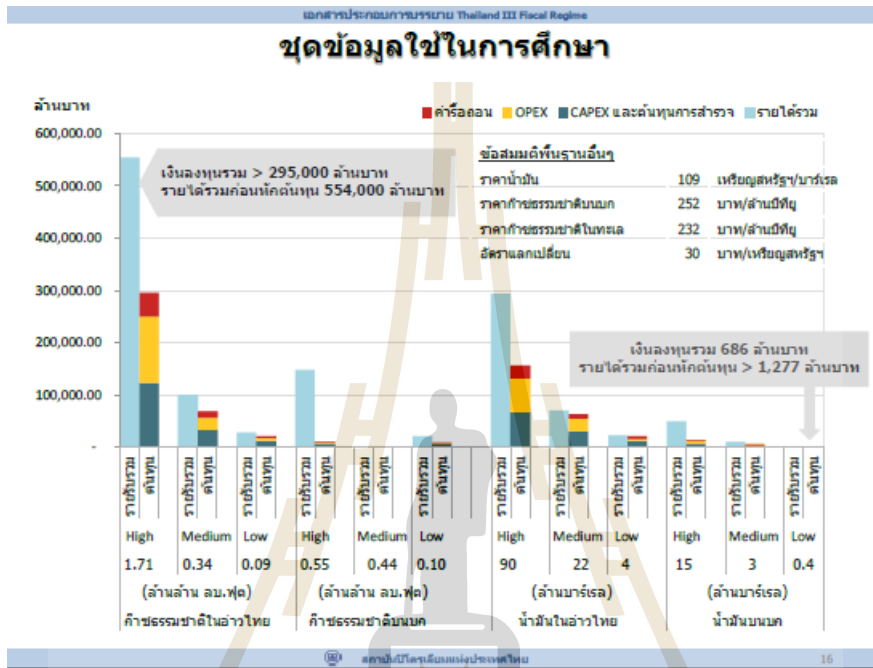
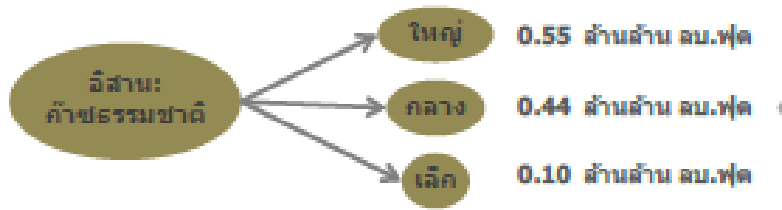
รูปที่ 2.31 คลื่นไหวสะเทือนของแหล่งกักเก็บดอนไพร (Department of Mineral Fuels, 2013)



รูปที่ 2.32 แสดง ศักยภาพแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก จำนวนมากในแปลงสัมปทานใหม่พื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

PTIT FOCUS September 2012, แหล่งข้อมูล ของบริษัท อพีโก้ (โคราช) จำกัด อยู่ในแปลงสำรวจ L27/43 สัมปทานปิโตรเลียมเลขที่ 9/2546/43 โดยคณะกรรมการปิโตรเลียม มีมติเห็นชอบให้ได้รับอนุมัติเป็นพื้นที่ผลิตปิโตรเลียมรวม 31.91 ตารางกิโลเมตร และคาดว่าจะมีปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติประมาณ 96 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งจะเริ่มผลิตในปี 2558 ซึ่งหากดำเนินการพัฒนาสำเร็จและผลิตได้จะผลิตก๊าซธรรมชาติประมาณ 14 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน โดยบริษัทจะมีการลงทุนมูลค่าประมาณ 6,774 ล้านบาท และผลประโยชน์ที่รัฐจะได้รับจากโครงการนี้ประมาณ 3,095 ล้านบาท (คิดเป็นประมาณร้อยละ 60) ส่วนบริษัทจะได้รับผลตอบแทนหลังหักเงินลงทุน ประมาณ 2,066 ล้านบาท (คิดเป็นประมาณร้อยละ 40)

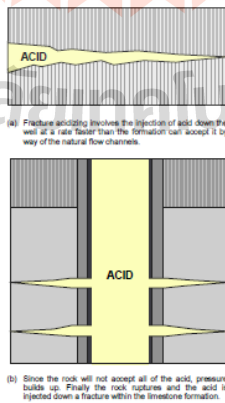
Petroleum Institute of Thailand, การศึกษาเปรียบเทียบระบบบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียม 27 มิถุนายน 2556 แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดใหญ่ กลาง เล็ก, พบในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีปริมาณปิโตรเลียมสำรอง 0.55, 0.44 และ 0.1 ล้านล้าน ลูกบาศก์ฟุต จะคุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อลงทุนภายใต้ Fiscal Regime Thailand III ดังแสดงในรูปที่ 2.32 และ 2.33



รูปที่ 2.33 แสดง เศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

BJ SERVICE สามารถเพิ่มอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติจากหินคาร์บอนेटเนื้อแน่นโดยการอัดกรดด้วยความดันสูงทำให้หินแตก (Fracture Acidizing or Acid Fracturing) ดังแสดงในรูปที่ 2.34

Figure 7: Fracture Acidizing.



รูปที่ 2.34 แสดง การอัดกรดด้วยความดันสูงทำให้หินแตก

L. L. Faulkner (2006) ขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing) แต่ละแห่งจะแตกต่างกันขึ้นอยู่กับส่วนประกอบและคุณสมบัติของแหล่งก๊าซ แต่โดยทั่วไปจะเป็นดังแสดงในรูปที่ 2.35

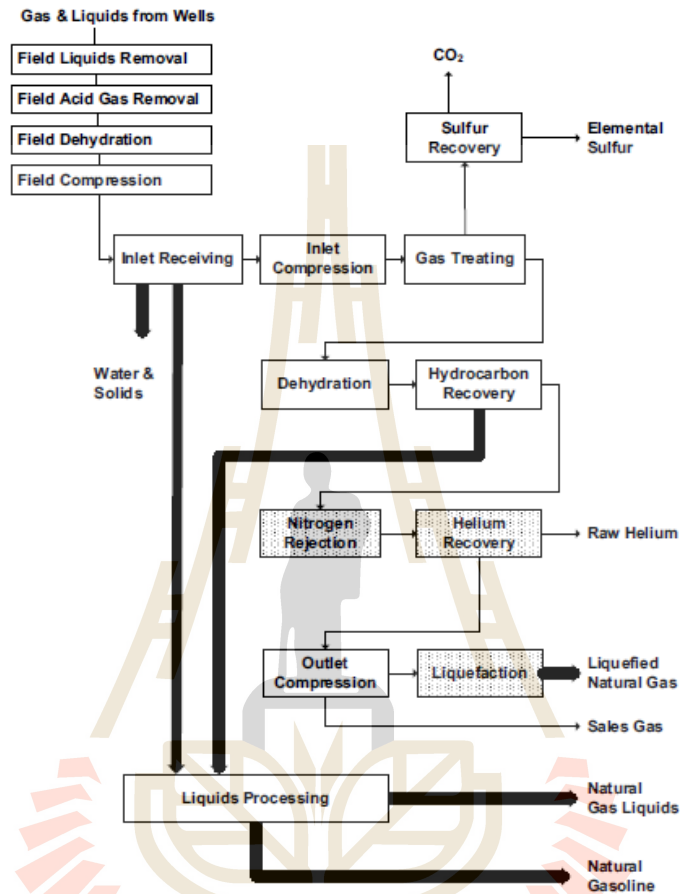
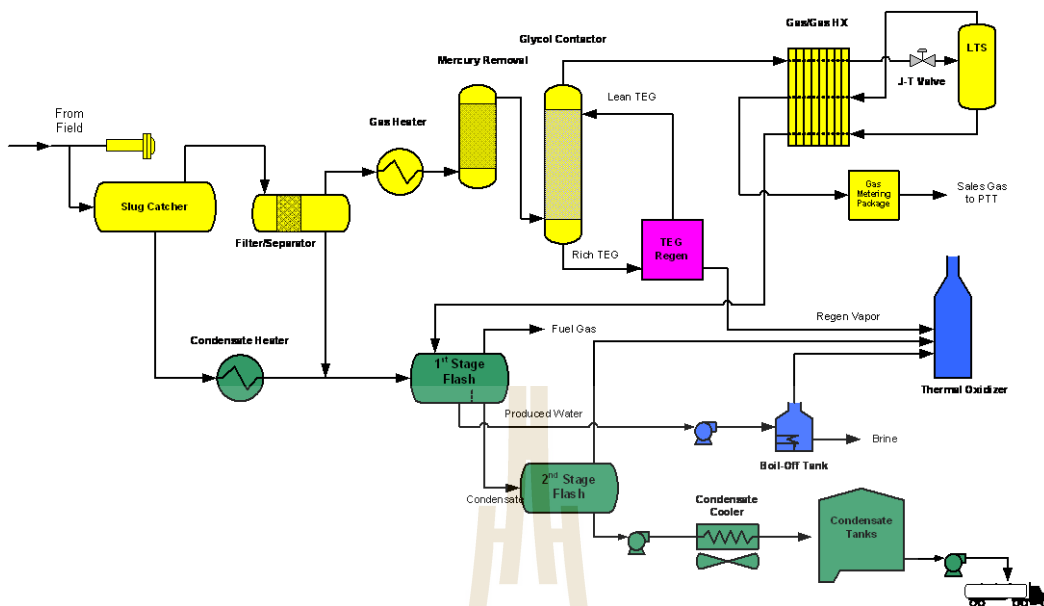


FIGURE 2.1 Block schematic of various processes of a gas plant. Processes required depend upon feed and product slate. Less common process steps for facilities in the United States are shaded. The heavier lines denote liquid streams.

รูปที่ 2.35 แสดง รูปขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing)



รูปที่ 2.36 แสดงขบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing) Sinphuhorm จ.ขอนแก่น(บริษัทHess Thailand)

Hassan Eftekhari (2010) แสดงขบวนการผลิตและใช้ก๊าซ NGV (Natural Gas for Vehicle) ในรูปที่ 2.37

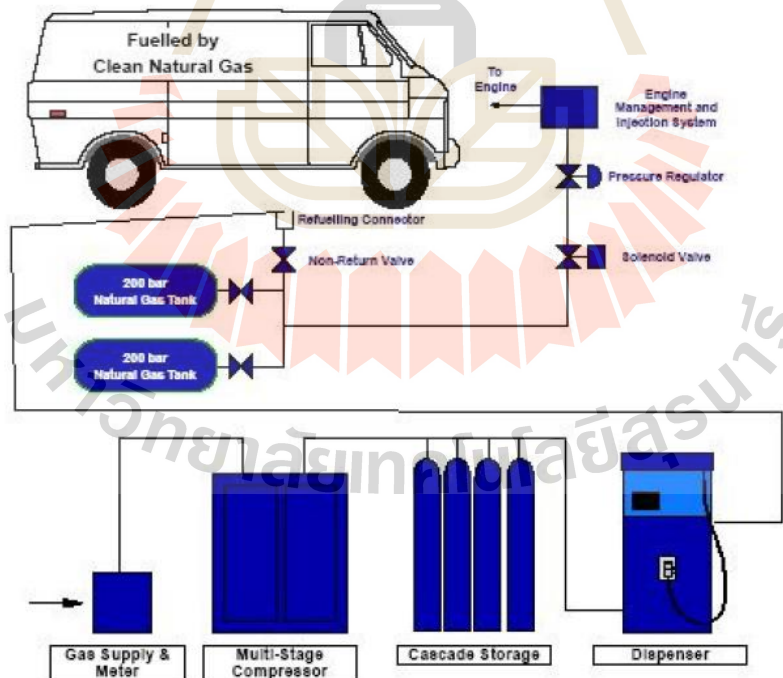


Fig 1. Natural Gas Vehicle Equipment

รูปที่ 2.37 แสดงขบวนการผลิตและใช้ก๊าซ NGV (Natural Gas for Vehicle)

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 NPD (The Norwegian Petroleum Directorate) จากประเทศนอร์เวย์ และคณะทำงานได้จัดทำเกณฑ์การประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม (The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect) ในเดือนกรกฎาคม ค.ศ. 2000 และได้จัดทำเอกสารวิชาการเผยแพร่โดยทั่วไป

จุดประสงค์ของการประเมินความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียม คือ การประเมินความน่าจะเป็น (probability) ของการค้นพบปิโตรเลียมก่อนการเจาะสำรวจโดยอาศัยข้อมูลแผนที่แสดงแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม การประเมินความเสี่ยงของการสำรวจปิโตรเลียมมีความสำคัญไม่เฉพาะในระดับเป่าหวัง (prospect) แต่ยังรวมถึงในระดับเป่ากักเก็บ (play) อีกด้วย ค่าความน่าจะเป็นของการค้นพบปิโตรเลียมจะถูกนำมาใช้ทั้งในการคำนวณมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ของแหล่งกักเก็บ และยังเป็นปัจจัยสำคัญของการประเมินทรัพยากรที่ยังไม่ถูกค้นพบในพื้นที่หนึ่งๆ ในการประเมินศักยภาพระดับเป่ากักเก็บ

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

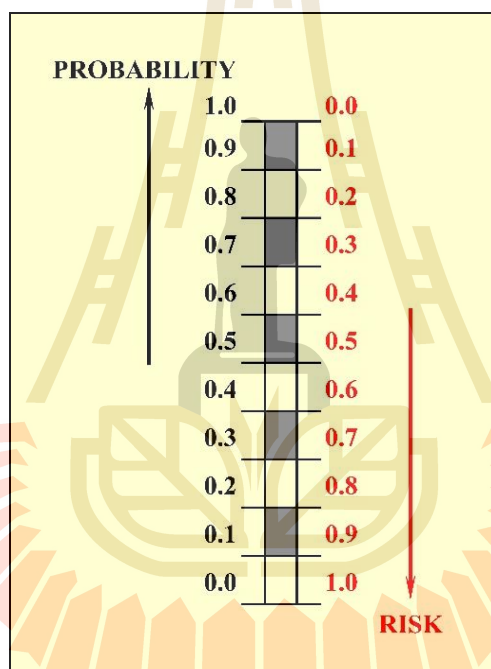
การประเมินความเสี่ยงทางธรณีวิทยามีความจำเป็นต้องวิเคราะห์ เนื่องจากปัจจัยทางธรณีวิทยานี้มีผลต่อปริมาณของสารไฮโดรคาร์บอนที่จะถูกค้นพบหรือสามารถผลิตได้จากเป่าหวัง (prospect) ที่ถูกกำหนดในแผนที่ ความน่าจะเป็นของการค้นพบประกอบขึ้นจากความน่าจะเป็นของปัจจัยหลักๆ ซึ่งแต่ละปัจจัยต้องมีการประเมินถึงการมีอยู่จริงและทำให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด 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 มูลค่าของแหล่งกักเก็บขึ้นอยู่กับคาดการณ์ปริมาณของน้ำมันและก๊าซ 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

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

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

3) ถ้ามีความน่าจะเป็นของเหตุการณ์ที่สัมพันธ์กันหลายเหตุการณ์ ความน่าจะเป็นที่จะเกิดอย่างน้อยหนึ่งเหตุการณ์จะเท่ากับผลบวกของความน่าจะเป็นของแต่ละเหตุการณ์บวกกัน (กฎการบวก)

$$P = P_a + P_b$$

กฎข้อที่ (3) นี้ จะใช้เมื่อมีการจัดการกับการได้ผลลัพธ์หลายๆ อย่างที่แตกต่างกัน เช่น คำถามที่ว่าจะเป็นก๊าซหรือน้ำมันที่จะมีอยู่ในแหล่งกักเก็บที่กำลังประเมินอยู่ กฎข้อนี้ยังใช้เมื่อมีการทำกิ่งก้านตัดสินใจ (decision trees) โดยความน่าจะเป็นของผลลัพธ์ทั้งหมดรวมกันแล้วเท่ากับ 1.0 อีกตัวอย่างหนึ่งของกฎข้อนี้ คือ การทอดลูกเต๋าแต่ละครั้ง ลูกเต๋ามีผลลัพธ์ 6 หน้า โอกาสที่เราจะทอดลูกเต๋านำออก 3 หรือต่ำกว่า (1, 2 หรือ 3 อย่างใดอย่างหนึ่ง) จะเป็น

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

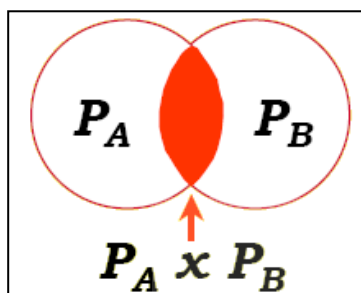
4) ความน่าจะเป็นไปได้ที่เหตุการณ์ 1 เหตุการณ์ หรือทั้งสองเหตุการณ์ ซึ่งทั้ง 2 เหตุการณ์นี้ไม่ขึ้นต่อกัน สามารถประมาณค่าได้โดยการคำนวณจากค่าความเสี่ยง (risk) ของเหตุการณ์อย่างใดอย่างหนึ่งที่จะไม่เกิดขึ้น

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

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

สมมุติว่าการประเมินในบริเวณที่ไม่รู้จักมาก่อน ซึ่งพบชั้นหินที่มีศักยภาพเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม 2 ชั้น ที่อยู่ในชั้นหิน 2 ระดับ (ระดับ A และ B) การคาดการณ์ว่าอาจเป็นหินต้นกำเนิดของแหล่งกักเก็บที่อยู่ในแผนที่ได้ คือ สมมุติว่าความน่าจะเป็นของหินต้นกำเนิดจาก A (P_A) = 0.6 และสัมพันธ์กับความน่าจะเป็นของหินต้นกำเนิดจาก B (P_B) = 0.3 ความน่าจะเป็นของหินต้น

กำเนิดในพื้นที่นี้จะเป็นเท่าไร 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) เป็นการแสดงอัตราส่วนระหว่างจำนวนครั้งที่มีการเหตุการณ์เกิดขึ้นต่อจำนวนครั้งที่ทำการทดสอบ (trial) ตัวอย่างเช่น โอกาสประสบความสำเร็จ (พบปิโตรเลียม) ของการเจาะหลุมสำรวจในบริเวณหนึ่งๆ ความสำคัญที่ต้องกล่าว คือ รูปแบบของความน่าจะเป็นทางสถิติ ที่ต้องการพื้นฐานทางสถิติ ซึ่งไม่สามารถนำมาใช้ได้โดยตรง สำหรับการมีข้อมูลอย่างจำกัด

ความน่าจะเป็นอย่างมีวัตถุประสงค์ (objective probability) จะมีความสัมพันธ์กับปริมาณของหลักฐานที่มีอยู่เพื่อสนับสนุนกับข้อสมมุติฐาน โดยข้อมูลที่ได้จะมาจากการสังเกต ข้อมูลที่เคยทำมาแล้ว และข้อมูลจากแหล่งที่สามารถเปรียบเทียบหรือสัมพันธ์กัน จะถูกใช้ในวิธีการนี้

ความน่าจะเป็นอย่างมีจิตวิสัย (subjective probability) จะแสดงเป็นผลรวมของความเข้าใจในแต่ละอย่างของความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นของเหตุการณ์ต่างๆ (ความเชื่อ) เป็นการประเมินบนพื้นฐานของความเชื่อ ดังนั้นจึงสมควรหลีกเลี่ยง หรือใช้น้อยที่สุด หน้าที่ของนักธรณีสำรวจก็คือ การกำหนดและประเมินหลักฐานที่มีผลต่อการประเมินความน่าจะเป็นไปได้อย่างมีวัตถุประสงค์

3. ความน่าจะเป็นของแหล่งกักเก็บแต่ละแหล่ง (Individual Prospect Probabilities)

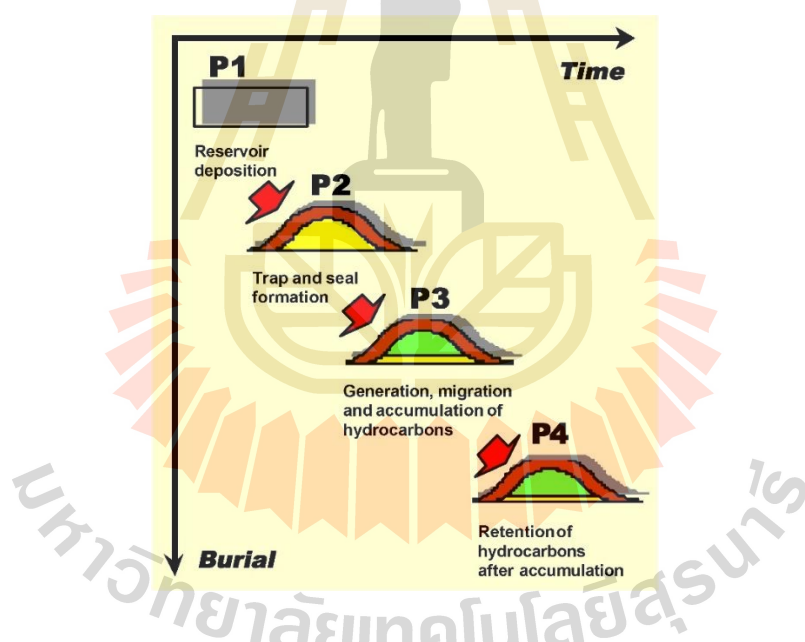
3.1 คำนำ

ความน่าจะเป็นของการค้นพบจะแสดงในรูปแบบของค่าตัวเลข ซึ่งขึ้นอยู่กับความรู้และข้อมูลในอดีต โดยบางส่วนอาจมีการคาดการณ์ และบางส่วนอาจมีการตัดสินใจตามความเชื่อมั่นของปัจจัยตามลักษณะธรณีวิทยาโดยผู้เชี่ยวชาญ ในบริเวณใดบริเวณหนึ่ง ค่าเหล่านี้ไม่สามารถวัดได้โดยตรง หลังจากสภาพความเป็นจริงเกิดขึ้น คือผลการเจาะสำรวจจะเป็นว่าพบปิโตรเลียมหรือเป็นหลุมแห้ง

การประเมินหลังการเจาะสามารถกระทำได้นับกลุ่มข้อมูลของหลุมเจาะสำรวจและผลการวิเคราะห์ทางสถิติ เพื่อช่วยในการตรวจสอบจุดประสงค์ที่ตั้งไว้ การศึกษาเช่นนี้มีประโยชน์อย่างยิ่งในการตรวจสอบความรู้ทางธรณีวิทยาในอดีต และการคาดคะเนในบริเวณที่กำหนด การปรับเปลี่ยนตัวแปรที่มีความเสี่ยงสามารถกระทำได้เมื่อมีการเก็บข้อมูลใหม่มากขึ้น ทำให้สามารถทบทวนแก้ไขแบบจำลองทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม โดยจะมีผลกระทบต่อค่าความน่าจะเป็นในการค้นพบของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บที่เหลืออยู่

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

การประเมินความน่าจะเป็นของการค้นพบขึ้นอยู่กับหลักของการประเมินความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา (geochronological risk assessment) (รูปที่ 3.2) โดยหลักการนี้ถูกใช้เพื่อหลีกเลี่ยงการให้ความเสี่ยงที่ซ้ำซ้อนของปัจจัยทางธรณีวิทยา

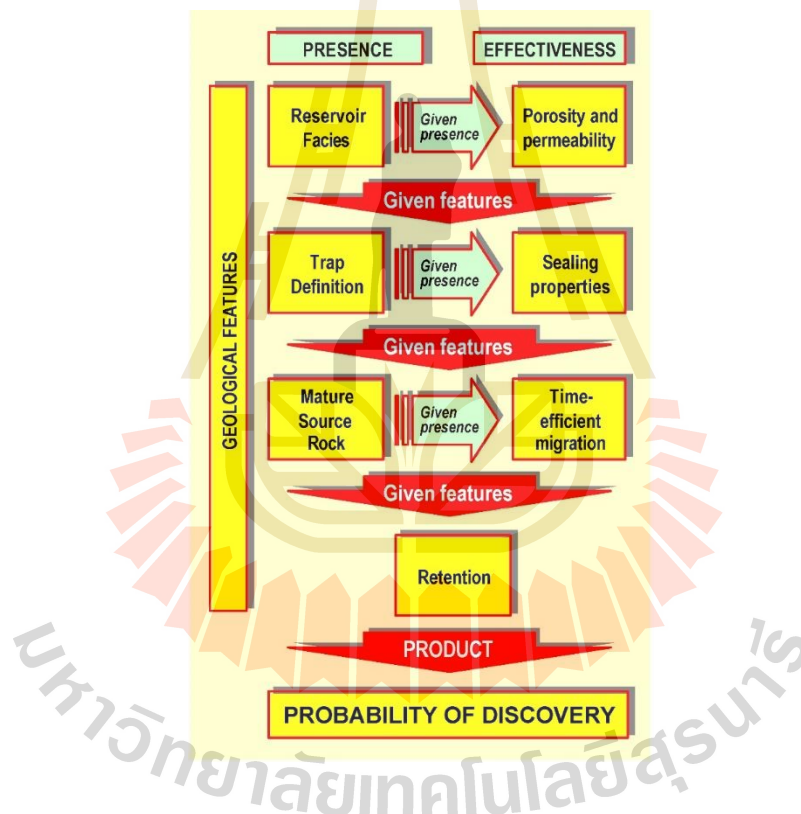


รูปที่ 3.2 การประเมินค่าความเสี่ยงตามลำดับเวลาธรณีวิทยา

การประเมินความเสี่ยงตามลำดับเวลาทางธรณีวิทยาสามารถกระทำได้โดยการประเมินกระบวนการและเหตุการณ์ทางธรณีวิทยาตามลำดับเวลาการเกิดขึ้น กระบวนการทางธรณีวิทยาสามารถเรียงลำดับได้โดยเริ่มจากการตกทับถมของตะกอน (deposition) ของหินกักเก็บ (reservoir) ตามด้วยการก่อตัวเป็นชั้นที่ปิดกั้น (sealed trap) ทั้งนี้ต้องพิจารณาถึงความสุกสมบูรณ์ (maturation) ของหินต้นกำเนิด (source rock) การเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอน (migration) เข้า

สู่แหล่งกักเก็บ (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 ในแง่สะสมหนึ่งๆ ได้จัดกลุ่มของแหล่งกักเก็บทั้งหมด (ทั้งที่ได้จัดทำแผนที่และยังไม่มีการทำแผนที่) ด้วยปัจจัยทางธรณีวิทยาที่เหมือนกัน โดยเป็นการกำหนดเป็นเป่ากักเก็บ (play) หรืออาจกำหนดเป็นระบบปิโตรเลียม ซึ่งอาจมีเป่ากักเก็บจำนวน 1 เป่ากักเก็บหรือมากกว่านั้น และกำหนดความสัมพันธ์ระหว่างเป่ากักเก็บภายในระบบปิโตรเลียม ปัจจัยทางธรณีวิทยาที่คล้ายกันที่พบมากที่สุดในระบบปิโตรเลียม คือ หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยอาจจะมีหลายชั้นหินก็ได้

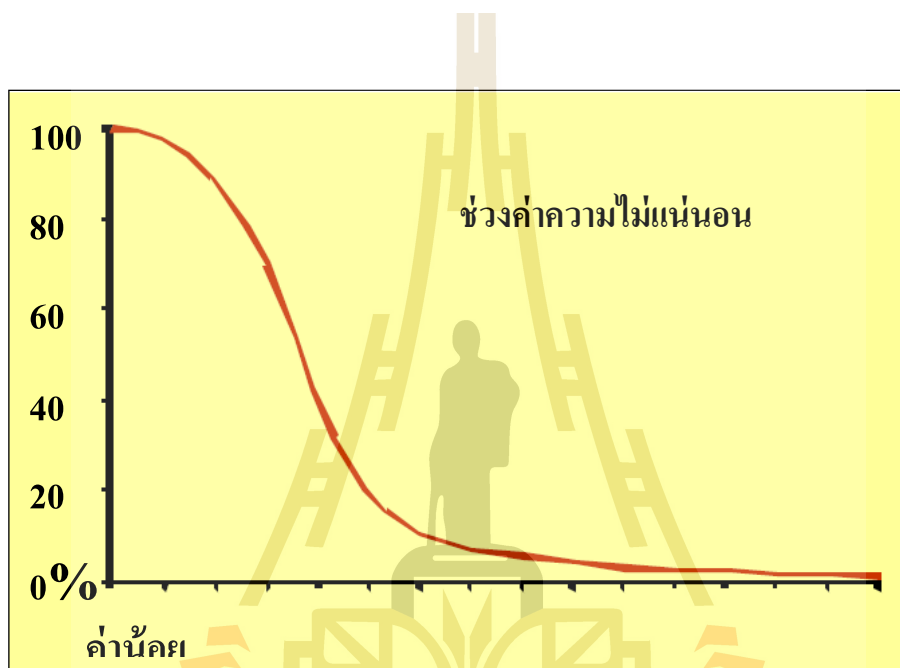


รูปที่ 3.3 แผนผังแสดงวิธีการวิเคราะห์ความเสี่ยง

3.2 นิยามของแหล่งเป่าหวังปิโตรเลียม (Prospect definition)

ในการประเมินแหล่งกักเก็บของเป่าหวัง เป็นการกำหนดและการจัดทำแผนที่โดยอาศัยข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และธรณีวิทยา โดยศักยภาพทรัพยากรของแหล่งกักเก็บในกรณีที่ประสบความสำเร็จจะถูกนำมาคำนวณโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ (software) ที่เหมาะสม เช่น โปรแกรมจำลอง Monte Carlo Simulation การคำนวณในรูปแบบทางสถิติ (stochastic method) หรือรูปแบบอื่นๆ ในการคำนวณ ส่วนข้อมูลเชิงปริมาณของแหล่งกักเก็บจะคำนวณจากแบบจำลองทาง

ธรณีวิทยาที่มีโอกาสความเป็นไปได้มากที่สุดภายในช่วงค่าความไม่แน่นอนหนึ่ง (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) ปริมาณปิโตรเลียมที่น้อยที่สุดจะถูกประเมินจากความเสี่ยงทางธรณีวิทยาโดยอาศัยพื้นฐานแนวทางในการหาค่าความน่าจะเป็น (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

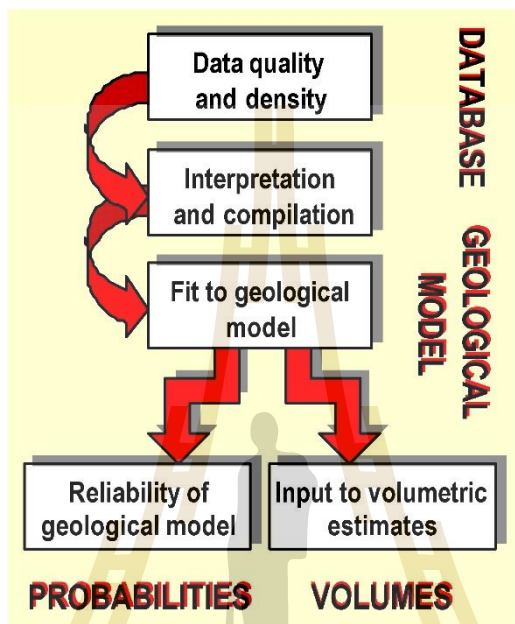
		GEOLOGICAL FEATURES						
		Reservoir		Trap		Charge		Retention
VOLUMETRIC CALCULATION	Probability factors	Facies	Porosity	Mapping	Seal	Source	Migration	Retention
	Volumetric factors							
	Structural shape and volume							
	Hydrocarbon column							
	Reservoir thickness							
	Porosity							
	Net/Gross 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 หรือต่อเนือง สำหรับการสร้างแบบจำลองสำหรับหาค่าปัจจัยทางธรณีวิทยา (รูปที่ 3.6)



รูปที่ 3.6 แผนผังแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการประเมินความเสี่ยงและการคำนวณหาปริมาณ

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 และมีความสำคัญในการทำแผนที่ลำดับแหล่งกักเก็บ เช่นกัน	ความหนาแน่นของข้อมูลสำรวจเทียบกับพื้นที่ของแหล่ง	วิกฤตสำหรับการกำหนด และทำแผนที่แหล่ง
ข้อมูลจากหลุมเจาะ (WELL DATA)	วิกฤตสำหรับการเชื่อมสัมพันธ์ (correlation) กับข้อมูลการไหวสะเทือน และการกำหนดแบบจำลองทางธรณีวิทยา	จำนวนหลุมที่เจาะถึงช่วงชั้นดินที่เกี่ยวข้อง	วิกฤตสำหรับการเชื่อมสัมพันธ์ ข้อมูลธรณีฟิสิกส์ และตรวจสอบแบบจำลองธรณีวิทยา
ข้อมูลผิวดิน (SURFACE DATA)	มีข้อจำกัดที่เกี่ยวข้องสำหรับการจำแนกแหล่งเป่าหิ่ง และมีประโยชน์ค่อนข้างมากในการกำหนดแบบจำลองทางธรณีวิทยา	ความหนาแน่นของการเก็บตัวอย่างจะมีความวิกฤตสำหรับการจัดสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยา	จะมีประโยชน์เฉพาะเมื่อการเชื่อมโยงข้อมูลการไหวสะเทือนสามารถทำได้ (ทางตรง หรือทางอ้อม)
ข้อมูลความโน้มถ่วง/แม่เหล็ก (GRAV./MAG DATA)	จะมีประโยชน์อย่างมากในการสร้างแบบจำลองธรณีวิทยาท้องถิ่น บ่งบอกความสูงของหินฐาน (basement rock) ประมาณความหนาของหินชั้น โครงสร้างของแอ่งและบางครั้งใช้สำหรับกำหนดแหล่งเป่าหิ่ง		
ข้อมูลทั่วไป (GENERAL)	ขึ้นอยู่กับระยะทางไปถึงแหล่งเป่าหิ่ง	วิกฤตสำหรับการเฉลี่ย และประเมินค่าแบบจำลองธรณีวิทยาของแหล่งเป่าหิ่ง	จะต้องประเมินโดยขึ้นอยู่กับสิ่งที่มีอยู่จริงของการแปลความหมายและแบบจำลองที่หลากหลายต่างๆ กัน

3.3 การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา และการประเมินความเสี่ยง (Geological models and risk assessment)

ในการคำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตรและการประเมินค่าความเสี่ยงในบางครั้งพบว่ามีความสัมพันธ์กันในกระบวนการ 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 สามารถนำมาทำการคำนวณหาค่าคุณสมบัติทางธรณีวิทยาและคุณภาพของข้อมูล หรือความสัมพันธ์ของแต่ละปัจจัยได้ นอกจากนี้ข้อมูลที่แสดงเป็นเพียงแนวทางในการปฏิบัติ ซึ่งในบางครั้งอาจมีการปรับแก้ไขได้สำหรับในพื้นที่ที่มีความเข้าใจอย่างชัดเจน และมีการประสบการณ์ในการสำรวจในพื้นที่ที่เกี่ยวข้องได้

แหล่งกักเก็บจะถูกอธิบายบนพื้นฐานของแบบจำลองทางธรณีวิทยา รวมถึงแหล่งกักเก็บ ชั้นหินปิดกั้น และการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม พร้อมด้วยการประเมินความน่าจะเป็นของการคงสภาพของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว ส่วนการประเมินความเสี่ยงเป็นการวิเคราะห์ความเชื่อมั่นของแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับการพิจารณาแหล่งกักเก็บ จากฐานข้อมูลที่ใช้นั้นมี

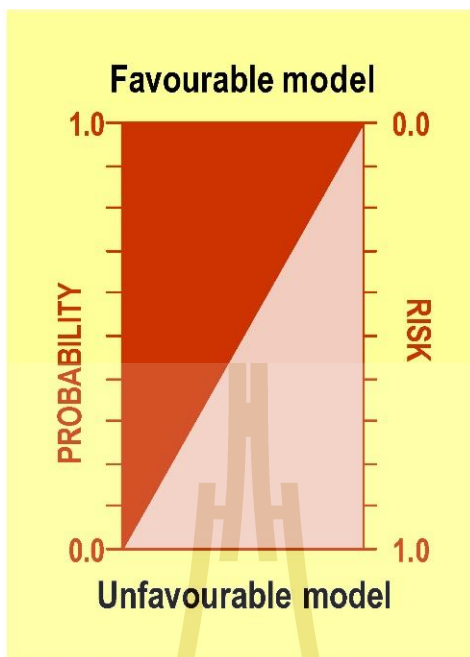
มากเพียงพอต่อการนำมาสร้างและสนับสนุนกับแบบจำลองหรือไม่ นอกจากนี้ยังต้องสามารถอธิบายความแตกต่างของแบบจำลองบนพื้นฐานของข้อมูลทางตรง และข้อมูลทางอ้อมได้

การสร้างรูปแบบจำลองทางธรณีวิทยา โดยข้อมูลทางตรง

แบบจำลองที่สร้างจากข้อมูลหลุมเจาะในบริเวณใกล้เคียง หรือตำแหน่งข้อมูลอื่นที่มีความเชื่อมโยงกัน โดยตำแหน่งข้อมูลเหล่านี้ อาจจะเป็นการให้รายละเอียดของข้อมูลโดยตรง ซึ่งเป็นให้การสนับสนุน หรือขัดแย้งกับแบบจำลองทางธรณีวิทยาก็ได้ ปัจจัยของความน่าจะเป็นควรมีการกำหนดโดยพื้นฐานของการ interpolation หรือ extrapolation จากตำแหน่งของข้อมูล โดยระยะทางของการประมาณค่าของข้อมูลและการปรับเปลี่ยน (เสื่อมลง 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 จะมีความจำเป็นอย่างไร้ในบริเวณพื้นที่ที่มีข้อมูลจำกัด 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 รวมทั้งแนวโน้มของค่าความพรุนเทียบกับระดับความลึก 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 จะมีผลต่อเป่ากักเก็บปิโตรเลียมอย่างมาก ในบางครั้งอาจจัด blanket ของ biostromal ที่เป็นชั้นหินกักเก็บประเภทหินคาร์บอเนตจัดอยู่ในประเภทนี้ได้เช่นกัน

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

จากที่กล่าวมาแล้ว สามารถจัดแบ่งประเภทของชั้นกักเก็บลักษณะที่ 2 และ 3 ได้อย่างชัดเจน ส่วนลักษณะที่ 1 และ 3 ได้รับการพิสูจน์แล้วว่าเป็นชั้นกักเก็บที่มีประสิทธิภาพสูงสุด

1.1) การมีอยู่ของชั้นหินกักเก็บ (Presence of reservoir facies)

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

การประเมินแหล่งกักเก็บบนพื้นฐานของแบบจำลองทางธรณีวิทยาของชั้นหินกักเก็บนั้น แบบจำลองต้องแสดงให้เห็นถึงความสัมพันธ์ระหว่างสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของตะกอนและการเปลี่ยนแปลงลักษณะของเนื้อหินในแนวราบ 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

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

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

1.2) ความพรุนประสิทธิ (Effective pore volume)

ในระหว่างการประเมินแหล่งกักเก็บของแบบจำลองทางธรณีวิทยานั้น ลักษณะการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติทั้งแนวราบ และแนวตั้งจะต้องถูกนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองด้วย เพื่อใช้

อธิบายเหตุผลในการประมาณค่าความซึมผ่านได้ และความพรุนของชั้นหินกักเก็บให้มีความถูกต้องมากที่สุด และในการประเมินความเสี่ยงนั้น ค่าความน่าจะเป็นของความพรุน และความซึมผ่านได้ควรเริ่มจากค่าสูงก่อน ส่วนการวิเคราะห์ปัจจัยหลักในการควบคุมลักษณะของชั้นหินกักเก็บให้มีประสิทธิภาพสูงสุด ควรทำการศึกษาจาก

- ข้อมูลหลุมเจาะ
- รายละเอียดของชั้นหินกักเก็บ เช่น ระดับความลึก กระบวนการเกิดของชั้นหินและอื่นๆ
- 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
		Homogeneous, clean reservoir	Mixed, unclean reservoir	0.9 - 1.0	0.8 - 0.9	0.7 - 0.8	0.6 - 0.7
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
Llilitisation	Regional studies, clay content
Dolomitisation	Consider regional studies
Early migration	May preserve reservoir porosity
Secondary porosity	Pressure/ solution studies, etc.
ADJUST DEPHY BOUNDARIES ABOVE TO FIT BASIN PROPERTIES	
ADJUST MINIMUM POROSITY VALUE IN VOLUME CALCULATIONS	

การวิเคราะห์ความเสี่ยงของค่าความพรุนจะสัมพันธ์กับการแปลความหมาย และการเลือกค่าความพรุนในการนำมาใช้คำนวณหาปริมาตร โดยทั่วไปข้อมูลหลุมเจาะจะถูกใช้ในการประมาณค่าในรูปแบบของความพรุนเทียบกับระดับความลึก จากข้อมูลที่มีความหลากหลาย เพื่อใช้หาค่าน้อยที่สุด ค่าโดยส่วนใหญ่ และค่ามากที่สุดสำหรับหาค่าเฉลี่ย สำหรับแต่ละช่วงระดับความลึก

ส่วนใหญ่กรณีศึกษาจะนับความไม่แน่นอนของค่าความพรุน โดยการใช้ค่าเฉลี่ยความพรุนน้อยที่สุดในการเป็นตัวแปรคำนวณหาปริมาณ อย่างไรก็ตามความน่าจะเป็นของค่าความพรุนประสิทธิอาจจะเป็นตัวแปรที่สำคัญสำหรับการประเมินแหล่งกักเก็บที่ระดับความลึกมากๆ หรือพื้นที่ที่มีข้อจำกัด เช่น ในพื้นที่ที่มีค่าความพรุนต่ำ ดังนั้นเมื่อมีการประเมินศักยภาพของแหล่งกักเก็บที่ระดับลึกควรใช้ค่าความพรุนที่ระดับต่ำสำหรับการผลิตสารไฮโดรคาร์บอนอย่างมีประสิทธิภาพ

ปัจจัยควบคุมประสิทธิภาพของชั้นหินกักเก็บ คือ

- กระบวนการเกิด หรือ illitisation หรือการเชื่อมประสานของแร่แคลไซต์ และกระบวนการอื่นๆ ที่อาจส่งผลทำให้คุณภาพของชั้นหินกักเก็บลดลง

- ความพรุนชั้นทุติยภูมิ

- รอยแตกที่มีผลต่อคุณภาพของชั้นหินกักเก็บ

- ความดันจะมีผลต่อการรักษาระดับค่าความพรุน และความซึมผ่านได้ ซึ่งในชั้นหินกักเก็บที่มีความดันสูง อาจมีผลทำให้ค่าความพรุนลดลงได้ แต่ถ้ามีความดันที่มากเกินไปอาจจจะรักษาระดับความพรุนอยู่ได้ ซึ่งต้องอยู่ในที่ระดับลึกมาก

- ในช่วงเริ่มต้นการเคลื่อนที่ จะช่วยให้ค่าความพรุน และความซึมผ่านรักษาระดับอยู่ได้ แต่ต้องอยู่ในที่ระดับลึกมาก

ปัจจัยอื่นๆ เช่น การเปลี่ยนแปลงลักษณะของชั้นหินกักเก็บ การแปรสัณฐานโดยการยกตัวขึ้น การเกิดการผุกร่อน และการก่อตัวใหม่ ปัจจัยเหล่านี้ต่างก็มีผลต่อค่าความพรุนในชั้นหินกักเก็บได้ นอกจากนี้สิ่งที่จะต้องทราบ 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 จะถูกนำมาพิจารณาในส่วนของการประเมินความน่าจะเป็นของ

ปัจจัยที่ P3 คือ ความน่าจะเป็นของการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม ส่วนความสัมพันธ์ระหว่างเทคโทนิค (tectonic) และการเปลี่ยนแปลงภายหลังการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนจะนำมาพิจารณาในส่วนของการประเมินความน่าจะเป็นของปัจจัยที่ P4 คือ ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว

ข้อเสนอแนะ สำหรับสิ่งที่ควรปฏิบัติก่อนเริ่มทำการประเมินความน่าจะเป็นของการกักเก็บที่มีประสิทธิภาพ

- การจัดทำแผนที่แสดงพื้นที่ผิวปิดของชั้นหินปิดทับทั้งด้านบน และด้านล่าง หรือในกรณีที่สามารถบ่งบอกถึงรูปร่างของชั้นหินกักเก็บที่มีลักษณะต่อเนื่องได้ คือ ผิวด้านบน และด้านล่าง ขนานกันตลอด สามารถจัดทำแผนที่ที่แสดงพื้นที่ผิวด้านบนเพียงอย่างเดียวได้

- การสร้างแบบจำลองทางธรณีวิทยาสำหรับการนำไปใช้สร้างแผนที่ธรณีวิทยา โครงสร้าง และแสดงกลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม เช่น ชั้นหินปิดทับ และรอยเลื่อนต่างๆ ซึ่งจำเป็นต้องถูกจำแนก

- ความสัมพันธ์ของ spill-point ต้องสามารถอธิบายได้ และการนำมาสร้างแผนที่ต้องทำอย่างระมัดระวัง

- ความสัมพันธ์ของเวลา กับระดับความลึกของพื้นผิวชั้นหินปิดทับ ต้องนำมาพิจารณา โดยข้อมูลที่ได้นั้นอาจมีไม่แน่นอน

- ภาคตัดขวางคลื่นไหวสะเทือนควรทำการพิจารณาเพื่อระบุค่าคลื่นไหวสะเทือนที่มีลักษณะผิดปกติ เช่น ชั้นสารไฮโดรคาร์บอน และลักษณะของชั้นหิน

ในการทำงานในพื้นที่ที่สามารถกำหนดขอบเขตพื้นที่ได้ยาก สิ่งที่ต้องทำเพื่อให้ได้ข้อมูลเทียบกับสภาพเป็นจริงมากที่สุด คือ การสร้างแบบจำลองในบริเวณกว้าง เพื่อนำมาใช้ในการคาดการณ์กลไกของการกักเก็บปิโตรเลียม ในปี 1986 โดย Ulmishek มีการจัดแบ่งประเภทของชั้นหินปิดทับออกเป็น 2 ประเภท คือ

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

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

ในปี 1986 โดย Ulmishek ได้อธิบายความแตกต่างของชั้นหินปิดทับทั้ง 2 ชนิด คือ

1. การปิดทับโดยสมบูรณ์ (Perfect seals) ประกอบด้วยชั้นหินที่ไม่มีคุณสมบัติความซึมผ่าน เช่น หินแอนไฮไดรต์ (anhydrite) หินดินดานที่ถูกกดทับโดยแรงดันสูง (over-pressured shales) หรือชั้นหินดินดานที่มีความยืดหยุ่นและมีความหนาแน่นมาก และชั้นดินเยือกแข็งคงตัว (permafrost)

2. การปิดทับไม่สมบูรณ์ (Imperfect seals) ประกอบด้วยชั้นหินที่มีคุณสมบัติความซึมผ่าน เช่น หินดินดานที่มีการกดทับที่แตกต่างกัน (differentially compacted shales) หิน

คาร์บอเนตเนื้อแน่น (dense carbonate) ชั้นมาร์ล (marl) และในสภาพพื้นที่ที่มีลักษณะของรอยเลื่อน (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) ควรนำมาประเมินหาค่าปัจจัยที่มีผลต่อความไม่แน่นอนเพื่อนำมาใช้หาปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด นอกจากนี้การกำหนดขอบเขตพื้นที่ผิวแหล่งกักเก็บ (ด้านบนและด้านล่าง) ควรมีการประเมินพร้อมกันด้วย ในกรณีที่ไม่สามารถจำแนกคลื่นไหวสะเทือนที่มีลักษณะ

เป็นขอบเขตพื้นที่ที่ผิวได้ ต้องมีการประเมินความไม่แน่นอนของการแปลความหมายคลื่นไหวสะเทือน และผลกระทบต่อปริมาณมวลหินที่น้อยที่สุด

ตารางที่ 3.5 แสดงระดับความน่าจะเป็นของการมีลักษณะโครงสร้างปิด

Seismic correlation and mapping		Data reliability	2D-seismic		
		3D-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 หินบริเวณโดยรอบผิวสัมผัสกับชั้นหินที่คาดว่าเป็นชั้นกักเก็บในแหล่งปิโตรเลียม ผิวรอยสัมผัสของชั้นหินกักเก็บสามารถจำแนกได้ 3 ประเภทตามลักษณะความแตกต่าง โดย Milton และ Bertram ในปี 1992 คือ ผิวสัมผัสจากการตกทับถม (depositional

surfaces) ผิวสัมผัสจากการแปรสัณฐาน (tectonic surfaces) และผิวสัมผัสจากการเปลี่ยนลักษณะเนื้อหิน (facies change-related surfaces)

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

ตารางที่ 3.6: แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพกลไกการปิดกั้นปิโตรเลียม

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

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

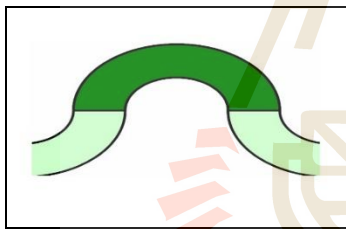
ส่วนกลไกการปิดทับแบบซับซ้อน ประกอบด้วยลักษณะกลไกการปิดกั้นทางด้านข้าง และ/หรือด้านล่าง อย่างไรก็ตามหนึ่ง รวมทั้งการปิดกั้นด้านบน แผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างที่

แสดงระดับผิวด้านบนของชั้นหินกักเก็บอาจจะไม่เพียงพอในการหาปริมาณมวลหินกักเก็บสำหรับในรูปแบบนี้ รูปแบบการกักเก็บในลักษณะ pinch out และ shaling out ของชั้นหินทราย และโครงสร้างรอยเลื่อนย่อยรอย (thrown fault block) อาจจัดอยู่ในกลุ่มนี้ ค่าความเสี่ยงของการปิดกั้นในกลุ่มนี้จะมีความสัมพันธ์อย่างมากกับผิวสัมผัสทางด้านข้างและด้านล่างกว่าผิวสัมผัสด้านบน

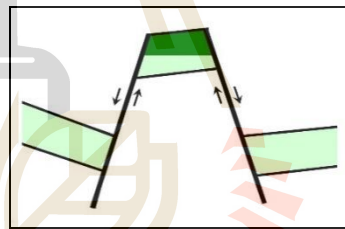
การประเมินค่าความเสี่ยงของชั้นหินทรายที่มีรอยเลื่อนตัดผ่าน สิ่งที่ควรนำมาพิจารณา คือ shale smearing ตามระนาบของรอยเลื่อน รวมทั้งทิศทางการวางตัวของชั้นหินทราย เพื่อนำมาคาดการณ์ทิศทางการแนวสัมผัสในชั้นหินกักเก็บ โดยมีรูปแบบของโครงสร้างกักเก็บแสดงดังรูปที่ 3.8

3) การไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม (Petroleum Charge)

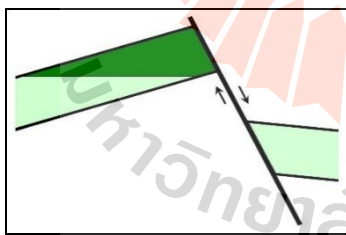
ระบบการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม ประกอบด้วย 2 ส่วนหลัก คือ ประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิด หมายถึงคุณภาพ ปริมาณ และความสุกสมบูรณ์ในการให้สารไฮโดรคาร์บอน และอีกส่วน คือ กลไกการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนออกจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บ ปัจจัยความน่าจะเป็นของระบบการไหลเข้าสะสมของปิโตรเลียม (P3) เป็นผลลัพธ์จากความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่มีประสิทธิภาพ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



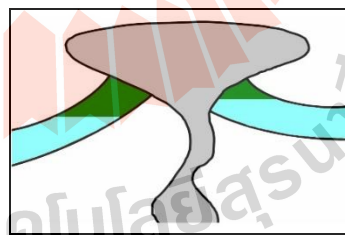
A. Anticline, dome



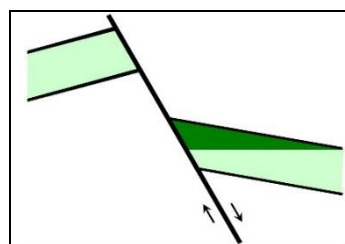
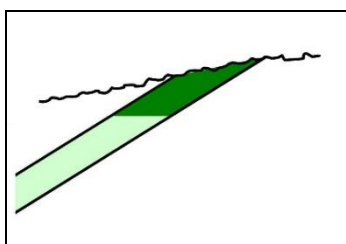
B. Horst



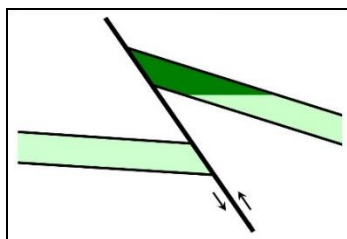
C. Rotated fault block (normal)



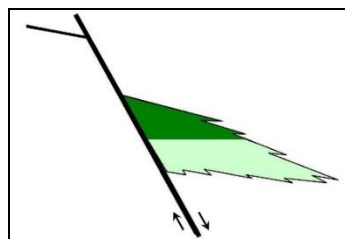
D. Traps formed by salt diapirism



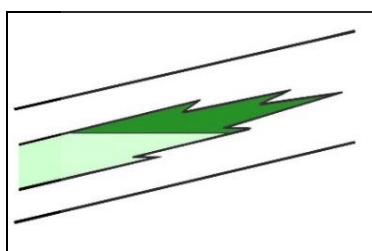
E. Trap formed by truncation



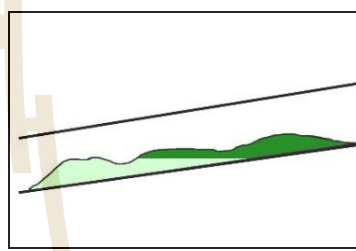
F. Downthrown fault block



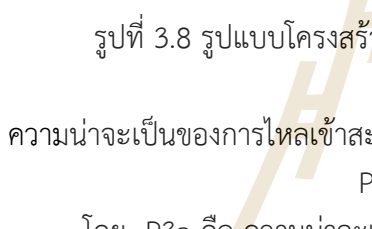
G. Fault block (reverse)



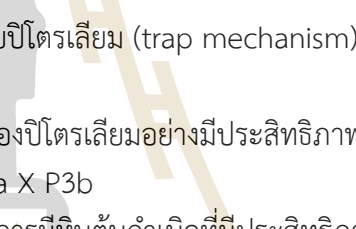
H. Combined trap mechanism



I. Stratigraphic trap (“shale-out”)



J. Stratigraphic trap



รูปที่ 3.8 รูปแบบโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (trap mechanism)

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 เข้ามาแก้ไขปัญหาที่ส่วนปัจจัยอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องกับการกักเก็บจะเป็นเรื่องของลักษณะโครงสร้างที่มีความสามารถในการกักเก็บ ถ้าในการคำนวณการไหลเข้าสะสมตัวในแหล่งกักเก็บไม่มีความถูกต้องแม่นยำ ย่อมทำให้สารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บลดปริมาณลงด้วย

ปัจจัยที่ต้องนำมาพิจารณา เพื่อใช้ในการประเมินศักยภาพ ประกอบด้วย

- คุณภาพ และความสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีศักยภาพ
- ประเภทของสารไฮโดรคาร์บอนที่จะได้จากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
- ปริมาณของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีความสมบูรณ์ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม
- ช่วงเวลาเริ่มต้น และช่วงสุดท้ายในการเคลื่อนที่ของน้ำมัน
- ช่วงเวลาเริ่มต้น และช่วงสุดท้ายในการเคลื่อนที่ของก๊าซ
- แผนที่แสดงพื้นที่ระบายปิโตรเลียม และเส้นทางการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม
- แผนที่แสดงความสัมพันธ์ของ fill-spill

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

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

- สารอินทรีย์วัตถุแบบเลนอินทรีย์อย่างเบาบาง (Dispersed sapropelic organic matter) พบในสภาพแวดล้อมของการตกทับถมแบบมหาสมุทร และทะเลสาบ ปริมาณสารอินทรีย์วัตถุจัดอยู่ในระดับคลาร์ก (clarke) และในบางครั้งบางตัวอย่างอาจพบถึง 23% แต่โดยทั่วไปจะมีการผสมกันของสารอินทรีย์วัตถุแบบฮิวมิกอยู่ด้วย

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

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

การประเมินของการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีประสิทธิภาพนั้น เป็นปัจจัยพื้นฐานในการวิเคราะห์หินต้นกำเนิด ที่จะต้องพบในพื้นที่ หรือความสัมพันธ์ระหว่างสารไฮโดรคาร์บอนกับหินต้นกำเนิด โดยจำนวนชุดข้อมูลและระยะห่างในการประมาณค่าจากตำแหน่งข้อมูลบนแผนที่ธรณีวิทยาโครงสร้างถือว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญ ในการจำลองของสภาพแวดล้อมในการตกทับถมของหินต้นกำเนิดเป็นสิ่งจำเป็นอย่างยิ่งสำหรับการประมาณการเปลี่ยนแปลงลักษณะทางด้านข้าง และการเปลี่ยนแปลงคุณลักษณะอินทรีย์สาร

การมีอยู่ของหินต้นกำเนิดที่พร้อมให้สารไฮโดรคาร์บอนนั้นจะถูกนำมาประเมิน โดยการใช้แผนที่แสดงระดับความสมบูรณ์ รวมทั้งพื้นที่ที่มีศักยภาพในการระบายปิโตรเลียมด้วยการจำลองความสมบูรณ์ของหินต้นกำเนิดเป็นสิ่งจำเป็นยิ่ง และรูปแบบจำลองแอ่งสะสมตัวควรสร้างขึ้นสำหรับการประเมินคุณภาพ

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)
 - ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทก๊าซและน้ำมัน (transition gas/oil window)
 - ระดับความสุกสมบูรณ์แล้วให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทน้ำมันอย่างเดียว (peak oil window)
 - ระดับช่วงเริ่มต้นความสุกสมบูรณ์ หรือช่วงเริ่มต้นในการให้สารไฮโดรคาร์บอนประเภทน้ำมัน
- ความน่าจะเป็นของการมีปริมาณหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ต่อการให้สารไฮโดรคาร์บอนในพื้นที่ระบายออก โดยแยกออกได้เป็น
 - ปริมาณที่มีประสิทธิภาพมากกว่า (more than sufficient volume)
 - ปริมาณขนาดเล็ก (marginal volume)
 - ปริมาณไม่เพียงพอ (inadequate volume)

ข้อมูลในตารางที่ 3.7 เป็นการแสดงระดับคุณภาพ ความสุกสมบูรณ์ และปริมาณมวลหินต้นกำเนิด ที่จะต้องนำมาพิจารณา โดยตัวแปรต่างๆ เหล่านี้ส่วนใหญ่สามารถวัดค่าได้โดยตรงจากห้องปฏิบัติการ และอาจมีเพียงบางส่วนที่จากการวัดค่าที่มีความไม่น่าเชื่อถือ

ตารางที่ 3.7: แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม โดยพิจารณาจากปริมาณ และระดับความสุกสมบูรณ์ (maturity)

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
	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/หรือจากหินโคล์ที่ใช้เป็นตัวแทนของหินต้นกำเนิดในแหล่งกักเก็บนั้นๆ ส่วนการประเมินของชุดข้อมูลที่สัมพันธ์กัน และคุณภาพนั้นจะเป็นปัจจัยที่สำคัญในการประเมินค่าความเสี่ยงของคุณสมบัติหินต้นกำเนิด

การประเมินศักยภาพของหินต้นกำเนิดนั้น สิ่งที่ต้องทำ คือ การวิเคราะห์ค่าความเสี่ยงซึ่งต้องอยู่บนพื้นฐานของข้อมูลที่เป็นค่าเฉลี่ย และไม่เป็นค่าที่สูงเกินไป ดังนั้นเมื่อทำการประมาณค่าความน่าจะเป็นของการมีหินต้นกำเนิดที่สุกสมบูรณ์ในพื้นที่ระบายได้ ควรทำการประเมินความไม่แน่นอนในการจำแนก และการทำแผนที่แสดงพื้นที่ระบายสารไฮโดรคาร์บอนด้วย โดยความไม่แน่นอนที่มากเกินไปของการทำแผนที่จะมีทั้งประโยชน์และโทษ สำหรับการประมาณความสามารถในการไหลเข้าสะสมตัวของปิโตรเลียม

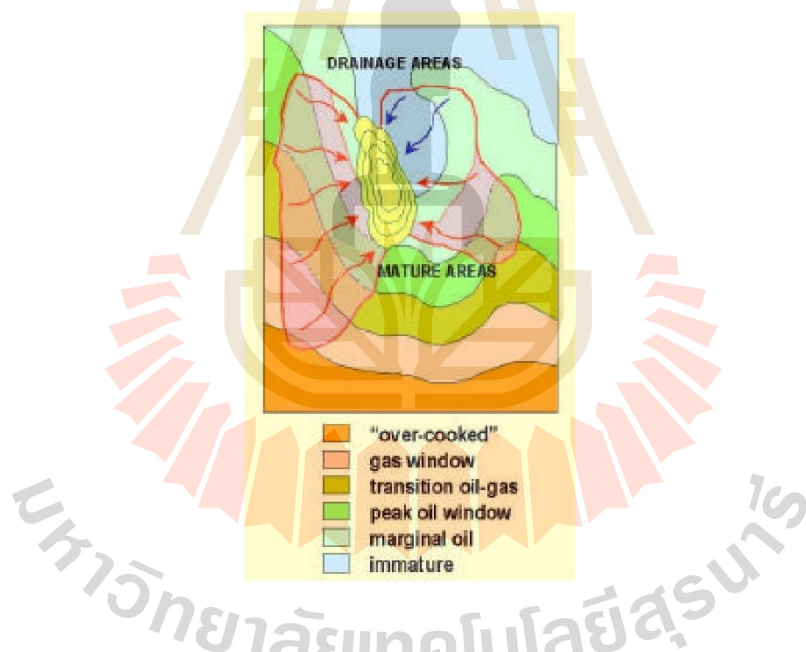
3.2) ประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม (Effective migration)

เป็นปัจจัยบ่งชี้ที่สำคัญ ดังนั้นการพิจารณาควรทำอย่างรอบคอบเนื่องจากมีความสัมพันธ์กันระหว่างระยะเวลาของการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียมกับชั้นหินปิดกั้น และเป็นการประเมินความน่าจะเป็นของการเกิดขึ้นหินปิดกั้นก่อนการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนที่เคลื่อนที่เข้ามา โดยเป็นการสมมุติให้ชั้นหินปิดกั้นมีคุณสมบัติของการปิดกั้นที่มีประสิทธิภาพ นอกจากนี้ยังรวมถึงลักษณะของรอยเลื่อนและชั้นหิน cap rocks ด้วย โดยลักษณะของการปิดกั้นอยู่อย่างต่อเนื่องตลอดช่วงระยะเวลา ดังนั้นจะได้ค่า P1 เท่ากับ 1.0 และ P2b เท่ากับ 1.0 ถ้าข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนเพียง

อย่างเดียวไม่สามารถให้ข้อมูลที่เพียงพอต่อการอธิบายช่วงเวลาของชั้นหินปิดกั้นได้ ให้ทำการ back stripping อาจจะมีประโยชน์ในการให้ข้อมูลได้

ข้อสำคัญ คือ ในการประเมินการไหลเข้าสะสมของปิโตรเลียมในระบบ ต้องเป็นช่วงเวลาสุดท้ายของการสะสมตัวของสารไฮโดรคาร์บอนในชั้นหินปิดกั้น และไม่มี การคิดค่าความเสี่ยงซ้อนทับ (double risking) ของปัจจัยความน่าจะเป็นของการคงอยู่หลังการสะสมตัว (P4)

ภายใต้ความดันปรกติการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนจะเคลื่อนที่ขึ้นด้านบน และกลไกการเคลื่อนที่ที่สามารถประเมินได้จากแผนที่แสดงระดับความลึก โดยทิศทาง การเคลื่อนที่ใน ส่วนบนของชั้นหินจะตั้งฉากกับเส้นแสดงชั้นระดับความลึก (รูปที่ 3.9) ในการศึกษาควรใช้แผนที่แสดง ทิศทางในอดีต สำหรับการวิเคราะห์เพื่อให้ได้ผลตามวัตถุประสงค์ แต่บางแผนที่ไม่สามารถใช้ได้ในทุกๆ กรณีเสมอไป โดยการเคลื่อนที่ของสารไฮโดรคาร์บอนอาจมีสาเหตุมาจากการความซึมผ่านตามแนวรอยเลื่อน และในแนวตั้งเพื่อเป็นการรักษาระดับความดันให้สมดุล ดังนั้นเมื่อมีการประเมินศักยภาพของ กลไกการเคลื่อนที่ไหล ต้องพิจารณาถึงลักษณะโครงสร้างที่สลับซับซ้อน ทิศทางการวางตัวของชั้นหิน ลักษณะเนื้อหิน และชั้นปิดกั้นที่ผิวด้านบนของชั้นหินที่ยอมให้มีการเคลื่อนที่ผ่าน โดยทั่วไปก๊าซ สามารถเคลื่อนที่ได้ดีกว่าน้ำมันตามการเคลื่อนที่ในแนวตั้ง โดยมีรายละเอียดการประเมินค่าแสดงใน ตารางที่ 3.8



รูปที่ 3.9 ตัวอย่างแผนที่แสดงระดับ maturity ในพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (drainage area) และทิศทาง การเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม

ตารางที่ 3.8 แสดงระดับความน่าจะเป็นของประสิทธิภาพการเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม และช่วงเวลาที่เหมาะสมต่อการเคลื่อนที่

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 หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมมีความสุกสมบูรณ์ที่มากเกินไป (overcooked) จึงทำให้ไม่สามารถประเมินการกักเก็บได้ หรือภายหลังจากการเกิดเทคโทนิค (tectonic) อาจเป็นสาเหตุที่ทำให้เกิดการรั่วไหลของสารไฮโดรคาร์บอนออกจากชั้นหินปิดกั้นหนึ่งไปยังอีกชั้นหินปิดกั้นหนึ่ง ดังนั้นความไม่แน่นอนอนจึงมีความสัมพันธ์กับการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดแหล่งอื่นๆ อีก รวมทั้งรูปแบบจำลองควรถูกนำมาพิจารณาร่วมด้วย

4) การคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนหลังการสะสมตัว (Retention after accumulation)

ความน่าจะเป็นของการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บภายหลังการสะสมตัว (P4) เป็นการประเมินโดยมีข้อสมมุติฐาน คือ มีชั้นหินปิดกั้นชั้นที่มีสารไฮโดรคาร์บอนบรรจุอยู่ ณ 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
	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; DH) คือ การเปลี่ยนแปลงลักษณะของคลื่นไหวสะทอน หรือสิ่งผิดปรกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอน ที่เป็นผล

โดยตรงจากการเปลี่ยนแปลงประเภทของของเหลวที่บรรจุอยู่ในชั้นหินกักเก็บ คือ เปลี่ยนจากน้ำไปเป็น สารไฮโดรคาร์บอน

ในแต่ละกรณี สิ่งผิดปกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอน อาจมีลักษณะเป็น “ข้อมูลจริง” หรือ “ข้อมูลเท็จ” ของการระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรง โดยสิ่งผิดปกติที่เป็นผลมาจากการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์ ทั้งการเก็บข้อมูลหรือการประมวลผลข้อมูล มักจะเป็นข้อมูลเท็จของการระบุสารไฮโดรคาร์บอนโดยตรง ในขณะที่สิ่งผิดปกติที่เป็นผลมาจากลักษณะทางธรณีวิทยา อาจทำให้เป็นข้อมูลจริง หรือข้อมูลเท็จก็ได้

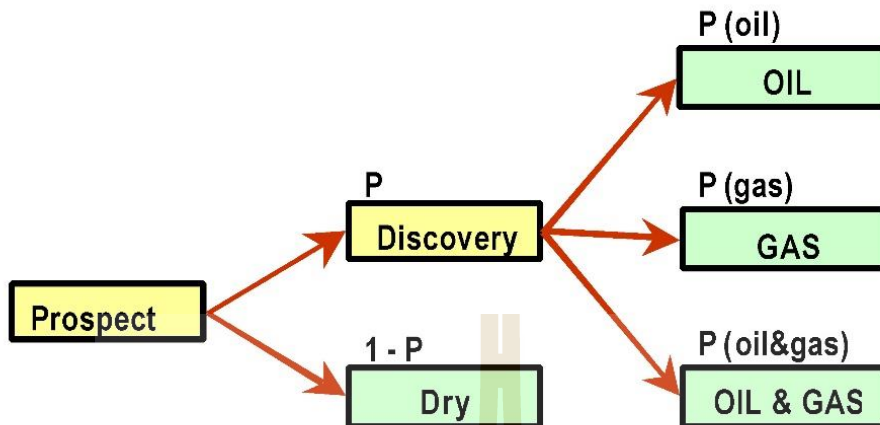
การประเมินความผิดปกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอน ควรทำอย่างระมัดระวัง พร้อมกับการทำซ้ำสำหรับการปรับแก้ภาพตัดขวาง 2 มิติ การศึกษารายละเอียดของคลื่นความถี่ (amplitude) และเฟส (phase) มีส่วนช่วยให้ลดค่าความไม่แน่นอนที่อาจเกิดขึ้นจากความผิดปกติของข้อมูลคลื่นไหวสะทอนได้ นอกจากนี้ควรจำแนกความผิดปกติของข้อมูลที่แสดงเป็นชั้นหินกักเก็บ และลักษณะทางธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ที่ทำให้มีการคงอยู่ของสารไฮโดรคาร์บอน

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

การไหลซึมของน้ำมันตามแนวรอยแตกหรือรอยร้าวที่พื้นท้องทะเล และความผิดปกติของก๊าซบนข้อมูลคลื่นไหวสะทอน จะเป็นการระบุสารไฮโดรคาร์บอนว่ามีอยู่จริง ณ ช่วงเวลาปัจจุบัน ด้วยเหตุนี้ความน่าจะเป็นของการมีปิโตรเลียมสะสมอยู่ในระบบมีแนวโน้มเป็นไปได้มาก แต่ในทางตรงข้ามค่าความน่าจะเป็นของการคงอยู่มีแนวโน้มไปทางต่ำ

6) ความน่าจะเป็นของน้ำมัน หรือก๊าซ (Probabilities of oil or gas)

การใช้โปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งกักเก็บ เช่น โปรแกรมคอมพิวเตอร์ GeoX นั้น จะพบว่าอัตราส่วนระหว่างน้ำมันและก๊าซในแหล่งกักเก็บจะถูกพิจารณาเป็นตัวแปรของการคำนวณปริมาณ อย่างไรก็ตามในบางกรณีการประเมินจะแตกต่างกันไป เช่น กรณีที่เป็นแหล่งน้ำมัน หรือก๊าซเพียงอย่างเดียว หรือเป็นการผสมกันระหว่างน้ำมันและก๊าซ โดยในแต่ละกรณีการประเมินค่าความเสี่ยงจะมีความสัมพันธ์กัน เพื่อให้การประเมินค่าความเสี่ยงมีความถูกต้อง มักแสดงในรูปแบบของกิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree)



รูปที่ 3.10 กิ่งก้านตัดสินใจ (decision tree)

สำหรับแหล่งกักเก็บหนึ่งๆ เหตุการณ์ที่เกิดขึ้นอาจมีผลลัพธ์ 4 ลักษณะ คือ หลุมแห้ง หลุมน้ำมัน หลุมก๊าซ หรือหลุมที่น้ำมันและก๊าซผสมกัน โดยผลลัพธ์เหล่านี้จะเป็นอิสระต่อกัน และผลรวมของความน่าจะเป็นของทุกเหตุการณ์จะมีค่าเท่ากับ 1

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



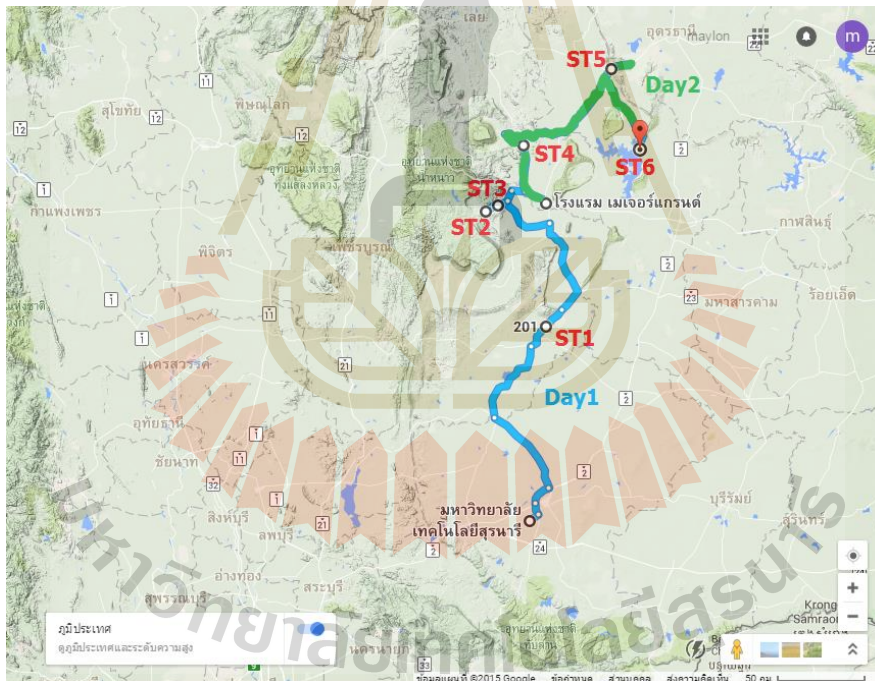
บทที่ 4

การเก็บหินตัวอย่าง การวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน

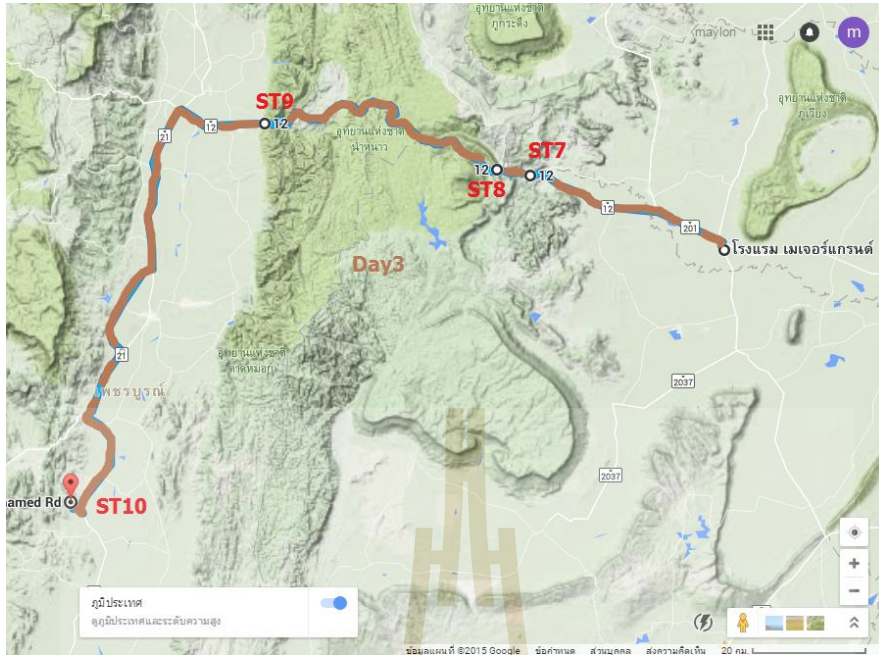
1. การเก็บหินตัวอย่าง

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

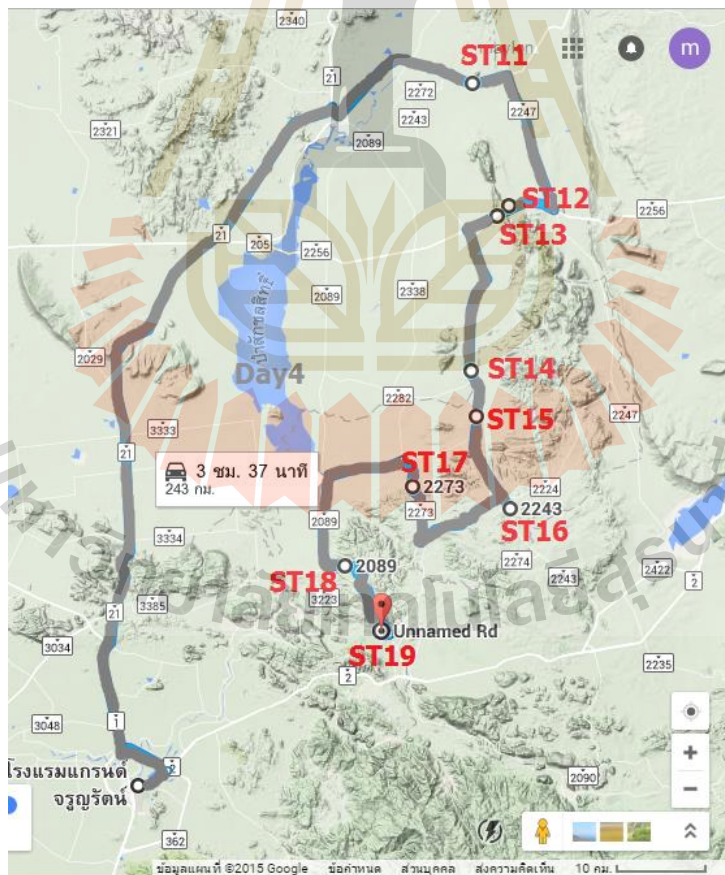
ธรณีวิทยาพื้นที่ที่ทำการสำรวจและเก็บตัวอย่างประกอบด้วย 4 กลุ่มหินหลักได้แก่ กลุ่มหิน Carboniferous, กลุ่มหิน Permian, กลุ่มหิน Triassic ก่อนโคราชโคราช (Pre-Khorat) และกลุ่มหินโคราช กลุ่มหิน Carboniferous จะเรียกอีกอย่างว่า “กลุ่มหินวังสะพุง/ศรีธาตุ” จะปรากฏในบริเวณขอบเหนือของที่ราบสูงโคราช กลุ่มหิน Permian 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.	Description
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.	Description
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.	Description
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



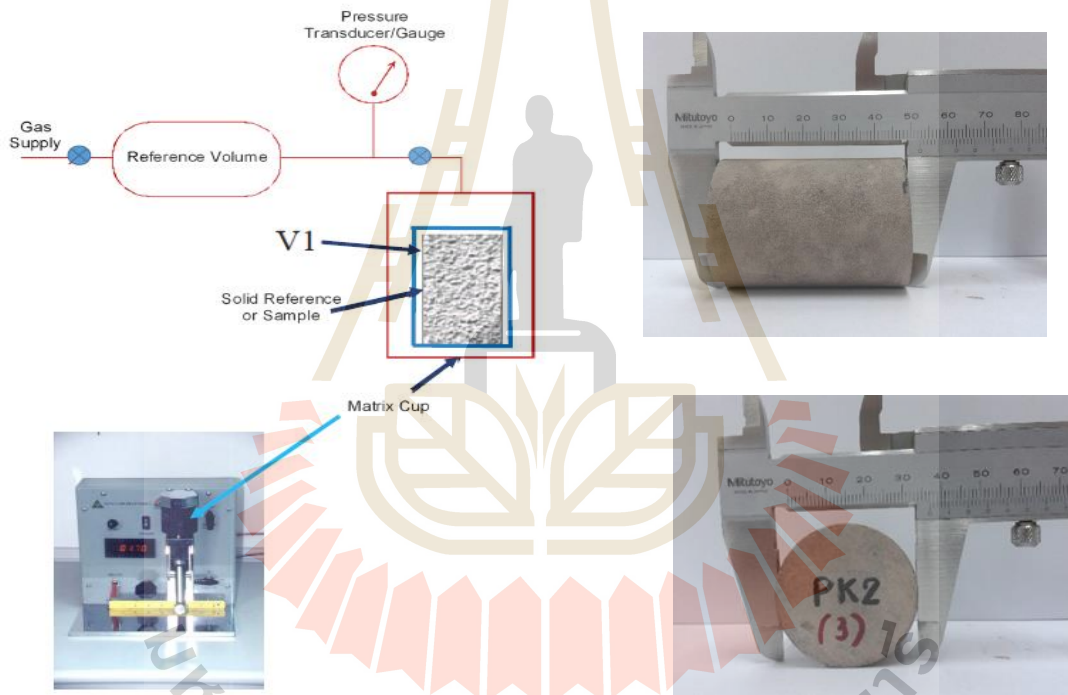
รูปที่ 4.7 พื้นที่ที่เก็บตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง



รูปที่ 4.8 ตัวอย่างชั้นหินทรายน้ำพอง

2. การวัดค่าความพรุนของชั้นหิน

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



แท่งหินตัวอย่างที่ใช้ทดสอบ (1.5 x 2 นิ้ว)

รูปที่ 4.9 เครื่องวัดความพรุนและแท่งตัวอย่าง

1. นำหินตัวอย่างใส่ไปในกระบอกตั้งรูป
2. ทำการเปิดแก๊สฮีเลียมอัดเข้าไปภายในหิน
3. ทำการจดวัดค่าความดันจากเครื่องวัด
4. นำค่าความดันของแก๊สที่ได้คำนวณหาค่าความพรุน

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		$V_{bil_1}/((P_{ob}/p_b)-(P_{of}/P_f))$	
Pf		70.3	psig							
Vbil_1 Remove				10.2	cm ³	Grain Vol.	GV	59.715	Cm ³	$V_{bil_2}+((P_{of}/P_f)*RV)-((P_{os}/P_s)*RV)$
Reference volume for Vbil						Bulk Vol.	BV	59.900	Cm ³	$(Diameter/2)^2*Length*PI()$
						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	Weigh/BV
						Grain Density	Rho2	2.689	g/cc	Weigh/GV
Vbil_2 (left out)				71.33	cm ³	Pof/Pf	1.423613	To check		
						Pob/Pb	2.247249	Factor A	1.139	$[(P_{os}/P_s)-(P_{of}/P_f)]/[(P_{ob}/P_b)-(P_{of}/P_f)]$
Pos		100.08	psig	Pos/Ps	2.361491	Grain Vol.	GV.	59.715	cm ³	$V_{bil_2}-\{V_{bil_1}*Factor A\}$
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

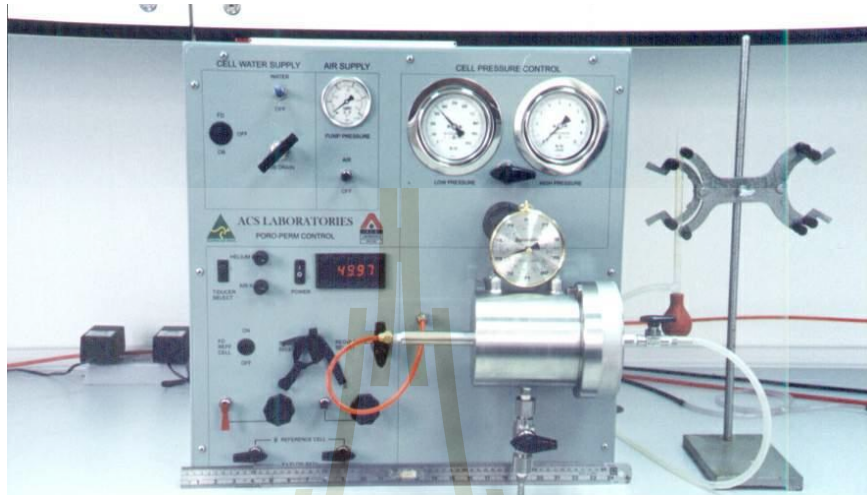
จากการวัดค่าความพรุนของตัวอย่างหินทั้งหมดสามารถสรุปผลได้ดังนี้

ชั้นหินโคลกรวด (KK) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 13.8%, ชั้นหินภูเขาไฟ (PP) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 12.52%, ชั้นหินพระวิหาร (PW) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 12.6% และชั้นหินภูเขาไฟ (PK) มีค่าความพรุนเฉลี่ยอยู่ที่ 4.84%

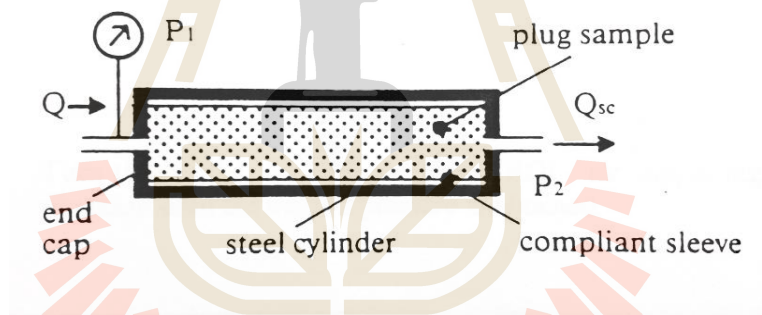
3. การวัดค่าความซึมผ่านของชั้นหิน

ความซึมผ่านของหิน หมายถึง ความสามารถของชั้นหินที่ยอมให้ของไหลที่สะสมตัวอยู่ในชั้นหินไหลผ่านไปมาได้ภายใต้ความกดดันของชั้นหิน หรืออีกนัยหนึ่งก็คือช่องว่างที่เชื่อมต่อกันภายในชั้นหิน ค่าความซึมผ่านได้ของชั้นหินจะบ่งบอกถึงความสามารถที่จะทำให้ของไหลที่อยู่ในชั้นหินไหลผ่านไปมาได้มากหรือน้อย 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. ทำการอัดความดันให้กับหินตัวอย่างโดยเป็นการจำลองสถานะ Over burden ของชั้นหินที่อยู่ใต้ดิน
4. เปิดให้แก๊สไนโตรเจนไหลผ่านเข้าไปในกระบอก (P_1) 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)

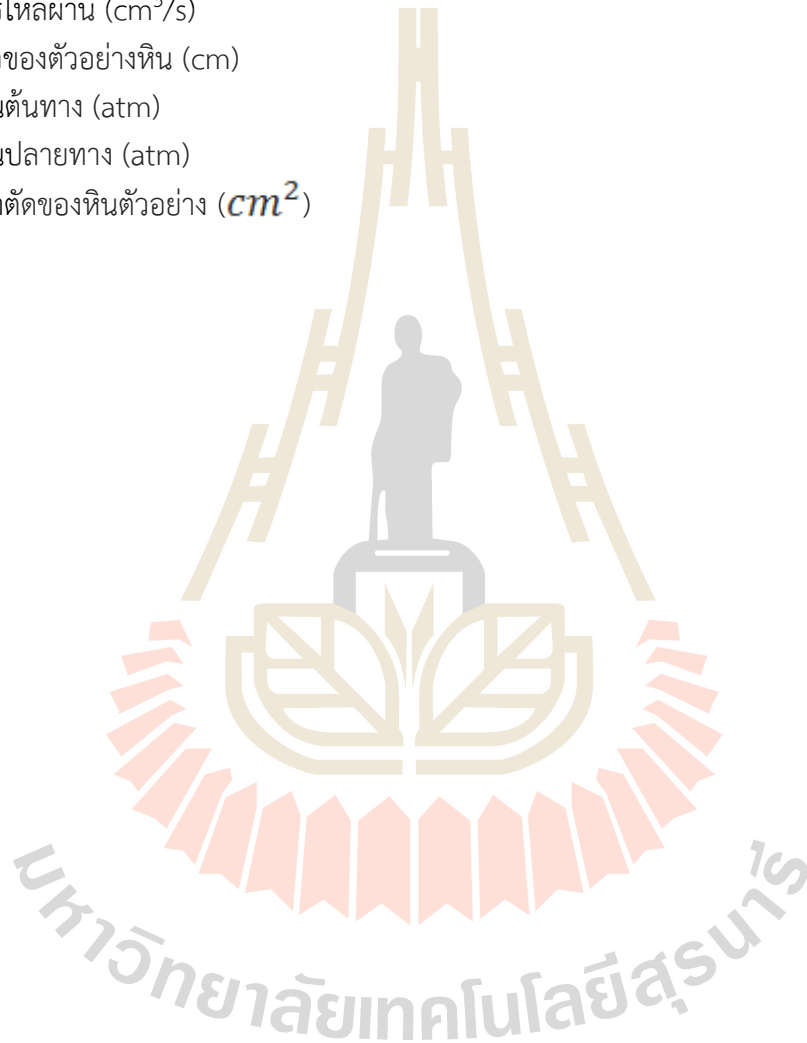
q = อัตราการไหลผ่าน (cm^3/s)

L = ความยาวของตัวอย่างหิน (cm)

P_1 = ความดันต้นทาง (atm)

P_2 = ความดันปลายทาง (atm)

A = พื้นที่หน้าตัดของหินตัวอย่าง (cm^2)



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 (cm2)}										
Pc	P1	P1	Pb	Pb	T	Viscosity n	V	Time	Q	K_gas		
psi	psi	atm	hPa	atm	°C	cP	cm3	sec	cm3/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

ชั้นหินโคกกรวด (KK) มีค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 0.55 md, ชั้นหินภูพาน (PP) มีค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 1.20 md, ชั้นหินพระวิหาร (PW) มีค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 30.51 md และชั้นหินภูกระดึง (PK) ไม่สามารถวัดหาค่าความซึมผ่านได้ เนื่องจากชั้นหินภูกระดึงเป็นหินทรายที่มีขนาด

เม็ดเกรนเล็กมากๆ จึงทำให้แก๊สที่อัดเข้าไปไหลผ่านได้น้อยมากๆ หรืออาจจะไม่สามารถไหลผ่านได้ และอีกอย่างหนึ่งก็คือความสามารถของเครื่องมือที่ใช้วัดไม่สามารถวัดได้

4. การวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุมเจาะ (Side Wall Cores)

โครงสร้างบริเวณนี้มีหินกักเก็บที่เป็นเป้าหมายหลัก คือ หินทรายคาร์บอนีเฟอรัส เมียน เป็นหินปูนและโดโลไมท์ (Limestone and dolomite) โดยการวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุมเจาะ SUT(สมมุติ) 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) แสดงว่าหินคาร์บอนีเฟอรัสเมียนจะเป็นหินกักเก็บที่ดี

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

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					
Core No.	Depth (metre)	DIMENSION			Weight (gm)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)	Permeability		Lithology
		Diameter (cm.)	Length (cm.)					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		

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					
Core No.	Depth (metre)	DIMENSION			Weight (gm)	Porosity (%)	Grain Density (g/cc)	Permeability		Lithology
		Diameter (cm.)	Length (cm.)					ambient (md)	Overburden (md)	
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 LS.	
Average					3.0548	2.7102	0.01129	0.00026		



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

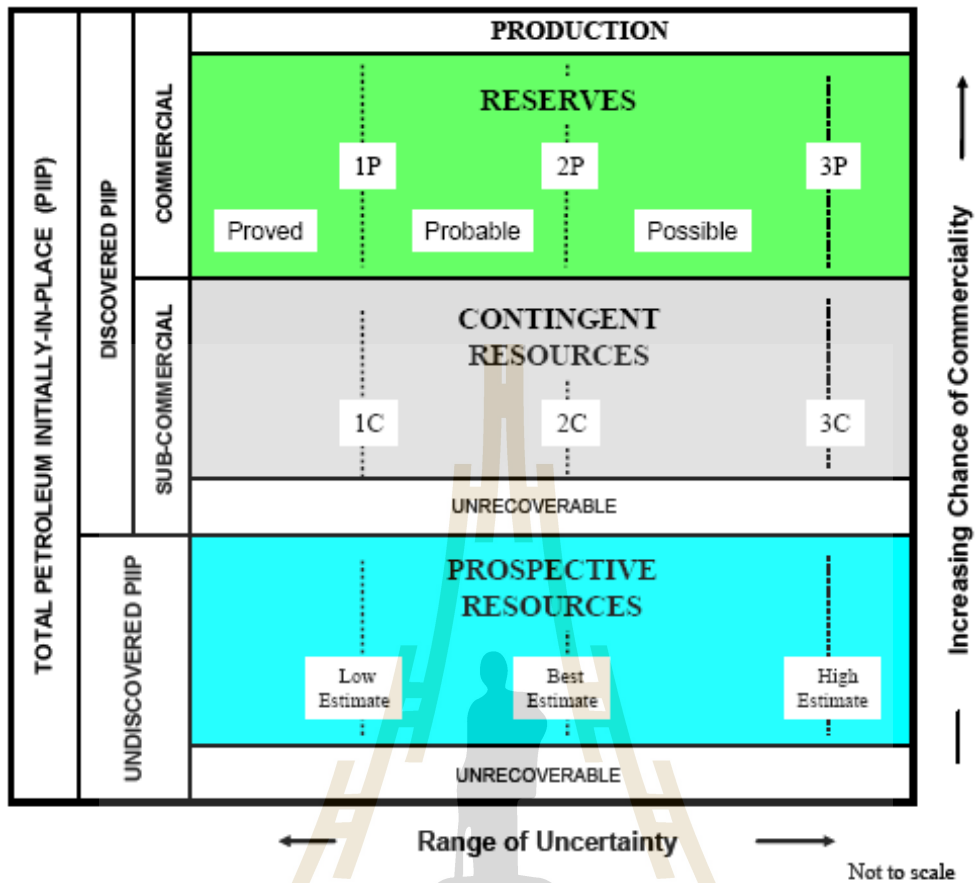
1. พื้นฐานที่สำคัญและคำจำกัดความ (Basic Principles and Definitions)

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 และกรณีที่ทำให้ยากมากที่สารประกอบที่ไม่ใช่ไฮโดรคาร์บอนจะมีมากกว่าร้อยละ 50

คำว่า “ทรัพยากร (Resources)” ในที่นี้มีเจตนา หมายถึง ปริมาณปิโตรเลียมที่เกิดตามธรรมชาติทั้งบนและภายในเปลือกโลก ไม่ว่าจะเป็นที่ค้นพบแล้วหรือที่ยังไม่มีการค้นพบ (ทั้งสามารถผลิตได้และไม่สามารถผลิตได้) รวมกับปริมาณของปิโตรเลียมที่ได้ผลิตไปแล้ว นอกจากนั้นยังรวมถึงปิโตรเลียมต่างๆ 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 4.1 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) และปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาได้ (Contingent Resources) ดังคำอธิบายต่อไปนี้

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

ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) คือ ปริมาณทรัพยากรที่ประเมิน ณ วันที่กำหนดใดๆ ว่ามีศักยภาพที่จะผลิตได้จากแหล่งสะสมหนึ่งๆ ที่พบแล้ว แต่ยังไม่สามารถพิจารณาว่าเป็นโครงการสมบูรณ์เพียงพอ สำหรับการพัฒนาเชิงพาณิชย์ เนื่องจากเหตุผลความไม่แน่นอนอย่างใดอย่างหนึ่งหรือมากกว่านั้น ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาได้ อาจรวมถึงโครงการที่ยังขาดไม่ได้ หรือการผลิตเชิงพาณิชย์ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการพัฒนา หรือการวิเคราะห์การปริมาณแหล่งสะสมยังไม่เพียงพอต่อการกำหนดสมรรถนะเชิงพาณิชย์ได้อย่างชัดเจน ปริมาณทรัพยากรต่อเนื่องอาจแบ่ง ออกตามภาวะระดับของความแน่นอนที่ประกอบการประเมินหรืออาจแบ่งย่อยตามภาวะสมบูรณ์ของโครงการ และ/หรือลักษณะพิเศษเฉพาะตามสภาวะเศรษฐกิจของมันเป็น

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 ความเป็นไปได้อันจะค้นพบและความเป็นไปได้อันจะพัฒนา ทรัพยากรคาดคะเนยังแบ่งย่อยออกตามระดับความแน่นอนที่ประกอบการประเมินปริมาณที่จะผลิตได้ตามข้อสมมติการค้นพบและการพัฒนาและอาจแบ่งย่อยตามความสมบูรณ์ของโครงการ

ปริมาณปิโตรเลียมที่ไม่สามารถผลิตได้ (Unrecoverable) เป็นส่วนหนึ่งของปริมาณปิโตรเลียมที่มีอยู่แรกเริ่มทั้งในแหล่งที่ค้นพบแล้ว และยังไม่มีการค้นพบ ซึ่งประเมินไว้ ณ วันที่กำหนด

ใดๆ ที่ไม่สามารถผลิตได้ โดยโครงการในอนาคตใดๆ ตามเทคโนโลยี และสถานะของปัจจุบัน แต่ปริมาณส่วนนี้อาจกลายเป็นปริมาณที่สามารถผลิตได้ในอนาคต ถ้าสถานะเศรษฐกิจและเทคโนโลยีในอนาคตที่เหมาะสมเกิดขึ้น ส่วนที่เหลือบางส่วนอาจไม่สามารถผลิตในอนาคตได้เลย เพราะข้อจำกัดทางเคมี/กายภาพ ที่ปรากฏอยู่ในพื้นผิวที่สัมพันธ์กันระหว่างของไหลและหินกักเก็บ

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 ภายใต้เงื่อนไขสถานะเศรษฐกิจและวิธีการผลิตในปัจจุบัน รวมถึงกฎระเบียบของรัฐ (ปริมาณปิโตรเลียมที่อยู่นอกพื้นที่ผลิตไม่สามารถกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1) เว้นแต่เป็นปริมาณสำรองที่พบหรืออยู่ในพื้นที่สัญญาซื้อขายก๊าซธรรมชาติ (GSA) หรือมีแผนการพัฒนาที่แน่ชัดภายใน 5 ปี ปริมาณสำรองที่ไม่อยู่ในพื้นที่ดังกล่าว

และไม่มีแผนพัฒนาที่แน่นอนภายใน 5 ปี จะไม่สามารถกำหนดเป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว (P1) แต่จะกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองที่คาดว่าจะพบ น่าจะพบ หรือเป็นทรัพยากรปิโตรเลียมต่อเนื่องที่น่าจะพัฒนาขึ้นมาได้ (Contingent Resources) ตามนิยามปริมาณสำรองในบ่อนี้ 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) หลุมที่หยุดผลิตเพราะสภาวะการณ์ตลาดหรือรอการเชื่อมท่อส่งปิโตรเลียม

- 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

เงื่อนไขการกำหนดว่าปริมาณสำรองปิโตรเลียมที่ค้นพบเป็นปริมาณสำรองที่พิสูจน์แล้วให้เป็นอย่างต่อไปนี้

1. วิธีการคำนวณปริมาณสำรอง กรณีใช้วิธีคำนวณแบบ Deterministic Method จะต้องมีการมีข้อมูลด้านธรณีวิทยา วิศวกรรม และเศรษฐศาสตร์ที่ให้ความมั่นใจว่าจะนำปิโตรเลียมขึ้นมาใช้ได้ และในกรณีที่ใช้วิธีคำนวณแบบความน่าจะเป็น (Probabilistic Method) จะต้องมีความน่าจะเป็นอย่างน้อยร้อยละ 90 ว่าสามารถผลิตได้มากกว่าหรือเท่ากับปริมาณที่คำนวณได้

2. เงื่อนไขทางเศรษฐกิจในปัจจุบันที่ใช้เป็นสมมติฐานในรายงานปริมาณสำรอง หมายถึงรวมถึงราคาปิโตรเลียม และค่าใช้จ่ายจากอดีตถึงปัจจุบัน โดยอาจจะใช้ค่าเฉลี่ยในช่วงระยะเวลาที่เหมาะสมสำหรับการประเมินปริมาณสำรอง 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 แต่มีข้อพิสูจน์ได้ว่าจะสามารถผลิตในเชิงพาณิชย์ภายใต้ข้อมูลทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมที่แสดงถึงความต่อเนื่องของชั้นหินจากบริเวณที่มีหลุมเจาะ หรือ

3) ในกรณีที่ไม่มีข้อมูลของแนวสัมผัสระหว่างไฮโดรคาร์บอนและของไหลชนิดอื่นภายในแหล่งกักเก็บ ให้ถือเอาระดับลึกสุดที่พบไฮโดรคาร์บอนเป็นพื้นที่ที่ใช้กำหนดในการประเมินปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว ยกเว้นว่ามีข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรม หรือข้อมูลการผลิตที่พิสูจน์ได้ว่าเป็นอย่างอื่น หรือ

4) ชั้นกักเก็บที่มีรอยเลื่อนมาคั่นไว้ แต่มีโครงสร้างทางธรณีวิทยาและ/หรือการเรียงลำดับของชั้นหิน รวมทั้งข้อมูลทางวิศวกรรมที่คล้ายกับชั้นกักเก็บปิโตรเลียมที่ผลิตได้แล้วจากหลุมผลิตจำนวนหลายหลุมที่ทำให้เชื่อถือได้

นอกจากนี้ การจะกำหนดว่าพื้นที่ดังกล่าวมีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วและพัฒนาแล้ว (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 สามารถแสดงด้วยความน่าจะเป็นสูง (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 ถ้าโครงการนำร่องที่ใช้เทคนิคดังกล่าวให้ผลผลิตที่น่าพอใจจากชั้นหินกักเก็บหรือมีโปรแกรมที่ผลลัพธ์สนับสนุนการวิเคราะห์ของ 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 แต่มีข้อมูลตัวอย่างแท่งหินหรือการทดสอบอัตราการไหลไม่เพียงพอ และไม่สามารถเทียบเคียงได้กับแหล่งกักเก็บที่มีการผลิต หรือแหล่งที่มีปริมาณสำรองพิสูจน์แล้ว

3) ปริมาณสำรองที่เพิ่มจากการเจาะหลุมเพิ่ม (Infill Drilling) ซึ่งมีระยะห่างจากหลุมผลิตเดิมเกินกว่าจะสามารถกำหนดให้เป็นปริมาณสำรองพิสูจน์แล้วได้

4) ปริมาณสำรองอันเกิดจากการใช้เทคนิคการเพิ่มกำลังผลิต (Improved Recovery) ที่พิสูจน์แล้วว่าได้ผลในเชิงพาณิชย์เมื่อ

4.1) มีแผนจะทำโครงการเพิ่มกำลังผลิต หรือทำเป็นโครงการนำร่อง แต่ยังไม่ดำเนินการ

4.2) คุณสมบัติของหิน ของไหล และแหล่งกักเก็บ เอื้อต่อการใช้เทคนิคเพิ่มกำลังผลิตในเชิงพาณิชย์

5) 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 และต้องมีวิธีการที่จะให้ผู้ทำการศึกษารวบรวมข้อมูลความคิดเห็นของผู้เชี่ยวชาญเป็นรายบุคคลจากการตอบแบบสอบถามในหัวข้อหนึ่งๆ 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) สรุปรหัวข้อแนวทางที่คล้ายกันหรือเหมือนกันให้กลุ่มผู้เชี่ยวชาญจัดลำดับความสำคัญอีกครั้ง เพื่อลดจำนวนลง

- 6) สรุปรผลและข้อคิดเห็นที่ได้จากการศึกษา

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

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

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

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

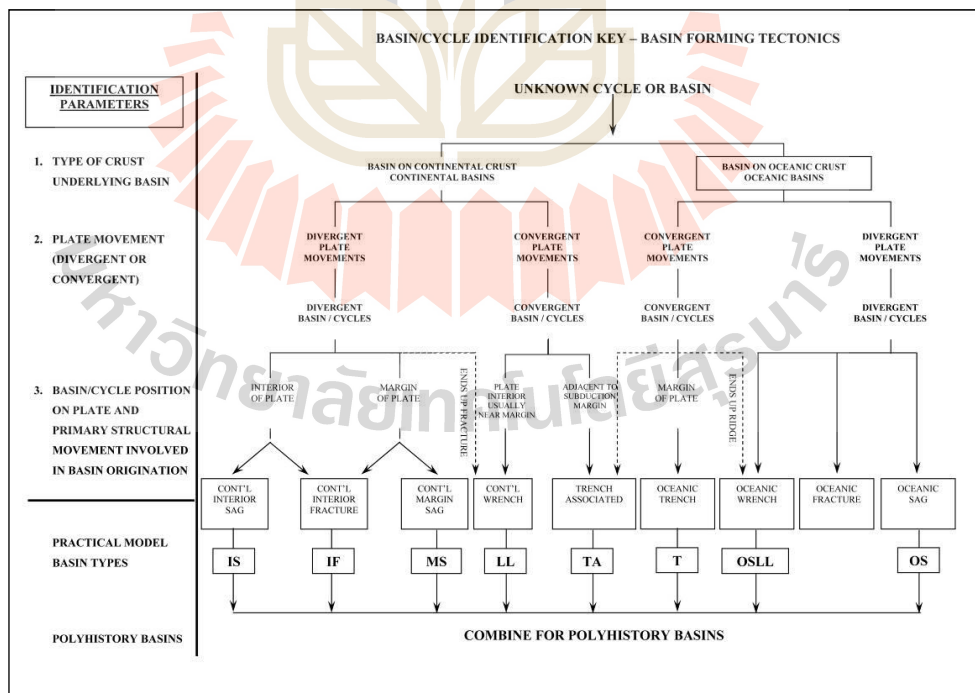
การประเมินวิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นที่ที่มีข้อมูลรายละเอียดทางธรณีวิทยาน้อยมาก

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	POOR
	POST OROGENIC (NEWARK)	
	MATURE STAGE LARGER BASINS MARINE - NM	VERY POOR
MS	MSMS – THIN PLATFORM	- POOR – GOOD
	MSDA – DELTA	- POOR – GAS PRONE
	MSOS – OCEAN CLINOFORMS	- MOSTLY POOR
	MSIS – FORELAND BASIN	- VERY GOOD
LL	LARGE BASINS CONTINENTAL CRUST	- VERY GOOD
	SMALL PROTOCONT’T – OCEANIC CRUST VOLCANIC ASSOC.	- POOR
	TA	RESTRICTED MARINE

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) วิธีนี้สามารถประเมินไฮโดรคาร์บอนในเชิงส่วนประกอบได้ว่าจะเป็นน้ำมันหรือก๊าซประมาณเท่าใด วิธีนี้สามารถประเมินไฮโดรคาร์บอนในเชิงส่วนประกอบได้ว่าจะเป็นน้ำมัน หรือก๊าซประมาณเท่าใด รวมทั้งยังบอกถึงประวัติของการเคลื่อนย้าย และปริมาณศักยภาพการกักเก็บของไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ วิธีนี้ใช้ประโยชน์ได้มากในกรณีที่มีข้อจำกัดในการบ่งชี้ทางธรณีวิทยา และกระบวนการที่จำเป็น สำหรับการประเมินทรัพยากรในพื้นที่ที่มีข้อมูลที่ดีและมากเพียงพอ 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 และขนาดของแหล่งรวมด้วย 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

$$\text{Number of prospect} \times \text{success ratio} \times \text{Field size.}$$

$$\text{Success ratio} = \text{No. of economic successes} / \text{No. of wildcats.}$$

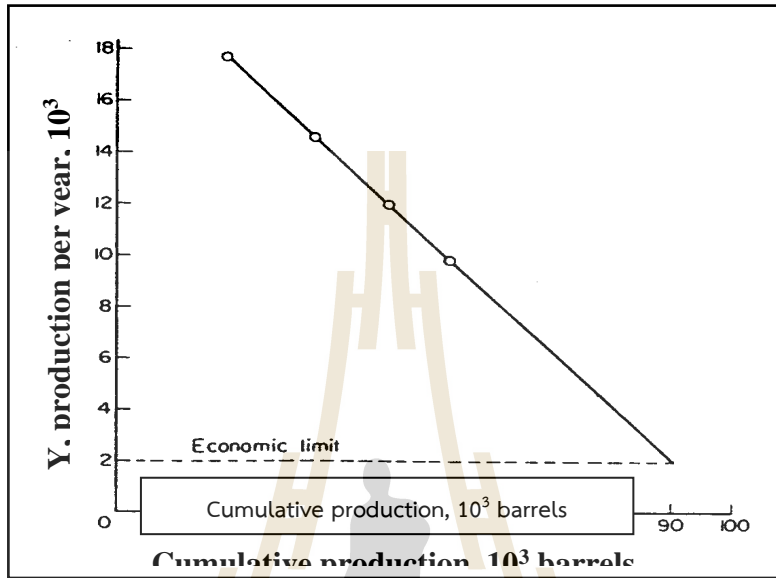
3.6 วิธีประเมินโดยการวัดพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม (Performance based estimates)

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมโดยวิธีนี้ขึ้นอยู่กับข้อมูลการผลิตปิโตรเลียม เพื่อใช้คาดการณ์ในการคำนวณ ปริมาณทรัพยากรที่จะนำขึ้นมาได้สูงสุดภายใต้เงื่อนไขทางเศรษฐศาสตร์ และทางเทคโนโลยี วิธีการนี้จะเป็นการรวมถึงวิธีต่างๆ คือ

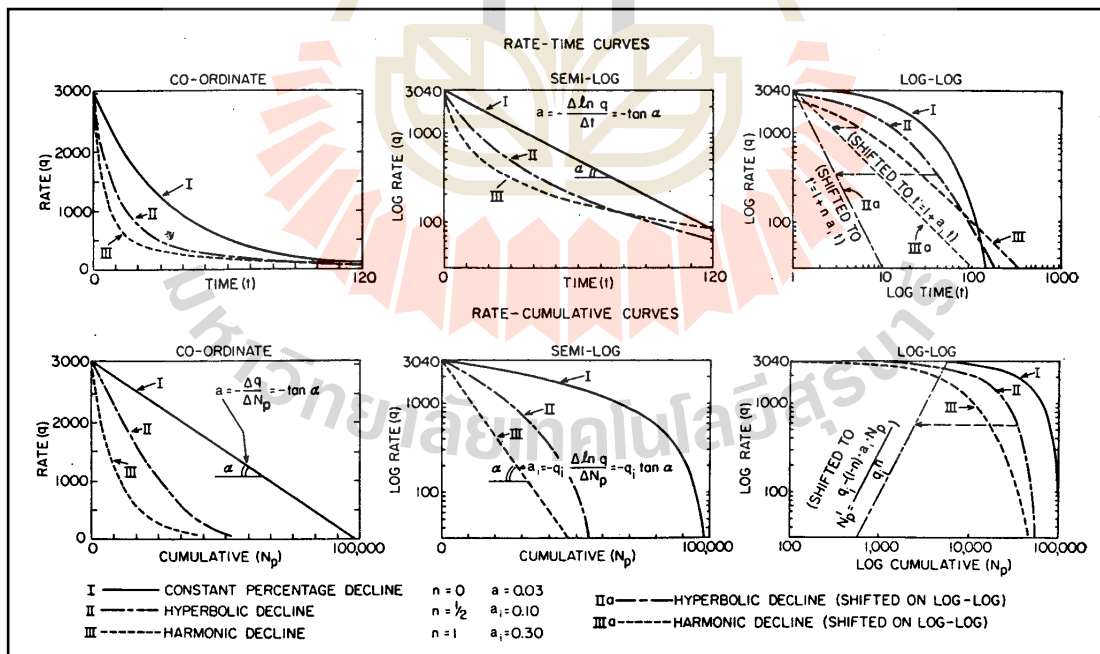
1) การวิเคราะห์อัตราลดของการผลิต (decline curves) เป็นการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมหรือปริมาณสำรองปิโตรเลียมโดยอาศัยการเขียนกราฟอัตราการผลิตที่ลดลงเป็นเส้นตรงและต่อ (extrapolation) ไปในอนาคตหยุดที่อัตราการผลิตเป็นศูนย์ก็จะได้ปริมาณปิโตรเลียม (in place) หรือไปหยุดที่อัตราคุ้มทุน (economic limit)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

2) การสมดุลของสสาร (material balance) เป็นการใช้หลักคงตัวของมวลสสาร คือ

ปิโตรเลียมและของไหลที่ผลิตขึ้นมาได้ = ปิโตรเลียมและของไหลที่มีอยู่เริ่มต้น - ปิโตรเลียมที่เหลืออยู่ในปัจจุบัน - ปิโตรเลียมและของไหลมวลสารที่อัดลงเข้าไปในแหล่ง



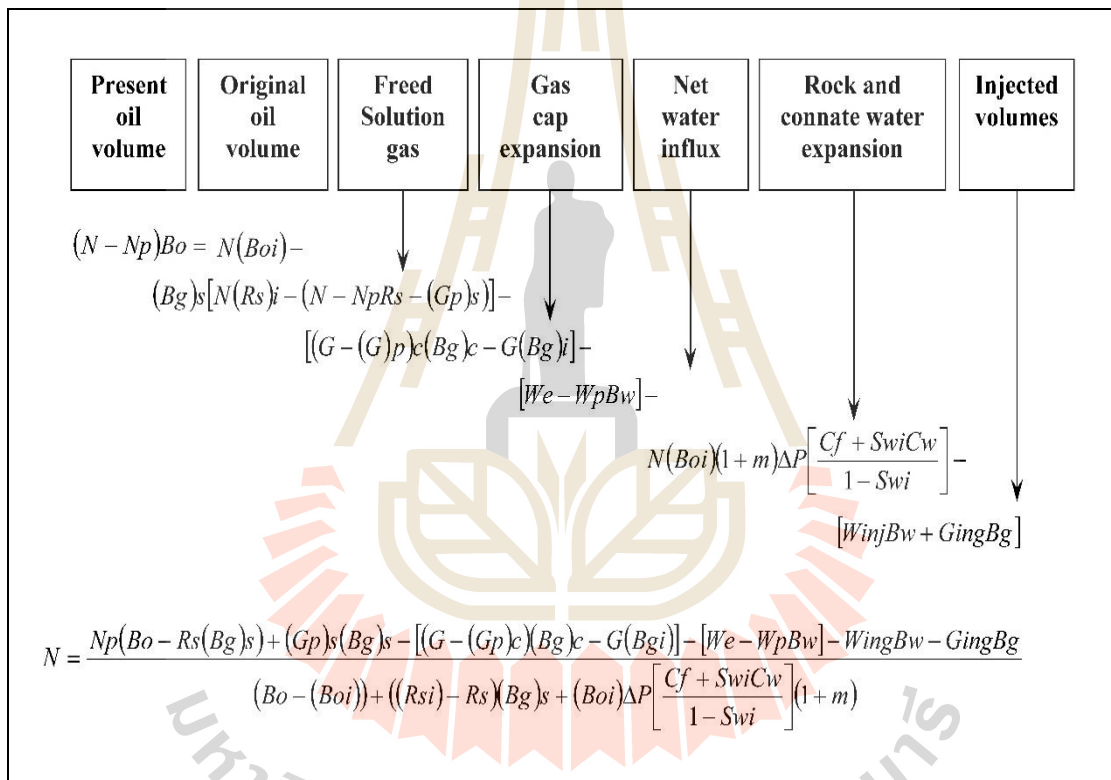
รูปที่ 5.4 Exponential Decline Curve



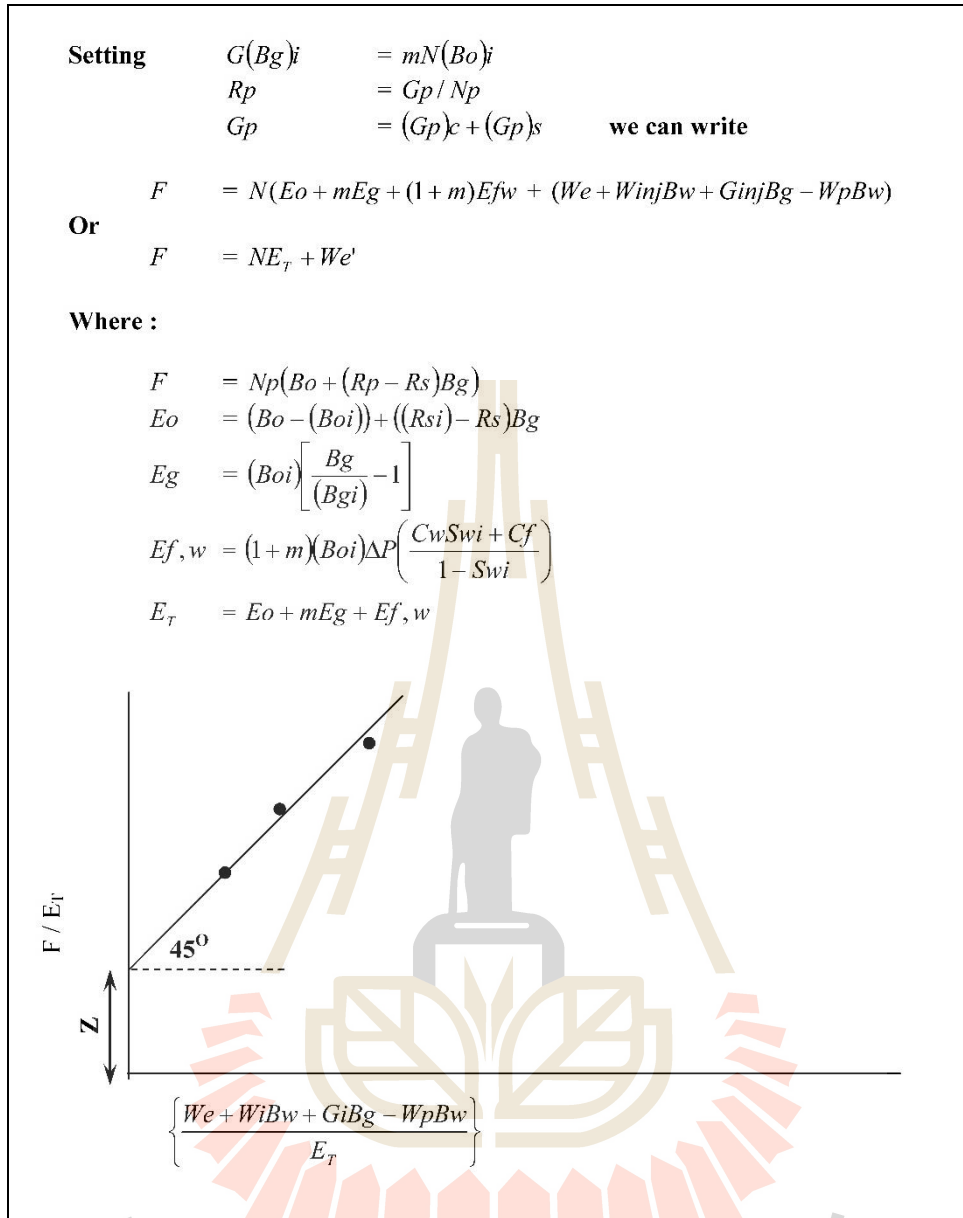
รูปที่ 5.5 Three Types of Production Decline Curves on Coordinate, Semi log, and Log-Log Graph Paper (SPE, 2003)

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

วิธีการประเมินนี้ใช้ข้อมูลทางวิศวกรรมปิโตรเลียมที่ละเอียดถูกต้องสูงและเป็นประโยชน์ในพื้นที่ที่มีการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมอยู่แล้ว เพราะสามารถวิเคราะห์สภาพทางกายภาพของแหล่งกักเก็บและคุณสมบัติของของไหลได้อย่างถูกต้อง ซึ่งจะมีผลต่อการทำแผนการผลิตในระยะเวลาดังกล่าว และผลกระทบต่อการพัฒนาแหล่งที่ถูกกำหนดทั้งทางเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ วิธีการประเมินปริมาณทรัพยากรโดยวิธีนี้เหมาะสำหรับพื้นที่ที่มีข้อมูลประวัติการผลิตที่เพียงพอในปี 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 โดยการสร้างรูปแบบจำลองของสะสมตัวโดยใช้เงื่อนไขทางธรณีวิทยา แต่ตัวแปรต่างๆ มักมีความไม่แน่นอนสูง ดังนั้นจึงต้องอาศัยวิธีการประเมินความเป็นไปได้

ของการเกิดขึ้น (probabilities distributions) รวมทั้งวิธีการสุ่มเลือก โอกาสความเป็นไปได้ และวิธีทางสถิติ

การคำนวณปริมาณทรัพยากร โดยการใช้สูตรทางวิศวกรรมปิโตรเลียมของแหล่งกักเก็บเป็นพื้นฐาน (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)

Sw = water saturation (decimal fraction)

Pr = original reservoir pressure (psi)

Tr = reservoir temperature (degree Rankine)

Z = gas compressibility factor

Psc = pressure, standard conditions (psi)

Tsc = temperature (degree Rankine)

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

1) การหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้สถิติ และการกำหนดตัวประกอบ

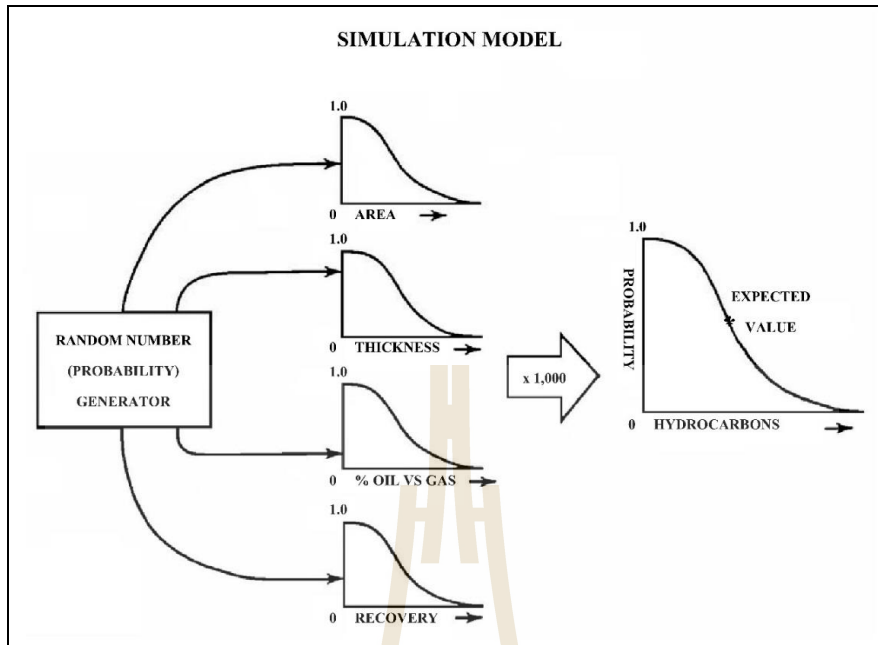
วิธีการนี้ใช้สูตรคำนวณปริมาณปิโตรเลียมแบบปริมาตร (volumetric) และสามารถแบ่งวิธีการทางสถิตินี้ได้ออกเป็น

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 ; $G = 43,560 \times A \times h \times \phi \times (1-S_{wi}) \times (1/B_{gi})$

สำหรับน้ำมัน ; $N = 7,758 \times A \times h \times \phi \times (1-S_{wi}) \times (1/B_{oi})$



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

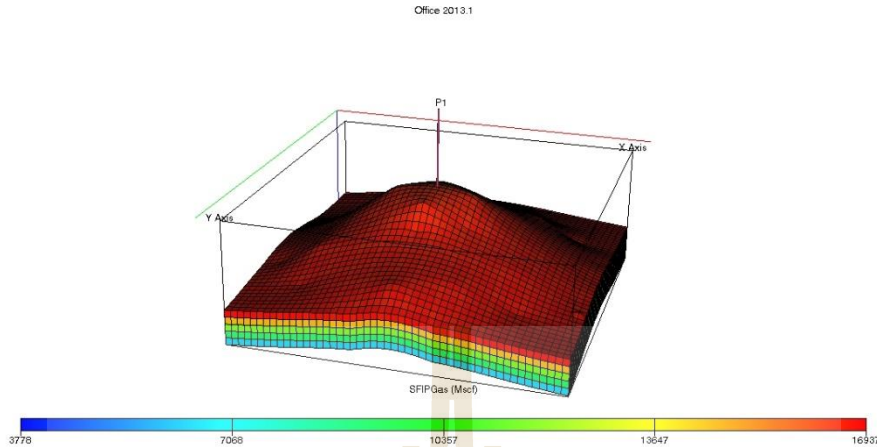
1.2) Semi-Deterministic เป็นวิธีหาปริมาณปิโตรเลียมโดยใช้ความน่าจะเป็น (probability) ผสมผสานกับการกำหนดตัวประกอบทางธรณีวิทยา (deterministic) วิธีนี้มักจะใช้คำนวณหาปริมาณปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งที่มีการพบปิโตรเลียมข้างแล้ว โดยนำตัวประกอบมาแสดงการกระจายตัวทางด้านสถิติ (เช่น ปริมาณปิโตรเลียมต่อหนึ่งฟุต) คู่กับการกระจายตัวของตัวประกอบที่กำหนดขึ้น (เช่น ความหนาเป็นฟุตของชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม) ผลลัพธ์ที่ได้ก็จะเป็นปริมาณปิโตรเลียมที่จะพบใหม่ในบริเวณนั้นๆ

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

2) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation)

โดยการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์จำลองแหล่งปิโตรเลียมจากของจริง ทำการจำลองปริมาณและการไหลของปิโตรเลียมในแหล่งด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ที่อยู่ในช่อง (cell) หลายๆช่องติดต่อกันเป็นแหล่งปิโตรเลียม ดังแสดงในรูปที่ 5.9

การทำ reservoir simulation จะมีประโยชน์ในกรณีที่สามารถหาปริมาณปิโตรเลียมและทดลองผลิตปิโตรเลียมในรูปแบบต่างๆ โดยประหยัดทั้งเวลาและค่าใช้จ่าย แต่ผลออกมาจะตรงกับที่เป็นจริงแค่ไหนขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ป้อนเข้าคอมพิวเตอร์ว่าถูกต้องและมีคุณภาพเพียงใด ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำ reservoir simulation ได้แก่ ข้อมูลด้าน Petrophysics, PVT (pressure volume temperature) ของ fluid (gas, water) และข้อมูลการผลิต ส่วนโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้ได้แก่ 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) ในพื้นที่เป้าหมายปิโตรเลียม (plays)

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

1.3) ประเมินขนาดของพื้นที่ที่จะพบปิโตรเลียม (field size distribution)

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

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



บทที่ 6

การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม

1. การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม FASPU

โปรแกรมคอมพิวเตอร์ FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) สร้างโดยกรมธรณีวิทยาของประเทศสหรัฐอเมริกา (U.S. Geological Survey) เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมที่อาจค้นพบเพิ่มเติม (undiscovered resources)

คำจำกัดความของเป้่ากักเก็บ (plays) หมายถึง กลุ่มของเป้่าหวัง (prospects) หรือแหล่งปิโตรเลียม ซึ่งมีความสัมพันธ์ร่วมกันในด้านการกำเนิด (origin of source rock) การเคลื่อนไหล (migration) การกักเก็บ (accumulation in reservoir) และการปิดกั้นปิโตรเลียม (seal or trap)

การประเมินทรัพยากรปิโตรเลียมโดยการใช้โปรแกรม FASPU เป็นวิธีที่ใช้ในการวิเคราะห์เป้่ากักเก็บปิโตรเลียม (plays) หรือรูปแบบของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม วิธีนี้สามารถคำนวณได้จากทฤษฎีความน่าจะเป็น (probability theory) แบ่งออกเป็น 2 ส่วนที่สำคัญ คือ

- 1) การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม (petroleum geology parameters)
 - 2) การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม (petroleum engineering parameters)
- ตัวแปรที่ได้จากทั้งสองส่วนนี้จะถูกนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์และทางสถิติเพื่อให้ได้ค่าทรัพยากรปิโตรเลียม (petroleum resources) ของพื้นที่ที่ทำการประเมิน

1.1 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม

ในการประเมินและให้ค่าตัวแปรทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม ที่เกี่ยวข้องในการนำมาใช้แบ่งย่อยออกได้เป็น 3 ประเภท ดังนี้

- 1) คุณสมบัติของเป้่ากักเก็บ (Play attributes)
- 2) คุณสมบัติของเป้่าหวัง (Prospect attributes)
- 3) ปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon volume attributes)

คุณสมบัติของเป้่ากักเก็บและของเป้่าหวังเป็นการวิเคราะห์ถึงการมีอยู่จริง (presence) หรือการไม่มี (absence) ของคุณสมบัติทางธรณีวิทยาของเป้่ากักเก็บและเป้่าหวัง ในขณะที่คุณสมบัติของปริมาตรไฮโดรคาร์บอนจะเป็นการวิเคราะห์ถึงขนาดของการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอน

คุณสมบัติของเป้่ากักเก็บ (Play attributes)

การให้ค่าหรือกำหนดค่าตัวแปรที่มีอิทธิพลหรือมีผลต่อการเกิดและการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับ play อันประกอบไปด้วย

- 1) ค่าความเป็นไปได้ของการมีอยู่ของหินต้นกำเนิดของสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (hydrocarbon source)

2) ค่าความเป็นไปได้ของเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม (timing)

3) ค่าความเป็นไปได้ของความเหมาะสมของการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (migration)

4) ค่าความเป็นไปได้ของศักยภาพของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมอื่นๆ ในการกักเก็บปิโตรเลียมที่เคลื่อนตัวมาสะสมตัวกัน (potential reservoir facies)

หากเป่ากักเก็บที่ต้องการพิสูจน์มีคุณสมบัติดังกล่าวครบถ้วน แสดงว่าเป่ากักเก็บนั้นมีความเหมาะสม (favorable) แต่ขณะเดียวกันหากเป่ากักเก็บนั้นขาดคุณสมบัติตัวใดตัวหนึ่ง แสดงว่าเป่าหวังทุกอันในเป่ากักเก็บนั้นจะไม่มีปิโตรเลียมอยู่เลย

การคาดคะเนความน่าจะเป็นของการมีอยู่จริงของค่าตัวแปรเหล่านี้จะถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้อันจะเกิดการเกิดขึ้นของค่าตัวแปรหรือองค์ประกอบนี้ในเป่ากักเก็บนี้) ถึง 1 (มีความเป็นไปได้ 100% ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปรหรือองค์ประกอบนี้ในเป่ากักเก็บนี้) ซึ่งจะถูกระบุหรือให้ค่าโดยนักธรณีวิทยาปิโตรเลียมหรือผู้ทำการประเมิน และเมื่อนำค่าความเป็นไปได้ (probability) ของตัวแปรต่างๆ เหล่านี้มาคูณกันก็จะได้ค่าความเป็นไปได้อันจะเกิดการเกิดและการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนขึ้นในเป่ากักเก็บนี้ ซึ่งเรียกว่า ความน่าจะเป็นไปได้ของเป่ากักเก็บ (marginal play probability)

คุณสมบัติของเป่าหวัง (Prospect attributes)

การให้ค่าหรือกำหนดค่าตัวแปรที่มีอิทธิพลหรือมีผลต่อการเกิดและการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (prospect) ประกอบด้วย

1) ค่าความเป็นไปได้ในการมีไฮโดรคาร์บอนถูกกักเก็บไว้ในแหล่งกักเก็บ (trapping mechanism)

2) ค่าความเป็นไปได้ของการมีค่าความพรุนของหินมากกว่าร้อยละ 3 (effective porosity > 3%)

3) ค่าความเป็นไปได้ของการมีการสะสมตัวของปิโตรเลียม (hydrocarbon accumulation) ในระดับเป่าหวัง (prospect) ซึ่งจะพิจารณาจากการมีหรือไม่มีอยู่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (hydrocarbon source) ระยะเวลาที่เหมาะสมของการเกิดของปิโตรเลียม (timing) และความเหมาะสมของการเคลื่อนตัวที่จากหินกำเนิดปิโตรเลียมไปยังแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (migration)

หากเป่าหวังมีคุณสมบัติดังกล่าวครบถ้วน แสดงว่าเป่าหวังนั้นจะมีปิโตรเลียมสะสมตัวอยู่จริง ในทางตรงกันข้ามหากเป่ากักเก็บนั้นขาดคุณสมบัติตัวใดตัวหนึ่ง แสดงว่าเป่าหวังทุกอันในเป่ากักเก็บนั้นจะไม่มีปิโตรเลียมอยู่เลย

การคาดคะเนความน่าจะเป็นของการมีอยู่จริงของค่าตัวแปรเหล่านี้จะถูกกำหนดให้มีค่าอยู่ระหว่างค่า 0 (ไม่มีความเป็นไปได้อันจะเกิดการเกิดขึ้นของค่าตัวแปรหรือองค์ประกอบนี้ในเป่าหวังนี้) ถึง 1 (มีความเป็นไปได้ 100% ที่จะมีการเกิดขึ้นของค่าตัวแปรหรือองค์ประกอบนี้ในเป่าหวังนี้) ซึ่งจะถูกระบุหรือให้ค่าโดยนักธรณีวิทยาปิโตรเลียมหรือผู้ทำการประเมิน และเมื่อนำค่าความเป็นไปได้ (probability) ของตัวแปรต่างๆ เหล่านี้มาคูณกันก็จะได้ค่าความเป็นไปได้อันจะเกิดการเกิดและการ

สะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนขึ้นในเป้าหมายนี้ ซึ่งเรียกว่า ความน่าจะเป็นไปได้ของการสะสมตัวที่มีเงื่อนไข (conditional deposit probability)

ปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon volume attributes)

ในส่วนนี้จะเป็นการกำหนดหรือคำนวณค่าของตัวแปรที่จะมีผลต่อปริมาณของทรัพยากรปิโตรเลียมที่จะค้นพบในบริเวณพื้นที่ที่ทำการประเมินฯ ซึ่งประกอบไปด้วยตัวแปรต่างๆ ดังนี้

1) ค่าความเป็นไปได้ของชนิดหินของแหล่งกักเก็บ (reservoir lithology) ซึ่งในโปรแกรมจะกำหนดมาให้เลือกเพียง 2 ชนิด คือ หินทราย (sandstone reservoir) และหินคาร์บอนเนต (carbonate reservoir)

2) ค่าความเป็นไปได้ของสัดส่วนของน้ำมันและก๊าซที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บนี้ โดยที่ค่าความเป็นไปได้ของส่วนนี้จะมีค่ารวมกันเท่ากับ 1 เสมอ

3) ค่าของพื้นที่ระบายปิโตรเลียม (area of closure หน่วย 1,000 เอเคอร์) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าของพื้นที่ระบายปิโตรเลียมที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

4) ค่าความหนาของแหล่งกักเก็บ (reservoir thickness หน่วย ฟุต) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าความหนาของแหล่งกักเก็บที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

5) ค่าความพรุนของหิน (effective porosity หน่วย ค่าร้อยละ) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าความพรุนของหินที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

6) ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัว (trap fill หน่วย ค่าร้อยละ) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าปริมาณการสะสมตัวของปิโตรเลียมในแหล่งสะสมตัวที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

7) ค่าระดับความลึกที่จะต้องเจาะลงไปพบปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บ (reservoir depth หน่วย 1,000 ฟุต) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าระดับความลึกที่จะต้องเจาะลงไปพบปิโตรเลียมในแหล่งกักเก็บที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

8) ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (hydrocarbon saturation หน่วย ค่าร้อยละ) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอนที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

9) จำนวนของเป้าหมาย (prospect) ที่จะสามารถทำการเจาะได้ (number of drillable prospect) โดยจะแบ่งค่าออกเป็นระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วย ค่าจำนวนของ prospect ที่จะสามารถทำการเจาะได้ที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

คุณสมบัติที่กล่าวมาจะเป็นตัวบ่งบอกถึงปริมาณของไฮโดรคาร์บอนที่สะสมตัวในเป้าหมาย คำนวณได้จากสมการเพื่อหาปริมาณในแหล่งกักเก็บของไฮโดรคาร์บอน ดังนี้

$$\text{น้ำมันในแหล่ง} = \frac{7,758 * 1,000 * A * F * H * \text{Por} * \text{Sh}}{\text{Bo}} \quad (\text{MM bbl})$$

$$\text{ก๊าซอิสระในแหล่ง} = \frac{1,537.8 * 1,000 * A * F * H * \text{Por} * \text{Sh} * \text{Pr}}{\text{Tr} * Z} \quad (\text{Bcf})$$

A	= พื้นที่ระบายปิโตรเลียม	: area of closure (Thousand acres)
H	= ความหนาของชั้นกักเก็บ	: reservoir thickness (feet)
F	= การสะสมตัวในแหล่ง	: trap fill (decimal fraction)
Por	= ความพรุนของชั้นหิน	: porosity (decimal fraction)
Sh	= ความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน	: hydrocarbon saturation (decimal fraction)
Pr	= ความดันเริ่มต้นของแหล่ง	: original reservoir pressure (psi)
Bo	= ตัวแปรของการเปลี่ยนแปลงของปริมาณน้ำมันในแหล่ง	: oil formation volume factor
Tr	= อุณหภูมิของแหล่ง	: reservoir temperature (degree Rankine)
Z	= ตัวแปรของการเปลี่ยนแปลงของปริมาณก๊าซ	: gas compressibility factor

1.2 การประเมินและให้ค่าตัวแปรทางวิศวกรรมปิโตรเลียม

ตัวแปรที่จะต้องใช้ในการคำนวณปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมทางวิศวกรรม

ประกอบด้วย

- 1) Pressure gradient หน่วยเป็น psi/ft
- 2) Temperature gradient หน่วยเป็น degree Rankine/ft
- 3) ค่าความดันเริ่มต้นของชั้นหินกักเก็บ (Pe : Original reservoir pressure หน่วยเป็น psi)
- 4) ค่าอุณหภูมิของชั้นหินกักเก็บ (Te : Original reservoir temperature หน่วยเป็น degree Rankine)
- 5) ค่าสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (Rs : Solution Gas/Oil ratio หน่วยเป็น thousand cu ft/bbl)
- 6) ค่าอัตราส่วนการเปลี่ยนแปลงของปริมาณน้ำมัน (Bo : Oil formation volume factor ไม่มีหน่วย)
- 7) ค่าความสามารถในการอัดตัวของก๊าซ (Z : Gas compressibility factor ไม่มีหน่วย)
- 8) ความลึกฐานล่างของน้ำมัน (Oil floor depth หน่วยเป็น ฟุต (ft))
- 9) ค่าตัวแปรที่ใช้บ่งถึงอัตราส่วนของปริมาณน้ำมันที่สามารถนำขึ้นมาใช้ได้ต่อปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่ในแหล่ง (Oil recovery factor หน่วยเป็น ร้อยละ)

- 10) ค่าตัวแปรที่ใช้บ่งถึงอัตราส่วนของปริมาณก๊าซที่สามารถนำขึ้นมาใช้ได้ต่อปริมาณทั้งหมดที่มีอยู่ในแหล่ง (Gas recovery factor หน่วยเป็น ร้อยละ)

2. การประมวลผลข้อมูล

2.1 หลักการในการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เป้่ากักเก็บโดยทฤษฎีความน่าจะเป็น (probability theory) มีประโยชน์และได้ผลอย่างมาก เมื่อเปรียบเทียบกับวิธีการของ Monte Carlo Simulation ซึ่งต้องเสียค่าใช้จ่ายและเสียเวลามาก โดยวิธีที่ใช้จะเป็นการประยุกต์เอาทฤษฎีและกฎเกี่ยวกับการคาดหมาย (law of expectation) และความแปรปรวนของทฤษฎีความน่าจะเป็น ค่าตัวแปรต่างๆ จะถูกคำนวณเพื่อหาค่ามัธยฐาน (mean) และค่าความแปรปรวน (variance) โดยกำหนดให้การกระจายตัวของค่าต่างๆ เป็นแบบ log-normal distribution จากนั้นจึงคำนวณเพื่อประเมินศักยภาพน้ำมัน ก๊าซเจือปน (dissolved gas) ก๊าซอิสระ (non-associated gas) และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งเป็นผลรวมของก๊าซเจือปนกับก๊าซอิสระ

2.2 ขั้นตอนการวิเคราะห์ในการประมวลผลข้อมูล

ภายหลังจากที่ได้ข้อมูลและตัวแปรจากทั้งทางธรณีวิทยาปิโตรเลียมและวิศวกรรมปิโตรเลียมแล้ว จึงนำโปรแกรม FASPU มาคำนวณทรัพยากรปิโตรเลียม โดยมีการประมวลผลข้อมูลลำดับขั้นตอนในการดำเนินการดังนี้

- 1) เลือกชนิดของเป้่ากักเก็บ (play type) ในการประเมิน
- 2) เลือกทำการประเมินทรัพยากรน้ำมันเป็นลำดับแรก
- 3) คำนวณค่ากลาง (mean) และค่าความแปรปรวน (variance) ของตัวแปรที่ใช้ในการคำนวณปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน (hydrocarbon volume attributes) ในแต่ละเป้่ากักเก็บ (play type) ซึ่งประกอบด้วยตัวแปรดังนี้
 - 3.1) พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (area of closure)
 - 3.2) ความหนาของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (reservoir thickness)
 - 3.3) ค่าความพรุนของชั้นหิน (effective porosity)
 - 3.4) ค่าการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนในแหล่งกักเก็บ (hydrocarbon accumulation)
 - 3.5) ระดับความลึกถึงชั้นแหล่งกักเก็บ (depth to reservoir)
 - 3.6) ค่าความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน (hydrocarbon saturation)
 - 3.7) จำนวนของเป้่าหวังที่จะสามารถทำการเจาะได้ โดยพิจารณาจากแผนที่โครงสร้างของแหล่งกักเก็บ โดยที่ค่าตัวแปรเหล่านี้จะถูกแบ่งออกเป็นค่าที่ระดับความเป็นไปได้ทั้งหมด 7 ระดับ ประกอบด้วยค่าตัวแปรที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ
- 4) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของขนาดของแหล่งปิโตรเลียม (accumulation size) ด้วยสมการทางวิศวกรรมปิโตรเลียม

- 5) ค่าของขนาดของแหล่งน้ำมันจากขั้นตอนที่ 4 จะถูกนำมาจัดเรียงตัวและแสดงผล โดยอยู่บนพื้นฐานของ การกระจายตัวของข้อมูลในลักษณะเป็นแบบ lognormal distribution
- 6) คำนวณค่าความเป็นไปได้ของการมีแหล่งกักเก็บน้ำมัน (oil accumulation) ในระดับ prospect ทั้งนี้จะต้องอยู่ภายใต้เงื่อนไขที่ว่าในระดับ play นั้นมีความเหมาะสมในการกำเนิด เคลื่อนที่ และมีการสะสมตัวของปิโตรเลียมได้
- 7) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของค่าความเป็นไปได้ที่ prospect นั้น จะมีศักยภาพในการมีน้ำมัน ซึ่งจะหาค่านี้ได้จากการคูณ conditional prospect probability เข้ากับค่ากลางและค่าความแปรปรวนของขนาดของแหล่งกักเก็บ น้ำมันที่คำนวณได้จากขั้นตอนที่ 5
- 8) คำนวณและจัดจำแนกค่าที่ได้จากขั้นตอนที่ 7 มาแสดงผลในลักษณะแบบ lognormal distribution ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับด้วยกัน ได้แก่ที่ระดับ ความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ
- 9) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของจำนวนของ prospect ใน play type
- 10) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของจำนวนของแหล่งกักเก็บน้ำมัน โดยได้จากการคูณ conditional prospect probability เข้ากับผลที่ได้จากขั้นตอนที่ 9
- 11) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของ conditional (A) potential for oil
- 12) ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าเป็นปริมาณน้ำมันใน play ที่เหมาะสมกับการเกิดและสะสมตัวของน้ำมันนี้ ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่โปรแกรมสุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 8 คูณกับค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 9
- 13) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของค่าความเป็นไปได้ของการมีน้ำมัน เกิดขึ้นใน play (conditional play probability of oil) ซึ่งหมายถึงค่าความเป็นไปได้ที่ play นั้นจะมีค่าแหล่งกักเก็บน้ำมันอย่างน้อย 1 แหล่งเกิดขึ้นใน play type นี้
- 14) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของ conditional (B) potential for oil ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าเป็นปริมาณน้ำมันใน play ที่เหมาะสมกับการเกิดและสะสมตัวของน้ำมันนี้อย่างน้อย 1 แหล่ง ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 11 คูณกับค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 12
- 15) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของการที่จะไม่มีน้ำมันเกิดขึ้นใน play type นี้ (unconditional play probability of oil) ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 12 คูณกับค่า marginal play probability
- 16) คำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของ conditional play potential for oil ซึ่งค่าที่ได้จะมีค่าเป็นปริมาณน้ำมันใน play ซึ่งได้จากการคูณกันของค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 13 คูณกับค่าตัวเลขที่สุ่มเลือกมาจากขั้นตอนที่ 14
- 17) จัดสร้างค่าการกระจายตัวของค่าความเป็นไปได้ที่ได้จากผลลัพธ์ในการคำนวณในขั้นตอนที่ 13 และแสดงผลในลักษณะแบบ lognormal distribution ที่ระดับ

- ความเป็นไปได้ 7 ระดับด้วยกัน ได้แก่ที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ
- 18) จัดสร้างค่าการกระจายตัวของค่าความเป็นไปได้ที่ได้จากผลลัพธ์ในการคำนวณในขั้นตอนที่ 11 และแสดงผลในลักษณะแบบ lognormal distribution ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับด้วยกัน ได้แก่ที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ
 - 19) จัดสร้างค่าการกระจายตัวของค่าความเป็นไปได้ที่ได้จากผลลัพธ์ในการคำนวณในขั้นตอนที่ 15 และแสดงผลในลักษณะแบบ lognormal distribution ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับด้วยกัน ได้แก่ที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ
 - 20) ทำการเลือก non-associated gas มาทำการประเมินเป็นลำดับที่สอง ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3 ถึง 18 โดยจะมีการเปลี่ยนค่าตัวแปรจาก oil มาเป็น non-associated gas และปริมาณของ non-associated gas จะใช้สมการที่ใช้หาค่าปริมาณ non-associated gas ในที่ (oil in-place) แทน โดยที่ค่าของ conditional prospect probability ของ non-associated gas จะมีค่าเท่ากับ conditional deposit probability ลบด้วย conditional prospect probability of oil
 - 21) ทำการเลือก dissolved gas มาทำการประเมินเป็นลำดับที่สาม ทำซ้ำขั้นตอนที่ 3 ถึง 18 โดยจะมีการเปลี่ยนค่าตัวแปรจาก oil มาเป็น dissolved gas และปริมาณของ dissolved gas จะใช้สมการที่ใช้หาค่าปริมาณน้ำมันในที่ (oil in-place) คูณ ด้วยค่า gas-oil Ratio โดยที่ค่าของ conditional prospect probability ของ dissolved gas จะมีค่าเหมือนกันกับที่ใช้ในขั้นตอนของการประเมินปริมาณน้ำมันเช่นกัน
 - 22) ทำการเลือก gas มาทำการประเมินเป็นลำดับที่สี่ ทำซ้ำขั้นตอนที่ 4 ถึง 18 โดยจะมีการเปลี่ยนค่าตัวแปรจาก oil มาเป็น gas และคำนวณค่ากลางและค่าความแปรปรวนของปริมาณของ gas ในที่ (gas in-place) จะคำนวณโดยใช้สมการที่ใช้คำนวณ gas in-place แทน โดยที่ค่าของ conditional prospect probability ของ gas จะมีค่าเหมือนกันกับ conditional deposit probability
 - 23) โปรแกรมจะทำการเรียงลำดับและจัดแสดงผลของการคำนวณโดยจะจัดแบ่งปริมาณของปิโตรเลียมในแบบต่างๆ ที่ระดับความเป็นไปได้ 7 ระดับด้วยกัน ได้แก่ ที่ระดับความเป็นไปได้ที่ 0, 5, 25, 50, 75, 95 และ 100% ตามลำดับ

3. การพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม

3.1 การวิเคราะห์ปัญหา

ขั้นตอนแรกของการพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม คือ การอธิบายปัญหา รายละเอียด วิธีการแก้ปัญหา กระบวนการ และผลลัพธ์ โดยมีรายละเอียดแสดงดังต่อไปนี้

3.1.1 ประยุกต์หลักการและทฤษฎี

Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success เพื่อพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม รวมถึง หลักการและทฤษฎี เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม เพื่อพัฒนาโปรแกรมวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมในเชิงของ อัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เป็นต้น ในที่นี้จะเรียกชื่อโปรแกรมที่พัฒนาว่า MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) โดยใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6.0 ลักษณะของโปรแกรมในการประเมินศักยภาพของแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจะประกอบด้วย 3 กระบวนการประมวลผล คือ 1) การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation 2) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean และ 3) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success โดยในแต่ละส่วนการประมวลผลจะรวมการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมไว้ด้วย

กรณีที่ 1 การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation

Monte Carlo Simulation เป็นวิธีทางสถิติวิธีหนึ่งที่ใช้ในการคำนวณเกี่ยวกับ ความไม่แน่นอนในค่าปริมาณสำรอง โดยขึ้นอยู่กับค่าสุ่ม (random numbers)

Hammersley และ Handcomb ได้ให้คำจำกัดความว่า วิธี Monte Carlo เป็น วิธีการทางคณิตศาสตร์การทดลอง (experimental mathematics) ซึ่งใช้การทดลองด้วยการเลือกค่าสุ่ม (random numbers) ดังนั้นการเลือกค่าสุ่มจึงเป็นหัวใจสำคัญของวิธี Monte Carlo โดยวิธี Monte Carlo เป็นวิธีการที่ใช้การทดลองเกี่ยวกับตัวเลขโดยใช้กฎและสมมติฐานต่างๆ ที่มีในปัญหาที่จะแก้

การใช้วิธี Monte Carlo สามารถแบ่งออกได้เป็น ดังนี้

1. Direct simulation วิธีนี้เป็นวิธีที่ง่ายที่สุดของวิธี โดยใช้กันอย่างมากในงาน operation research.
2. Monte Carlo ที่ใช้ในการหาค่า integrals ซึ่งมีมากมายหลายวิธี
3. Conditional simulation วิธีนี้คล้ายกับวิธี direct simulation ต่างกัน ตรงที่ conditional simulation นี้ใช้ conditional distribution หรือ กล่าวคือ conditional simulation นี้จะมีการใช้ค่าของข้อมูลที่ทราบด้วย

Monte Carlo Simulation กับการคำนวณปริมาณสำรองของทรัพยากรธรรมชาติ นี้ เนื่องจากเราไม่สามารถทราบค่าที่แน่นอนของปริมาตรทั้งหมดของแหล่งกักเก็บ (volume of rock), ความพรุน (porosity), ความอิ่มตัวของสารไฮโดรคาร์บอน (hydrocarbon saturation), gas formation volume factor และ recovery factor ได้ ดังนั้น เราจะเรียกว่าตัวแปร (variables) ที่มีความไม่แน่นอนอยู่ด้วยว่าตัวแปรแบบสุ่มเลือก (random variables)

ในการพัฒนาโปรแกรมนี้ โปรแกรมจะถูกแบ่งออกเป็น 2 โปรแกรมย่อย โดยใช้ลักษณะของการเลือกค่าสุ่ม กล่าวคือ 1) ผู้ใช้เป็นผู้กำหนดค่าสุ่มเอง และ 2) การกำหนดค่าแบบสุ่มเลือกโดยคอมพิวเตอร์

แบบที่ 1 ผู้ใช้เป็นผู้กำหนดค่าสุ่ม ค่าที่ได้จากการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมจะมีเพียงผลลัพธ์เดียว และมีการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio)

แบบที่ 2 การกำหนดค่าแบบสุ่มเลือกโดยคอมพิวเตอร์ โดยค่าที่ได้จากการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมจะมีผลลัพธ์อยู่จำนวน 3 ค่า ซึ่งเป็นค่าในเชิงของความน่าจะเป็นที่จะค้นพบที่ระดับร้อยละ 90, 50 และ 10 นอกจากนี้ยังมีการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio)

กรณีที่ 2 การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean

โปรแกรมจะมีการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมเพียงผลลัพธ์เดียว และมีการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio)

กรณีที่ 3 การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success

โปรแกรมจะมีการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมเพียงผลลัพธ์เดียว และมีการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio)

3.1.2 การแสดงผล

- ก. การแสดงรายละเอียด และผลลัพธ์ทุกการประมวลผล
- ข. การบันทึกและพิมพ์ในรูปของข้อมูลและเอกสาร เพื่อทำการศึกษาวเคราะห์และเปรียบเทียบได้
- ค. หน้าหลักของโปรแกรม MSP ประกอบด้วย 2 ส่วนใหญ่ คือ ส่วนคำอธิบายของข้อมูลนำเข้าที่จำเป็นต้องใช้ในการประมวลผลทั้งในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ และส่วนของโปรแกรมที่ใช้ในการประเมินศักยภาพซึ่งมีการแบ่งออกเป็น 4 โปรแกรมย่อย เช่น Gas In Place_Mode I, Gas In Place_Mode II, Oil In Place_Mode I และ Oil In Place_Mode II ตามรูปที่ 6.1
- ง. ในแต่ละโปรแกรม MSP จะถูกพัฒนาขึ้น และประกอบด้วย 3 ระบบการทำงาน โดยในแต่ละระบบการทำงานถูกแสดงและให้รายละเอียดอธิบายโดยใช้สีตามตารางที่ 6.1 และรูปที่ 6.2 ถึง 6.9

Monte Carlo Simulation and Swanson's Mean + Probability of Success		
Minimum Requirement Information		
Technical Considerations	Economical Considerations	Common Button
1) Probability of Success	1) Gas/Oil in Place (SCF or STB)	Gas in Place_Mode I
1.1) Area of Closure (sq ft)	2) Schedule's Gas/Oil Production (Fraction)	Mode I is Manual Random Number
1.2) Porosity (0.00-1.00)	3) Exchange Rate (Baht/\$)	Gas in Place_Mode II
1.3) Thickness (ft)	4) Gas/Oil Price (\$/1,000 SCF or \$/STB)	Mode II is Automatic Random Number
1.4) Gas/Oil Saturation (0.00-1.00)	5) Concession (Baht)	Oil in Place_Mode I
1.5) Gas/Oil Formation Volume Factor (cu ft/SCF or bbl/STB)	6) Geological and geophysical surveys (Baht)	Mode I is Manual Random Number
1.6) Recovery Factor (0.00-1.00)	7) Exploration and appraisal wells (Baht)	Oil in Place_Mode II
2) Choice of Range and Distribution	8) Number and Cost of production wells (Baht/Well)	Mode II is Automatic Random Number
2.1) Area of Closure (sq ft)	9) Intangible (Fraction)	Software Development
2.2) Porosity (0.00-1.00)	10) Cost of Pipelines and processing production facilities (Baht)	Theory, Flowchart and Database
2.3) Thickness (ft)	11) Operation cost (Baht/STB)	
2.4) Gas/Oil Saturation (0.00-1.00)	12) Discounted Factor (%)	
2.5) Gas/Oil Formation Volume Factor (cu ft/SCF or bbl/STB)		
2.6) Recovery Factor (0.00-1.00)		

รูปที่ 6.1 หน้าหลักโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success)

ตารางที่ 6.1 ความสัมพันธ์ระหว่างสิ่งที่ใช้แสดงกับหน้าที่ สำหรับโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success)

สี	หน้าที่
ส้ม	การป้อนข้อมูล : ผู้ใช้ต้องป้อนข้อมูลอย่างระมัดระวังลงในกรอบสี่เหลี่ยมและในบางตัวแปร จะมีการแนะนำให้ป้อนข้อมูลอยู่ในช่วงที่กำหนด
เขียว	การแสดงผลลัพธ์ : แสดงรายละเอียดและผลลัพธ์ทุกการประมวลผล 1) การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation 2) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean 3) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success
เทา	ปุ่มใช้งาน : ประกอบด้วยปุ่ม Check Input, Clear และ Save & Print เป็นต้น

Gas in Place_Mode I: Manual Random Number

Gas in Place_Mode I: Manual Random Number for Monte Carlo Simulation and Swanson's Mean+Probability of Success

1) Choice of Range and Distribution		Name					Monte Carlo	SM+POS		
							X(RN)	X(P10)	X(P50)	X(P90)
1.1) Area of Closure, sq ft	Uniform	XL	XH	RN						
	Triangular	XL	XM	XH	RN					
1.2) Porosity, 0.00-1.00	Uniform	XL	XH	RN						
	Triangular	XL	XM	XH	RN					
1.3) Thickness, ft	Uniform	XL	XH	RN						
	Triangular	XL	XM	XH	RN					
1.4) Gas Saturation, 0.00-1.00	Uniform	XL	XH	RN						
	Triangular	XL	XM	XH	RN					
1.5) Gas Formation Volume Factor, cu ft/SCF	Uniform	XL	XH	RN						
	Triangular	XL	XM	XH	RN					
1.6) Recovery Factor, 0.00-1.00	Uniform	XL	XH	RN						
	Triangular	XL	XM	XH	RN					
2) Probability of Success										
2.1) Hydrocarbon Source, 0.00-1.00										
2.2) Migration Path, 0.00-1.00										
2.3) Reservoir, 0.00-1.00										
2.4) Trap, 0.00-1.00										
2.5) Petroleum Charge, 0.00-1.00										
2.6) Rentention, 0.00-1.00										

Gas in Place, SCF

Common Button

Recovery Economic

Save & Print Clear

Back to Main Page

Help

Please enter number in orange's textbox

รูปที่ 6.2 หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซแบบที่ 1

Economic for Gas in Place_Mode I: Manual Random Number

No.	Year	Schedule	Gas Production				Exchange Rate (Baht/\$)	Gas Price (\$/1,000 SCF)	Income (Baht)	
			Gas in place (SCF)	Cumulative Gas production (SCF)	(SCF/year)	(SCF/day)				
0										
1	2009									
2	2010									
3	2011									
4	2012	0.1000	100,000,000,000	10,000,000,000	10,000,000,000	27,397,260	32.25	1,209,375		
5	2013	0.2000	100,000,000,000	20,000,000,000	10,000,000,000	27,397,260	32.25	1,209,375		
6	2014	0.3000	100,000,000,000	30,000,000,000	10,000,000,000	27,397,260	32.25	1,209,375		
7	2015	0.3500	100,000,000,000	35,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
8	2016	0.4000	100,000,000,000	40,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
9	2017	0.4500	100,000,000,000	45,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
10	2018	0.5000	100,000,000,000	50,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
11	2019	0.5500	100,000,000,000	55,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
12	2020	0.6000	100,000,000,000	60,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
13	2021	0.6500	100,000,000,000	65,000,000,000	5,000,000,000	13,698,630	32.25	604,687		
14	2022	0.6800	100,000,000,000	68,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
15	2023	0.7100	100,000,000,000	71,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
16	2024	0.7400	100,000,000,000	74,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
17	2025	0.7700	100,000,000,000	77,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
18	2026	0.8000	100,000,000,000	80,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
19	2027	0.8300	100,000,000,000	83,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
20	2028	0.8600	100,000,000,000	86,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
21	2029	0.8900	100,000,000,000	89,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
22	2030	0.9200	100,000,000,000	92,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
23	2031	0.9500	100,000,000,000	95,000,000,000	3,000,000,000	8,219,178	32.25	362,812		
								95,000,000,000		11,489,062,000
IRR	34.26%	22.06%								
PIR	3.53	1.01								
annual	discounted									

Summary@AO's Column

Help

Please enter number in orange's textbox

Common Button

Back to Gas in Place_Mode I

รูปที่ 6.3 หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งก๊าซแบบที่ 1

Gas in Place_Mode II: Automatic Random Number for Monte Carlo Simulation and Swanson's Mean & Probability of Success																																																																																																																																																					
Name: _____																																																																																																																																																					
1) Probability of success (POS)																																																																																																																																																					
1.1) Hydrocarbon source	0.9800	0.00-1.00																																																																																																																																																			
1.2) Migration path	0.9800	0.00-1.00																																																																																																																																																			
1.3) Reservoir	1.0000	0.00-1.00																																																																																																																																																			
1.4) Trap	0.9800	0.00-1.00																																																																																																																																																			
1.5) Petroleum charge	1.0000	0.00-1.00																																																																																																																																																			
1.6) Retention	1.0000	0.00-1.00																																																																																																																																																			
	0.9412																																																																																																																																																				
2) Choice of range and distribution																																																																																																																																																					
2.1) Area of Closure, acre	Uniform		XL 800 acre XH 950 acre	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="5">Gas in Place, SCF</th> </tr> <tr> <th>No.</th> <th>SCF</th> <th>Min</th> <th>Max</th> <th>Probability</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>1</td><td>136,185,465,965</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.4466</td></tr> <tr><td>2</td><td>84,434,885,222</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.8333</td></tr> <tr><td>3</td><td>114,202,660,111</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6109</td></tr> <tr><td>4</td><td>146,906,974,047</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.3655</td></tr> <tr><td>5</td><td>101,497,934,735</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.7058</td></tr> <tr><td>6</td><td>99,086,713,197</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.7238</td></tr> <tr><td>7</td><td>115,314,057,714</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6026</td></tr> <tr><td>8</td><td>155,078,451,573</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.3054</td></tr> <tr><td>9</td><td>114,543,778,736</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6083</td></tr> <tr><td>10</td><td>115,265,997,648</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6029</td></tr> <tr><td>11</td><td>91,373,627,775</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.7814</td></tr> <tr><td>12</td><td>80,160,130,196</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.8652</td></tr> <tr><td>13</td><td>108,321,199,603</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6548</td></tr> <tr><td>14</td><td>112,213,204,265</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6257</td></tr> <tr><td>15</td><td>81,000,451,974</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.8590</td></tr> <tr><td>16</td><td>110,456,358,665</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6389</td></tr> <tr><td>17</td><td>121,115,945,890</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.5592</td></tr> <tr><td>18</td><td>101,979,048,130</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.7022</td></tr> <tr><td>19</td><td>122,384,068,999</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.5497</td></tr> <tr><td>20</td><td>112,422,536,513</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6242</td></tr> <tr><td>21</td><td>143,670,763,707</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.3907</td></tr> <tr><td>22</td><td>150,685,858,214</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.3383</td></tr> <tr><td>23</td><td>109,232,761,843</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6480</td></tr> <tr><td>24</td><td>74,637,779,484</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.9065</td></tr> <tr><td>25</td><td>108,182,653,905</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6558</td></tr> <tr><td>26</td><td>85,267,832,463</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.8271</td></tr> <tr><td>27</td><td>114,987,953,251</td><td>62,124,231,967</td><td>195,954,399,247</td><td>0.6780</td></tr> </tbody> </table>	Gas in Place, SCF					No.	SCF	Min	Max	Probability	1	136,185,465,965	62,124,231,967	195,954,399,247	0.4466	2	84,434,885,222	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8333	3	114,202,660,111	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6109	4	146,906,974,047	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3655	5	101,497,934,735	62,124,231,967	195,954,399,247	0.7058	6	99,086,713,197	62,124,231,967	195,954,399,247	0.7238	7	115,314,057,714	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6026	8	155,078,451,573	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3054	9	114,543,778,736	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6083	10	115,265,997,648	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6029	11	91,373,627,775	62,124,231,967	195,954,399,247	0.7814	12	80,160,130,196	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8652	13	108,321,199,603	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6548	14	112,213,204,265	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6257	15	81,000,451,974	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8590	16	110,456,358,665	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6389	17	121,115,945,890	62,124,231,967	195,954,399,247	0.5592	18	101,979,048,130	62,124,231,967	195,954,399,247	0.7022	19	122,384,068,999	62,124,231,967	195,954,399,247	0.5497	20	112,422,536,513	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6242	21	143,670,763,707	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3907	22	150,685,858,214	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3383	23	109,232,761,843	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6480	24	74,637,779,484	62,124,231,967	195,954,399,247	0.9065	25	108,182,653,905	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6558	26	85,267,832,463	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8271	27	114,987,953,251	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6780
Gas in Place, SCF																																																																																																																																																					
No.	SCF	Min	Max		Probability																																																																																																																																																
1	136,185,465,965	62,124,231,967	195,954,399,247		0.4466																																																																																																																																																
2	84,434,885,222	62,124,231,967	195,954,399,247		0.8333																																																																																																																																																
3	114,202,660,111	62,124,231,967	195,954,399,247		0.6109																																																																																																																																																
4	146,906,974,047	62,124,231,967	195,954,399,247		0.3655																																																																																																																																																
5	101,497,934,735	62,124,231,967	195,954,399,247		0.7058																																																																																																																																																
6	99,086,713,197	62,124,231,967	195,954,399,247		0.7238																																																																																																																																																
7	115,314,057,714	62,124,231,967	195,954,399,247		0.6026																																																																																																																																																
8	155,078,451,573	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3054																																																																																																																																																	
9	114,543,778,736	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6083																																																																																																																																																	
10	115,265,997,648	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6029																																																																																																																																																	
11	91,373,627,775	62,124,231,967	195,954,399,247	0.7814																																																																																																																																																	
12	80,160,130,196	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8652																																																																																																																																																	
13	108,321,199,603	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6548																																																																																																																																																	
14	112,213,204,265	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6257																																																																																																																																																	
15	81,000,451,974	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8590																																																																																																																																																	
16	110,456,358,665	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6389																																																																																																																																																	
17	121,115,945,890	62,124,231,967	195,954,399,247	0.5592																																																																																																																																																	
18	101,979,048,130	62,124,231,967	195,954,399,247	0.7022																																																																																																																																																	
19	122,384,068,999	62,124,231,967	195,954,399,247	0.5497																																																																																																																																																	
20	112,422,536,513	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6242																																																																																																																																																	
21	143,670,763,707	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3907																																																																																																																																																	
22	150,685,858,214	62,124,231,967	195,954,399,247	0.3383																																																																																																																																																	
23	109,232,761,843	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6480																																																																																																																																																	
24	74,637,779,484	62,124,231,967	195,954,399,247	0.9065																																																																																																																																																	
25	108,182,653,905	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6558																																																																																																																																																	
26	85,267,832,463	62,124,231,967	195,954,399,247	0.8271																																																																																																																																																	
27	114,987,953,251	62,124,231,967	195,954,399,247	0.6780																																																																																																																																																	
Triangular			XL 0 acre XM 0 acre XH 0 acre																																																																																																																																																		
2.2) Porosity, 0.00-1.00	Uniform		XL 0.1400 - XH 0.2000 -																																																																																																																																																		
Triangular			XL 0.0000 - XM 0.0000 - XH 0.0000 -																																																																																																																																																		
2.3) Thickness, ft	Uniform		XL 20.00 ft XH 30.00 ft																																																																																																																																																		
Triangular			XL 0.00 ft XM 0.00 ft XH 0.00 ft																																																																																																																																																		
2.4) Gas Saturation, 0.00-1.00	Uniform		XL 0.8000 - XH 0.8500 -																																																																																																																																																		
Triangular			XL 0.0000 - XM 0.0000 - XH 0.0000 -																																																																																																																																																		
2.5) Gas Formation Volume Factor, cu ft/SCF	Uniform		XL 0.0008 cu ft/SCF XH 0.0012 cu ft/SCF																																																																																																																																																		

รูปที่ 6.4 หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งก๊าซแบบที่ 2

No.	Year	Schedule	Gas in place (SCF)	Cumulative Gas production (SCF)	(SCF/year)	(SCF/day)	Exchange Rate (Baht/\$)	Gas Price (\$/1,000 SCF)	Income (Baht)
0									
1	2009								
2	2010								
3	2011								
4	2012	0.1000	88,505,241,506	8,850,524,151	8,850,524,151	24,248,011	32.25	2.75	784,930.86
5	2013	0.2000	88,505,241,506	17,701,048,301	8,850,524,151	24,248,011	32.25	2.75	784,930.86
6	2014	0.3000	88,505,241,506	26,551,572,452	8,850,524,151	24,248,011	32.25	2.75	784,930.86
7	2015	0.3500	88,505,241,506	30,976,034,527	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
8	2016	0.4000	88,505,241,506	35,402,096,603	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
9	2017	0.4500	88,505,241,506	39,827,358,678	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
10	2018	0.5000	88,505,241,506	44,252,620,753	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
11	2019	0.5500	88,505,241,506	48,677,882,829	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
12	2020	0.6000	88,505,241,506	53,103,144,904	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
13	2021	0.6500	88,505,241,506	57,528,406,979	4,425,262,075	12,124,006	32.25	2.75	392,465.43
14	2022	0.6800	88,505,241,506	60,183,564,224	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
15	2023	0.7100	88,505,241,506	62,838,721,470	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
16	2024	0.7400	88,505,241,506	65,493,878,715	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
17	2025	0.7700	88,505,241,506	68,149,035,960	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
18	2026	0.8000	88,505,241,506	70,804,193,205	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
19	2027	0.8300	88,505,241,506	73,459,350,450	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
20	2028	0.8600	88,505,241,506	76,114,507,695	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
21	2029	0.8900	88,505,241,506	78,769,664,941	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
22	2030	0.9200	88,505,241,506	81,424,822,186	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
23	2031	0.9500	88,505,241,506	84,079,979,431	2,655,157,245	7,274,403	32.25	2.75	235,479.25
24						84,079,979,431			7,456,843.17
29									
30	IRR	23.32%	12.11%	Summary@AQ's Column			Back		

รูปที่ 6.5 หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งก๊าซแบบที่ 2

Oil in Place_Mode I: Manual Random Number

Oil in Place_Mode I: Manual Random Number for Monte Carlo Simulation and Swanson's Mean+Probability of Success

1) Choice of Range and Distribution		Name				Monte Carlo	SM+POS		
						X(RN)	X(P10)	X(P50)	X(P90)
1.1) Area of Closure, sq ft	Uniform	XL	XH	RN					
	Triangular	XL	XM	XH	RN				
1.2) Porosity, 0.00-1.00	Uniform	XL	XH	RN					
	Triangular	XL	XM	XH	RN				
1.3) Thickness, ft	Uniform	XL	XH	RN					
	Triangular	XL	XM	XH	RN				
1.4) Oil Saturation, 0.00-1.00	Uniform	XL	XH	RN					
	Triangular	XL	XM	XH	RN				
1.5) Oil Formation Volume Factor, bbl/STB	Uniform	XL	XH	RN					
	Triangular	XL	XM	XH	RN				
1.6) Recovery Factor, 0.00-1.00	Uniform	XL	XH	RN					
	Triangular	XL	XM	XH	RN				

2) Probability of Success

2.1) Hydrocarbon Source, 0.00-1.00

2.2) Migration Path, 0.00-1.00

2.3) Reservoir, 0.00-1.00

2.4) Trap, 0.00-1.00

2.5) Petroleum Charge, 0.00-1.00

2.6) Rentention, 0.00-1.00

Oil in Place, STB

with POS

Common Button

Recovery Economic

Save & Print Clear

Back to Main Page

Help

Input 1) Area of Closure, sq ft (Uniform/Triangular)

รูปที่ 6.6 หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งน้ำมันแบบที่ 1

Economic for Oil in Place_Mode I: Manual Random Number

No.	Year	Schedule	Oil Production				Exchange Rate (Baht/\$)	Oil Price (\$/STB)	Income (Baht)
			Oil in place (STB)	Cumulative Oil production (STB)	(STB/year)	(STB/day)			
0									
1	2009								
2	2010								
3	2011								
4	2012	0.1000	30,000,000	3,000,000	3,000,000	8.219	32.25	70.00	6,772,500,000
5	2013	0.2000	30,000,000	6,000,000	3,000,000	8.219	32.25	70.00	6,772,500,000
6	2014	0.3000	30,000,000	9,000,000	3,000,000	8.219	32.25	70.00	6,772,500,000
7	2015	0.3500	30,000,000	10,500,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
8	2016	0.4000	30,000,000	12,000,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
9	2017	0.4500	30,000,000	13,500,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
10	2018	0.5000	30,000,000	15,000,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
11	2019	0.5500	30,000,000	16,500,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
12	2020	0.6000	30,000,000	18,000,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
13	2021	0.6500	30,000,000	19,500,000	1,500,000	4.110	32.25	70.00	3,386,250,000
14	2022	0.6800	30,000,000	20,400,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
15	2023	0.7100	30,000,000	21,300,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
16	2024	0.7400	30,000,000	22,200,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
17	2025	0.7700	30,000,000	23,100,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
18	2026	0.8000	30,000,000	24,000,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
19	2027	0.8300	30,000,000	24,900,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
20	2028	0.8600	30,000,000	25,800,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
21	2029	0.8900	30,000,000	26,700,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
22	2030	0.9200	30,000,000	27,600,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
23	2031	0.9500	30,000,000	28,500,000	900,000	2.466	32.25	70.00	2,031,750,000
					28,500,000				64,338,750,000
	IRR	122.48%	102.25%	Summary@AO's Column					
	PIR	15.65	5.96						

Help

Please enter number in orange's textbox

Common Button

Back to Oil in Place_Mode I

รูปที่ 6.7 หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งน้ำมันแบบที่ 1

Oil in Place_Mode II: Automatic Random Number for Monte Carlo Simulation and Swanson's Mean & Probability of Success

Name: _____

1) Probability of success (POS)

1.1) Hydrocarbon source	0.9800	0.00-1.00
1.2) Migration path	0.9800	0.00-1.00
1.3) Reservoir	1.0000	0.00-1.00
1.4) Trap	0.9800	0.00-1.00
1.5) Petroleum charge	1.0000	0.00-1.00
1.6) Rentention	1.0000	0.00-1.00
	0.9412	

2) Choice of range and distribution

2.1) Area of Closure, acre	Uniform	XL 800 acre	XH 950 acre
	Triangular	XL 0 acre	XH 0 acre
2.2) Porosity, 0.00-1.00	Uniform	XL 0.1000	XH 0.2000
	Triangular	XL 0.0000	XH 0.0000
2.3) Thickness, ft	Uniform	XL 20.00 ft	XH 30.00 ft
	Triangular	XL 0.00 ft	XH 0.00 ft
2.4) Oil Saturation, 0.00-1.00	Uniform	XL 0.8000	XH 0.8500
	Triangular	XL 0.0000	XH 0.0000
2.5) Oil Formation Volume Factor, bbl/STB	Uniform	XL 1.1200 bbl/STB	XH 1.2100 bbl/STB

Oil in Place, STB

No.	STB	Min	Max	Probability
1	12,151,882	7,832,369	26,222,971	0.7651
2	15,848,160	7,832,369	26,222,971	0.5641
3	11,254,227	7,832,369	26,222,971	0.8139
4	21,497,674	7,832,369	26,222,971	0.2569
5	14,312,080	7,832,369	26,222,971	0.6477
6	15,006,576	7,832,369	26,222,971	0.6099
7	15,533,411	7,832,369	26,222,971	0.5813
8	18,566,809	7,832,369	26,222,971	0.4163
9	11,154,893	7,832,369	26,222,971	0.8193
10	22,217,632	7,832,369	26,222,971	0.2178
11	9,419,829	7,832,369	26,222,971	0.9137
12	10,565,616	7,832,369	26,222,971	0.8514
13	15,460,466	7,832,369	26,222,971	0.5852
14	11,154,500	7,832,369	26,222,971	0.8194
15	19,601,004	7,832,369	26,222,971	0.3601
16	23,197,183	7,832,369	26,222,971	0.1645
17	12,382,710	7,832,369	26,222,971	0.7526
18	15,187,501	7,832,369	26,222,971	0.6001
19	19,843,693	7,832,369	26,222,971	0.3469
20	16,556,008	7,832,369	26,222,971	0.5256
21	19,456,174	7,832,369	26,222,971	0.3679
22	13,409,448	7,832,369	26,222,971	0.6967
23	10,793,287	7,832,369	26,222,971	0.8390
24	21,310,682	7,832,369	26,222,971	0.2671
25	10,612,864	7,832,369	26,222,971	0.8488
26	15,599,688	7,832,369	26,222,971	0.5776
27	10,210,333	7,832,369	26,222,971	0.8707

รูปที่ 6.8 หน้ารองโปรแกรม MSP ประเมินศักยภาพของแหล่งน้ำมันแบบที่ 2

Microsoft Excel - Book1

No.	Year	Schedule	Oil in place (STB)	Cumulative Oil production (STB)	(STB/year)	(STB/day)	Exchange Rate (Baht/\$)	Oil Price (\$/STB)	Income (Baht)
0									
1	2009								
2	2010								
3	2011								
4	2012	0.1000	10,749,926	1,074,993	1,074,993	2,945	32.25	70.00	2,426,795,000
5	2013	0.2000	10,749,926	2,149,986	1,074,993	2,945	32.25	70.00	2,426,795,000
6	2014	0.3000	10,749,926	3,224,979	1,074,993	2,945	32.25	70.00	2,426,795,000
7	2015	0.3500	10,749,926	3,762,474	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
8	2016	0.4000	10,749,926	4,299,971	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
9	2017	0.4500	10,749,926	4,837,467	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
10	2018	0.5000	10,749,926	5,374,963	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
11	2019	0.5500	10,749,926	5,912,460	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
12	2020	0.6000	10,749,926	6,449,956	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
13	2021	0.6500	10,749,926	6,987,452	537,496	1,473	32.25	70.00	1,213,397,940
14	2022	0.6900	10,749,926	7,309,950	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
15	2023	0.7100	10,749,926	7,632,448	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
16	2024	0.7400	10,749,926	7,954,946	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
17	2025	0.7700	10,749,926	8,277,443	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
18	2026	0.8000	10,749,926	8,599,941	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
19	2027	0.8300	10,749,926	8,922,439	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
20	2028	0.8600	10,749,926	9,244,937	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
21	2029	0.8900	10,749,926	9,567,434	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
22	2030	0.9200	10,749,926	9,889,932	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
23	2031	0.9500	10,749,926	10,212,430	322,498	884	32.25	70.00	720,038,760
					10,212,430				23,054,560,880
IRR	93.61%	76.01%	Summary@40's Column						

รูปที่ 6.9 หน้ารองโปรแกรม MSP วิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของแหล่งน้ำมันแบบที่ 2

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานของโปรแกรม MSP

ลำดับ	ข้อมูลนำเข้า	หน่วย	ช่วงที่กำหนด
	<u>ทางด้านเทคนิค</u>		
1	แหล่งกำเนิดไฮโดรคาร์บอน (Hydrocarbon source)	-	0.00-1.00
2	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม (Migration path)	-	0.00-1.00
3	แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir)	-	0.00-1.00
4	ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียม (Trap)	-	0.00-1.00
5	Petroleum charge	-	0.00-1.00
6	Retention	-	0.00-1.00
7	พื้นที่ประเมิน (Area of Closure)	ตร.ฟุต	-
8	ความพรุนของแหล่งกักเก็บ (Porosity)	สัดส่วนร้อยละ	0.00-1.00
9	ความหนาของแหล่งกักเก็บ (Thickness)	ฟุต	-
10	ความอิ่มตัวของก๊าซหรือน้ำมัน (Gas/Oil Saturation)	สัดส่วนร้อยละ	0.00-1.00
11	ปัจจัยปริมาตรของก๊าซหรือน้ำมันในชั้นแหล่งกักเก็บ (Gas/Oil Formation Volume Factor)	cu ft/SCF	-
12	ปัจจัยการค้นพบปริมาณก๊าซหรือน้ำมันในแหล่งกักเก็บ (Recovery Factor)	สัดส่วนร้อยละ	0.00-1.00

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานของโปรแกรม MSP (ต่อ)

ลำดับ	ข้อมูลนำเข้า	หน่วย	ช่วงที่กำหนด
	<u>ทางด้านเศรษฐศาสตร์</u>		
1	ปริมาณก๊าซหรือน้ำมันเริ่มแรก (Gas/Oil in place)	SCF/STB	-
2	แผนการผลิต (Schedule's Gas/Oil production)	สัดส่วนร้อยละ	0.00-1.00
3	อัตราการแลกเปลี่ยน (Exchange rate)	บาท/เหรียญ สหรัฐ	-
4	ราคาซื้อขาย (Gas/Oil price)	เหรียญสหรัฐ/ 1,000 SCF หรือ STB	-
5	ค่าสัมปทานพื้นที่ (Concession)	บาท	-
6	ค่าสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ (Geological and geophysical surveys)	บาท	-
7	ค่าการเจาะหลุมสำรวจและประเมิน (Exploration and appraisal wells)	บาท	-
8	จำนวนหลุมผลิตและค่าใช้จ่ายต่อหลุม (Number and cost of production well)	บาท	-
9	Intangible	สัดส่วนร้อยละ	-
10	ค่าติดตั้งท่อผลิตและอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตอื่นๆ (Cost of pipeline and processing production facilities)	บาท	-
11	ค่าปฏิบัติการต่ออัตราการผลิต (Operation cost)	บาท/SCF หรือ STB	-
12	Discount factor	%	-

3.1.3 การนำเข้าของข้อมูล

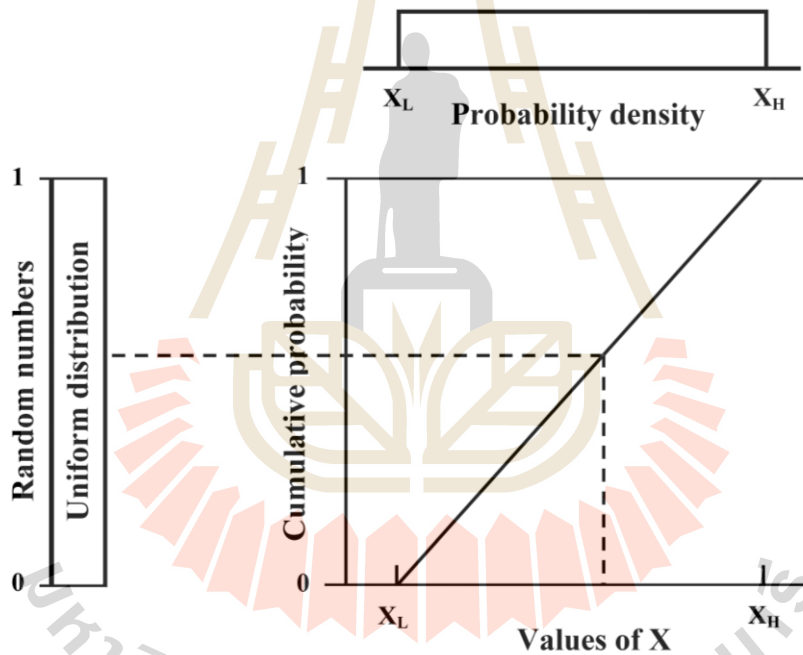
ฐานข้อมูลในการพัฒนาโปรแกรม MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) จะมีการทำศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลต่างๆ โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 6.2 สำหรับการเตรียมเป็นข้อมูลพื้นฐานสำหรับการพัฒนาโปรแกรม

การพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผลโดยวิธี Monte Carlo Simulation

ปริมาณของตัวแปรต่างๆ ที่ใช้ในการประมวลผลจะมีค่าแตกต่างกัน โดยขึ้นกับค่าสุ่ม (random number) โดยค่าสุ่มนี้มีความจำเป็นอย่างมากที่ต้องอาศัยการระบุช่วงของค่าความหลากหลายของค่าแปรที่ถูกเลือก ชนิดของความน่าจะเป็นในการกระจายตัวของตัวแปรและกระบวนการสุดท้ายคือการประมวลผลเหล่านี้โดยคอมพิวเตอร์ ค่าสุ่มจะอยู่ระหว่าง 0 -1 โดยในการพัฒนาโปรแกรมตัวแปรที่จะถูกใช้ในการประมวลผล ได้แก่ ปริมาณ (พื้นที่และความหนา) ของแหล่งกักเก็บ ความพรุนของหินกักเก็บ ความอิ่มตัวของไหลในแหล่งกักเก็บ ปัจจัยทางด้านปริมาตรแหล่งกักเก็บ และปัจจัยทางด้าน การค้นพบ

ก.1 การกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)

$$X = X_L + R_N(X_H - X_L) \quad \text{----- สมการ 6.1}$$



รูปที่ 6.10 การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสม่ำเสมอ (Uniform distribution)

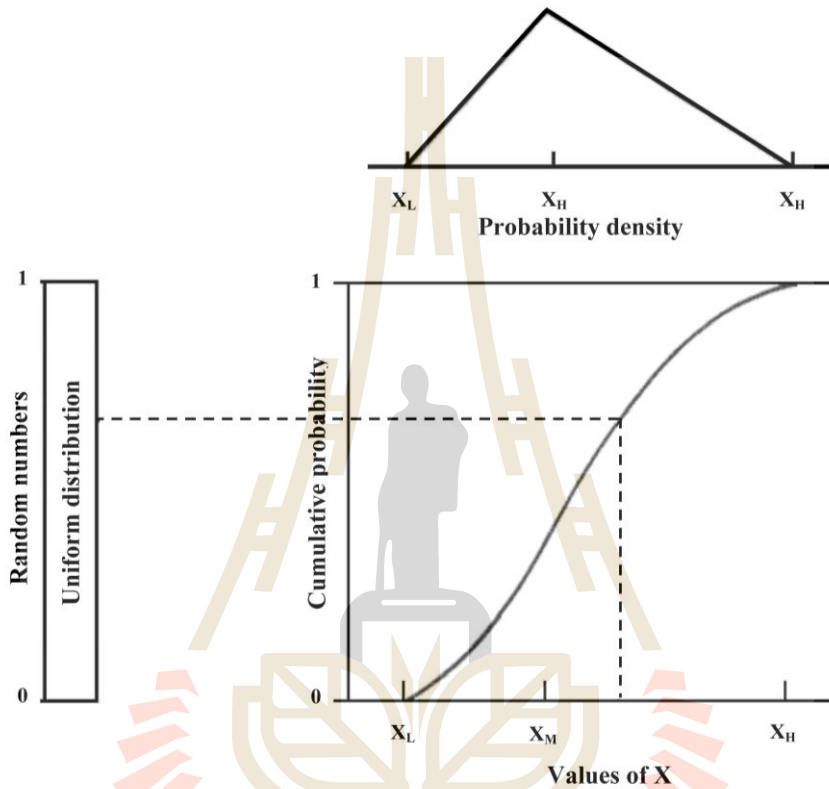
ก.2 การกระจายตัวแบบสามเหลี่ยม (Triangular distribution)

$$\text{ถ้า} \quad R_N \leq \frac{X_M - X_L}{X_H - X_L}$$

$$\text{แล้ว} \quad X = X_L + \sqrt{(X_M - X_L)(X_H - X_L)R_N} \quad \text{-- สมการ 6.2}$$

ถ้า
$$R_N \geq \frac{X_M - X_L}{X_H - X_L}$$

แล้ว
$$X = X_H + \sqrt{(X_M - X_M)(X_H - X_L)}$$
 -- สมการ 6.3



รูปที่ 6.11 การเลือกค่าสุ่มจากการกระจายตัวแบบสามเหลี่ยม (Triangular distribution)

การพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผลโดยวิธี Swanson's Mean

เป็นวิธีประเมินอย่างรวดเร็ว เพื่อหาค่าตัวกลางของการกระจายตัวแบบ Log normal ซึ่งจะถูกแทนที่ค่ากลางสถิติ พิจารณาจากรูปที่ 6.12

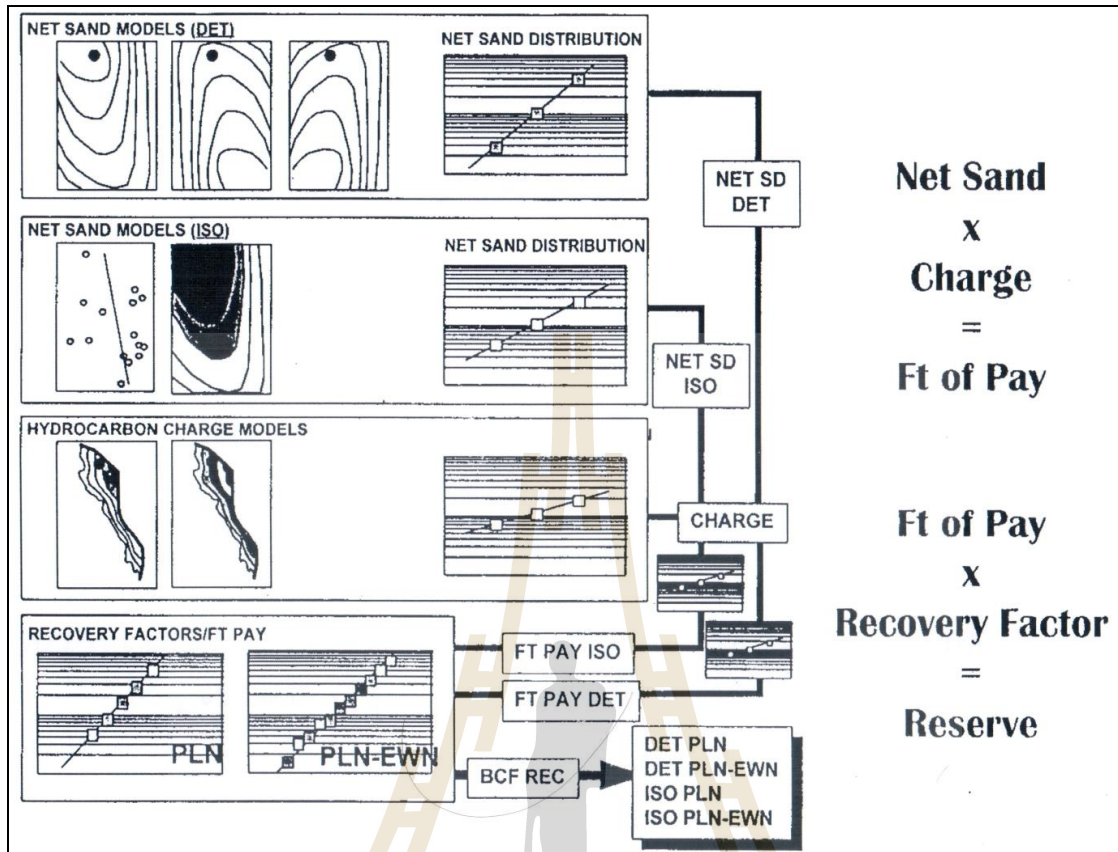
$$SM = (0.3 \times P_{10}) + (0.4 \times P_{50}) + (0.3 \times P_{90})$$
 -- สมการ 6.4

โดย
$$P_{\text{reserve}} = P_{\text{ft of pay}} \times P_{\text{recovery/ft of pay}}$$

$$P_{10} = P_{18} \times P_{18}$$

$$P_{50} = P_{50} \times P_{50}$$

$$P_{90} = P_{82} \times P_{82}$$



รูปที่ 6.12 การประเมินปริมาณสำรองโดยวิธี Swanson's Mean

การพิจารณาค่าที่ใช้ในการประมวลผลโดยวิธี Probability of Success

เป็นการประเมินโดยอาศัยปัจจัยการพิจารณาทางด้านธรณีร่วมกับวิธี Swanson's Mean โดยปัจจัยทางด้านธรณีประกอบไปด้วย แหล่งกำเนิดไฮโดรคาร์บอน การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียม Petroleum charge และ Retention โดยค่าการพิจารณาจะอยู่ระหว่าง 0.00-1.00

$$\text{Reserve} = \text{Swanson's Mean} \times \text{Probability of Success} \quad \text{-- สมการ 6.5}$$

3.1.4 การประกาศตัวแปร

ตัวแปรที่ประกาศเหล่านี้ทำหน้าที่ต่างๆ กัน อันประกอบด้วย ตัวแปรที่เป็นตัวแทนของการป้อนข้อมูล การแสดงผล การคำนวณ กระบวนการและการประมวลผล โดยตัวแปรและความหมายของตัวแปร โดยมีรายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข หลักการและทฤษฎีสำหรับการพัฒนาโปรแกรม

3.1.5 ขั้นตอนการใช้โปรแกรม MSP

ก. การพิจารณาลักษณะการกระจายตัวของข้อมูล คือ แบบสมมาตรหรือสามเหลี่ยมในแต่ละตัวแปร

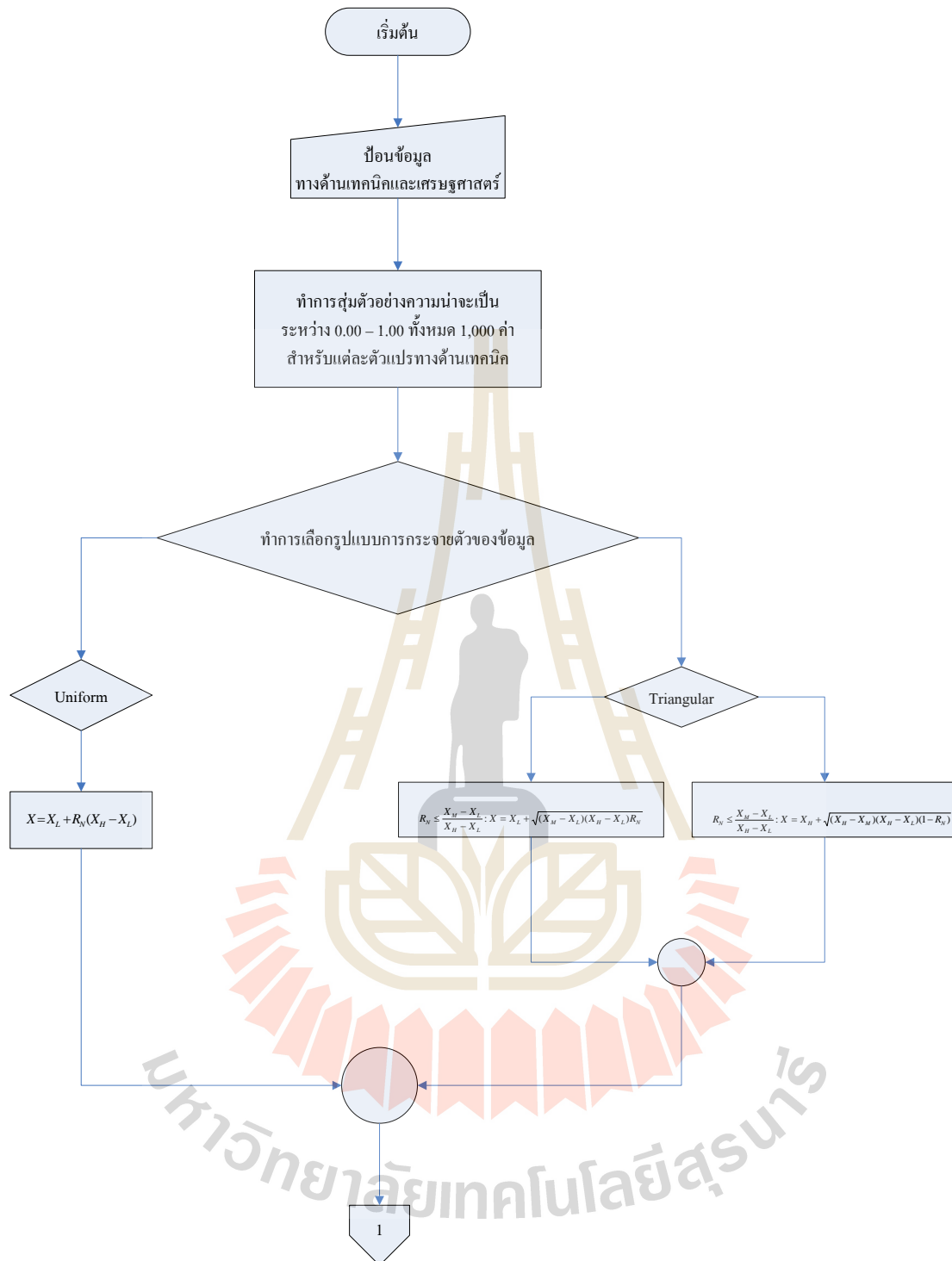
ข. การป้อนค่าต่ำสุด กลาง และสูงสุดของแต่ละตัวแปร

ค. การป้อนค่าตัวแปรทางด้านเศรษฐศาสตร์

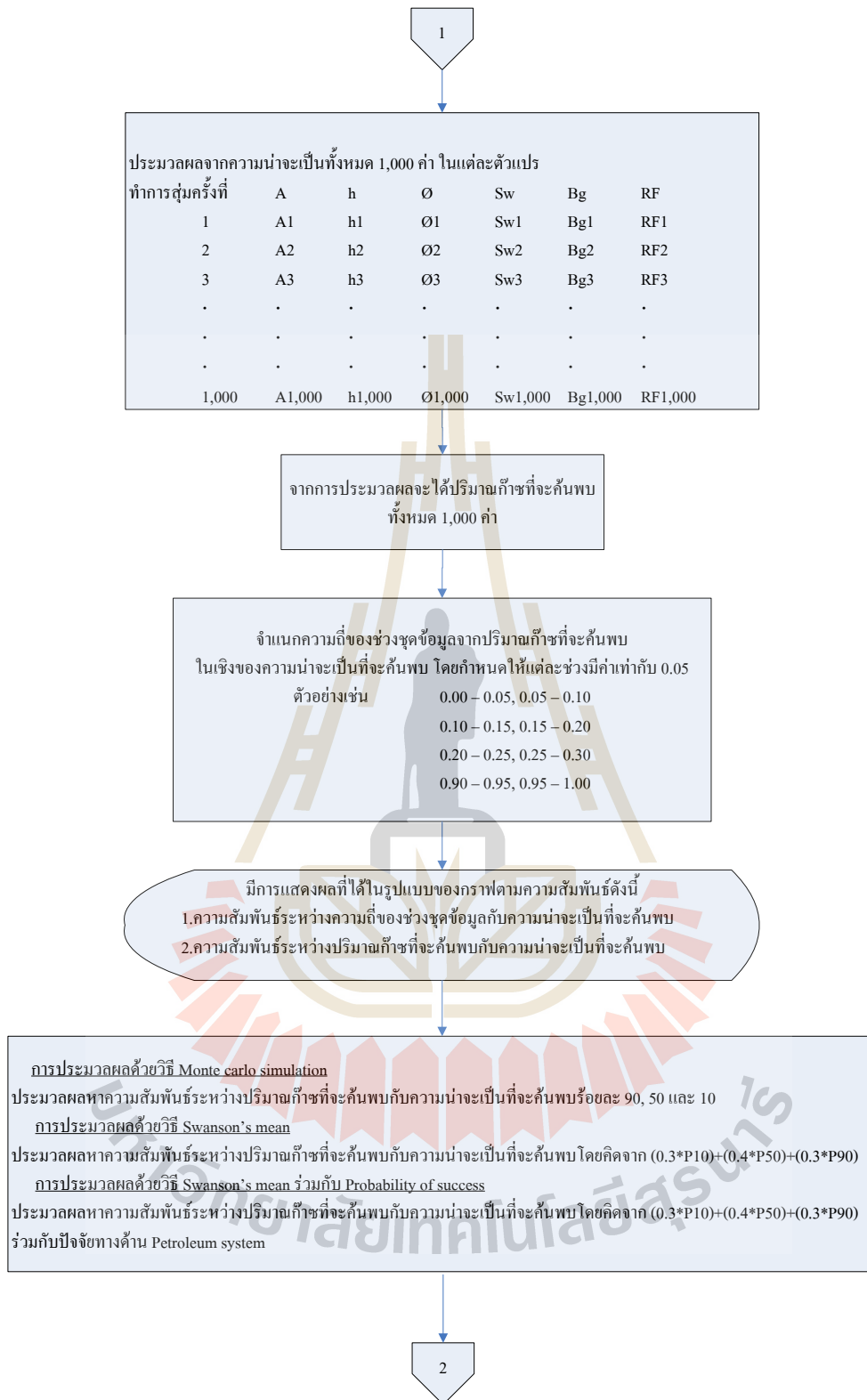
ง. โปรแกรม MSP จะทำการประเมินศักยภาพแหล่งปิโตรเลียม รวมถึงการประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในเชิงของอัตราการคืนทุนภายใน (Internal Rate of Return) และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio)

3.2 ผังงาน

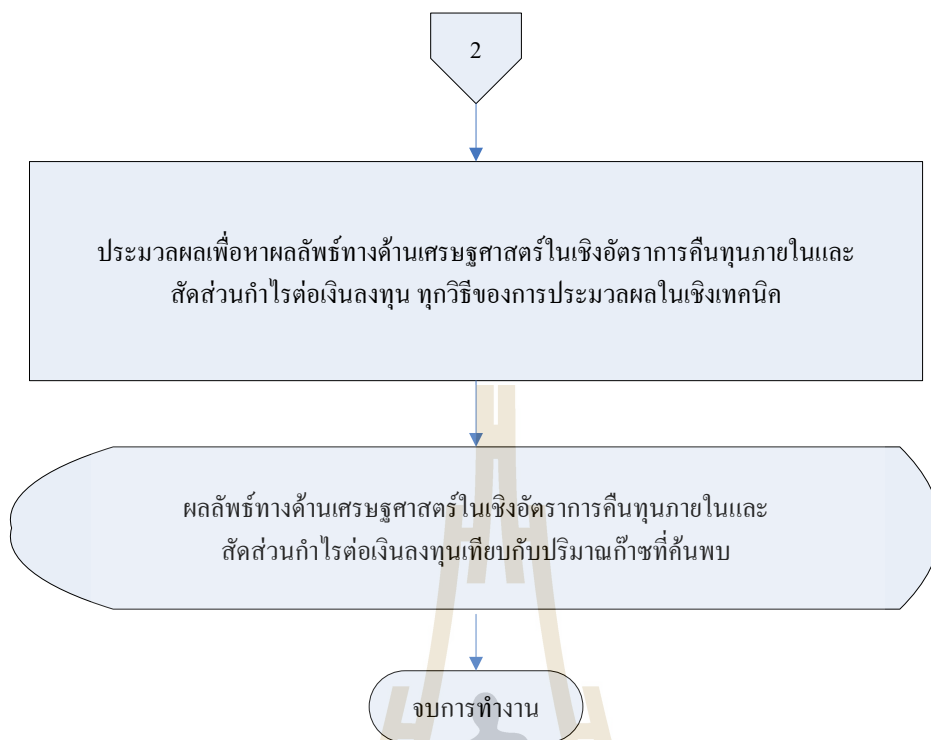
การพัฒนาโปรแกรม MSP จำเป็นอย่างยิ่งที่ต้องมีการวางแผนลำดับงานเพื่อให้เข้าใจระบบการประมวลผลของโปรแกรม ดังนั้นกระบวนการเหล่านี้จะถูกอธิบายในรูปของผังงานที่ต้องประกอบไปด้วยการป้อนข้อมูล การตรวจสอบข้อมูลที่นำเข้า การคำนวณ การเชื่อมต่อกับฐานข้อมูล และการแสดงผล ดังแสดงไว้ในรูปที่ 6.13 โดยผังงานของโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งปิโตรเลียมสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (MSP) นี้จะประกอบไปด้วยตัวแปรของข้อมูลที่ใช้ป้อนและแสดงผล สมการและฐานข้อมูล ซึ่งเป็นไปตามตารางที่ 6.3



รูปที่ 6.13 ผังงานโปรแกรม MPS



รูปที่ 6.13 ผังงานโปรแกรม MPS (ต่อ)



รูปที่ 6.13 ผังงานโปรแกรม MPS (ต่อ)

ตารางที่ 6.3 ข้อมูลที่ต้องใช้สำหรับการทำงานของโปรแกรม MSP

รูปแบบ	หมายเหตุ
การป้อนข้อมูล	ตารางที่ 6.2 ข้อมูลที่ต้องการพื้นฐานของโปรแกรมประเมินศักยภาพแหล่งปิโตรเลียมสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (MCS_NET)
สมการ และฐานข้อมูล	รายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข หลักการและทฤษฎีสำหรับการพัฒนาโปรแกรม
การแสดงผล	หัวข้อ 6.1.2 การแสดงผล

3.3 ระบบภาษาที่ใช้ในการพัฒนาโปรแกรม

หลังจากที่ได้มีการวิเคราะห์ปัญหา และวางผังงานขึ้นมาแล้ว ขั้นตอนต่อไปคือการพัฒนาโปรแกรมประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม (MSP) ให้เป็นไปตามแผนที่วางไว้โดยการพัฒนาโปรแกรมนี้ จะใช้ภาษา Microsoft Visual Basic Version 6 โดยรายละเอียดแสดงในภาคผนวก ข หลักการและทฤษฎีสำหรับการพัฒนาโปรแกรม



บทที่ 7

ศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม

1. การประเมินศักยภาพโดยใช้โปรแกรม FASPU

ในการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้เลือกทำการประเมินในชั้นหินคาร์บอเนตของหมวดหินผานกเค้า กลุ่มหินสระบุรี อายุยุคเปอร์เมียน (Permian carbonate play type) เนื่องจาก play type ในชั้นหินอื่นๆ ไม่มีข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียมมากเพียงพอที่จะนำมาใช้กับโปรแกรม FASPU โดยข้อมูลทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียมที่นำมาใช้ในการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ได้พิจารณาคัดเลือกมาจากหลุมเจาะสำรวจปิโตรเลียมที่มีการเจาะสำรวจแล้ว

ข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับชั้นหินนี้ ได้ถูกคัดเลือก จัดเรียง และนำไปคำนวณทางคณิตศาสตร์และทางสถิติ ก่อนที่จะนำไปใช้ในการประเมินทรัพยากรปิโตรเลียม โดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum Universal Version) สร้างโดยกรมธรณีวิทยาของประเทศสหรัฐอเมริกา (U.S. Geological Survey) เป็นโปรแกรมที่ใช้เพื่อประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมที่อาจค้นพบเพิ่มเติม (undiscovered resources) ซึ่งสามารถทำการประเมินผลได้ในระบบของ 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 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field)

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

ตารางที่ 7.1 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.90	หินคาร์บอนเนตของหมวดหินผานกเค้า กลุ่มหินสระบุรี ยุคยูคเปอร์เมียน มีศักยภาพสูงในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
2. Timing	0.90	การวิเคราะห์ด้านธรณีเคมี (Geochemistry) บ่งบอกว่าอยู่ในช่วงเกือบ over mature stage รวมทั้งการวิเคราะห์ maturation จากข้อมูลด้าน burial history และ heat flow history บ่งบอกว่ากลุ่มหินสระบุรีให้ dry gas และเกือบ over mature stage
3. Migration	0.80	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บหรือโครงสร้างกักเก็บ มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณและทิศทาง การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
4. Potential Reservoir Facie	0.70	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระบุรี ยุคยูคเปอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น และทะเลเอีसान
Marginal Play Probabilities = 0.45 (0.9 × 0.9 × 0.8 × 0.7=0.45)		

ตารางที่ 7.2 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าห้วง (Prospect attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก

คุณสมบัติของเป่าห้วง (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้(Probability)	เหตุผล (Descriptions)
5. Trapping Mechanism	0.80	ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียมเป็นหิน Upper Clastics ของหินยุคเพอร์เมียน
6. Effective Porosity	0.80	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
7. Hydrocarbon accumulation	0.80	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง
Conditional Deposit Probabilities = 0.51 (0.8 × 0.8 × 0.8=0.51)		
Total POS(Probability of Success) = 0.45 × 0.51 = 0.23		

เมื่อนำเอาความเป็นไปได้ของเป่ากักเก็บและของเป่าห้วงมาคูณกันก็จะได้ความเป็นไปได้รวมPOS (Probability of Success)=0.45 × 0.51=0.23

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างแหล่งเล็ก โดยโปรแกรม FASPU และค่าคุณสมบัติต่างๆ ทั้งทางธรณีวิทยา และวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.3 และ 7.4 และผลการประเมินฯ แสดงในรูปที่ 7.1

ทรัพยากรน้ำมัน (Oil)

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 5 ที่จะพบแหล่งน้ำมันจำนวน 2 แหล่ง โดยมีปริมาณน้ำมัน 15.3 ล้านบาร์เรล

ตารางที่ 7.3 ปริมาณทรัพยากรน้ำมันที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างแหล่งเล็ก

Level of Confidence	No. of Accumulation	Accumulation Size (MMbbl)
High (fractile of 95 th)	0	2.8
Medium (fractile of 50 th)	0	6.6
Low (fractile of 5 th)	2	15.3

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้นศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

มีความเป็นไปได้ระดับสูง คือ ร้อยละ 95 ที่จะไม่พบแหล่งก๊าซธรรมชาติมีปริมาณ 70 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับปานกลาง หรือค่าคาดหวัง คือ ร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 1 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 161 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 5 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 3 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 373 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ตารางที่ 7.4 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างแหล่งเล็ก

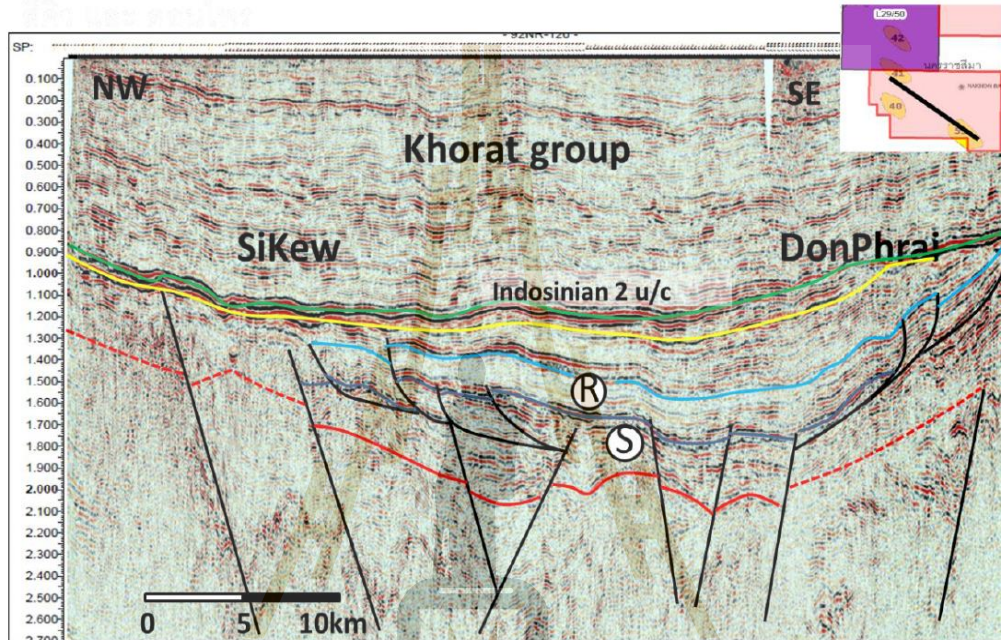
Level of Confidence	No. of Accumulation	Accumulation Size (Bcf)
High (fractile of 95 th)	0	70
Medium (fractile of 50 th)	1	161
Low (fractile of 5 th)	3	373

FASP:UE 90.7		11/04/17		18:03:00		PERMIAN CARBONATE		Run # 9	
PLAY : Permian Carbonate					PROJECT : Northeast Thailand				
INPUT SUMMARY									
Play Attribute Probabilities					Prospect Attribute Probabilities				
Hydrocarbon Source	Timing	Migration	Potential Res. Facies	Trapping Mechanism	Effective Porosity	Hydrocarbon Prob. Gas	Recovery Oil	Hydrocarbon Accumulation	Factors % Free Gas
0.900	0.900	0.800	0.700	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800	0.800
Marginal Play Probability	Conditional Deposit Probability		Reservoir Lithology	Hydrocarbon Prob. Gas	Oil	Oil	Oil	% Free Gas	
0.454	0.512		carbonate	0.600	0.400	5.00	80.00		
Geologic Variables		F100	F95	F75	F50	F25	F05	F0	
Closure (thousand acres)		1.05000	1.12300	1.41300	1.77500	2.13800	2.42800	2.50000	
Thickness (feet)		300.000	330.000	400.000	450.000	470.000	490.000	500.000	
Porosity (percent)		3.00000	3.35000	4.75000	6.50000	8.25000	9.65000	10.00000	
Trap Fill (percent)		40.0000	42.0000	50.0000	60.0000	70.0000	78.0000	80.0000	
Depth (thousand feet)		9.63000	9.68500	9.90300	10.1750	10.4480	10.6660	10.7200	
HC Saturation (percent)		50.0000	51.2500	56.2500	62.5000	68.7500	73.7500	75.0000	
Number of Prospects		2	3	3	4	4	5	5	
GEOLOGIC VARIABLES and PROBABILITIES OF OCCURRENCE									
Mean	Std. Dev.	"Dry Hole" Risk = 0.7670 Prob. (Depth <= 10634 feet) = 0.9206							
Closure	1.77535	0.41858							
Thickness	439.750	51.0010							
Porosity	6.50000	2.02073							
Trap Fill	60.0000	11.5470							
Depth	10.1753	0.31466							
HC Saturation	62.5000	7.21688							
Prospects	3.50000	0.67002							
Accumulations	1.79200	0.99622							
			Oil		NA Gas		AD Gas		Gas
			0.1885	0.3235	0.1885	0.5120			
			0.5139	0.7364	0.5139	0.9089			
			0.2331	0.3340	0.2331	0.4123			
Variable	Function	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)	A	B
Pe (PSI)	Linear	0.7250000	14.700000						
T (Deg Rankine)	Linear	0.0234000	537.00000						
Rs (Thousand CuF/BBL)	Linear	0.000	0.0056146						
Bo (no units)	Linear	0.000	1.0000000						
Z (no units)	Linear	0.000100	1.1370000						
Depth floor (feet) = 10634.00 Permian Carbonate									
ESTIMATED RESOURCES									
	Mean	Std. Dev.	F95	F75	F50	F25	F05		
OIL (Millions of BBLs)									
Number of Accumulations	0.65992	0.74262	0	0	1	1	2		
Accumulation Size	7.51481	4.10099	2.84810	4.67466	6.59647	9.30837	15.2781		
Cond. Prospect Potential	1.41690	3.43673	0.0	0.0	0.0	0.0	9.09341		
Cond. (B) Play Potential	9.64916	6.07763	3.15481	5.52850	8.16458	12.0576	21.1297		
Cond. (A) Play Potential	4.95914	6.49942	0.0	0.0	2.68187	8.33020	17.2837		
Uncond. Play Potential	2.24947	5.02558	0.0	0.0	0.0	0.0	12.9025		
NON-ASSOCIATED GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations	1.13208	0.90166	0	0	1	2	3		
Accumulation Size	183.432	100.180	69.4685	114.059	160.988	227.225	373.077		
Cond. Prospect Potential	59.3317	103.002	0.0	0.0	0.0	109.805	270.856		
Cond. (B) Play Potential	281.995	177.803	92.0936	161.466	238.537	352.398	617.850		
Cond. (A) Play Potential	207.661	196.766	0.0	0.0	182.308	303.185	565.629		
Uncond. Play Potential	94.1950	168.077	0.0	0.0	0.0	161.908	435.351		
ASSOCIATED-DISSOLVED GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations	0.65992	0.74262	0	0	1	1	2		
Accumulation Size	0.04219	0.02303	0.01599	0.02625	0.03704	0.05226	0.08578		
Cond. Prospect Potential	0.00796	0.01930	0.0	0.0	0.0	0.0	0.05186		
Cond. (B) Play Potential	0.05418	0.03412	0.01771	0.03104	0.04584	0.06770	0.11864		
Cond. (A) Play Potential	0.02784	0.03649	0.0	0.0	0.01506	0.04677	0.09704		
Uncond. Play Potential	0.01263	0.02822	0.0	0.0	0.0	0.0	0.07244		
GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations	1.79200	0.99622	0	1	2	2	3		
Accumulation Size	115.898	119.015	20.0218	45.6197	80.0575	143.314	326.541		
Cond. Prospect Potential	59.3396	102.997	0.0	0.0	14.9560	82.9659	242.740		
Cond. (B) Play Potential	228.508	194.518	51.6577	105.754	174.001	286.292	586.097		
Cond. (A) Play Potential	207.689	196.758	0.0	87.2074	158.613	270.543	566.233		
Uncond. Play Potential	94.2076	168.081	0.0	0.0	0.0	142.618	412.975		
YIELD FACTORS									
OIL (Thousand BBL / Acre-Ft)	0.32756	0.13472	0.15809	0.23203	0.30293	0.39551	0.50848		
NON-ASSOCIATED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.49972	0.20579	0.24097	0.35381	0.46207	0.60346	0.88607		
DISSOLVED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.00184	0.00076	0.00089	0.00130	0.00170	0.00222	0.00326		

รูปที่ 7.1 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างแหล่งเล็ก โดยใช้FASPU

1.2 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างสีคิ้ว (SIKEW prospect)

โครงสร้างนี้มีกลุ่มหิน สระบุรีคือ หมาดหินศรีธาตุ (Si That Formation หรือ lower clastics rocks) เป็นหินต้นกำเนิด(Source) และ หมาดหินผานกเค้า (Pha Nok Khao Formation) ยุคเปอร์เมียน (Permian Carbonate) เป็นหินกักเก็บ(Reservoir) และหินยุคTriassic หมาดหินกลุ่มหินกุฉินารายณ์ (Kuchinarai) เป็นหินปิดกั้น(Seal cap rock) จึงน่าจะประสบความสำเร็จได้ดี



รูปที่ 7.2 รูปการแปลข้อมูล Seismic Section โครงสร้างสีคิ้ว

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมี และวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะ และความน่าจะเป็น ทั้งในระดับเป่ากักเก็บ เป่าหวัง และปริมาณของไฮโดรคาร์บอน ดังสรุปไว้ในตารางที่ 7.5 และ 7.6

ตารางที่ 7.5 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างสีคิ้ว

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.90	หินคาร์บอนเนตของหมาดหินผานกเค้า กลุ่มหินสระบุรี อายุยุคเพอร์เมียน มีศักยภาพสูงในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
2. Timing	0.90	การวิเคราะห์ด้านธรณีเคมี (Geochemistry) บ่งบอกว่าอยู่ในช่วงเกือบ over mature stage รวมทั้งการ

		วิเคราะห์ maturation จากข้อมูลด้าน burial history และ heat flow history บ่งบอกว่ากลุ่มหินสระเบบุรีให้ dry gas และเกือบ over mature stage
3. Migration	0.80	โครงสร้างกักเก็บเกิดขึ้นก่อน การเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม ซึ่งคาดว่าจะน่าจะเกิดช่วงยุคจูแรสซิกถึงครีเทเชียสตอนต้น
4. Potential Reservoir Facie	0.70	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระเบบุรี ยุคเพอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น และทะเลเอีसान
Marginal Play Probabilities = 0.45 (0.9 x 0.9 x 0.8 x 0.7=0.45)		

ตารางที่ 7.6 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป้าหมาย (Prospect attribute) ของโครงสร้างสี่คิ้ว

คุณสมบัตินี้ของเป้าหมาย (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
5. Trapping Mechanism	0.80	โครงสร้างประทุนคว่ำ โดยมีกลุ่มหินโคราชเป็นชั้นหินปิดกั้น ทำให้มีการกักเก็บอยู่ในชั้นหินปูนยุคเพอร์เมียน
6. Effective Porosity	0.80	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
7. Hydrocarbon accumulation	0.80	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง
Conditional Deposit Probabilities = 0.51 (0.9 x 0.8 x 0.8=0.51)		
Total POS(Probability of Success) = 0.454 x 0.51 = 0.23		

เมื่อนำเอาความเป็นไปได้ของเป้าหมายกักเก็บและของเป้าหมายมาคูณกันก็จะได้ความเป็นไปได้รวม POS (Probability of Success)=0.45 x 0.51=0.23

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คิ้ว (SIKEW prospect) โดยโปรแกรม FASPU และค่าคุณสมบัตินี้ต่างๆ ทั้งทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.7 และผลการประเมินฯ แสดงในรูปแบบที่ 7.2

ทรัพยากรน้ำมัน (Oil)

ผลการประเมินฯ พบว่าในโครงสร้างสี่คิ้ว ไม่มีศักยภาพในการค้นพบแหล่งน้ำมัน

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้นศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

มีความเป็นไปได้ระดับสูง คือ ร้อยละ 95 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 1 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 177 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับปานกลาง หรือค่าคาดหวัง คือ ร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 2 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 501 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 5 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 3 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 1,419 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ตารางที่ 7.7 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างสี่คี่ว

Level of Confidence	No. of Accumulation	Accumulation Size (Bcf)
High (fractile of 95 th)	1	177
Medium (fractile of 50 th)	2	501
Low (fractile of 5 th)	3	1,419

FASP:UE 90.7		11/04/17		18:27:52		SIKEW		Run # 6	
PLAY : permian carbonate					PROJECT : Sikew prospect				
INPUT SUMMARY									
Play Attribute Probabilities					Prospect Attribute Probabilities				
Hydrocarbon Source	Timing	Migration	Potential Res. Facies	Trapping Mechanism	Effective Porosity	Hydrocarbon Accumulation			
0.900	0.900	0.800	0.700	0.800	0.800	0.800			
Marginal Play Probability	Conditional Deposit Probability	Reservoir Lithology	Hydrocarbon Prob. Gas	Recovery Oil	Factors % Free Gas				
0.454	0.512	carbonate	0.600	0.400	5.00	80.00			
Geologic Variables	F100	F95	F75	F50	F25	F05	F0		
Closure (thousand acres)	1.00000	2.00000	3.00000	4.00000	6.00000	7.00000	12.0000		
Thickness (feet)	350.000	410.000	450.000	500.000	560.000	620.000	800.000		
Porosity (percent)	3.00000	3.35000	4.00000	4.50000	6.00000	8.00000	10.0000		
Trap Fill (percent)	40.0000	42.0000	50.0000	60.0000	70.0000	78.0000	80.0000		
Depth (thousand feet)	11.4000	11.6500	12.6500	13.9000	15.1500	16.1500	16.4000		
HC Saturation (percent)	60.0000	61.5000	67.5000	75.0000	82.5000	88.5000	90.0000		
Number of Prospects	1	2	2	2	3	4	5		
GEOLOGIC VARIABLES and PROBABILITIES OF OCCURRENCE									
Mean	Std. Dev.	"Dry Hole" Risk = 0.7678 Prob. (Depth <= 14070 feet) = 0.5348							
Closure	4.47500	1.96410	----- RESOURCE -----						
Thickness	509.750	78.5800	Oil NA Gas AD Gas Gas						
Porosity	5.11875	1.55000	-----						
Trap Fill	60.0000	11.5470	-----						
Depth	13.9000	1.44338	Cond. Prob. Prospect has	0.1094	0.4026	0.1094	0.5120		
HC Saturation	75.0000	8.66025	Cond. Play Prob.	0.2274	0.6713	0.2274	0.7828		
Prospects	2.25000	0.62249	Uncond. Play Prob.	0.1032	0.3045	0.1032	0.3551		
Accumulations	1.15200	0.81471							
Variable	Function	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)	A	B
Pe	Linear	0.7250000	14.720000						
T (PSI)	Linear	0.0234000	537.00000						
Rs (Deg Rankine)	Linear	0.000	0.0056146						
Bo (Thousand CuFt/BBL)	Linear	0.000	1.0000000						
Z (no units)	Linear	0.0000100	1.1370000						
Depth Floor (feet) =				14070.00					
ESTIMATED RESOURCES									
Mean	Std. Dev.	F95	F75	F50	F25	F05			
OIL (Millions of BBLs)									
Number of Accumulations	0.24607	0.47307	0	0	0	0	1		
Accumulation Size	21.1171	14.7431	6.14121	11.3197	17.3148	26.4849	48.8181		
Cond. Prospect Potential	2.30944	8.19794	0.0	0.0	0.0	0.0	18.5923		
Cond. (B) Play Potential	22.8459	16.4528	6.40171	11.9877	18.5388	28.6700	53.6869		
Cond. (A) Play Potential	5.19623	12.3807	0.0	0.0	0.0	0.0	30.5799		
Uncond. Play Potential	2.35701	8.73042	0.0	0.0	0.0	0.0	19.0166		
NON-ASSOCIATED GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations	0.90593	0.77717	0	0	1	1	2		
Accumulation Size	612.219	429.304	177.121	327.201	501.261	767.915	1418.60		
Cond. Prospect Potential	246.502	405.409	0.0	0.0	0.0	0.0	1041.71		
Cond. (B) Play Potential	826.150	601.329	228.523	430.274	667.948	1036.91	1952.34		
Cond. (A) Play Potential	554.630	627.175	0.0	0.0	0.0	434.851	826.430		
Uncond. Play Potential	251.580	504.643	0.0	0.0	0.0	366.769	1264.57		
ASSOCIATED-DISSOLVED GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations	0.24607	0.47307	0	0	0	0	1		
Accumulation Size	0.11856	0.08278	0.03448	0.06356	0.09722	0.14870	0.27409		
Cond. Prospect Potential	0.01297	0.04603	0.0	0.0	0.0	0.0	0.10405		
Cond. (B) Play Potential	0.12027	0.09238	0.03594	0.06731	0.10409	0.16097	0.30143		
Cond. (A) Play Potential	0.02917	0.06951	0.0	0.0	0.0	0.0	0.17169		
Uncond. Play Potential	0.01323	0.04092	0.0	0.0	0.0	0.0	0.10677		
GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations	1.15200	0.81471	0	1	1	2	2		
Accumulation Size	481.475	455.927	93.7547	203.802	349.603	599.709	1303.64		
Cond. Prospect Potential	246.515	405.401	0.0	0.0	71.2088	358.177	985.633		
Cond. (B) Play Potential	708.539	627.241	151.789	317.591	530.523	886.219	1854.25		
Cond. (A) Play Potential	554.659	627.165	0.0	142.293	405.103	758.954	1692.62		
Uncond. Play Potential	251.593	504.645	0.0	0.0	0.0	352.926	1205.00		
YIELD FACTORS									
OIL (Thousand BBL / Acre-Ft)	0.30858	0.12898	0.14714	0.21720	0.28471	0.37320	0.55090		
NON-ASSOCIATED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.55913	0.23597	0.26466	0.39204	0.51514	0.67609	1.00267		
DISSOLVED GAS (Million CuFt / Acre-Ft)	0.00173	0.00072	0.00063	0.00122	0.00160	0.00210	0.00309		

รูปที่ 7.3 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คว โดยโปรแกรม FASPU

1.3 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างคล้ายน้ำพอง (Klay Nam Phong prospect)

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมี และวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะ และความน่าจะเป็น ทั้งในระดับเป่ากักเก็บ เป่าหวัง และปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน ดังสรุปไว้ในตารางที่ 7.8 และ 7.9

ตารางที่ 7.8 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างคล้ายน้ำพอง

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.90	หินคาร์บอนเนตของหมวดหินผานกเค้า กลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน มีศักยภาพสูงในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
2. Timing	1.00	การวิเคราะห์ด้านธรณีเคมี (Geochemistry) บ่งบอกว่าอยู่ในช่วงเกือบ over mature stage รวมทั้งการวิเคราะห์ maturation จากข้อมูลด้าน burial history และ heat flow history บ่งบอกว่ากลุ่มหินสระบุรีให้ dry gas และเกือบ over mature stage
3. Migration	1.00	โครงสร้างกักเก็บเกิดขึ้นก่อน การเคลื่อนที่ของปิโตรเลียม ซึ่งคาดว่าน่าจะเกิดช่วงยุคจูแรสซิกถึงครีเทเชียสตอนต้น
4. Potential Reservoir Facie	0.90	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระบุรี ยุคเพอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น และทะเลอีเอน
Marginal Play Probabilities = 0.81 (1 × 2 × 3 × 4)		

ตารางที่ 7.9 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าห้วง (Prospect attribute) ของโครงสร้างคล้ายน้ำพอง

คุณสมบัติของเป่าห้วง (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้(Probability)	เหตุผล (Descriptions)
5. Trapping Mechanism	0.80	โครงสร้างประทุนคว่ำ โดยมีกลุ่มหินโคราชเป็นชั้นหินปิดกั้น ทำให้มีการกักเก็บอยู่ในชั้นหินปูนยุคเพอร์เมียน
6. Effective Porosity	1.00	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
7. Hydrocarbon accumulation	1.00	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง
Conditional Deposit Probabilities = 0.80 (5 x 6 x 7)		

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างคล้ายน้ำพอง โดยโปรแกรม FASPU และค่าคุณสมบัติต่างๆ ทั้งทางธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.10 และผลการประเมินฯ แสดงในตารางที่ 7.11

ทรัพยากรน้ำมัน (Oil)

ผลการประเมินฯ พบว่าในโครงสร้างน้ำพอง ไม่มีศักยภาพในการค้นพบแหล่งน้ำมัน

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้นศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

มีความเป็นไปได้ระดับสูง คือ ร้อยละ 95 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 3 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 456.4621 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับปานกลาง หรือค่าคาดหวัง คือ ร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 5 แห่ง คิดเป็นปริมาณ 1,140.73 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 5 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 7 แห่ง คิดเป็นปริมาณ 2,850.77 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ตารางที่ 7.10 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างคล้ายน้ำพอง

Level of Confidence	No. of Accumulation	Accumulation Size (Bcf)
High (fractile of 95 th)	3	456
Medium (fractile of 50 th)	5	1,140
Low (fractile of 5 th)	7	2,850

ตารางที่ 7.11 ผลลัพธ์ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างคล้ายน้ำพอง

PLAY : PERMIAN CARBONATE				PROJECT : Nam Phong Prospect				
INPUT SUMMARY								
Play Attribute Probabilities				Prospect Attribute Probabilities				
Hydrocarbon Source	Timing	Migration	Potential Res. Facies	Trapping Mechanism	Effective Porosity	Hydrocarbon Accumulation		
0.900	1.000	1.000	0.900	0.800	1.000	1.000		
Marginal Play Probability	Conditional Deposit Probability	Reservoir Lithology	Hydrocarbon Prob. Gas	Oil	Recovery Factors %			
0.810	0.800	CARBONATE	1.000	0.000	5.00	90.00		
Geologic Variables		F100	F95	F75	F50	F25	F05	F0
Closure (thousand acres)	6.30000	6.75000	8.50000	9.05000	9.55000	10.0000	10.1000	
Thickness (feet)	100.000	120.000	205.000	234.000	256.000	323.000	340.000	
Porosity (percent)	3.80000	4.80000	8.80000	13.8700	18.9500	23.0000	24.0000	
Trap Fill (percent)	30.0000	35.0000	40.0000	45.0000	50.0000	60.0000	70.0000	
Depth (thousand feet)	7.00000	7.40000	9.00000	9.70000	10.4300	11.0000	11.1500	
HC Saturation (percent)	62.0000	65.0000	77.0000	81.6500	86.3000	90.0000	90.0000	
Number of Prospects	5	5	5	6	7	8	9	
GEOLOGIC VARIABLES and PROBABILITIES OF OCCURRENCE								
	Mean	Std. Dev.	"Dry Hole" Risk = 0.3520					
			Prob. (Depth <= 23100 feet) = 1.0000					
				RESOURCE				
				Oil	NA Gas	AD Gas	Gas	
Closure	8.82750	0.96533						
Thickness	228.600	56.2314						
Porosity	13.8813	5.84381						
Trap Fill	45.8750	8.06646						
Depth	9.55050	1.08389	Cond. Prob. Prospect has	0.0000	0.8000	0.0000	0.8000	
HC Saturation	80.3300	7.45780	Cond. Play Prob.	0.0000	0.9998	0.0000	0.9998	
Prospects	5.80000	0.92736	Uncond. Play Prob.	0.0000	0.8099	0.0000	0.8099	
Accumulations	4.64000	1.21589						

ตารางที่ 7.11 ผลลัพธ์ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากโปรแกรม FASPU ในโครงสร้างคล้าย น้ำพอง (ต่อ)

Variable	Function	A	B	D(feet)	A	B	D(feet)	A	B
Pe (PSI)	Expon	5535.9909	0.0000200						
T (Deg Rankine)	Linear	0.0135000	540.00000						
Rs (Thousand CuFt/BBL)	Linear	0.000	0.0056146						
Bo (no units)	Linear	0.000	1.0000000						
Z (no units)	Linear	0.0000100	1.0238400						
Depth Floor (feet) = 23100.00									
PERMIAN CARBONATE 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		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	
NON-ASSOCIATED GAS (Billions of CuFt)									
Number of Accumulations		4.64000	1.21589	3	4	5	5	7	
Accumulation Size		1332.00	803.014	456.462	783.578	1140.73	1660.68	2850.77	
Cond. Prospect Potential		1065.60	894.281	0.0	485.239	955.354	1497.87	2683.62	
Cond. (B) Play Potential		6181.56	2368.37	3140.19	4497.22	5772.39	7409.14	10611.0	
Cond. (A) Play Potential		6180.46	2369.60	3136.40	4495.88	5771.92	7411.71	10620.5	
Uncond. Play Potential		5006.17	3229.06	0.0	3376.74	5168.35	6944.39	10216.5	
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		4.64000	1.21589	3	4	5	5	7	
Accumulation Size		1332.00	803.014	456.462	783.578	1140.73	1660.68	2850.77	
Cond. Prospect Potential		1065.60	894.281	0.0	485.239	955.354	1497.87	2683.62	
Cond. (B) Play Potential		6181.56	2368.37	3140.19	4497.22	5772.39	7409.14	10611.0	
Cond. (A) Play Potential		6180.46	2369.60	3136.40	4495.88	5771.92	7411.71	10620.5	
Uncond. Play Potential		5006.17	3229.06	0.0	3376.74	5168.35	6944.39	10216.5	

2. การประเมินศักยภาพโดยใช้โปรแกรม 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 Probability of Success

ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม สามารถแยกศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมของพื้นที่ออกเป็นศักยภาพน้ำมัน และศักยภาพก๊าซธรรมชาติ โดยผลการประเมินแยกกระดับความเป็นไปได้ของศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมตามวิธีการประมวลผล 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 ประกอบด้วยระดับความเป็นไปได้ของ ศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียม ออกเป็น 1 ระดับ คือ

1. ความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 (P50)

ในการคำนวณหาศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมแบบวิธี Swanson's Mean ใช้ ความสัมพันธ์ของ $0.30(P10) + 0.40(P50) + 0.30(P90)$

2.1 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field)

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมี และวิศวกรรม ปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะ และความน่าจะเป็น ทั้งในระดับเป่ากักเก็บ เป่า หวัง และปริมาณของไฮโดรคาร์บอน ดังสรุปไว้ในตารางที่ 7.12 ถึง 7.14

ตารางที่ 7.12 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆมีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของ ปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.90	หินคาร์บอนเนตของหมวดหินผานกเค้า กลุ่มหินสระบุรี ยุคยูคเพอร์เมียน มีศักยภาพสูงในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
2. Migration path	0.90	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บหรือโครงสร้างกักเก็บ มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณและทิศทางการเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
3. Potential Reservoir Facie	0.85	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระบุรี ยุคยูคเพอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น และทะเลอีसान

ตารางที่ 7.13 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียม ในระดับเป้าหมาย (Prospect attribute) ของโครงสร้างแหล่งเล็ก

คุณสมบัติของเป้าหมาย (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
4. Trapping Mechanism	0.60	ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียมเป็นหิน Upper Clastics ของหินยุคเพอร์เมียน
5. Petroleum charge	0.90	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
6. Net/Gross	0.5	โครงสร้างกักเก็บในหินกักเก็บ Carbonate มักจะมีหินที่มี porosity กักเก็บก๊าซหนาเพียงครึ่งหนึ่ง(0.5) ของความหนาของแหล่งก๊าซ
7. Retention	0.9	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง

$$\text{Total POS (Probability of Success)} = 0.9 \times 0.9 \times 0.85 \times 0.6 \times 0.9 \times 0.5 \times 0.9 = 0.236$$

ตารางที่ 7.14 การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่างๆ ที่มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Choice of range and distribution) โครงสร้างแหล่งเล็ก

ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม (Geologic and petroleum engineering variables)	รูปแบบการกระจายตัวของข้อมูล (Distribution type)	ช่วงของข้อมูล (Range of variables)		
		ต่ำสุด (x_L)	กลาง	สูงสุด (x_m) (x_H)
1. พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (เอเคอร์)	Uniform	500		5,000
2. ความพรุนของชั้นกักเก็บ	Uniform	0.03		0.10
3. ความหนาของชั้นกักเก็บ (ฟุต)	Uniform	250	350	500
4. ความอึดตัวของไฮโดรคาร์บอน	Uniform	0.30		0.80
5. Gas formation volume factor, cu ft/SCF	Uniform	0.0032		0.0034
6. Recovery factor	Uniform	0.90		0.90

Input	Type	Uniform	Triangular	Monte Carlo Simulation		
1). Area of Closure, acre	XL		500.00	P90	73,722,834,037	SCF
	XM		2,000.00	P50	162,682,842,065	SCF
	XH		5,000.00	P10	306,679,447,811	SCF
2). Thickness, ft	XL	0.00	300.00	Swanson's Mean		
	XM		350.00	P10	66,881,662,411	SCF
	XH	0.00	500.00	P50	165,389,473,800	SCF
3). Porosity, fraction	XL	0.0300	0.0000	P90	353,099,522,708	SCF
	XM		0.0000	Pavg	192,150,145,056	SCF
	XH	0.1000	0.0000	*Probability of Success		
4). Gas Saturation, fraction	XL	0.3000	0.0000	Risks	0.2362	
	XM		0.0000	Forecast		
	XH	0.8000	0.0000	P	331,912,018,264	SCF
5). Gas Formation Volume Factor, cuft/SCF	XL	0.0032	0.0000			
	XM		0.0000			
	XH	0.0034	0.0000			
6). Recovery Factor, fraction	XL	0.9000	0.0000			
	XM		0.0000			
	XH	0.9000	0.0000			
*7). Hydrocarbon Source, fraction		0.9000				
*8). Timing, fraction		1.0000				
*9). Migration, fraction		1.0000				
*10). Trap Occurrence, fraction		0.8000				
*11). Potential Reservoir Facies, fraction		0.9000				
*12). Effective Porosity, fraction		0.9000				
*13). Hydrocarbon Accumulation, fraction		1.0000				
*14). Net/Gross, fraction		0.5000				
*15). Geometric Factor, fraction		0.9000				
*16). Trap Fill, fraction		0.9000				

รูปที่ 7.4 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field) โดยการใช้โปรแกรม MSP

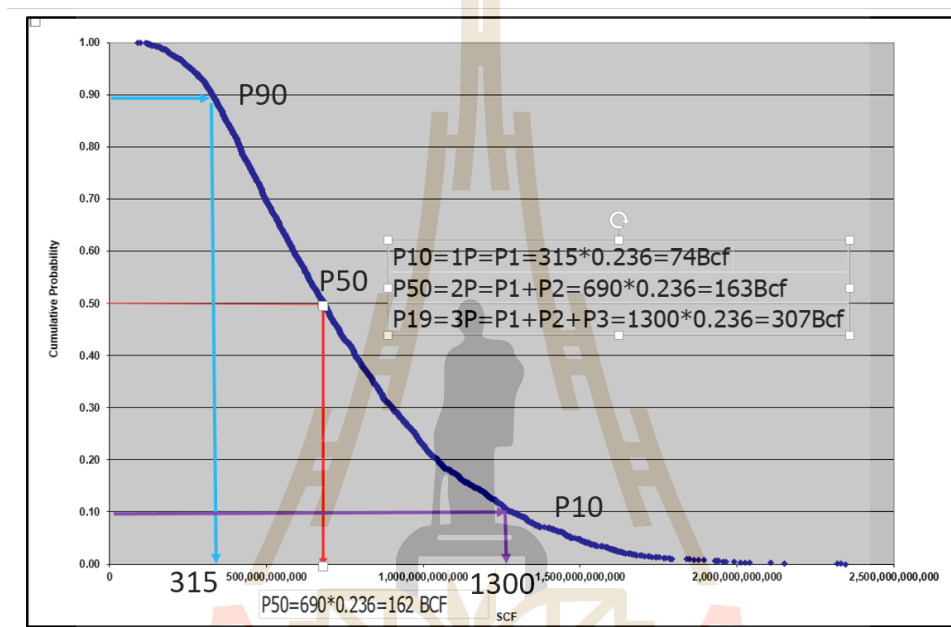
ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างแหล่งเล็ก โดยการใช้โปรแกรม MPS สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.15

ตารางที่ 7.15 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยการใช้โปรแกรม MSP ในโครงสร้างแหล่งเล็ก ในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

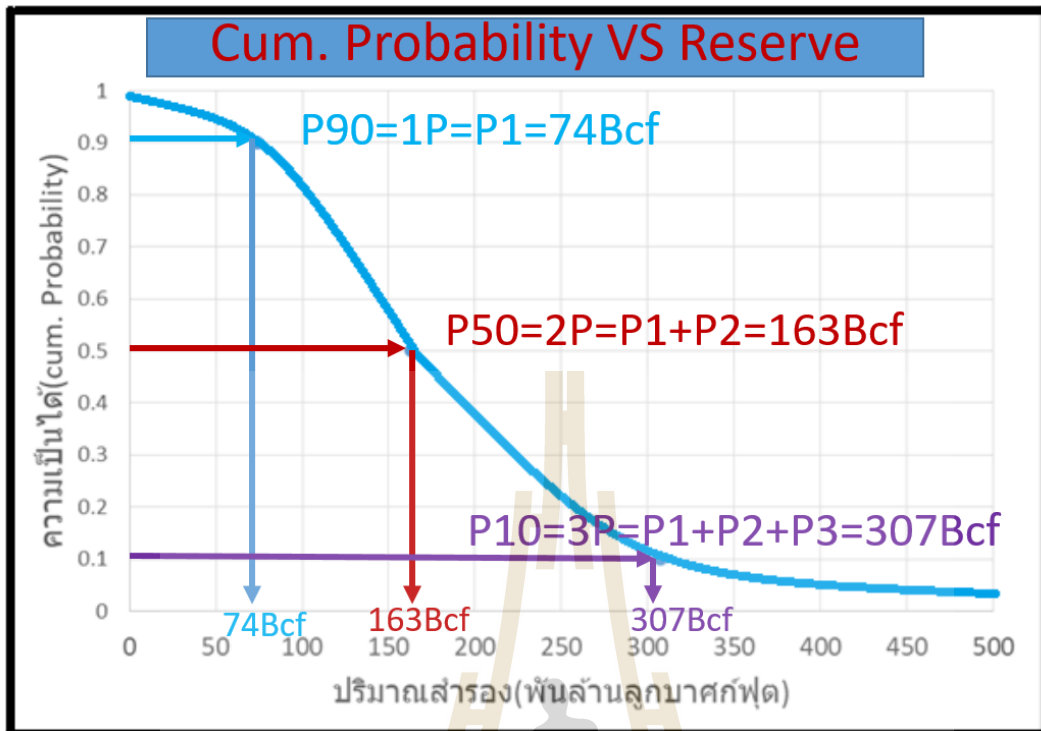
Level of Probability	Accumulation Size (Bcf)	
	Monte Carlo Simulation*POS	Swanson's Mean
Probability at 90 th	74	-
Probability at 50 th	163	192
Probability at 10 th	307	-

การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation (รูปที่ 7.5) และ Monte Carlo Simulation*POS (รูปที่ 7.6)

- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 90 เรียก P90 (=1P =P1=Proved Reserve) ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 74 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 เรียก P50 (=2P =P1+P2= Proved+ Probable Reserve) ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 163 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 10 เรียก P90 P50 (=3P = P1+P2+P3 = Proved + Probable + Possible Reserve) ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 307 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 7.5 กราฟระหว่าง ความเป็นไปได้สะสม กับ ปริมาณสำรองโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field) โดยการวิธี Monte Carlo Simulation ใช้ โปรแกรม MSP



รูปที่ 7.6 กราฟระหว่าง ความน่าจะเป็นไปได้สะสม กับ ปริมาณสำรองโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field) โดยการวิธี Monte Carlo Simulation คู่กับ POS ใช้ โปรแกรม MSP

$$\text{Swanson's Mean} = 0.3 \cdot P_{10} + 0.4 \cdot P_{50} + 0.3 \cdot P_{90} = 0.3 \cdot 74 + 0.4 \cdot 163 + 0.3 \cdot 307 = 192 \text{ Bcf}$$

(192 พันล้านลูกบาศก์ฟุต)

2.2 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างสี่คว่ำ (SIKEW prospect)

ผลการศึกษาข้อมูลทางด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ ธรณีเคมี และวิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถกำหนดค่าคุณสมบัติหรือลักษณะ และความน่าจะเป็น ทั้งในระดับเป่ากักเก็บ เป่าหวัง และปริมาตรของไฮโดรคาร์บอน ดังสรุปไว้ในตารางที่ 7.16 ถึง 7.18

ตารางที่ 7.16 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการเกิดและสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่ากักเก็บ (Play attribute) ของโครงสร้างสี่คิ้ว

คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (Play attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
1. Hydrocarbon source	0.90	หินคาร์บอนเนตของหมวดหินผานกเค้า กลุ่มหินสระบุรี ยุคยูคเพอร์เมียน มีศักยภาพสูงในการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม
2. Migration path	0.90	การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียมจากหินต้นกำเนิดไปยังหินกักเก็บหรือโครงสร้างกักเก็บ มีความเหมาะสมทั้งในส่วนของปริมาณ และทิศทาง การเคลื่อนตัวของปิโตรเลียม
3. Potential Reservoir Facie	0.85	สภาพแวดล้อมของกลุ่มหินสระบุรี ยุคยูคเพอร์เมียน สะสมตัวในทะเลน้ำตื้น และทะเลอีसान

ตารางที่ 7.17 ค่าความเป็นไปได้ของคุณสมบัติต่างๆ มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียมในระดับเป่าหวัง (Prospect attribute) ของโครงสร้างสี่คิ้ว

คุณสมบัติของเป่าหวัง (Prospect attributes)	ความเป็นไปได้ (Probability)	เหตุผล (Descriptions)
4. Trapping Mechanism	0.60	ชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียมเป็นหิน Upper Clastics ของหินยูคเพอร์เมียน
5. Petroleum charge	0.90	ข้อมูลที่ได้จากหลุมเจาะบ่งบอกว่า ชั้นหินกักเก็บมีค่าความพรุนทั่วไปโดยเฉลี่ยค่อนข้างดี (>3%)
6. Net/Gross	0.5	โครงสร้างกักเก็บในหินกักเก็บ Carbonate มักจะมีหินที่มี porosity กักเก็บก๊าซหนาเพียงครึ่งหนึ่ง(0.5) ของความหนาของแหล่งก๊าซ
7. Retention	0.9	โครงสร้างกักเก็บอยู่ใกล้บริเวณจุดกำเนิดปิโตรเลียม ดังนั้นโอกาสที่ปิโตรเลียม จะเคลื่อนที่ไปสะสมตัวอยู่ในโครงสร้าง จึงมีความเป็นไปได้สูง

$$\text{Total POS (Probability of Success)} = 0.9 \times 0.9 \times 0.85 \times 0.6 \times 0.9 \times 0.5 \times 0.9 = 0.236$$

ตารางที่ 7.18 การเลือกช่วงและการกระจายตัวของคุณสมบัติต่างๆ ที่มีความเหมาะสมในการสะสมตัวของปิโตรเลียม (Choice of range and distribution) ของโครงสร้างสี่ค้ำ

ข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม (Geologic and petroleum engineering variables)	รูปแบบการกระจายตัวของข้อมูล (Distribution type)	ช่วงของข้อมูล (Range of variables)		
		ต่ำสุด (x_L)	กลาง	สูงสุด (x_m) (x_H)
1. พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (เอเคอร์)	Uniform	1,500		3,750 14,050
2. ความพรุนของชั้นกักเก็บ	Uniform	0.03		0.10
3. ความหนาของชั้นกักเก็บ (ฟุต)	Uniform	330		500 650
4. ความอิ่มตัวของไฮโดรคาร์บอน	Uniform	0.30		0.80
5. Gas formation volume factor, cu ft/SCF	Uniform	0.0032		0.0034
6. Recovery factor	Uniform	0.90		0.90

Input	Type	Uniform	Triangular	Monte Carlo Simulation		
1). Area of Closure, acre	XL		1,500.00	P90	242,304,278,270	SCF
	XM		4,000.00	P50	521,636,900,424	SCF
	XH		12,000.00	P10	1,023,177,072,777	SCF
2). Thickness, ft	XL	0.00	350.00	Swanson's Mean		
	XM		500.00			
	XH	0.00	800.00			
3). Porosity, fraction	XL	0.0300	0.0000	P10	206,101,234,569	SCF
	XM		0.0000	P50	543,790,463,217	SCF
	XH	0.1000	0.0000	P90	1,256,973,766,930	SCF
4). Gas Saturation, fraction	XL	0.5300	0.0000	Pavg	656,438,685,736	SCF
	XM		0.0000	*Probability of Success		
	XH	0.8600	0.0000	Risks	0.2362	
5). Gas Formation Volume Factor, cuft/SCF	XL	0.0032	0.0000	Forecast		
	XM		0.0000			
	XH	0.0034	0.0000			
6). Recovery Factor, fraction	XL	0.9000	0.0000	P	331,912,018,264	SCF
	XM		0.0000			
	XH	0.9000	0.0000			
*7). Hydrocarbon Source, fraction		1.0000				
*8). Timing, fraction		1.0000				
*9). Migration, fraction		0.9000				
*10). Trap Occurrence, fraction		0.9000				
*11). Potential Reservoir Facies, fraction		0.8000				
*12). Effective Porosity, fraction		0.9000				
*13). Hydrocarbon Accumulation, fraction		1.0000				
*14). Net/Gross, fraction		0.5000				
*15). Geometric Factor, fraction		0.9000				
*16). Trap Fill, fraction		0.9000				

รูปที่ 7.7 ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่ค้ำ โดยการใช้โปรแกรม MPS สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.19

ตารางที่ 7.19 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยการใช้โปรแกรม MSP ในโครงสร้างสีคว ในภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

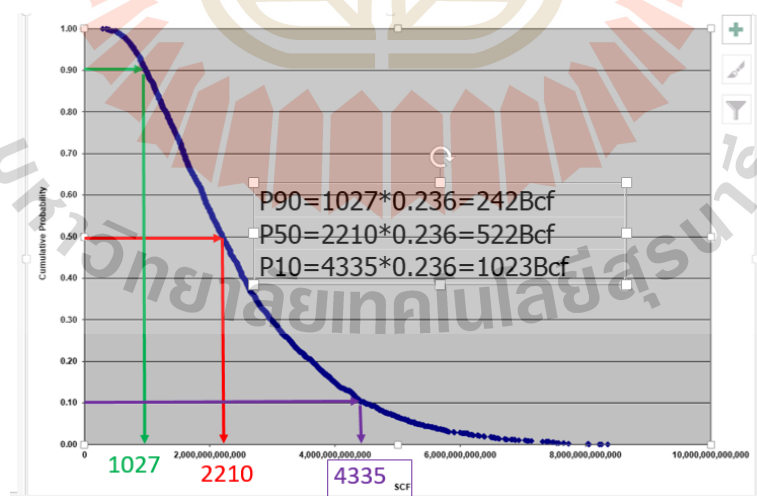
Level of Probability	Accumulation Size (Bcf)	
	Monte Carlo Simulation*POS	Swanson's Mean
Probability at 90 th	242	-
Probability at 50 th	522	656
Probability at 10 th	1023	-

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

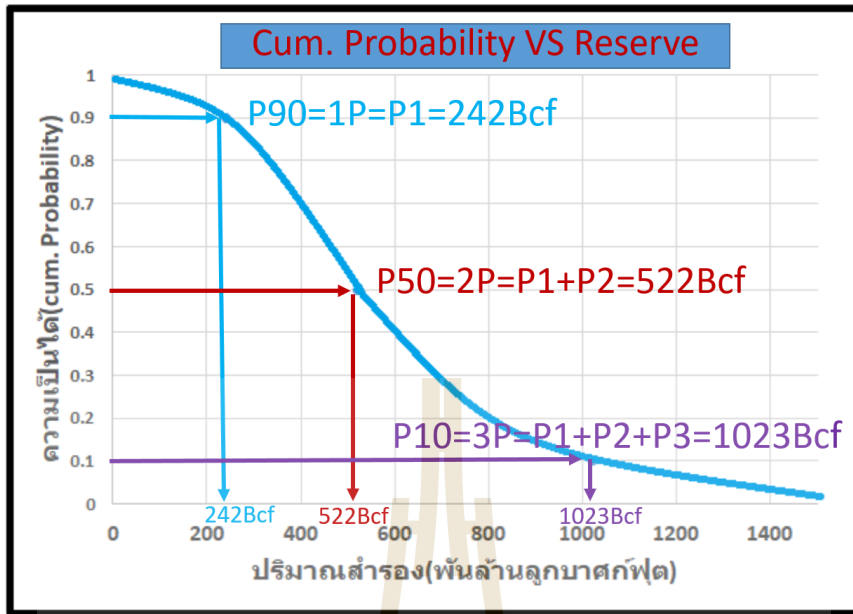
จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบเป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้นศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation (รูปที่ 7.8) และ Monte Carlo Simulation*POS (รูปที่ 7.9)

- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 90 เรียก P90 (=1P =P1=Proved Reserve) ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 242 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 50 เรียก P50 (=2P =P1+P2= Proved + Probable Reserve) ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 522 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
- มีความเป็นไปได้ระดับร้อยละ 10 เรียก P10 (=3P =P1+P2+P3=Proved + Probable + Possible Reserve) ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ รวมคิดเป็นปริมาณ 1,023 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 7.8 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสีคว โดยโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation



รูปที่ 7.9 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสี่คี่ว โดยโปรแกรม MSP แบบ การประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation คู่กับ POS

$$\text{Swanson's Mean} = 0.3 * P10 + 0.4 * P50 + 0.3 * P90 = 0.3 * 242 + 0.4 * 522 + 0.3 * 1023 = 656 \text{ Bcf}$$

(656 พันล้านลูกบาศก์ฟุต)

3. การเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างการใช้โปรแกรม MSP กับโปรแกรม FASPU

ในการเปรียบเทียบในเชิงผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม MSP ซึ่งถูกพัฒนาขึ้นกับโปรแกรม FASPU ที่ใช้เป็นโปรแกรมหลักนั้น แสดงรายละเอียดตามตารางที่ 7.20-7.21 โดยแยกออกเป็น การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติในโครงสร้างขนาดเล็ก และโครงสร้างสี่คี่ว 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 ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 และ (3) การประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean ร่วมกับ Probability of Success คือ ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50

สำหรับโครงสร้างขนาดเล็ก ผลการเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP พบว่า ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 95 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 70 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 90 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 74 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 4 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 6 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 161 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte

Carlo Simulation มีค่า 163 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 2 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 1 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 161 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean มีค่า 192 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 31 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 19 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 5 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 373 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 10 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 307 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -66 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 18 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU ดังตารางที่ 7.20

ตารางที่ 7.20 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างขนาดเล็ก ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
โปรแกรม FASPU	70	161	373
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation* Probability of Success	74	163	307
- วิธี Swanson's Mean	-	192	-

สำหรับโครงสร้างกักเก็บสี่คี่ผลการเปรียบเทียบผลการประเมินศักยภาพระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP พบว่า ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 95 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 177 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 90 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 242 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 65 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 37 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 501 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 522 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 21 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 4 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 501 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 50 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Swanson's Mean มีค่า 656 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ 155 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือประมาณร้อยละ 31 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU

ความน่าจะเป็นในการค้นพบที่ระดับร้อยละ 5 ของโปรแกรม FASPU มีค่า 1,419 พันล้าน ลบ. ฟุต กับ ที่ระดับร้อยละ 10 ของโปรแกรม MSP แบบการประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation มีค่า 1,023 พันล้าน ลบ. ฟุต มีค่าต่างกันประมาณ -396 พันล้าน ลบ. ฟุต หรือ ประมาณร้อยละ 28 เมื่อเทียบกับผลของโปรแกรม FASPU ดังตารางที่ 7.21

ตารางที่ 7.21 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างสี่คว ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
โปรแกรม FASPU	177	501	1,419
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation* Probability of Success	242	522	1,023
- วิธี Swanson's Mean	-	656	-

4. การประเมินศักยภาพโดยการใช้โปรแกรม GeoX

สำหรับการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม โดยการใช้โปรแกรม GeoX (จาก CCOP) นั้น หลักการพื้นฐานของโปรแกรมจะเหมือนกับโปรแกรม FASPU แต่รูปแบบการใช้งานและการรับค่าข้อมูลจะแตกต่างกัน คือ

การรับค่าข้อมูลในการประเมินศักยภาพฯ จะประกอบด้วย 4 ส่วน คือ

1. Set up การตั้งค่าข้อมูลเริ่มต้น สำหรับการรับข้อมูล เช่น รูปแบบการคำนวณ คือ แบบ Deterministic หรือ Stochastic จำนวนข้อมูลในการนำเข้าโปรแกรม ชนิดของสารไฮโดรคาร์บอน ในการประเมินศักยภาพฯ
2. Volume ตัวแปรสำหรับการคำนวณหาปริมาณแบบปริมาตร เช่น
 - พื้นที่ระบายปิโตรเลียม (area of closure)
 - ความหนาของชั้นกักเก็บปิโตรเลียม (reservoir thickness)
 - ปัจจัยทางด้านรูปร่าง (geometric factor)
 - สัดส่วนรูพรุนต่อปริมาตรทั้งหมด (net/gross ratio)
 - ความพรุนประสิทธิ (porosity)
 - การสะสมตัวในแหล่งกักเก็บ (Trap fill)
 - ความอิ่มตัวของก๊าซ (gas saturation)
 - ปัจจัยการค้นพบก๊าซ (recovery factor gas)
 - ปัจจัยการค้นพบ condensate (recovery factor condensate)

3. Reservoir คุณสมบัติของสารไฮโดรคาร์บอน เช่น
Gas formation factor
4. Risk การประเมินค่าความเสี่ยง ประกอบด้วย
คุณสมบัติของเป่ากักเก็บ (play)
คุณสมบัติของเป่าหวัง (prospect)

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียมในโครงสร้างสิคิ้ว (เดิมเป็นโครงสร้างชนบท ข้อมูลเหมือนโครงสร้างสิคิ้ว) โดยโปรแกรม GeoX และค่าคุณสมบัติต่างๆ ทั้งทางธรณีวิทยา และ วิศวกรรมปิโตรเลียม สามารถสรุปปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม ดังแสดงในตารางที่ 7.21 และผลการประเมินฯ แสดงในรูปที่ 7.9 และ 7.10

ทรัพยากรน้ำมัน (Oil)

ผลการประเมินฯ พบว่าในโครงสร้างสิคิ้ว ไม่มีศักยภาพในการค้นพบแหล่งน้ำมัน

ทรัพยากรก๊าซธรรมชาติ (Gas)

จากการศึกษาคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ และวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ พบว่าก๊าซที่พบ เป็นแหล่งก๊าซอิสระ (Non-Associated gas) ที่ไม่มีความสัมพันธ์กับน้ำมัน ดังนั้นศักยภาพของก๊าซธรรมชาติในที่นี้จึงพิจารณาเพียงก๊าซอิสระ โดยมีรายละเอียด

มีความเป็นไปได้ระดับสูง คือ ร้อยละ 90 ที่จะค้นพบพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็น ปริมาณ 233.9 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (233.9 Bcf)

มีความเป็นไปได้ระดับปานกลาง หรือค่าคาดหวัง คือ ร้อยละ 50 ที่จะค้นพบแหล่งคิด เป็นปริมาณ 477.5 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (477.5 Bcf)

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 10 ที่ค้นพบพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ คิดเป็น ปริมาณ 916 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (916 Bcf)

ดังแสดงใน ตารางที่ 7.22-7.23 และ รูปที่ 7.10-7.11

ตารางที่ 7.22 ปริมาณทรัพยากรก๊าซธรรมชาติค้นพบที่ได้จากการวิเคราะห์ โดยโปรแกรม GeoX ใน โครงสร้างสิคิ้ว

Level of Confidence	Accumulation Size (Bcf)	Accumulation Size (MMBOE)
High (fractile of 90 th)	233.9	41.66
Medium (fractile of 50 th)	477.5	85.04
Low (fractile of 10 th)	916.0	163.14

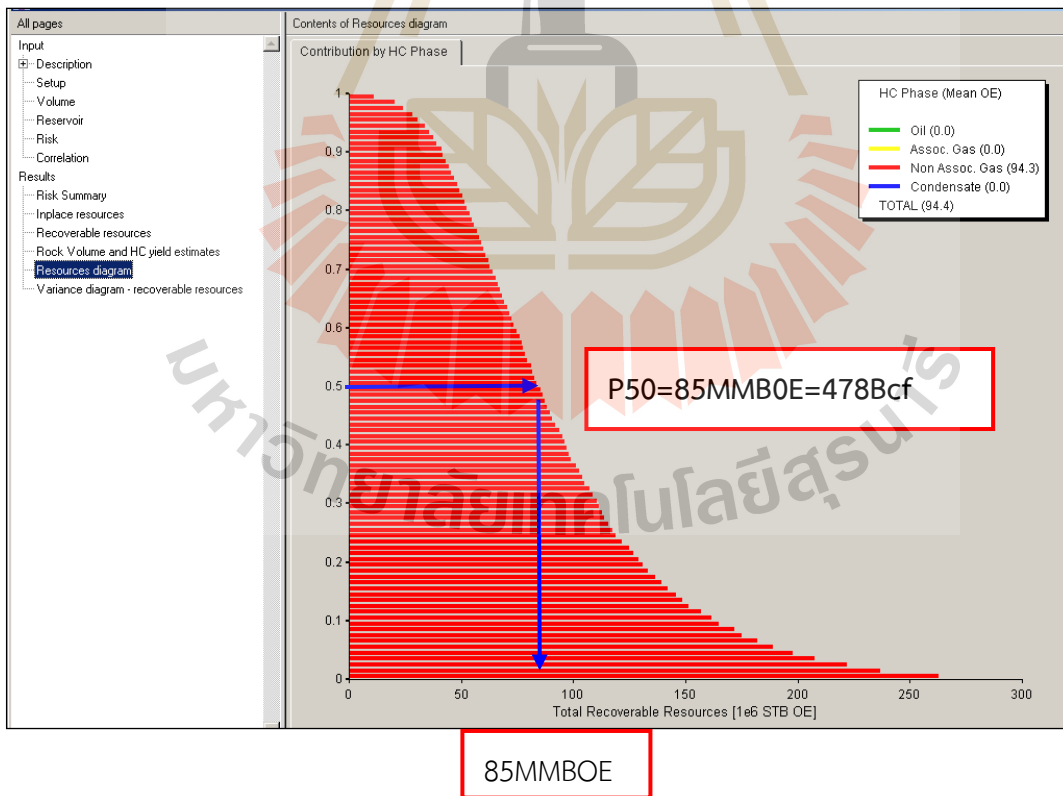
All pages

- Input
 - Description
 - Setup
 - Volume
 - Reservoir
 - Risk
 - Correlation
- Results
 - Risk Summary
 - Inplace resources
 - Recoverable resources
 - Rock Volume and HC yield estimates
 - Resources diagram
 - Variance diagram - recoverable resources

Contents of Recoverable resources

Resource type	Dist.type	Mean	Std dev	F90	F50	F10
Oil [1e6 STB]						
Accumulation size above min volume	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Accumulation size	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. prospect potential	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uncond. prospect potential	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NaGas [1e9 scf]						
Accumulation size above min volume	MC(1000)	530.1	277.6	233.9	477.5	916.0
Accumulation size	MC(1000)	530.1	277.6	233.9	477.5	916.0
Cond. prospect potential	MC(1000)	424.1	326.5	0.0	401.8	858.1
Uncond. prospect potential	MC(1000)	424.1	326.5	0.0	401.8	858.1
AsGas [1e9 scf]						
Accumulation size above min volume	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Accumulation size	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. prospect potential	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uncond. prospect potential	Const	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond [1e6 STB]						
Accumulation size above min volume	MC(1000)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Accumulation size	MC(1000)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cond. prospect potential	MC(1000)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Uncond. prospect potential	MC(1000)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Total Resources above min volume [1e6 STB OE]	MC(1000)	94.4	49.4	41.7	85.1	163.2
Total Resources [1e6 STB OE]	MC(1000)	94.4	49.4	41.7	85.1	163.2

รูปที่ 7.10 ผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมค้นพบในโครงสร้างสี่คิ้ว โดยโปรแกรม GeoX



รูปที่ 7.11 กราฟแสดงผลการประเมินศักยภาพทรัพยากรปิโตรเลียมค้นพบในโครงสร้างสี่คิ้ว โดยโปรแกรม GeoX

ตารางที่ 7.23 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU, GeoX กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างสี่คี่ว ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
-โปรแกรม FASPU*	177	501	1,419
-โปรแกรม GeoX **	234	478	916
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation x Probability of Success**	242	522	1,023
- วิธี Swanson's Mean	-	656	-



บทที่ 8

ทฤษฎีแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

1. ทฤษฎี

แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) เกิดจากการใช้เทคนิคสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณพฤติกรรมการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม (mathematical mode) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ ช่วยคำนวณแบบจำลองคณิตศาสตร์ของลักษณะและผลการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจำลองให้ได้ผลออกมาสมจริงดังการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจริง ๆ

แบบจำลองคณิตศาสตร์คอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมนี้ได้รับการนำมาประยุกต์ใช้ทั่วไปอย่างกว้างขวาง เพราะสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ที่วิธีคำนวณแบบอื่นๆ ทำไม่ได้ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมโดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์แบบนี้สามารถอธิบายปริมาณการไหลของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน ที่มีแผนการผลิตอย่างไรอย่างหนึ่งได้และนอกจากจะสามารถอธิบายลักษณะของแหล่งปิโตรเลียมได้แล้ว ยังสามารถใช้วางแผนการผลิตปิโตรเลียมได้ตามความต้องการของตลาดเพื่อให้เหมาะสมกับการวางแผนการลงทุนและเหมาะสมตามกฎหมายระเบียบของรัฐบาลเพื่อทำการผลิตปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่ต้องการ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะใช้แก้ปัญหาที่ยุ่งยากซับซ้อนได้ดี แต่ก็นิยมใช้แก้ปัญหาที่ไม่มี ความซับซ้อนมากนัก เพราะการจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์มักจะเป็นวิธีที่ดีที่สุด เนื่องจากความรวดเร็ว ประหยัด และได้ผลที่สมจริงกว่าวิธีอื่นๆ

สำหรับการจัดประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมสามารถแบ่งประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมเป็น 2 ลักษณะคือ

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

- ประเมินลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์และทำให้เข้าใจถึงพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม

- คาดการณ์ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมกับระยะเวลาการผลิต

- ประมาณอายุการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม

- ทำการประเมินผลการเคลื่อนไหวของข้อมูล (Model sensitivity) เพื่อคาดประมาณค่าต่างๆ คือ

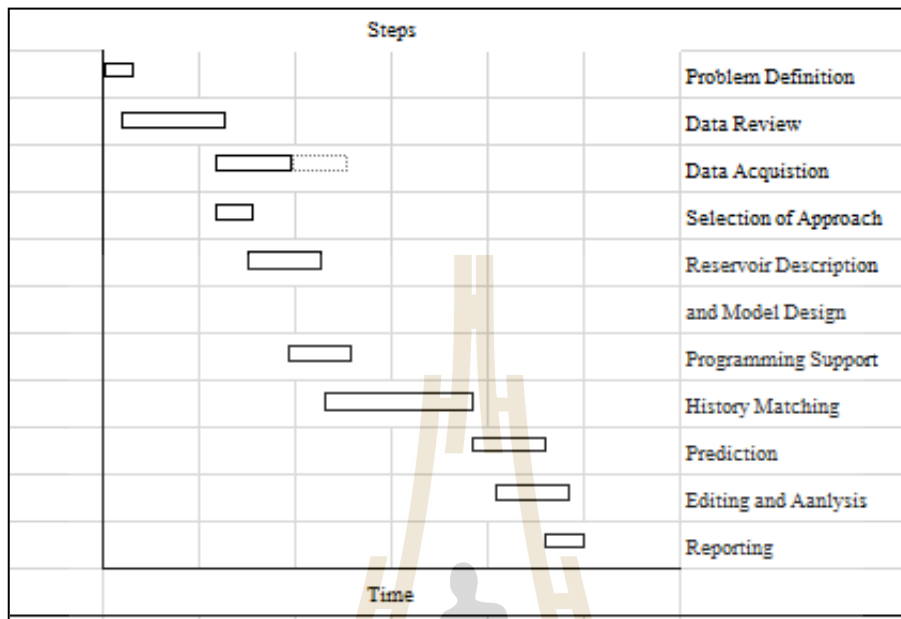
- 1) ความจำเป็นที่จะต้องใส่ข้อมูลเพิ่ม

- 2) เปรียบเทียบขบวนการผลิตที่แตกต่างกันหลายแบบ

- 3) วางแผนเพื่อพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมและทางเลือกต่าง ๆ

- 4) เพื่อออกแบบการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่ได้ประโยชน์สูงสุด

ในการทำกิจกรรมแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการวางแผนและปฏิบัติตามแผนต่าง ๆ ดังแสดงในเห็นแผนการปฏิบัติตามรูปที่ 8.1



รูปที่ 8.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

1) การกำหนดข้อปัญหา (Problem Definition)

ขั้นแรกของการศึกษาคือกำหนดปัญหาพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมรวมทั้งปัญหาที่เกิดขึ้นในการดำเนินการและในขั้นตอนการกำหนดปัญหานี้ จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมในการดำเนินการให้เพียงพอที่จะบ่งชี้ว่าพฤติกรรมการผลิตและการดำเนินการเช่นไร เป็นที่ต้องการในอนาคตและควรจะเกิดขึ้นเวลาใด และสิ่งเหล่านี้จะสามารถสนับสนุนอย่างไรต่อแผนการบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียม

2) การเลือกข้อมูลและวิธีการศึกษา (Selecting the Study Approach)

หลังจากมีการกำหนดปัญหาลักษณะการไหลของของไหลแล้วจะต้องตัดสินใจว่าแบบจำลองประเภทใดที่จะเหมาะสมกับแหล่งปิโตรเลียมนั้น ๆ มากที่สุด และสามารถแก้ปัญหาต่างๆ ได้ดีที่สุด ซึ่งปกติแล้วจะไม่จำเป็นต้องจำลองแหล่งปิโตรเลียมหมดทั้งแหล่ง โดยตัวประกอบที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและสร้างแบบจำลองประกอบไปด้วย

ก. ความสามารถของคอมพิวเตอร์โปรแกรมที่ใช้ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ ของกลศาสตร์แหล่งปิโตรเลียม

ข. การเปลี่ยนแปลงที่จะต้องกระทำในการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ

ค. ชนิดและจำนวนที่จะทดลองผลิตในแบบจำลองเพื่อให้ครบตามจุดประสงค์ของการศึกษาวิจัย

ง. เวลา กำลังคน เครื่องคอมพิวเตอร์ และงบประมาณที่มีอยู่สำหรับการศึกษาวิจัย

จ. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบผลการจำลอง

ฉ. ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบที่จะช่วยให้การศึกษาวิจัยสมบูรณ์ในขณะนั้น

3) การรายงาน (Reporting)

ขั้นตอนสุดท้ายของการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมคือการรวบรวมผล สรุปเป็นรายงานที่ชัดเจน สั้น และกะทัดรัด แบบรายงานจะมีตั้งแต่ บันทึก บริคณฑ์สนธิระหว่างหน่วยงานอย่างสั้นๆ สำหรับการศึกษานขนาดเล็ก ไปกระทั่งรายงานฉบับหน้าที่สมบูรณ์ไปโดยรูปแสดงสีต่างๆ สำหรับการศึกษแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะป็นรายงานแบบไหนขนาดไหน รายงานจะต้องกำหนดเป้าหมายของการศึกษา อธิบายการใช้แบบจำลอง และแสดงผล และสรุปผลโดยมีคำอธิบายครบถ้วนเหมาะสมกับเป้าหมายการศึกษาวิจัยนั้นๆ

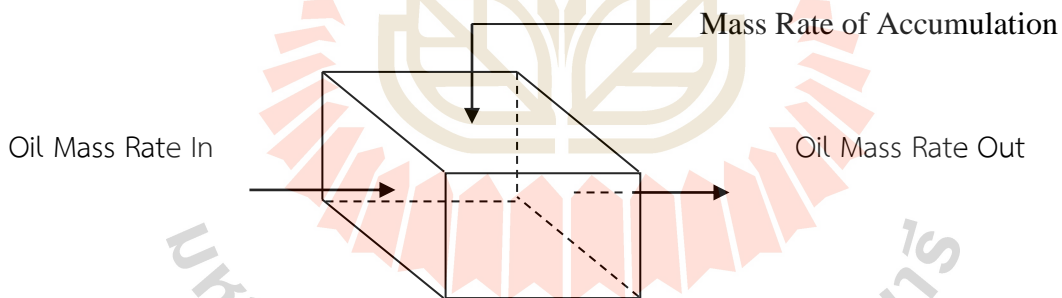
1.1 หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

การได้มาของสมการการไหลของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Flow Equations)

สมการการไหลของของไหลแต่ละชนิดจะถูกพัฒนามาใช้เทียบเท่ากับเหมือนมีการไหลของของไหลชนิดต่าง ๆ ชนิดเดียวทีละชนิด โดยเริ่มพิจารณาจาก

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

การสมดุลของสสารใช้หน่วยปริมาตรต่อบาร์เรลของน้ำมันดังแสดงต่อไปนี้



รูปที่ 8.2 การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system)

การไหลเชิงเส้น (Linear system)

มวลไหลเข้า - มวลไหลออก = มวลสะสมในหน่วยส่วน

$$\left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_x - \left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x}\right)_{x+\Delta x} = V \left[\frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o}\right)^n}{\Delta t} \right] \quad \text{----- สมการ 8.1}$$

เมื่อ

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

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

ใส่ข้อกำหนดขนาดให้เล็กลงเข้าใกล้ศูนย์สมการ (8.1) เขียนเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{สมการ 8.2}$$

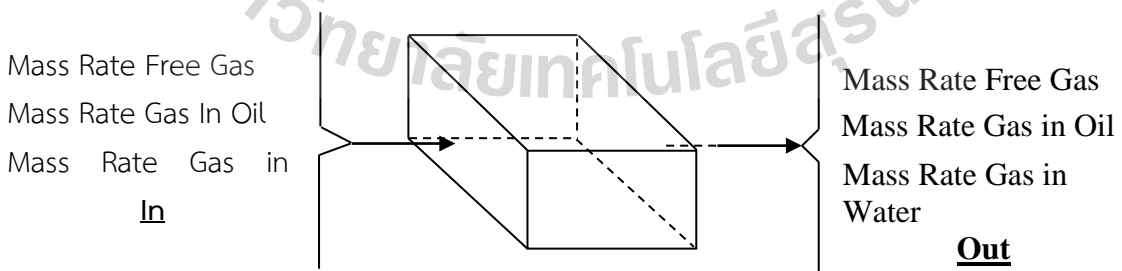
สำหรับการไหลแบบรัศมี (radial system) สมการจะเขียนเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{สมการ 8.3}$$

ก๊าซ การสมดุลมวลสารของก๊าซจะต้องรวมเอาก๊าซทั้งหมดที่อยู่ในระบบคือ ก๊าซอิสระ ก๊าซที่ละลายในน้ำและน้ำมัน

มวลก๊าซไหลเข้า - มวลก๊าซไหลออก = มวลก๊าซสะสมในหน่วยส่วนก๊าซจากส่วนต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ ดังแสดงในรูป 8.3 เขียนอยู่ในรูปของมวลน้ำหนัก ดังนั้น

$$\begin{aligned} & \left[-A \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_x - \left[-A \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_{x+\Delta x} \\ & = V \left[\frac{\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^n}{\Delta t} \right] \quad \text{สมการ 8.4} \end{aligned}$$



รูปที่ 8.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน

เมื่อกำหนดส่วนให้เล็กเข้าใกล้ศูนย์สมการจะเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{สมการ 8.5}$$

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมีจะมีสมการดังนี้

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{สมการ 8.6}$$

น้ำ ในการพิจารณาของไหลที่เป็นน้ำ จะทำการพิจารณาเหมือนของไหลชนิดอื่นๆ โดยจะสามารถเขียนสมการการไหล สำหรับการไหลเชิงเส้นดังต่อไปนี้

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad \text{สมการ 8.7}$$

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมี

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad \text{สมการ 8.8}$$

การขยายสมการในแบบของการไหลรอบรัศมี (Radial Flow)

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

ความจริงข้อที่ 1 สัดส่วนของของไหลแต่ละชนิดในช่องว่างของหินรวมกันเท่ากับ 1

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad \text{สมการ 8.9}$$

ดังนั้น

$$\frac{\partial}{\partial t} [S_o + S_g + S_w] = 0 \quad \text{สมการ 8.10}$$

อัตราการเปลี่ยนแปลงความดันต่อเวลาถือว่ามิต้าน้อย เมื่อยกกำลังสองค่าของอัตราการเปลี่ยนแปลงความดันต่อเวลาจะมีค่าเข้าใกล้ศูนย์

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)^2 \approx 0 \quad \text{----- สมการ 8.11}$$

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้ให้อยู่ในรูปของการไหลแบบบีรตีและคุณสมบัติสมการ 8.3 ด้วย B_o จะได้

$$\begin{aligned} \frac{B_o}{r} \left[r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \frac{k_o}{\mu_o} \left(-\frac{1}{B_o^2} \right) \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right] \\ = \varphi B_o \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{-B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.12} \end{aligned}$$

ทำการขยายสมการ 8.12 โดยใช้สมการเชิงอนุพันธ์ จะได้

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} - \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \varphi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.13}$$

เนื่องจากเทอมของ $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ มีค่าน้อยมาก ทำให้สมการ 8.13 กลายเป็น

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \varphi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.14}$$

หรือ

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \frac{k_o}{\mu_o} = \varphi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.15}$$

และสำหรับสมการของก๊าซ จะนำสมการ 8.6 คูณด้วย B_g และขยายเป็น

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

$$\begin{aligned}
& + \frac{R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{R_{so} S_o}{B_o^2} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{R_{sw}}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{R_{sw} S_w}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \\
& + \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 8.16}
\end{aligned}$$

ทำการรวมเทอมต่างๆเข้าด้วยกัน จะได้

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_o B_g}{\mu_o B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{k_w B_g}{\mu_w B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\
& - \frac{k_o R_{so}}{\mu_o B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_w B_g}{\mu_w B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_g}{\mu_g} \frac{1}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\
& + \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \\
& = \phi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
& + \phi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.17}
\end{aligned}$$

เนื่องจากเทอมของ $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$ มีค่าน้อยมาก ทำให้สมการ 8.17 กลายเป็น

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \\
& = \phi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\
& + \phi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.18}
\end{aligned}$$

สำหรับสมการของน้ำ จะนำสมการ 8.8 คูณด้วย B_w และขยายสมการเป็น

$$\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \frac{1}{r} = \phi \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad \text{----- สมการ 8.19}$$

รวมสมการ 8.18 และสมการ 8.19 เข้าด้วยกันจะได้

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w}\right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r}\right) = \varphi \left[\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial t} - \left(\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \text{----- สมการ 8.20}$$

ทำการรวมสมการ 8.18 และ สมการ 8.20 เข้าด้วยกันจะได้

$$\begin{aligned} & \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r}\right) \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o}{\mu_o} \frac{R_{so} B_g}{B_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{R_{sw} B_g}{B_w}\right) \\ & = \varphi \left[\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \right. \\ & \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \\ & \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \text{----- สมการ 8.21} \end{aligned}$$

$$\text{แต่!} \quad S_g + S_o + S_w = 1 \text{----- สมการ 8.22}$$

$$\text{และ} \quad \frac{\partial}{\partial t} (S_g + S_o + S_w) = 0 \text{----- สมการ 8.23}$$

ดังนั้น ด้านขวาของสมการ 8.21 จะกลายเป็น

$$\begin{aligned} \text{RHS} = & \varphi \left[- \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \right. \\ & \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \text{----- สมการ 8.24} \end{aligned}$$

แทนค่าสมการ 8.15 และสมการ 8.19 ลงในสมการ 8.24 ทำให้ด้านซ้ายมือรวมอยู่ในเทอมของ $\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$ และเทอมของความสามารถในการอัดตัวของไหลที่สัมพันธ์กับเวลาคือ

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

$$\begin{aligned} & \left. \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \\ & - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \end{aligned} \quad \text{----- สมการ 8.25}$$

รวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 8.25 และให้

$$c_t = - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \quad \text{----- สมการ 8.26}$$

จะได้สมการ 8.25 เป็นสมการ 8.27

$$\begin{aligned} & \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t + \varphi \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \varphi \frac{S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \varphi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \\ & - \varphi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \varphi \left(c_t \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\ & \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \end{aligned} \quad \text{----- สมการ 8.27}$$

เมื่อความสามารถเคลื่อนไหลทั้งหมดคือ

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

ทำการรวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 8.27 และหักลบเทอมเหมือนที่มีเครื่องหมายตรงข้ามกันจะได้สมการเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t = \varphi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 8.28}$$

และสุดท้ายเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\varphi c_t}{\left(\frac{k}{\mu} \right)_t} \frac{\partial P}{\partial t} \quad \text{----- สมการ 8.29}$$

สมการนี้มีสมมติฐานว่าความสามารถในการเคลื่อนไหลของของไหลไม่เปลี่ยนแปลงไปตามระยะรัศมี สมการ 8.29 เป็นสมการการไหลแบบไม่คงตัวของของไหล 3 ชนิดคือ

น้ำมัน ก๊าซ และน้ำ แบบรอบรัศมี โดยถ้าทำการแก้สมการนี้จะได้ค่าของความดันที่จุดต่าง ๆ บนแนวรัศมีในเวลาต่าง ๆ สมการนี้เป็นแบบฉบับพื้นฐานสำหรับวิเคราะห์หาความดันของการไหลของไหลหลายชนิด

การกระจายในแบบแนวเส้นมิติเดียว ให้สมการแต่ละชนิดของของไหลเป็นกรณีที่ 1 ของไหลเป็นน้ำมัน

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) + q_o = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{----- สมการ 8.30}$$

กรณีที่ 2 ของไหลเป็นน้ำ

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \phi_w}{\partial x} \right) + q_w = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad \text{----- สมการ 8.31}$$

กรณีที่ 3 ของไหลเป็นก๊าซ

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} \frac{\partial \phi_g}{\partial x} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \phi_w}{\partial x} \right) + q_g \\ = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{----- สมการ 8.32}$$

และเมื่อทำการรวมสมการเหล่านี้เข้าด้วยกันเพื่อให้ได้สมการการไหลในแหล่งกักเก็บ โดยจะต้องใช้เงื่อนไขบางอย่างเข้ามาช่วยคือ

เทอมพลังงานศักย์อาจเขียนในรูปของ

$$\Phi_o = P_o + \rho_o gh \quad \text{สำหรับน้ำมัน} \quad \text{----- สมการ 8.33}$$

$$\Phi_g = P_g + \rho_g gh \quad \text{สำหรับก๊าซ} \quad \text{----- สมการ 8.34}$$

$$\Phi_w = P_w + \rho_w gh \quad \text{สำหรับน้ำ} \quad \text{----- สมการ 8.35}$$

เทอมความดันรูเล็ก (Capillary Pressure) เขียนเป็น

$$P_{cw} = P_o - P_w \quad \text{----- สมการ 8.36}$$

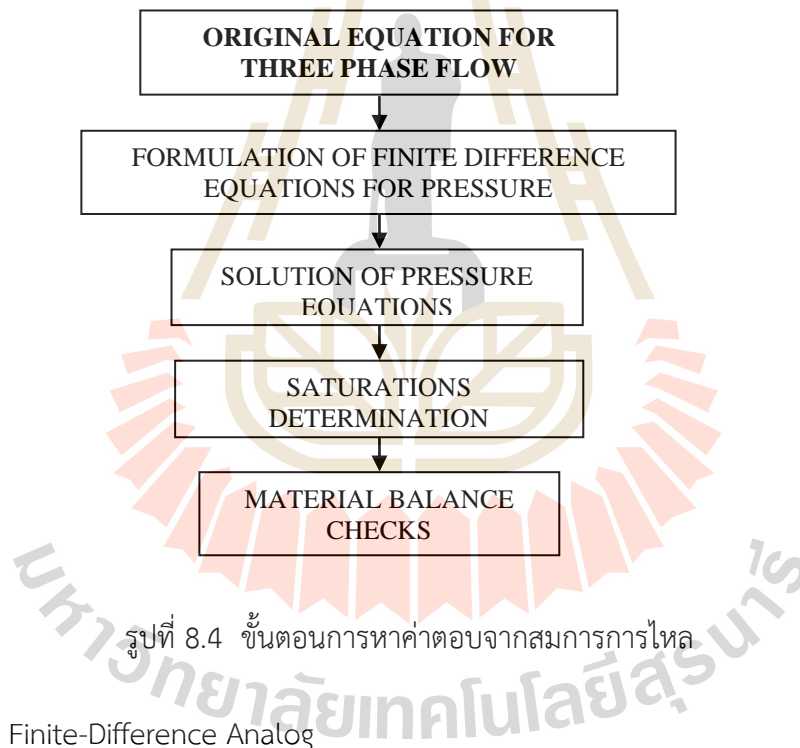
$$P_{cg} = P_g - P_o \quad \text{----- สมการ 8.37}$$

สมการ 8.30 ถึงสมการ 8.37 สามารถรวมกันได้โดยใช้สมการผลรวมของสัดส่วนของของไหล จะได้

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left[\lambda_g \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \right] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \quad \text{----- สมการ 8.38}$$

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

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



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

----- สมการ 8.39

สมการ 8.39 สามารถดำเนินต่อไปโดยแทนที่ด้วยสมการเชิงอนุพันธ์ชั้นแรกสมมติว่าไม่ใช้การทำซ้ำ (noniterative) เพื่อหาค่าเทอม ความดัน สัดส่วนของไหลและความดันรูเล็ก (pressure, saturation, and capillary) ซึ่งในกรณีเช่นนี้เราสามารถใช้ระดับช่วงเวลาดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right)^n \\ + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g^n \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o^n \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w^n \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \right) \\ = \beta_1 \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial t} + \beta_2^{n+1} \end{aligned} \quad \text{สมการ 8.40}$$

แต่ละเทอมของสมการ 8.40 สามารถแยกสมการเชิงอนุพันธ์ได้ โดยสิ่งสำคัญที่สุดคือ เทอมแรกที่เป็นความดันของน้ำมันที่ระดับเวลา (n+1) เมื่อทุกตัวอื่นอยู่ระดับเวลา n ต่างก็สมมติว่ารู้ค่าแล้วทำให้สามารถรวมกลุ่มกันและย้ายมาอยู่ด้านขวามือ ดังนั้นสมการแบบ finite-difference ของเทอมแรกด้านซ้ายของสมการ 8.40 จะเป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) = A_x \left[\frac{\lambda_{T_{i+1/2}} \left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \right)} \right) - \lambda_{T_{i+1/2}} \left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2} \right)} \right)}{\Delta X_i} \right] \quad \text{สมการ 8.41}$$

สำหรับสมการ 8.41 จะตั้งอยู่บนพื้นฐานที่พื้นที่ A_x คงตัว ถ้าพื้นที่เปลี่ยนแปลงได้ ค่าของ A_x ต้องเข้ามาอยู่ในวงเล็บ ดังนั้นสมการ 8.41 จะเปลี่ยนรูปไปเป็นสมการ 8.42

$$\begin{aligned} \frac{\partial}{\partial x} \left(A_x \lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) = \frac{1}{\Delta X_i} \left[A_{xi+1/2} \lambda_{T_{i+1/2}} \left(\frac{P_{oi+1} - P_{oi}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i+1}}{2} \right)} \right) \right. \\ \left. - A_{xi-1/2} \lambda_{T_{i-1/2}} \left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\left(\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2} \right)} \right) \right] \end{aligned} \quad \text{สมการ 8.42}$$

เทอม mobility $\lambda_{T_{\pm 1/2}}$ ถูกประเมินค่าระหว่างเซลล์ที่อยู่ต่อเนื่องกัน เมื่อการไหลเกิดขึ้น เทอมนี้ปกติทั่วไปแล้วจะถูกเลือกเพื่อหาค่าการเคลื่อนไหล (mobility) ของเซลล์ต้นทาง สมการ

8.41 และสมการ 8.43 สามารถทำให้ง่ายเข้าเพื่อให้ได้ค่าเทอมต่าง ๆ โดยจะทำการรวมค่าการเคลื่อนไหลและขนาด (geometry) เข้าด้วยกัน และคงเทอมความดัน (pressure) ไว้ยกตัวอย่างทำด้านซ้ายของสมการให้ง่ายเข้าและให้เท่ากับด้านขวามือเราจะได้

$$X_{i+1/2}(P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2}(P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{\partial P_{oi}^{n+1}}{\partial t} + C^n \quad \text{----- สมการ 8.43}$$

ในสมการ 8.43 เทอม X อยู่ทางด้านซ้ายมือได้รวมเอาเทอม Mobility และการเคลื่อนไหลและขนาดของหิน (rock geometry) เข้าด้วยกันและเทอม C^n ทางด้านขวาของสมการได้รวมเอาค่าต่าง ๆ ที่ทราบค่าจากการคำนวณมาก่อนที่ระดับเวลา n เทอม derivative ของความดันเทียบกับเวลาสามารถเขียนได้เป็น

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial t} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t^n} \quad \text{----- สมการ 8.44}$$

และเมื่อขึ้นระดับเวลาใหม่ (n+1) ค่าความดันที่ระดับเวลาใหม่ในสมการ 8.43 จะสามารถเขียนได้ดังนี้

$$X_{i+1/2}(P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2}(P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t_n} + C^n \quad \text{----- สมการ 8.45}$$

เมื่อทำการรวมเทอม (n+1) เราจะได้

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

สมการ 8.46

และสมการ 8.46 คือสมการของความดันที่เป็น finite-difference เทียบกับสมการ partial differential ดังเดิมที่เขียนที่เซลล์หนึ่ง (i) ในแบบจำลอง สมการจะมีความคล้ายคลึงกันทำให้สามารถเขียนได้ทุก ๆ เซลล์ในแบบจำลองและคำนวณค่าความดันทุกระดับเวลา (n+1) โดยในการไหลแบบ 1 มิติ จะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 3 ตัวแปร ส่วนค่าของความดันจะมีค่าที่ซ้ำกันอยู่ 1 คู่ และในการไหลแบบ 2 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 5 ตัวแปร ส่วนการไหลแบบ 3 มิติจะมีตัวแปรที่ไม่รู้ค่าอยู่ 7 ตัวแปร

สมการแบบ finite-difference ที่ความดันใดๆ สามารถแก้สมการได้ด้วยวิธีการที่เหมาะสม เช่น ADIP, LSOR, SIP เพื่อที่จะได้ค่าการกระจายตัวของความดันและการกระจายตัวของ

พลังงานศักย์ (Potential) โดยสามารถคำนวณได้จากค่าการกระจายตัวของพลังงานศักย์และสำหรับค่าความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหล (Saturation) ใหม่ ก็สามารถคำนวณได้ด้วยวิธีการต่อไปนี้

Computation of Saturation at New Level

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

$$\frac{\left(\frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{S_o}{B_o} \right)^n}{\Delta t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \quad \text{--- สมการ 8.47}$$

เมื่อจัดเรียงเทอมของค่าในการอิ่มตัวด้วยของไหลใหม่จะสามารถคำนวณได้ดังสมการ 8.48

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} = \left(\frac{S_o}{B_o} \right)^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \right] = S_o^n + \sum \text{Fluxterms} \quad \text{--- สมการ 8.48}$$

1.2 การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulator)

ข้อมูลที่จำเป็นต่อการทดลองผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบ่งเป็นกลุ่มต่างๆ

ดังนี้

- ก. ข้อมูลของไหล (Fluid Data)
- ข. ข้อมูลเกี่ยวกับหิน (Rock Data)
- ค. ข้อมูลการผลิต (Production Data)
- ง. ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate Data)
- จ. ข้อมูลเกี่ยวกับอุปกรณ์และการดำเนินการ (Mechanical and operation Data)
- ฉ. ข้อมูลเศรษฐศาสตร์ (Economic Data)
- ช. ข้อมูลอื่นๆ ที่จำเป็น (Miscellaneous Data)

โดยแต่ละกลุ่มจะมีรายละเอียดดังนี้

ก. ข้อมูลของไหล (Fluid Data)

คุณสมบัติของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการประเมินหลาย ๆ ครั้งในขณะที่มีการทดลองทำการผลิต (Simulation) ด้วยคอมพิวเตอร์ภายใต้การลดลงของพลังงานผลิต (depletion) หรือภายใต้กลไกของการผลิตขั้นที่สอง (Secondary) หรือขั้นที่สาม (Tertiary) โดยคุณสมบัติของของไหลที่สำคัญ คือ

- คุณสมบัติของของไหลที่ผันแปรตามความดันได้แก่
 - ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตร (Formation volume factors)
 - ความหนืดของของไหล (Fluid Viscosity)

- อัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ (Solution gas – oil Ratio)
คุณสมบัติเหล่านี้โดยทั่วไปแล้วจะได้จากห้องปฏิบัติการในการศึกษาตัวอย่างของของไหลและตัวอย่างหิน ไม่คำนึงถึงวิธีการในการป้อนข้อมูลแต่การป้อนข้อมูลเกี่ยวกับน้ำมัน ก๊าซ และน้ำจะต้องเป็นไปตามเมนูของโปรแกรมแต่ละโปรแกรมที่กำหนดหาให้ โดยมีคุณสมบัติที่มีความจำเป็นต่อการทดสอบดังนี้

1. ค่าความกดได้ของน้ำมันที่ไม่อิ่มตัว (The under-saturated oil compressibility)
2. ค่าความชันของความหนืดของไหล (The under-saturated oil viscosity slope)
3. ความดันในการแยกตัวของก๊าซ (Bubble point pressure)
4. ความถ่วงจำเพาะของของไหล (Specific Gravity)
5. ค่าความหนืดของน้ำ (Water viscosity)
6. ตัวประกอบการเปลี่ยนปริมาตรของน้ำ (Water formation volume factor)

ข. ข้อมูลของหิน

ข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต่อการหาขอบเขตของหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเพื่อวิเคราะห์การไหลผ่านได้ของของไหล (transmissibilities) ในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์จะต้องใส่เข้าไปในโปรแกรมแบบใดแบบหนึ่ง โดยข้อมูลที่มีความจำเป็นต้องใช้ประกอบการพิจารณาได้แก่

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

- จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลคงตัว (Steady-state)
- จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลไม่คงตัว (Unsteady-state)
- คำนวณจากข้อมูลความดันรูเล็ก (Capillary Pressure)
- คำนวณจากข้อมูลภาคสนาม
- คำนวณจากสูตรสำเร็จที่มีการเผยแพร่

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

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

ค. ข้อมูลการผลิต

ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตปิโตรเลียมที่มีความสำคัญในการบรรจุลงในโปรแกรมแต่ละหลุมประกอบด้วย

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

ง. อัตราและดัชนีการผลิต

ข้อมูลอัตราการผลิตมีความจำเป็นที่จะป้อนเข้าไปในคอมพิวเตอร์ เพื่อคำนวณความสามารถในการผลิตของหลุมผลิตในระบบข้อมูลเหล่านี้ได้แก่

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

การไหลของน้ำมันและก๊าซมักจะแสดงให้เห็น การเปลี่ยนแปลงของสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมัน (gas-oil ratio) ความดันกันหลุมและอัตราการไหล การเปรียบเทียบให้เข้ากันได้ที่พื้นผิวของความดันกันหลุมกับอัตราการไหลและสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันมีความจำเป็นในการหาค่าตัวประกอบในการไหลต่าง ๆ ในหลุมในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ โดยข้อมูลที่ต้องการในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 5.1

ตารางที่ 8.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของ หลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดตัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างใน ห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)

ตารางที่ 8.1 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ต่อ)

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถในการอิ่มตัวด้วยของไหลในหิน (Fluid Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง และการทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการ ไหล (Seismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขั้บตัน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของ สสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแยก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)

การต่อเนื่อง (Connectivity)	ประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Wellbore performance)
อัตราการไหลและความดัน (Rate and pressure data)	ลักษณะของแหล่งในอดีต (Field performance history)
ข้อมูลการเตรียมหลุมเพื่อการผลิต (Completion and work-over data)	รายงานหลุมเจาะและเตรียมหลุมผลิต (Completion and work-over report of wells)

2. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model)

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

1. แบบจำลองทางฟิสิกส์ (Physical Models)

สำหรับแบบจำลองทางฟิสิกส์ จะเป็นแบบจำลองที่สร้างในห้องปฏิบัติการให้มีคุณสมบัติทางฟิสิกส์เหมือนแหล่งปิโตรเลียมจริงแต่จะย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog Models)

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

3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Models)

สำหรับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการศึกษา โดยแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริงๆ และแหล่งปิโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการ แหล่งปิโตรเลียมจำลองถูกใช้ในการวิเคราะห์คุณสมบัติและลักษณะการประพฤติกรรมตัวของระบบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปิโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปิโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิตและแหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทำการทดลองผลิตปิโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ ส่วนแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนิยมใช้ในห้องปฏิบัติการเนื่องจากจะใช้สำหรับการศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนของการผลิตปิโตรเลียมที่เฉพาะเจาะจงบางอย่างซึ่งผลจากแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับการผลิตในแหล่งปิโตรเลียมจริง

3. ประโยชน์ของแบบจำลองคอมพิวเตอร์

สำหรับประโยชน์ของการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมมีหลายประการ ดังนี้

1. รวบรวมข้อมูลทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับแหล่งปิโตรเลียมมาอยู่ในฐานข้อมูลที่กะทัดรัดและเก็บไว้ในแหล่งเดียวกัน

2. สามารถช่วยให้มีโอกาสทดลองผลิตแหล่งปิโตรเลียมก่อนที่จะมีการผลิตจริง ๆ ได้
3. สามารถผลิตแหล่งปิโตรเลียมหลายครั้ง เพื่อตรวจสอบทางเลือกต่าง ๆ
4. สามารถใช้เป็นเครื่องมือบริหารจัดการสำหรับที่จะเลือกแผนการพัฒนาและวิธีการดำเนินการผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงได้
5. แสดงให้เห็นข้อมูลพื้นฐานร่วมกันระหว่างบริษัทผู้ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากรปิโตรเลียม





บทที่ 9

การสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมโดยโปรแกรม

1. แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

สำหรับแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาครั้งนี้โดยใช้โปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 สามารถแบ่งเป็น 2 ขนาด คือขนาดเล็ก ปริมาณก๊าซ 100, 120, 140, 160, 180 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Bcf-Billion cubic foot) 6 รูปแบบ และขนาดกลางปริมาณก๊าซ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 2 รูปแบบ โดยพื้นที่ศึกษาเป็นพื้นที่ศึกษาภาคตะวันออกเฉียงเหนือ (แหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ) โดยเนื้อหาในการนำเสนอของบทนี้จะประกอบไปด้วย คุณสมบัติต่างๆ ที่ถูกใช้ในการสร้างแบบจำลองของแต่ละแหล่งกักเก็บ

แบบจำลองทั้ง 8 รูปแบบ จะแบ่งเป็น 8 ชั้น แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก (Grid Block) จำนวน 625 เซลล์ รวมแล้วมีเซลล์ทั้งหมด 5,000 เซลล์ ซึ่งจะเป็นจำนวนที่เหมาะสมสำหรับ กักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็ก และการที่จะต้องมีทั้งหมด 8 ชั้น เพื่อให้มีการกระจายความพรุนและความสามารถในการไหลซึมผ่านของหินกักเก็บจากน้อย (ด้านล่าง) ไปหามาก (ชั้นบน) ให้คล้ายจริงตามข้อมูลจากแหล่งปิโตรเลียมต่างๆ ความสามารถในการไหลซึมผ่านของหินกักเก็บ เป็นค่าเฉลี่ยสมมุติขึ้นหลังจากทำ Acid Fracturing

2. ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมของแหล่งต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาวิจัยนี้ จะทำโดยใช้ข้อมูลที่ได้จากการทดสอบตัวอย่างของไหล การคำนวณและจากการรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ จากบทที่ 2 และบทที่ 4 นอกจากนี้ สำหรับข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าในโปรแกรมอีคลิปล์ออฟฟิซเพื่อนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บในการศึกษาครั้งนี้ จะสามารถแบ่งได้ดังนี้

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

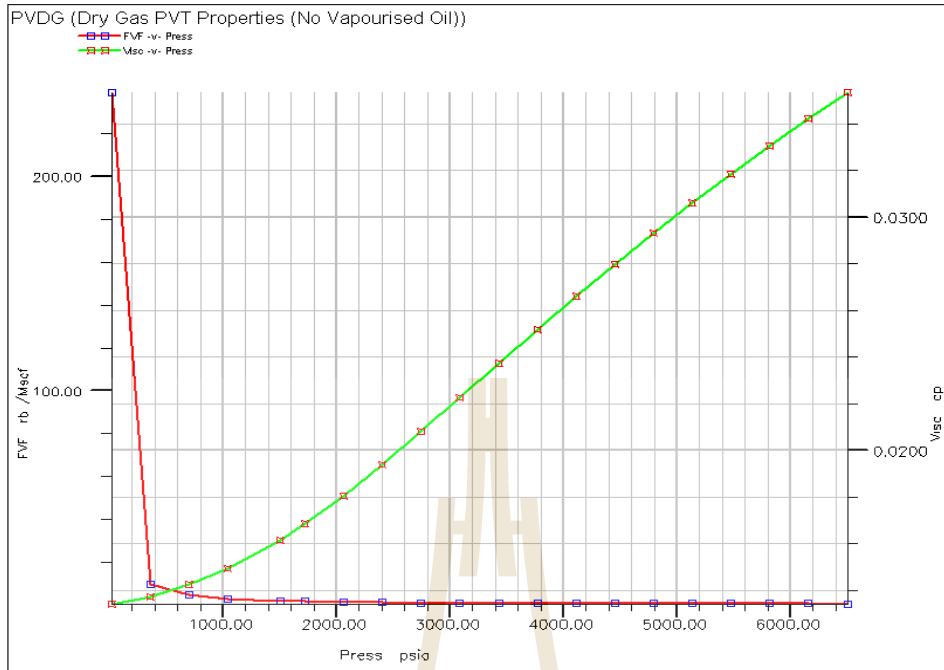
สำหรับข้อมูลอื่นๆ โปรแกรมอีคลิปล์ออฟฟิซจะทำการปรับและคำนวณค่าโดยอัตโนมัติ

2.1 ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

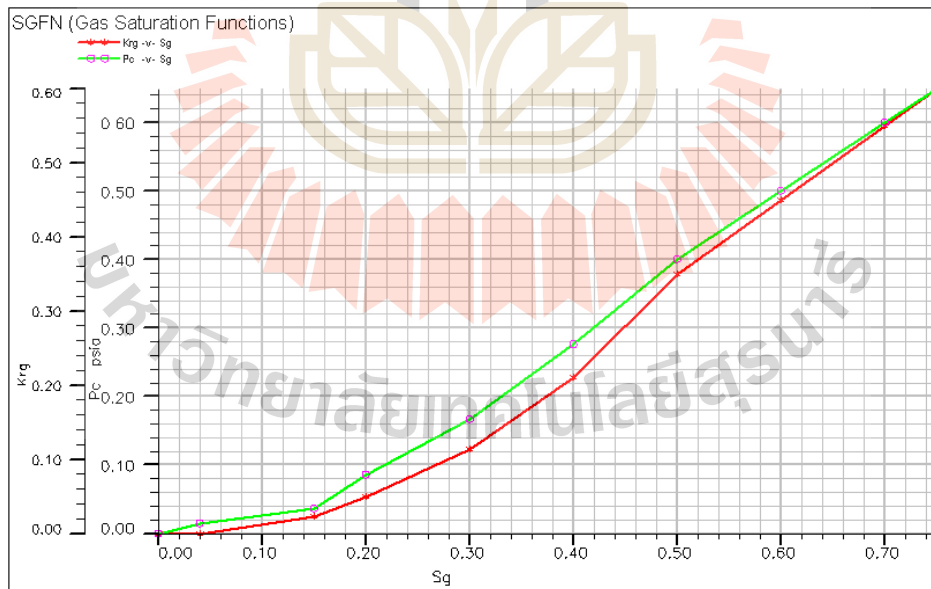
ข้อมูลที่สำคัญที่ใช้สำหรับนำเข้า(Input) คอมพิวเตอร์สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต(100- 200Bcf) สรุปตามตารางที่ 9.1 และรูปที่ 9.1-9.4

ตารางที่ 9.1 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ปริมาณ 100 ถึง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

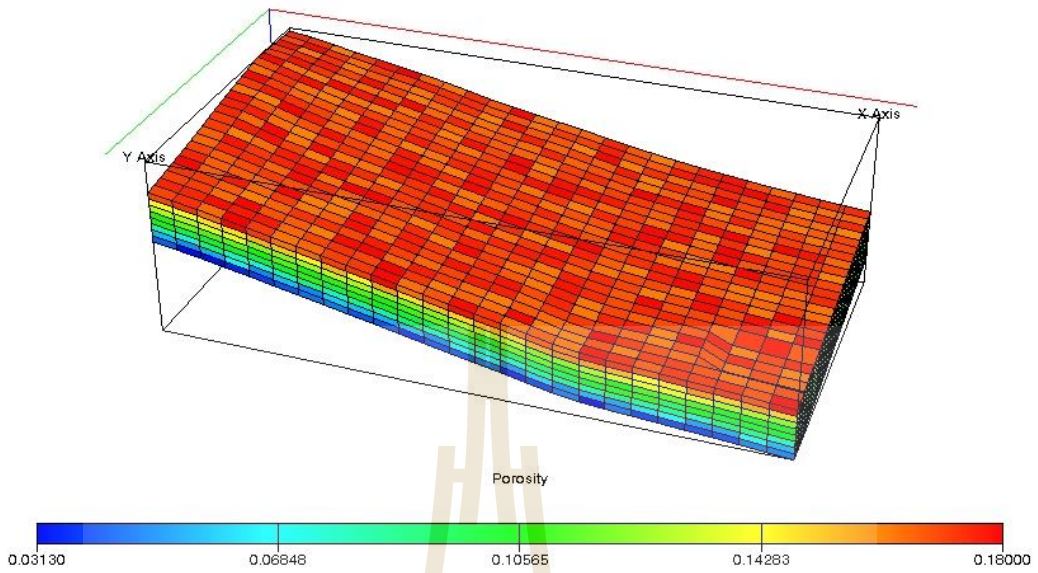
คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.83	สัดส่วน
2. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต
3. Water compressibility @ 3500 psi	3.14×10^{-6}	ฟุต
4. ความหนืดของน้ำ	0.25	psi ⁻¹
5. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (B _g)	0.61 – 239.41	cp
6. ความหนืดของก๊าซ	0.01 – 0.04	bbL/MSCF cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	จำนวน	หน่วย
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นหินกักเก็บ	3 – 10	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของชั้นหินกักเก็บ	0.1 – 1	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	จำนวน	หน่วย
1. ระดับรอยต่อของชั้นก๊าซกับชั้นน้ำ (Gas-Water contact)	10,315	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure) @10,250 ฟุต	6,500	psi
3. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature) @10,250ฟุต	240	°F



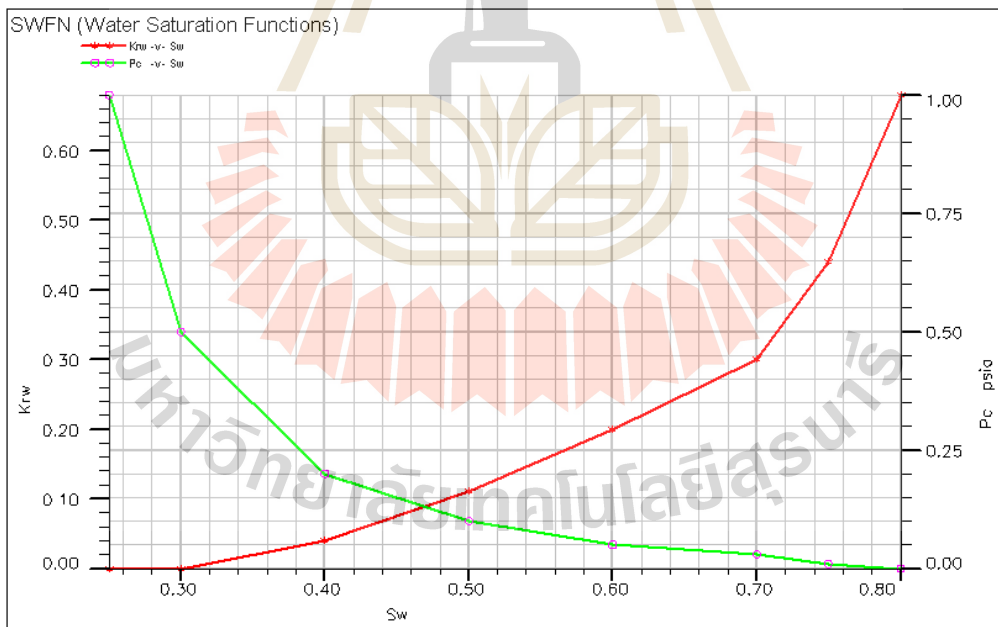
รูปที่ 9.1 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ คำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 9.2 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg} , P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 9.3 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ



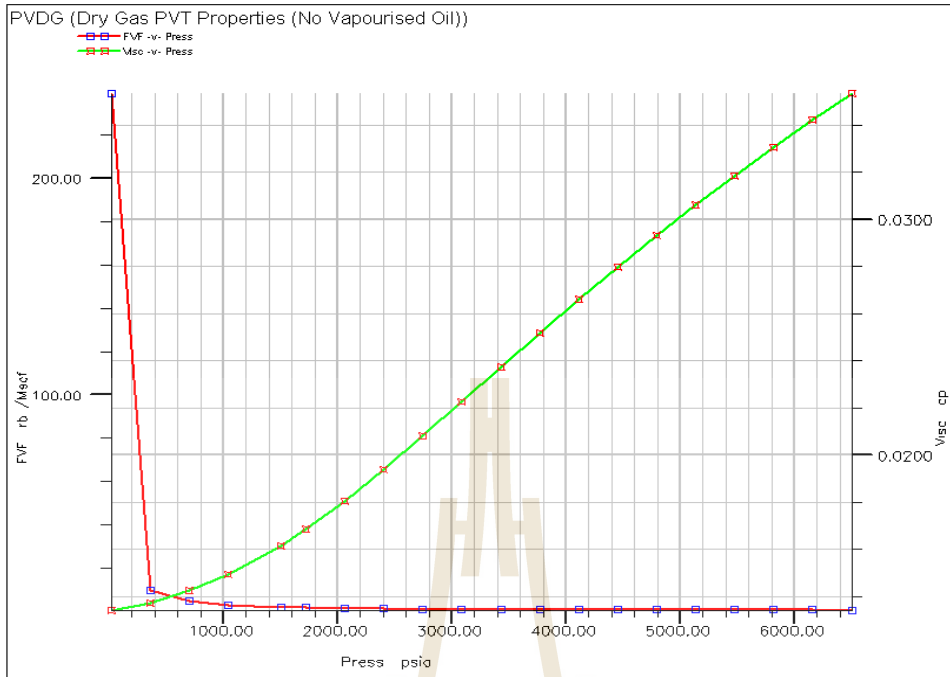
รูปที่ 9.4 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำและ Capillary pressure (S_w VS. K_{rw} and P_c) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

2.2 ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าสู่สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

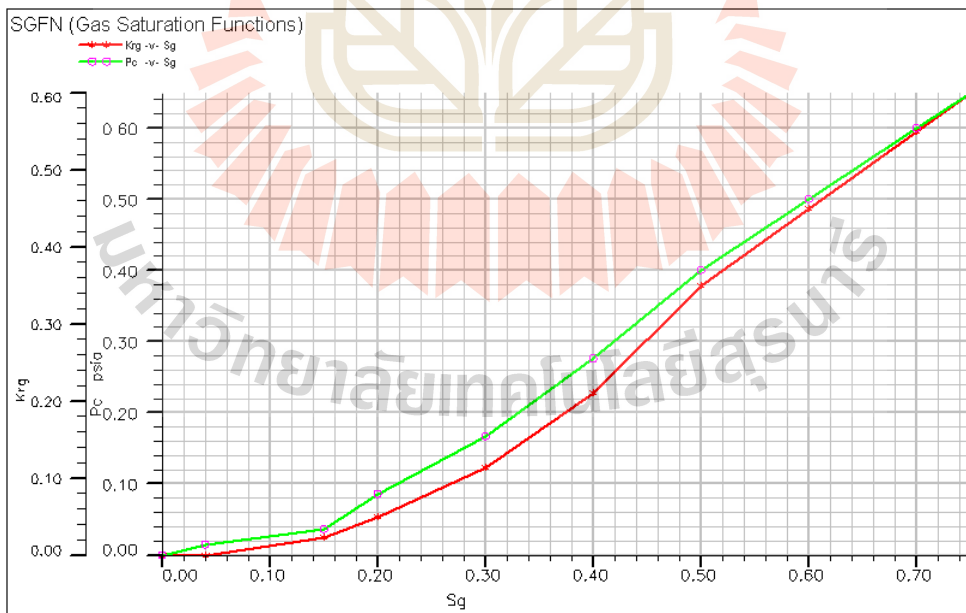
ข้อมูลที่ใช้สำหรับนำเข้าสู่สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 250 (SUT MNE 1) และ 450 (SUT MNE 2) พันล้านลูกบาศก์ฟุต สรุปดัง ตารางที่ 9.2 และ รูปที่ 9.5-9.9

ตาราง 9.2 ข้อมูลคุณสมบัติต่างๆ ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 ปริมาณ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

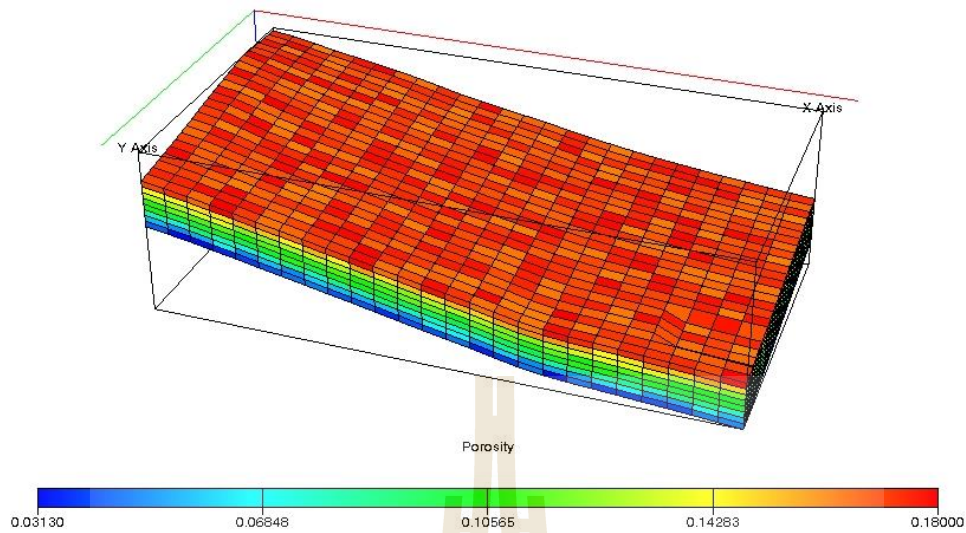
คุณสมบัติของไหล	จำนวน	หน่วย
1. ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ	0.83	สัดส่วน
2. ความหนาแน่นของน้ำ	62.43	ปอนด์ต่อลูกบาศก์
3. Water compressibility @ 3500 psi	3.14×10^{-6}	ฟุต
4. ความหนืดของน้ำ	0.25	psi ⁻¹
5. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (B _g)	0.61 –	cp
6. ความหนืดของก๊าซ	239.41	bbL/MSCF
	0.01 – 0.04	cp
คุณสมบัติหินกักเก็บ	จำนวน	หน่วย
1. ความพรุน (Porosity) ของชั้นหินกักเก็บ	3 – 18	%
2. ความซึมซาบ (Permeability) ได้ของหินกักเก็บ	0.3 - 1.2	md
คุณสมบัติแหล่งกักเก็บ	จำนวน	หน่วย
1. ระดับรอยต่อของชั้นก๊าซกับชั้นน้ำ (Gas-Water contact)	10,315	ฟุต
2. ความดันเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (Initial pressure) @10,250	6,500	psi
ฟุต	240	°F
3. อุณหภูมิในแหล่งกักเก็บ (Formation temperature) @10,250ฟุต		



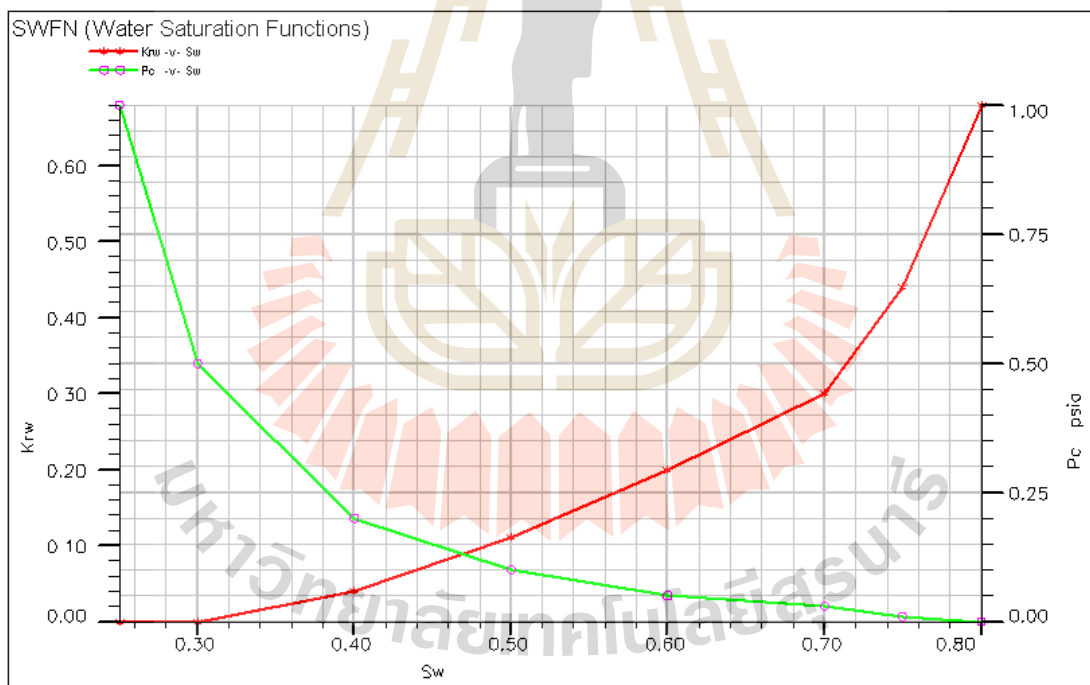
รูปที่ 9.5 ความสัมพันธ์ของคุณสมบัติต่างๆ ของก๊าซ (FVF, Viscosity) กับความดันของแบบจำลอง แหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



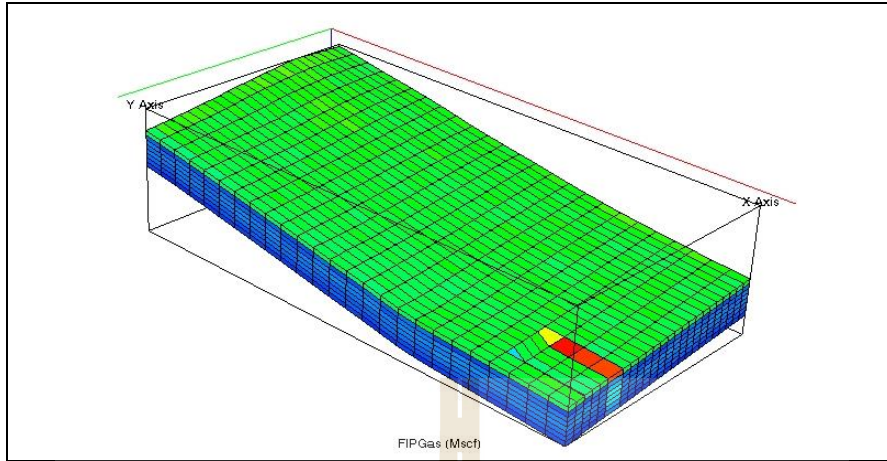
รูปที่ 9.6 ความสัมพันธ์คุณสมบัติ Relative permeability และ Capillary pressure (K_{rg} , P_c) กับความอิ่มตัว (Saturation) ของก๊าซของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 9.7 การกระจายของความพรุน (Porosity) ของแบบจำลอง ในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100



รูปที่ 9.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างการอิ่มตัวด้วยน้ำกับความซึมซาบได้ของหินสัมพัทธ์ของน้ำ และ Capillary pressure (S_w VS. K_{rw} and P_c) ของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

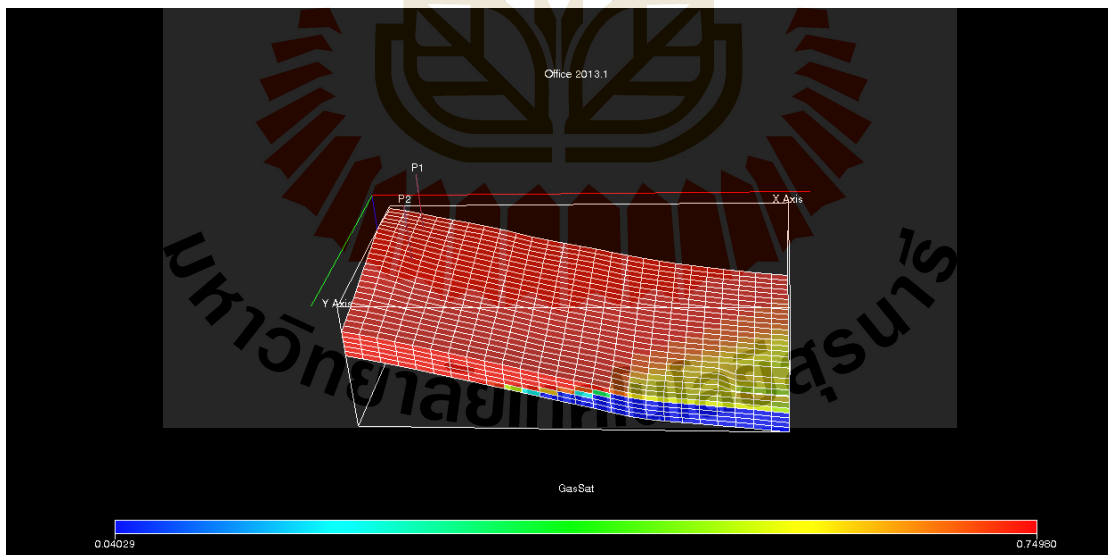


รูปที่ 9.9 แบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ SUT MNE 1 และ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

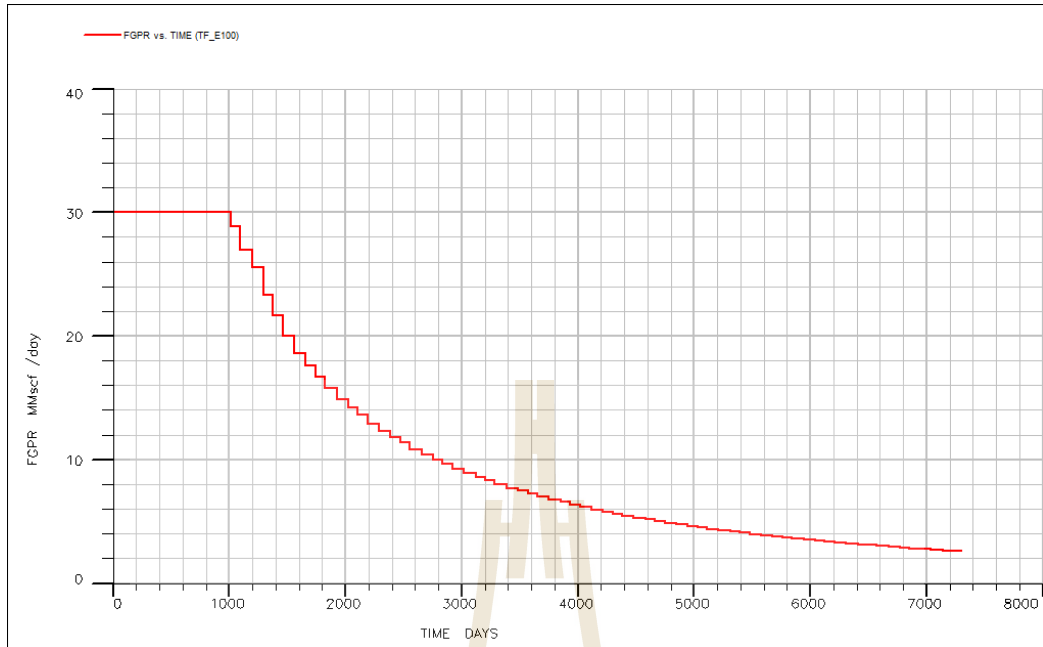
3. ผลลัพธ์จากแบบจำลองคอมพิวเตอร์

3.1 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

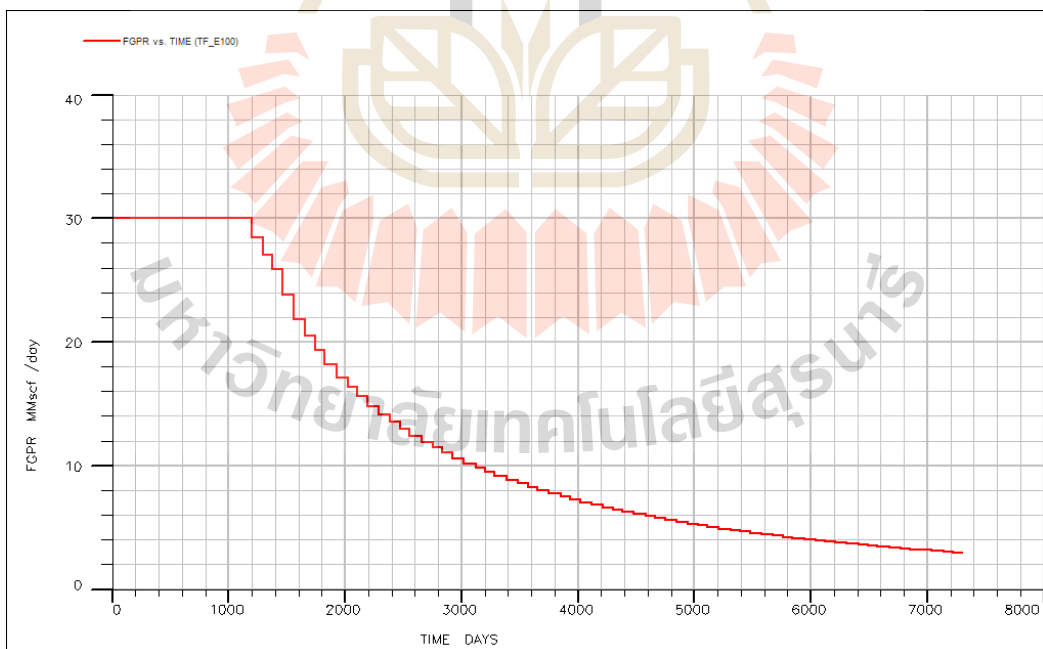
แหล่งก๊าซขนาดเล็กถูกจำลองให้มีปริมาณ 100 ,120, 140, 160, 180 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต(100-200Bcf) โดยมีการอิมตัวของก๊าซ(S_g)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซ และอัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต(30 MMSCFD) ได้อัตราการผลิตดังแสดงในรูปที่ 9.10-9.18 และตารางที่ 9.3



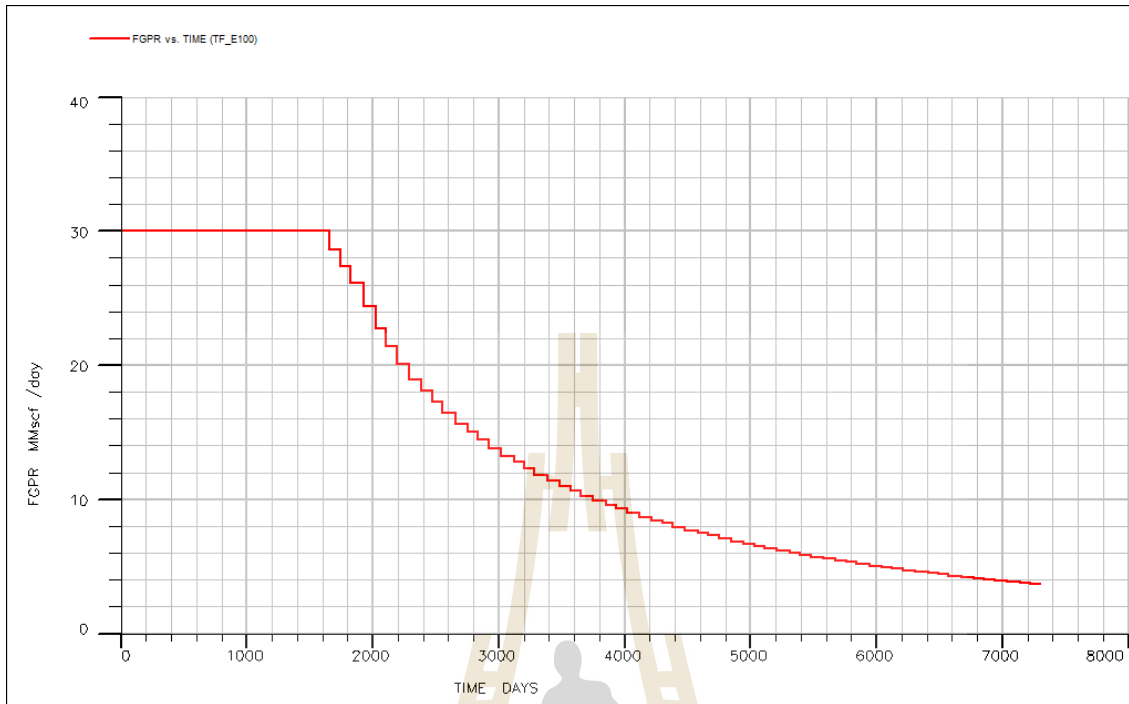
รูปที่ 9.10 แสดงการอิมตัวของก๊าซ(S_g)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซขนาด 100 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



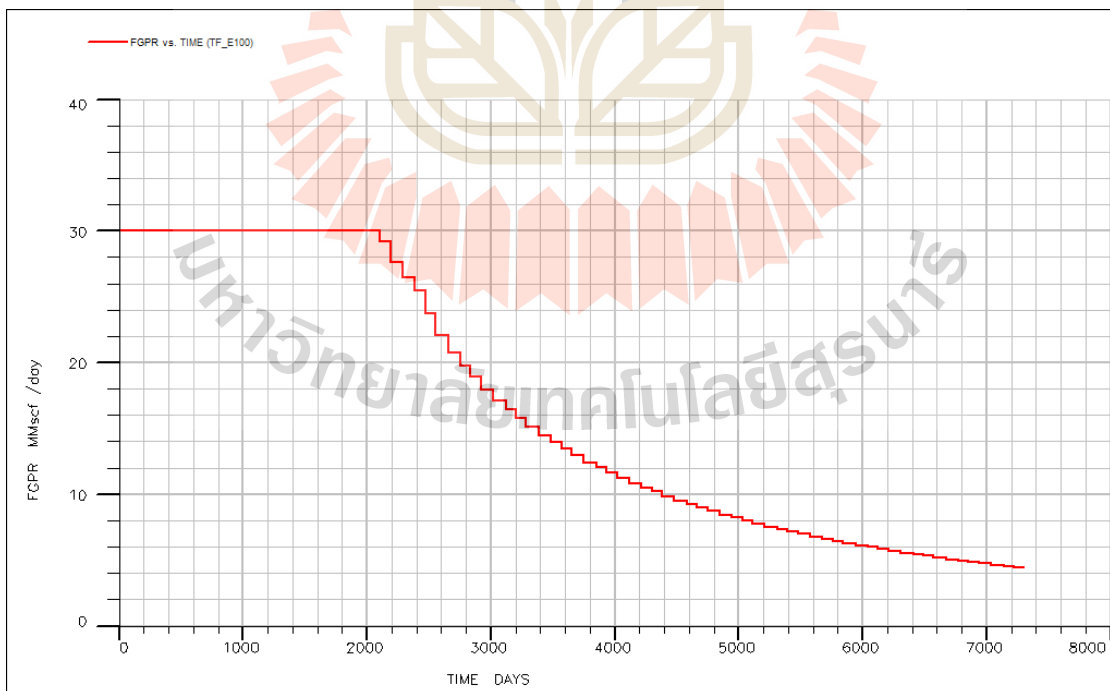
รูปที่ 9.11 แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 100 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



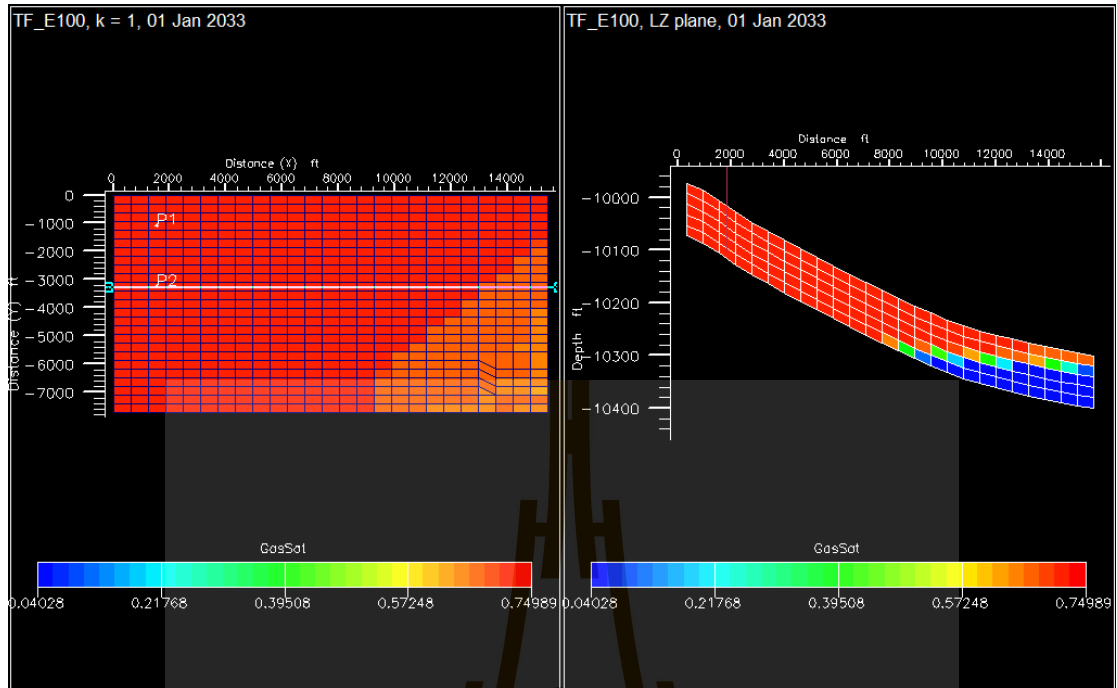
รูปที่ 9.12 แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 120 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



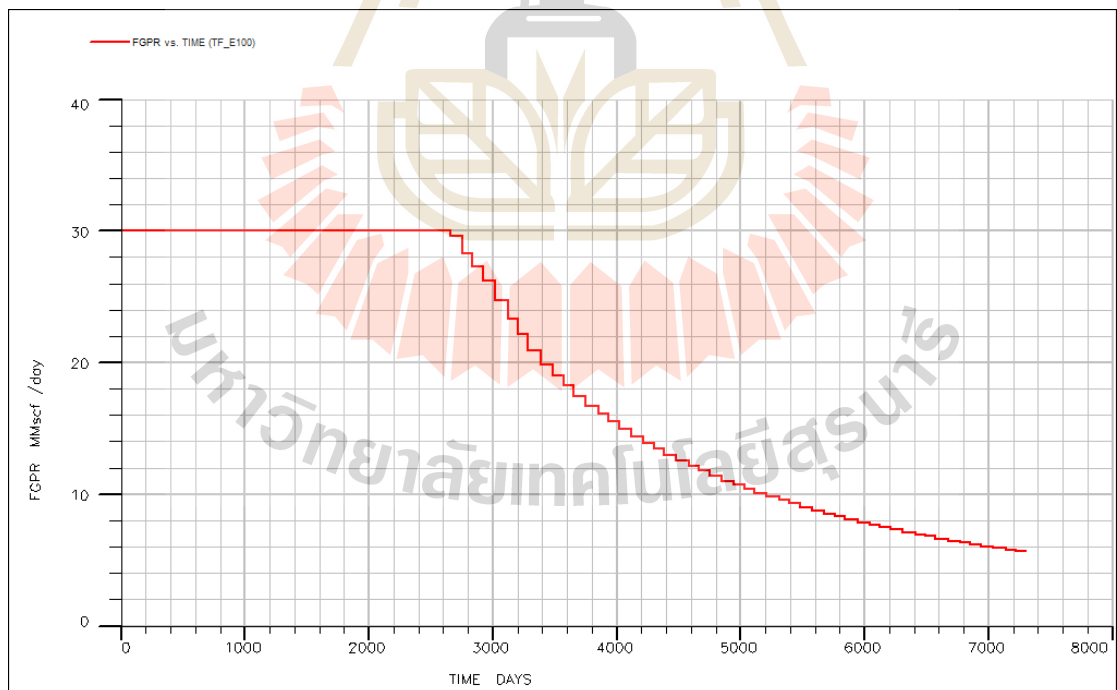
รูปที่ 9.13 แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



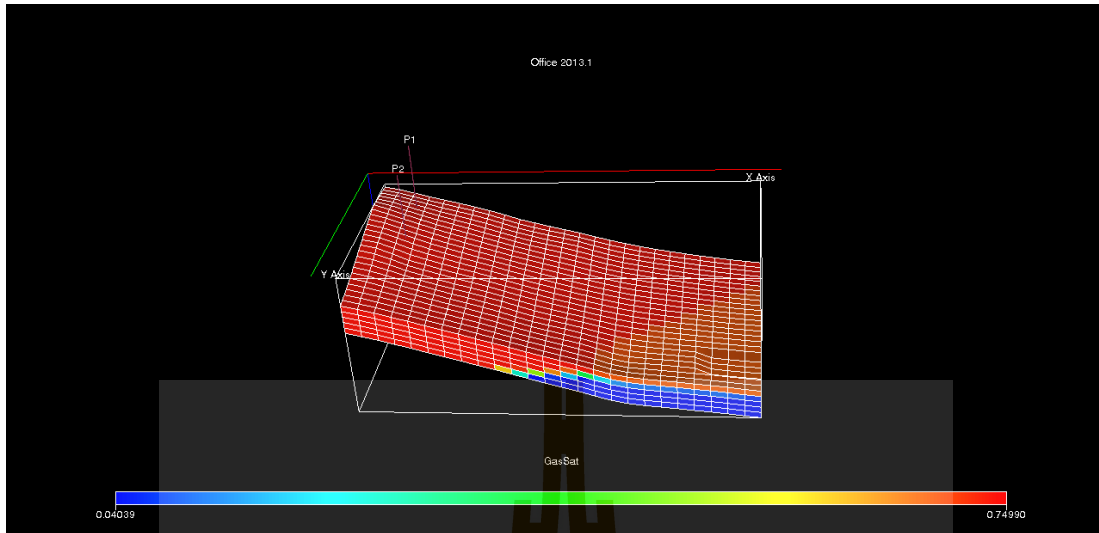
รูปที่ 9.14 แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 160 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



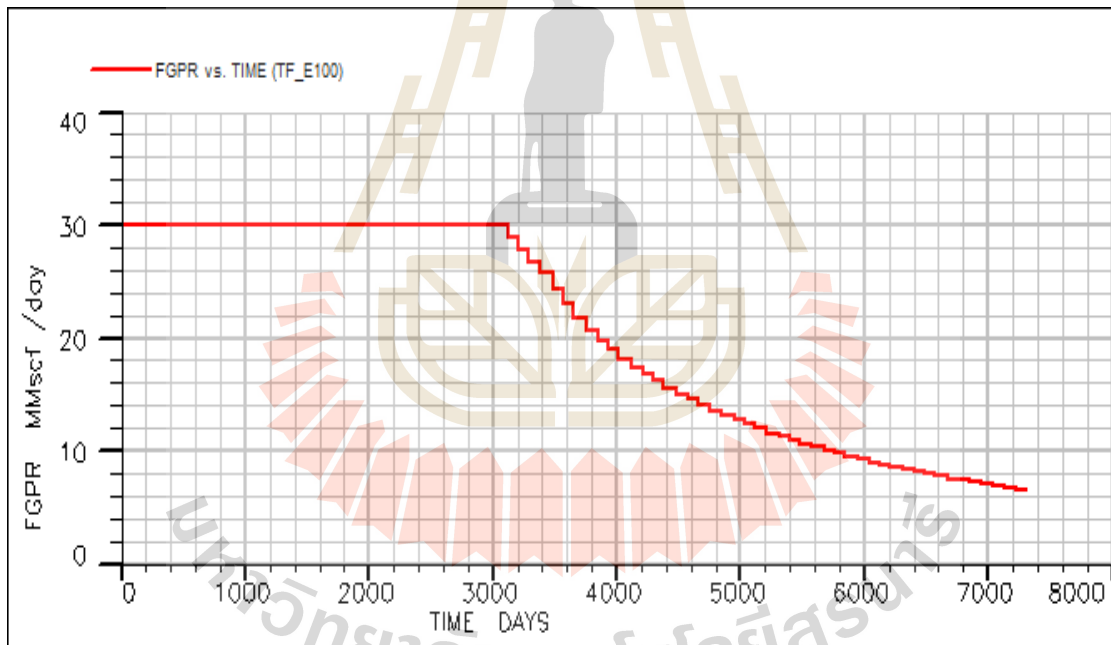
รูปที่ 9.15 แสดงการอิ่มตัวของก๊าซ(S_g)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซขนาด 180 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 9.16 แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 180 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 9.17 แสดงการอิ่มตัวของก๊าซ(Sg)ในชั้นต่างๆของแหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต



รูปที่ 9.18 แสดงการอัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

ตารางที่ 9.3 สรุปอัตราการผลิตของแบบจำลองแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ขนาด 100 ถึง 200 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต

	Original	Allowable	Time on	Final	Cumulative	Recovery
Pattern	Gas In	Production Rate	Allowable Rate	Production Rate	Production	(Fraction to
	Place	(MMSCFD)	(Years)	(ปีที่ 20 ของการผลิต)	(MMMSCF)	Original
	(MMMSCF)	(วันละล้าน ลบ.ฟุต)	(ปี)	(วันละล้าน ลบ.ฟุต)	(พันล้าน ลบ.ฟุต)	Inplace)
	(พันล้าน ลบ.ฟุต)					
1	100	30	2.7	2.3	90	0.78
2	120	30	3.3	3	108	0.78
3	140	30	4.5	3.8	126	0.77
4	160	30	5.6	4.2	137	0.66
5	180	30	7.3	5.8	154	0.75
6	200	30	8.5	6.3	172	0.73

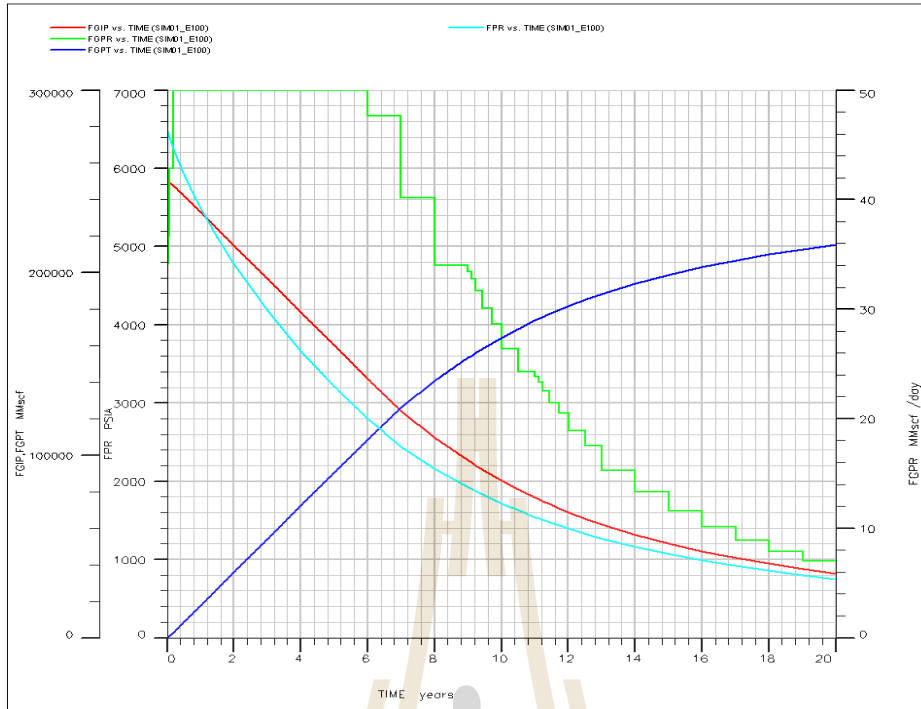
จะเห็นว่าการลดลงของอัตราการผลิตจะมีลักษณะเป็น Exponential Decline เพื่อออกแบบอัตราการผลิตให้เกิดประโยชน์ สูงสุดทางด้านเศรษฐศาสตร์ จะให้อัตราการผลิตคงตัวอยู่นาน 5-6 ปี (ระยะเวลา คืนทุน pay out period) จึงใช้วิธี Exponential Decline Method ช่วยในการออกแบบอัตราการผลิตที่เหมาะสม ดังกล่าวไว้ใน บทที่ 10 การออกแบบอุปกรณ์ผลิตและแยกก๊าซ และบทที่ 12 การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ได้ผลตามตารางที่ 9.4

ตารางที่ 9.4 สรุปอัตราการผลิตของแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ขนาด 100 ถึง 200 พันล้านลูกบาศก์ ฟุต ใช้ Exponential Decline Method

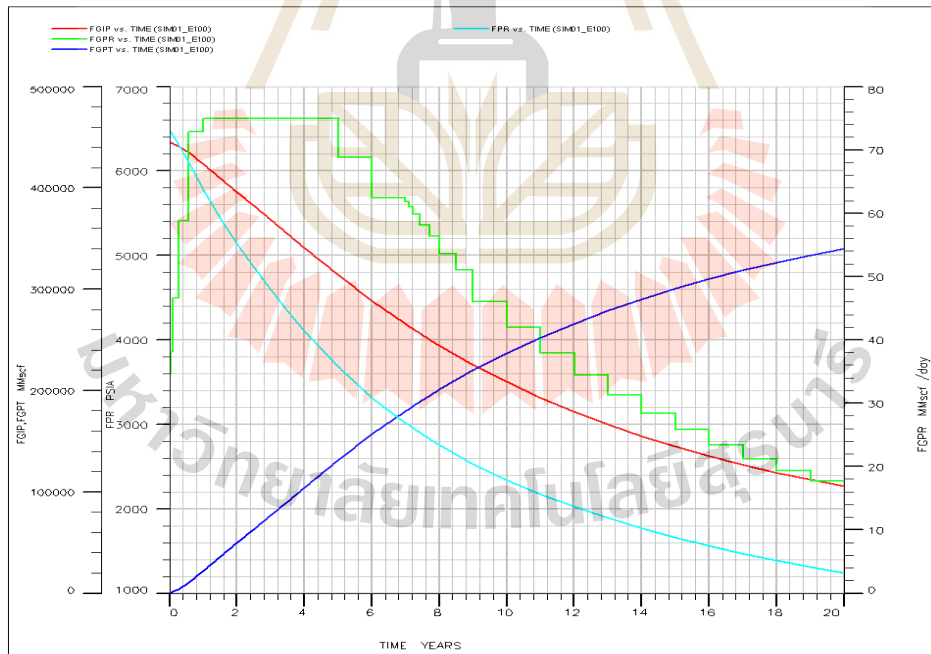
	Original	Allowable	Time on	Final	Cumulative	Recovery
Pattern	Gas In	Production Rate	Allowable Rate	Production Rate	Production	(Fraction to
	Place	(MMSCFD)	(Years)	(ปีที่ 20 ของการผลิต)	(MMMSCF)	Original
	(MMMSCF)	(วันละล้าน ลบ.ฟุต)	(ปี)	(วันละล้าน ลบ.ฟุต)	(พันล้าน ลบ.ฟุต)	Inplace)
	(พันล้าน ลบ.ฟุต)					
1	100	21.43	6	2.7	90	0.9
2	120	25.72	6	3.2	108	0.9
3	140	30.00	6	3.7	126	0.9
4	160	40.35	5	2.1	137	0.86
5	180	45.39	5	2.3	154	0.86
6	200	50.44	5	2.7	172	0.86

3.2 อัตราการผลิตสำหรับแหล่งก๊าซขนาด 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

แหล่งก๊าซขนาดกลางถูกจำลองให้มีปริมาณ 250 (SUT MNE 1) และ 450 (SUT MNE 2) พันล้านลูกบาศก์ฟุต (250 and 450 Bcf) โดยมีอัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 50 และ 75 ล้าน ลูกบาศก์ฟุต (50 and 75 MMSCFD) ตามลำดับ ได้อัตราการผลิตดังแสดงในรูปที่ 9.19-9.20



รูปที่ 9.19 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 1 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

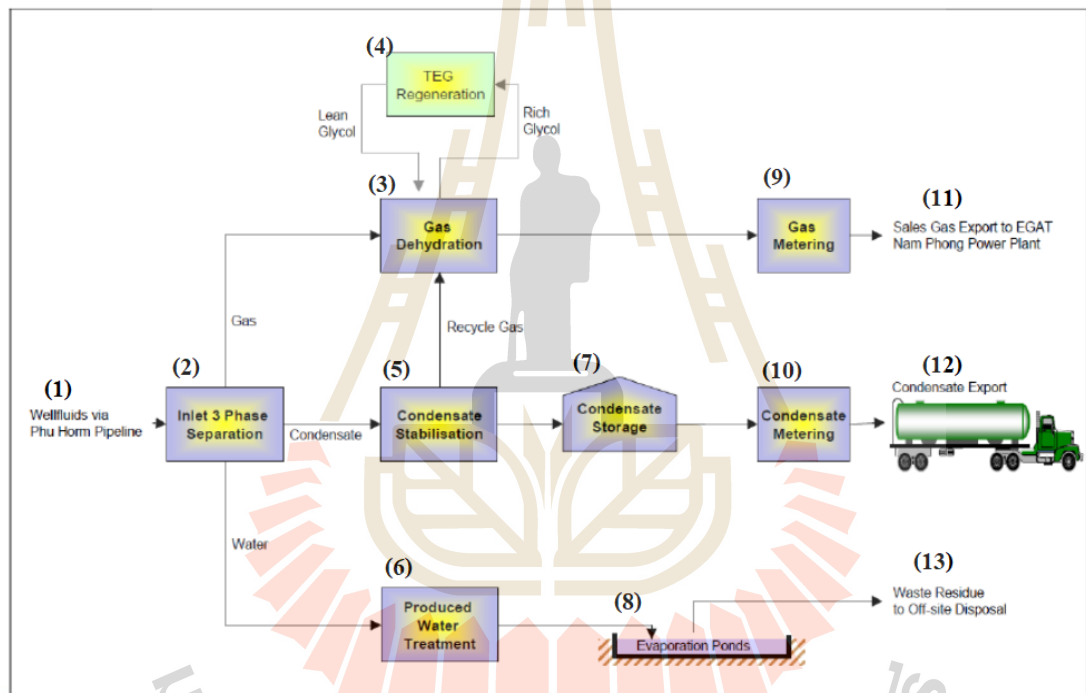


รูปที่ 9.20 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตราการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซ SUT MNE 2 จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

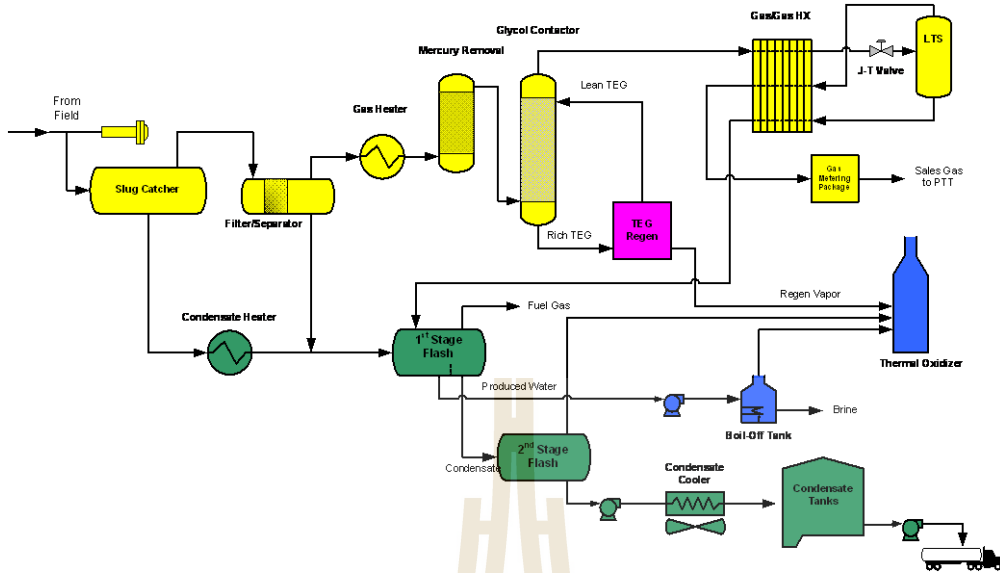
บทที่ 10

การออกแบบอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติ

การออกแบบและเลือกอุปกรณ์ต่างๆ ในกระบวนการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติ (Gas Processing Facilities) โดยสมมติว่าก๊าซธรรมชาติที่จะพบในอนาคตจะเป็นก๊าซแห้ง (Dry Gas) คล้ายกับก๊าซธรรมชาติแหล่งสินภูฮ่อมคือ มี มีเทน (CH_4) ร้อยละ 96 เพนเทนพลัส (C_5^+) น้อยกว่าร้อยละ 1 คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ร้อยละ 0.5 ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) ร้อยละ 0.001 และมี คอนเดนเสท (Condensate Yield) 5.1 บาร์เรลต่อก๊าซล้านลูกบาศก์ฟุต (5.1 STB/MMSCF) ฉะนั้นการออกแบบอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติของแหล่งก๊าซขนาดเล็กจึงคล้ายกับของแหล่งก๊าซสินภูฮ่อมดังแสดงในรูป 10.1 และ 10.2



รูปที่ 10.1 แผนผังอุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ แหล่งสินภูฮ่อม (Gas Processing Plant Process Flow Schematic)



รูปที่ 10.2 อุปกรณ์การผลิตก๊าซและแยกก๊าซ แหล่งสินภู่ออม (Gas Processing)

อุปกรณ์ตามแผนผังรูปที่ 10.1 และ 10.2 ประกอบไปด้วย

- (1) ท่อส่งก๊าซนำเข้ามาจากหลุมเจาะ (Well fluid pipeline)
- (2) อุปกรณ์แยกของไหล 3 สถานะ (Inlet 3 Phase Separation)
- (3) อุปกรณ์จับน้ำออกจากก๊าซ (Gas Dehydration or Glycol Contactor)
- (4) อุปกรณ์หมุนเวียนตัวจับน้ำ TEG (TEG Regeneration)
- (5) อุปกรณ์แยกไอคอนเดนเสท (Condensate Stabilization)
- (6) อุปกรณ์ปรับสภาพน้ำ (Produced Water Treatment)
- (7) ถังเก็บคอนเดนเสท (Condensate Storage)
- (8) สระระเหยน้ำ (Evaporation Ponds)
- (9) มาตรวัดปริมาณก๊าซ (Gas Metering)
- (10) มาตรวัดปริมาณคอนเดนเสท (Condensate Metering)
- (11) หัวส่งออกก๊าซ (Sale Gas Export)
- (12) หัวส่งออกคอนเดนเสท (Condensate Export)
- (13) อุปกรณ์ส่งออกตะกอนของเสีย (Waste Residue to off-site Disposal)

ในงานวิจัยนี้จะกล่าวถึงการออกแบบอุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติบางรายการคือ

1. การคาดคะเนอัตราการผลิต (Production Forecast)
2. อุปกรณ์แยกของไหล 3 สถานะ (Three Phase Separator)
3. อุปกรณ์ลดความชื้น (จับน้ำออกจากก๊าซ, Glycol Contactor)
4. ท่อส่งก๊าซ (Gas Pipeline)
5. อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Gas Compressor)

โดยจะแสดงขั้นตอนและผลการออกแบบสำหรับแหล่งก๊าซปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (ก๊าซในแหล่ง 160 BCF) กำหนดอัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต (30 MMSCF) และแหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200 BCF) กำหนดอัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต (50 MMSCF)

1. การคาดคะเนอัตราการผลิต (Production Forecast)

1.1 แหล่งก๊าซปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (ซึ่งอาจจะมีก๊าซในแหล่งเริ่มต้น Gas In place ~ 160 BCF)

1.1.1 โดยวิธี Exponential Decline

กำหนดอัตราการผลิตเริ่มต้น ($Q_{allowable}$) 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราผลิตสูงสุด (Q_{max}) วันละ 60 ล้านลูกบาศก์ฟุต (60 MMSCFD) ค่าดำเนินการ (Operation Cost) 200 ล้านบาทต่อปี ราคาก๊าซ 210 บาท/พันลูกบาศก์ฟุต (6 US\$×35 บาท/US\$/MSCF)

(1) คำนวณอัตราการผลิตคุ้มทุนต่ำสุด ($Q_{economic}$)

$$Q_{ec} = \frac{\text{Fixed} - \text{Operation}}{\text{Gas} - \text{Price}} \quad Q_{ec} = \frac{200,000,000 \text{ B / Yr}}{210 \text{ B / MSCF}} = 952,381 \frac{\text{MSCF}}{\text{Yr}}$$

$$Q_{ec} = 952,381 \frac{\text{MSCF}}{\text{Yr}} \text{ or } = 2,610 \frac{\text{MSCF}}{\text{day}}$$

อัตราการผลิตคุ้มทุน (Q_{ec}) = 2.61 ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน (MMSCFD)

(2) คำนวณระยะเวลาของการผลิตอัตราเริ่มต้นคงตัว (Time on Allowable Rate)

$$G_{p-allowable} = \frac{(Q_{max} - Q_{allowable})}{(Q_{max} - Q_{ec})} \text{ Re serve} = \text{ปริมาณผลิตก๊าซในช่วงอัตราเริ่มต้นคงตัว}$$

$$G_{pallowable} = \frac{(60 - 30)}{(60 - 2.6)} 140 \text{ MMMSCF} = 73.2 \text{ MMMSCF}$$

เวลาในช่วงอัตราเริ่มต้นคงตัว $t = \frac{G_p}{Q} = \frac{73183 \text{ MMSCF}}{30 \text{ MMSCF / day} * 365 \text{ day / yr}} = 7 \text{ yrs}$

หลังจากการผลิตผ่านไป 7 ปี อัตราการผลิตจะลดลงตามสมการ Exponential Decline

$$Q_{\infty} = 761,905 \frac{\text{MSCF}}{\text{Yr}} \text{ or } = 2,087 \frac{\text{MSCF}}{\text{day}}$$

$$q = q_0 e^{-at}$$

เมื่อ

q คือ อัตราการผลิตปีต่างๆ

q_0 คือ อัตราการผลิตเริ่มต้นก่อนลดลง = $q_{allowable} = 30 \text{ MMSCFD}$

t คือ เวลาเป็นปีจากอัตราผลิตเริ่มลดลง

a คือ nominal annual decline rate

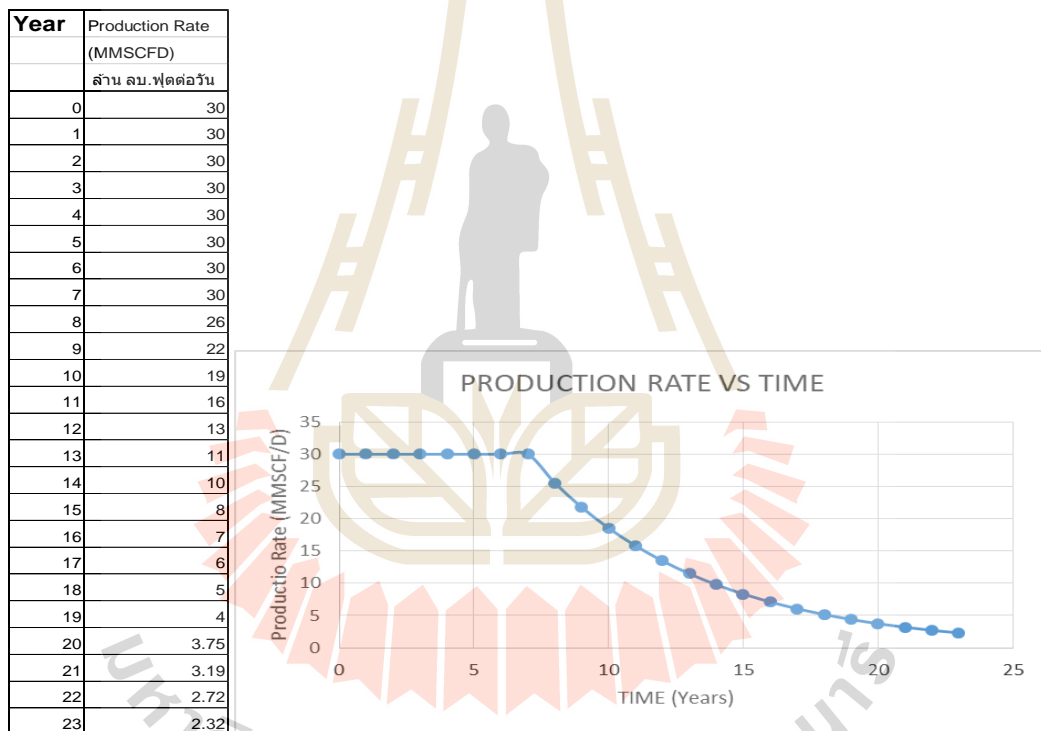
$$a = \frac{Q_0 - Q_{ec}}{RESERVE}$$

Reserve ที่เหลือ = $140,000,000 - 7 \times 365 \times 30,000 = 63,000,000 \text{ MSCF}$

$$a = \frac{(30000 - 2609) * 365 \text{ MSCF}}{63,000,000 \text{ MSCF}} = 0.16$$

$$q = 30 * e^{-0.16t}$$

อัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตคงที่นาน 7 ปี จากนั้นจะค่อยๆลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 3.75 ล้านลูกบาศก์ฟุต ตามรูปที่ 10.3

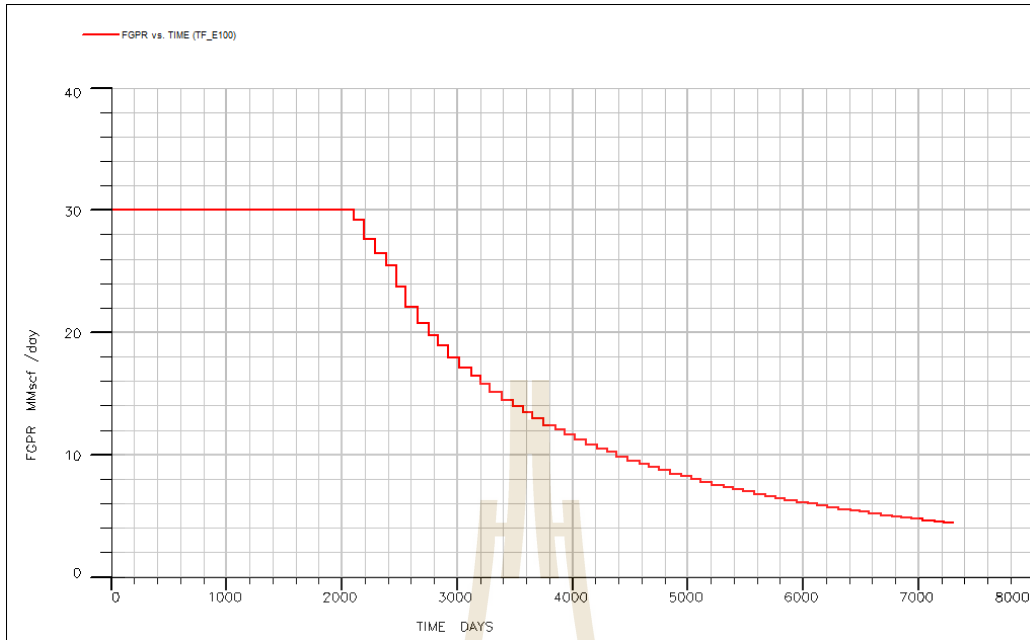


รูปที่ 10.3 อัตราการผลิตต่อวันเทียบกับเวลาเป็นปี

1.1.2 โดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

อัตราการผลิตใช้ แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation ECLIPSE OFFICE 100) สำหรับ แหล่ง 160 พันล้านลบ.ฟุต (Gas in place = 160 Bcf)

อัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตคงที่นาน 5.6 ปี จากนั้นจะค่อยๆลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 3.75 ล้านลูกบาศก์ฟุต ตามรูปที่ 10.4



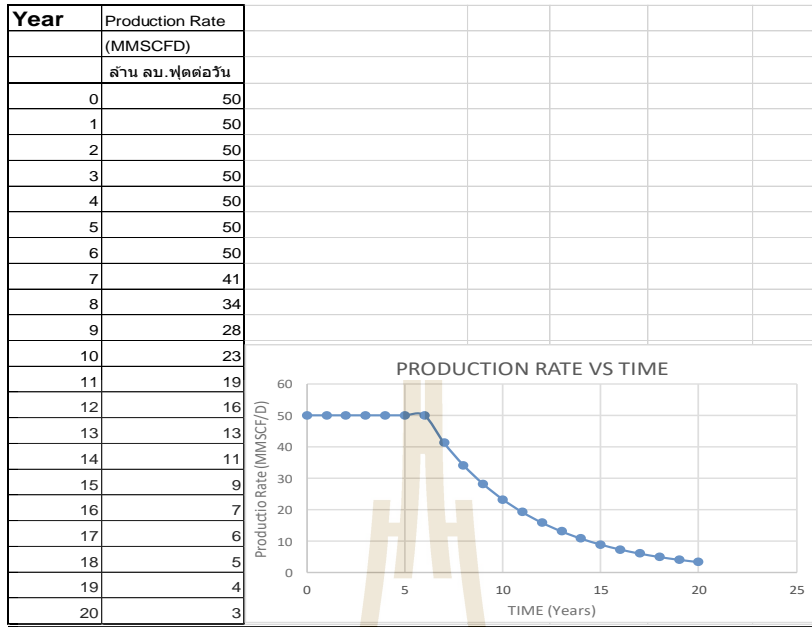
รูปที่ 10.4 กราฟแสดงอัตราการผลิตเทียบกับเวลาแหล่ง Gas in place =160 Bcf จาก ECLIPSE OFFICE 100

1.2 แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200 BCF)

1.2.1 แบบใช้ Exponential Decline

กำหนดอัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต ($Q_{all} = 50$ MMSCFD) อัตราผลิตสูงสุด (Q_{max}) วันละ 100 ล้านลูกบาศก์ฟุต (100 MMSCFD) ค่าดำเนินการ (Operation Cost) 300 ล้านบาทต่อปี ราคาก๊าซ 210 บาท/พันลูกบาศก์ฟุต (6 US\$ x35 บาท/US\$/MSCF) การคำนวณคล้ายกับ 10.1.1.1

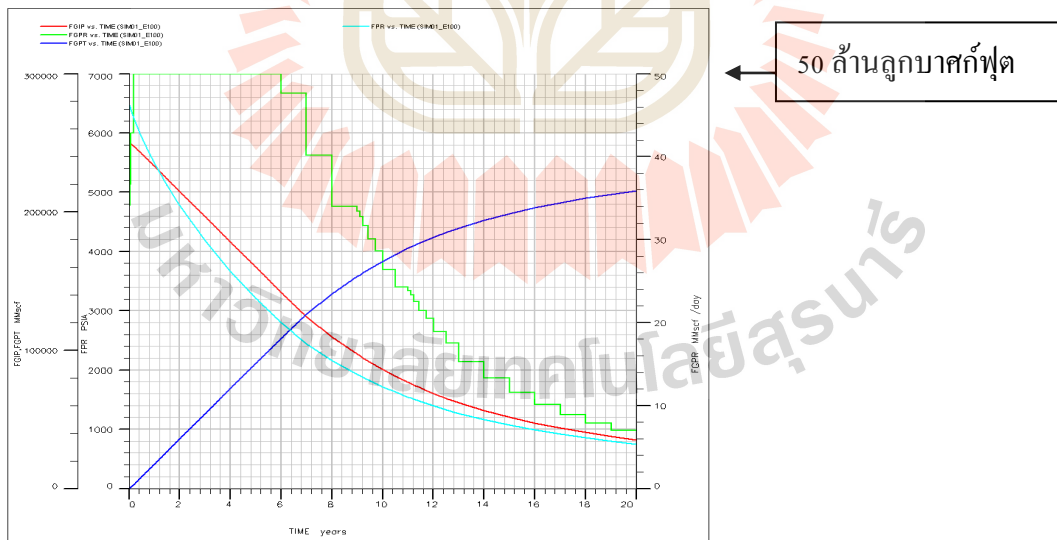
- (1) อัตราการผลิตคุ้มทุนเท่ากับวันละ 3.9 ล้านลูกบาศก์ฟุต (3.9 MMSCFD)
- (2) ระยะเวลาการผลิตวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต นาน 6 ปี
- (3) ระยะเวลาช่วงการผลิตลดลงเป็นเวลา 14 ปี อัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในกราฟรูปที่ 10.5



รูปที่ 10.5 กราฟแสดงอัตราการผลิต (ล้านลูกบาศก์ฟุต/วัน) เทียบกับเวลาเป็นปี

1.2.2 โดยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

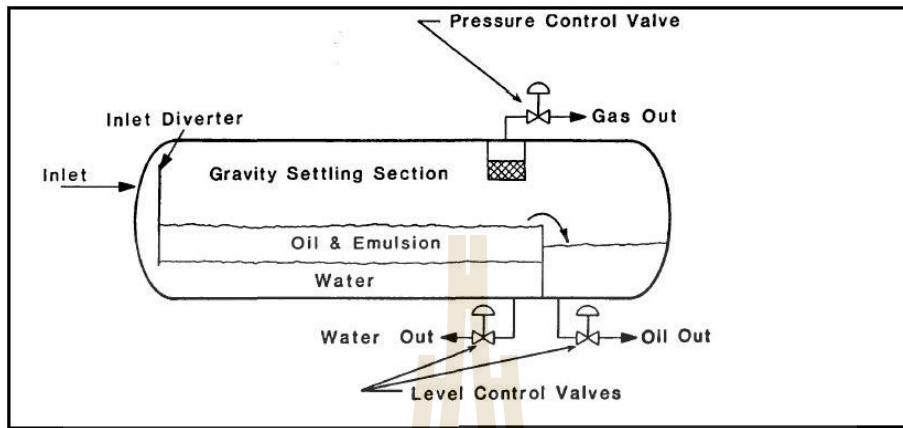
อัตราการผลิตใช้ แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation) แหล่ง 200 พันล้านลบ.ฟุต(Bcf) อัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตคงที่นาน 6 ปี จากนั้นจะค่อยๆ ลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 7 ล้านลูกบาศก์ฟุต ตามรูปที่ 10.3



รูปที่ 10.6 กราฟรวมแสดงอัตราการผลิต, การลดลงของก๊าซในแหล่งกักเก็บ, การผลิตน้ำ เทียบกับระยะเวลาในการผลิต จาก ECLIPSE OFFICE 100

2. อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator)

อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator)แสดงตามรูปที่ 10.7



รูปที่ 10.7 อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator)

2.1 แหล่งก๊าซขนาด 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf)

อัตราการผลิตก๊าซ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต (30 MMSCFD)

ออกแบบผลิตน้ำมันวันละ 1,000 บาร์เรล

ผลิตน้ำวันละ 2,000 บาร์เรล

ถ.พ. น้ำมัน 0.8 (S.G. = 0.8, API = 45 °API)

ถ.พ. น้ำ 1.05

เวลาน้ำและน้ำมันอยู่ใน Separator (Retention Time)

$$t_{ro} = t_{rw} = 10 \text{ นาที}$$

ความหนืดน้ำมัน 2 เซนติพ้อยท์ (Centipoint)

เส้นผ่านศูนย์กลางหยดน้ำมัน 100 ไมครอน, เส้นผ่านศูนย์กลางหยดน้ำ 500 ไมครอน

(1) คำนวณความหนาแน่นน้ำมันและก๊าซ

ความหนาแน่นของน้ำมัน = $0.8 \times 62.4 = 50.11$ ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต

$$\rho_o = 62.4 * 0.8017 = 50.11 \text{ lb} / \text{ft}^3$$

ความหนาแน่นของก๊าซ (ρ_g)

- MW. น้ำหนักโมเลกุลของก๊าซ = $0.6 \times 29 = 17.4$
- ความดันในอุปกรณ์แยกของไหล = 200 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psia)
- Z คือ ค่า Compressibility factor = 0.97
- R ค่าคงตัวของก๊าซ = 10.732
- T คือ อุณหภูมิที่อุปกรณ์แยกของไหล = $100 + 460 = 560$ °R

$$\rho_g = \frac{M.W * P}{ZRT} = \frac{17.4 * 200}{0.97 * 10.732 * 560} = 0.6 \text{ lb} / \text{ft}^3$$

(2) คำนวณความสามารถแยกก๊าซ (Gas Capacity)

การหาขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางและความยาวของอุปกรณ์สำหรับแยกก๊าซใช้สูตร

$$d L_{eff} = 420 \left[\frac{TZQ_g}{P} \right] \left[\left(\frac{\rho_g}{\rho_l - \rho_g} \right) \frac{C_D}{d_m} \right]^{1/2}$$

เมื่อ

d คือ เส้นผ่านศูนย์กลาง (diameter) ของอุปกรณ์สำหรับแยกก๊าซ

L_{eff} คือ ความยาวในการออกแบบ (Effective Length) ของอุปกรณ์สำหรับแยกก๊าซ

T คือ อุณหภูมิอุปกรณ์แยก = 560 °R

Z คือ Compressibility factor = 0.97

Q_g คือ อัตราการผลิตก๊าซ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน

P คือ ความดันที่อุปกรณ์ 200 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psia)

ρ_g คือ ความหนาแน่นของก๊าซที่อุปกรณ์แยก = 0.6 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต

ρ_l คือ ความหนาแน่นของน้ำมันที่อุปกรณ์แยก = 50.11 ปอนด์ต่อลูกบาศก์ฟุต

C_D คือ ค่าคงที่ 0.851

d_m คือ เส้นผ่านศูนย์กลางของหยดน้ำมัน = 100 ไมครอน

$$dL_{eff} = 429 \left[\frac{560 * 0.97 * 30}{200} \right] \left[\left(\frac{0.6}{(50.11 - 0.6)} \right) \frac{0.851}{100} \right]^{0.5} = 348$$

dLeff=420*(560*0.97*30/200)*((0.6/(50.1-0.6))*0.851/100)^0.5=348		d	Leff	Lss=Leff+d/	L/d
dLeff =	348	60	5.8	10.8	2.2
	348	70	5.0	10.8	1.9
	348	72	4.8	10.8	1.8
	348	84	4.1	11.1	1.6
	348	90	3.9	11.4	1.5
	348	96	3.6	11.6	1.5
	348	108	3.2	12.2	1.4

นำค่าที่ได้มา plot graph ดังรูป 10.8

(3) คำนวณความสามารถแยกของเหลว Liquid Capacity (น้ำและน้ำมัน)
(Retention

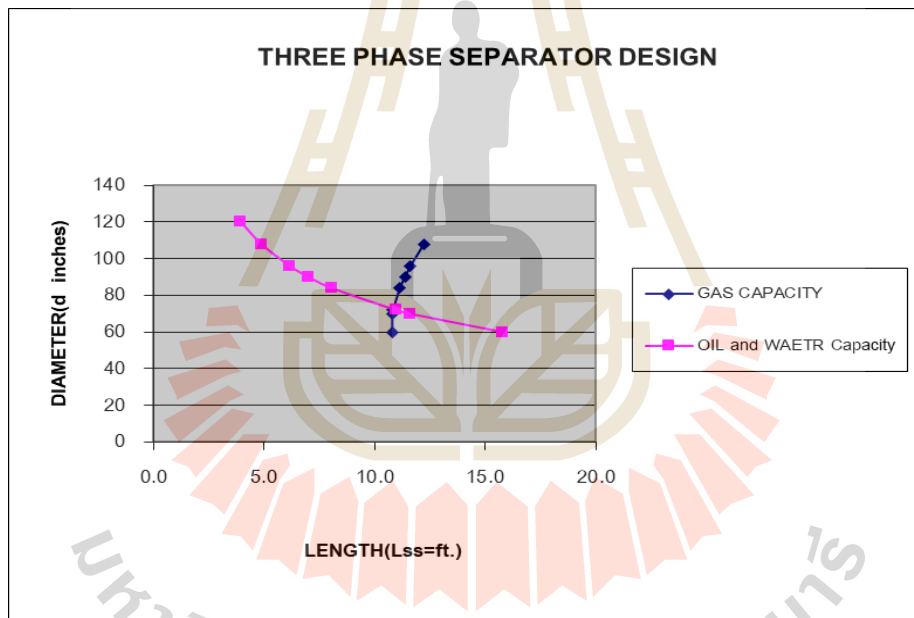
Time Capacity)

$$d^2 L_{eff} = 1.42(Q_w t_w + Q_o t_{ro})$$

$$d^2 L_{eff} = 1.42(2,000 \times 10 + 1,000 \times 10) = 42,600$$

$d^2 * L = 1.42(Q_w(t)w + Q_o(t_o)) =$		42600		
$d^2 * L = 1.42(2000 * 10 + 1000 * 10) = 42600$				
	d	L _{eff}	L _{ss} =L _{eff} /0.75	L/d
	60	11.8	15.8	3.2
	70	8.7	11.6	2.0
	72	8.2	11.0	1.8
	84	6.0	8.0	1.1
	90	5.3	7.0	0.9
	96	4.6	6.2	0.8
	108	3.7	4.9	0.5
	120	3.0	3.9	0.4

นำค่าที่ได้มา plot graph ในรูป 10.8

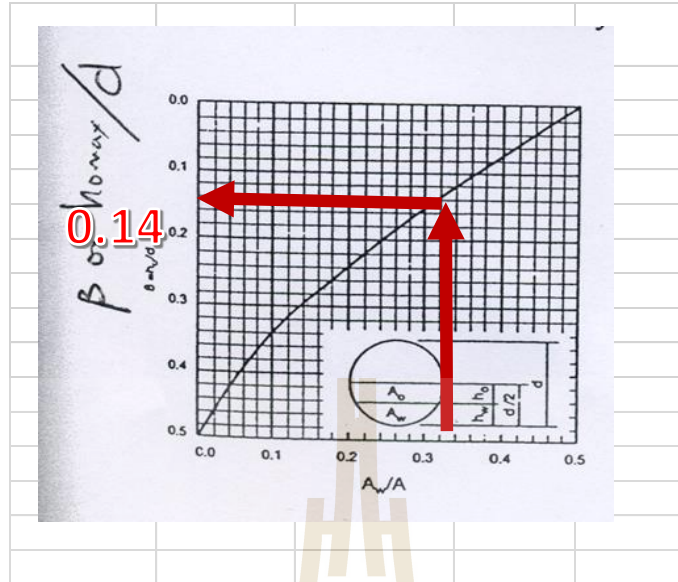


รูปที่ 10.8 เส้นผ่านศูนย์กลาง VS ความยาวของอุปกรณ์ของไหล(30MMSCFD)

(4) คำนวณเส้นผ่านศูนย์กลางที่ใหญ่ที่สุดที่จะทำให้น้ำมันกับน้ำแยกกันได้ (ถ้าใหญ่กว่านี้จะแยกกันไม่ได้)

$$\frac{A_w}{A} = 0.5 \frac{Q_w t r_w}{(2000 * 10 + 1000 * 10)} = 0.33$$

จากรูปที่ 10.9 ; (H_o)_{max}/d=0.14



รูปที่ 10.9 ค่า $(h_o)_{\max}/d = \beta$ VS A_w/A Plot

$$(h_o)_{\max} = 0.00128(t_r)_o(\Delta S.G.)d_m^2/\mu_o$$

$$H_{o\max} = (0.00128 * 10 * (1.05 - 0.8) * (500^2) / 2) = 400$$

$$d_{\max} = 400 / 0.14 = 2857 \text{ inches or } 238 \text{ ft}$$

ออกแบบให้ d (diameter ของ อุปกรณ์แยก) น้อยกว่า 234 ฟุต

(5) เลือกขนาดของอุปกรณ์แยกก๊าซตรงกราฟความสามารถแยกก๊าซ ตัดกับความสามารถแยกของเหลว (น้ำมันและน้ำ) ในรูป 10.8

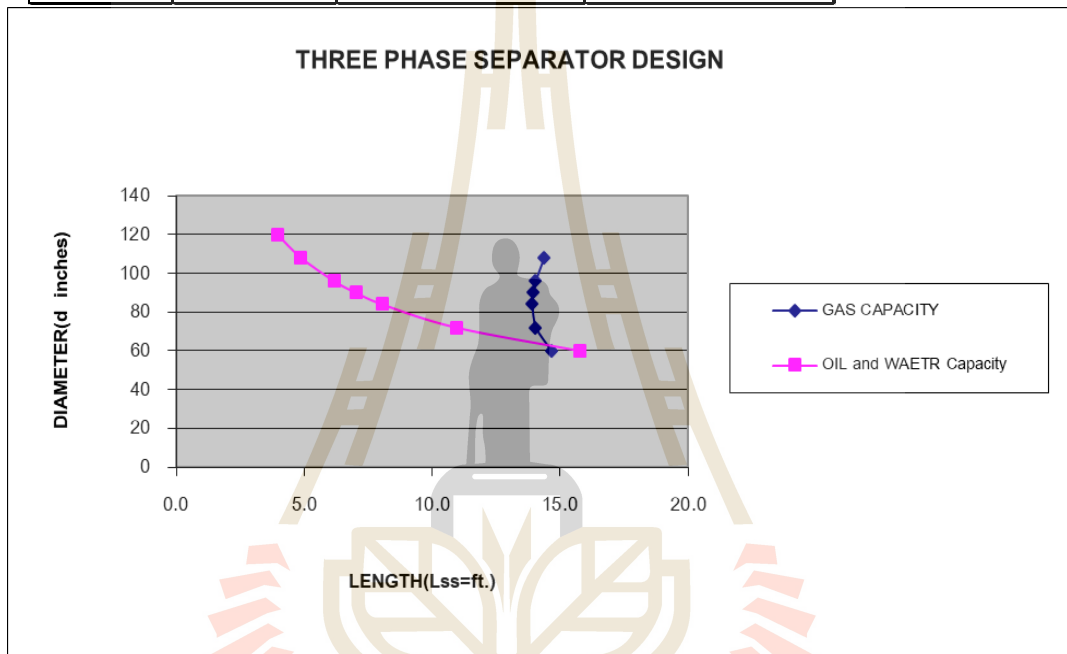
	D(m)	Lss(m)	L/d
ANS; D= 72 inches(6 ft.), L = 11 FT.	1.8	3.4	1.8
ANS; D= 60 inches(5 ft.), L = 15.8 FT.	1.5	4.8	3.2
ANS; D= 70 inches(5.83 ft.), L = 11.7 FT.	1.8	3.5	2.0

เลือกอุปกรณ์เส้นผ่านศูนย์กลาง 70 นิ้ว (1.8 เมตร) และยาวตามแนวตะเข็บเชื่อม (L_{ss}) 11.7 ฟุต (3.5 เมตร) ใช้ ยาว 12 ฟุต

2.2 แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200Bcf)

ใช้วิธีการเดียวกับ 10.2.1 อัตราการผลิตก๊าซวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต (50 MMSCFD) จะได้อุปกรณ์แยกของไหล Three Phase Separator มีเส้นผ่านศูนย์กลางกว้าง 72 นิ้ว ยาว 14 ฟุต ($d = 1.8$ เมตร, $L = 4.3$ เมตร) ดังแสดงในรูป 10.10

$d^2 \cdot L = 1.42(Q_w(t)w + Q_o(t_o)) = 42600$			
$d^2 \cdot L = 1.42(2000 \cdot 10 + 1000 \cdot 10) = 42600$			
d	Leff	Lss=Leff/0.75	L/d
60	11.8	15.8	3.2
72	8.2	11.0	1.8
84	6.0	8.0	1.1
90	5.3	7.0	0.9
96	4.6	6.2	0.8
108	3.7	4.9	0.5
120	3.0	3.9	0.4



รูปที่ 10.10 เส้นผ่านศูนย์กลาง VS ความยาวของอุปกรณ์ของไหล(50MMSCFD)

เลือกอุปกรณ์เส้นผ่านศูนย์กลาง 72 นิ้ว (1.8 เมตร) และยาวตามแนวตะเข็บเชื่อม(L_{ss}) 14 ฟุต (4.3 เมตร)

3. อุปกรณ์ลดความชื้น (Glycol Contactor)

3.1 แหล่งก๊าซขนาด 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf)

อัตราการผลิตก๊าซวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต (30 MMSCFD) ซึ่งมี ถพ. ก๊าซ 0.6 สมมติอุปกรณ์ลดความชื้น Glycol Contractor ทำงานที่ความดัน 600 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psia) อุณหภูมิ 100 องศาฟาเรนไฮต์ (°F) และต้องลดน้ำให้เหลือ 7 ปอนด์ต่อก๊าซล้านลูกบาศก์ฟุต (Outlet Water = 7 lb/MMSCF) และให้ใช้ TEG (Triethylene Glycol) หมุนเวียน (จับน้ำออกจากก๊าซธรรมชาติ) 3 แกลลอนต่อน้ำ 1 ปอนด์

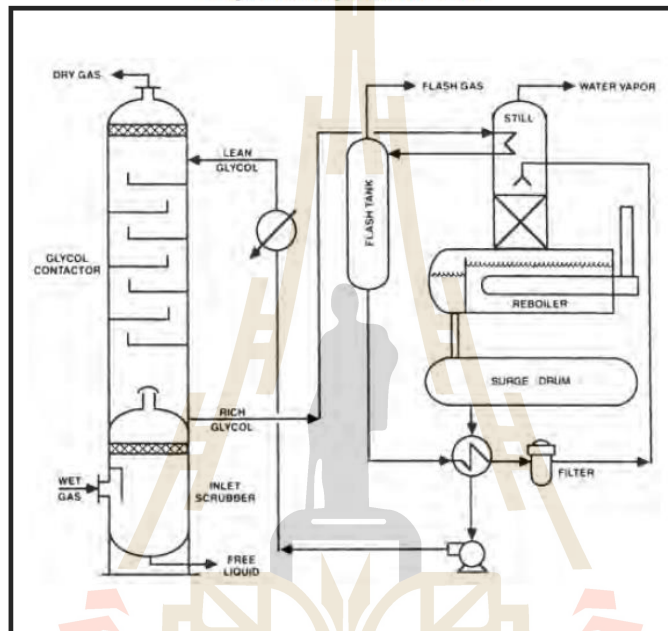
ขั้นตอนการออกแบบ

(1) ประมาณความเข้มข้นของ TEG

จากรูป 10.11 ที่ความดัน 600 psia และอุณหภูมิ 100 °F ก๊าซจะอุ้มน้ำได้ 90 ปอนด์ต่อก๊าซล้านลูกบาศก์ฟุต (90 lb/MMSCF) และที่ก๊าซออกมีน้ำ 7 ปอนด์ต่อก๊าซล้านลูกบาศก์ฟุต จะมีจุด Dew point อยู่ที่ 24 °F แต่เราสมมติว่า 14 °F เป็นอุณหภูมิที่ใกล้เคียงสมดุล (Equilibrium) จากรูปอ้างอิงที่ความเข้มข้นของ TEG ที่อุณหภูมิ 100 °F ~ 99%

FIG. 20-67

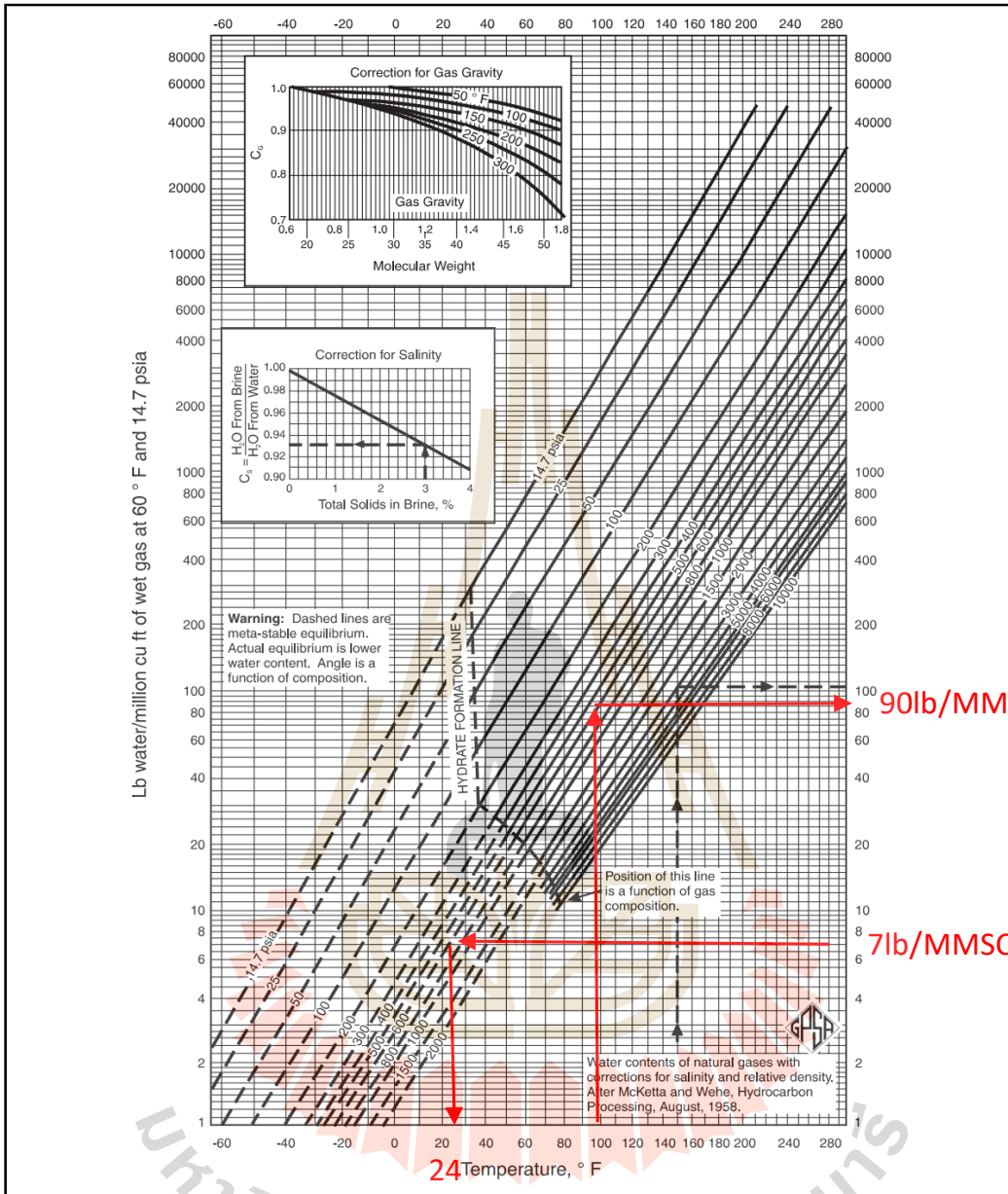
Example Process Flow Diagram for Glycol Dehydration Unit



รูปที่ 10.11 แผนผังกระบวนการของอุปกรณ์ลดความชื้น

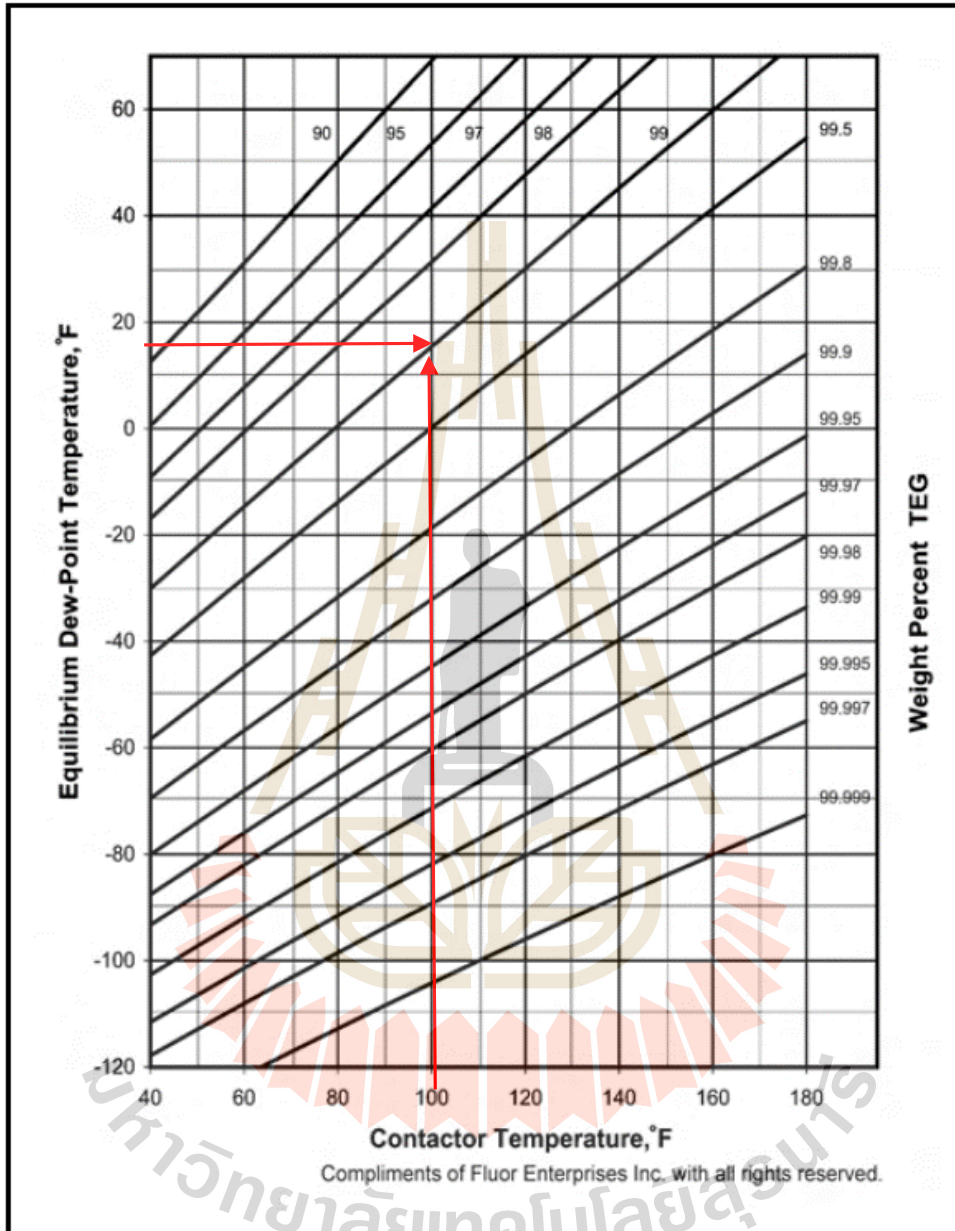
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

FIG. 20-4
Water Content of Hydrocarbon Gas



รูปที่ 10.12 ปริมาณน้ำในก๊าซธรรมชาติ

FIG. 20-68
Equilibrium H₂O Dewpoint vs. Temperature at Various
TEG Concentrations



รูปที่ 10.13 ความเข้มข้นของ TEG

(2) ประมาณจำนวนถาด (Tray) สัมผัสตามทฤษฎี (จำนวน N stages)
 คำนวณประสิทธิภาพการจับน้ำออกจากก๊าซ (E)

$$E = \frac{W_{in} - W_{OUT}}{W_{in}} = \frac{90 - 7}{90} = 0.922$$

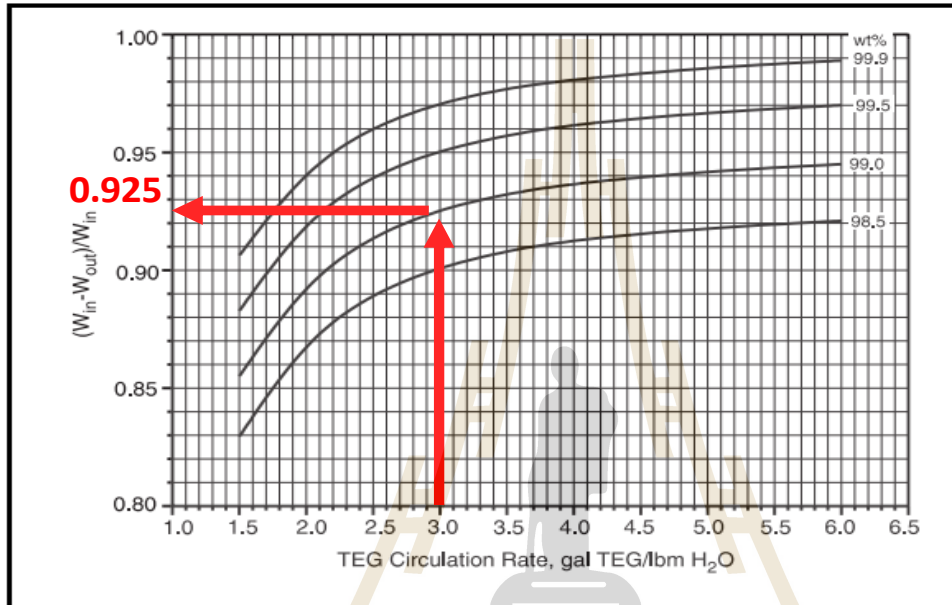
เมื่อ

W_{in} คือ ปริมาณน้ำในก๊าซตอนเข้าอุปกรณ์ = 90 lb/MMSCF

W_{out} คือ ปริมาณน้ำในก๊าซตอนออกจากอุปกรณ์ = 7 lb/MMSCF

FIG. 20-71

Water Removal vs. TEG Circulation Rate at Various TEG Concentrations (N = 2.0)



รูปที่ 10.14 แสดงความสัมพันธ์ความเข้มข้นของ TEG และอัตราการหมุนเวียนกับประสิทธิภาพการจับน้ำเมื่อ $N = 2$

จะเห็นได้ว่าตามรูปที่ 10.14 จำนวนถาด (Tray) $N = 2$ (ตามทฤษฎี) ที่อัตราหมุนเวียน TEG 3 gallon/น้ำ 1 lb จะได้ประสิทธิภาพการจับน้ำ $0.925 > 0.922$ เราสามารถเลือกจำนวนถาด (Tray) ตามทฤษฎีเท่ากับ 2 ได้ แต่ในทางปฏิบัติ ประสิทธิภาพของการจับน้ำของแต่ละถาดจะมีเพียงร้อยละ 25 ถ้าทฤษฎี $N = 2$ ความเป็นจริงจะต้องออกแบบถาด

$$= 2/0.25 = 8 \text{ trays. (8 bubble cap trays@24 inch tray spacing)}$$

(3) การหาปริมาณความร้อนที่ต้องให้กับหม้อต้ม TEG (TEG reboiler duty) สมมติ TEG เข้าหม้อต้ม 300°F และออก 400°F

การคำนวณ Glycol reboiler duty ต่อ 1 แกลลอน TEG

- ปริมาณความร้อนที่ทำให้อุณหภูมิเพิ่ม (Sensible Heat)

$$Q_s = mC_p\Delta t$$

$$= \frac{9.3 \text{ lb}}{\text{gallon}} \left(\frac{0.665 \text{ Btu}}{\text{lb } ^\circ\text{F}} \right) (400 \text{ } ^\circ\text{F} - 300 \text{ } ^\circ\text{F}) = 618 \text{ Btu/gallon}$$

- ปริมาณความร้อนทำให้น้ำกลายเป็นไอ

$$Q_v = (\Delta H_{\text{vap}})(\Delta W)$$

เมื่อ

ΔH_{vap} คือ ความร้อนแฝงของน้ำ

ΔW คือ ปริมาณน้ำหนักน้ำ

$$Q_v = \frac{970 \text{ Btu}}{\text{lb of H}_2\text{O}} \left(\frac{1 \text{ lb of H}_2\text{O}}{3 \text{ gal. TEG}} \right)$$

$$= 323 \text{ Btu/gallon}$$

อุปกรณ์ควบแน่น Condenser duty @25% Reflux Ratio

$$Q_c = 0.25$$

$$Q_v = 0.25 \times 323 = 81 \text{ Btu/gal.}$$

ความร้อนสูญเสียร้อยละ 10 (10% heat loss)

$$Q_r = (618 + 328 + 8.1)(1.1) = 1124 \text{ Btu/gal.}$$

สำหรับก๊าซธรรมชาติวันละ 30 MMSCFD จะต้องใช้ความร้อน

$$Q = (1124 \frac{\text{Btu}}{\text{gal.}}) (3 \frac{\text{gal.}}{\text{lb H}_2\text{O}}) (30 \frac{\text{MMSCFD}}{24 \frac{\text{hr.}}{\text{day}}}) ((90 - 7) \frac{\text{lb}}{\text{MMSCF}})$$

$$= 350,000 \frac{\text{Btu}}{\text{hr.}}$$

- (4) การออกแบบเส้นผ่านศูนย์กลาง (diameter) ของอุปกรณ์ Glycol Contactor
Glycol Contactor มี 8 tray @24 inch tray spacing

$$G = C[\rho_v(\rho_l - \rho_v)]^{0.5}$$

(อัตราการไหลของก๊าซต่อพื้นที่ที่จะทำให้ Glycol กับก๊าซแยกจากกัน)

เมื่อ

C คือ ค่า Constant = 576

ρ_v คือ ความหนาแน่นของก๊าซ

ρ_L คือ ความหนาแน่นของ Glycol = 69.9 lb/ft³

$$\rho_v = \frac{MW \cdot P}{zRT} = \left(\frac{(0.6 \times 29) \times 600}{0.97 \times 10.732 \times 560} \right) = 1.8 \frac{lb}{ft^3}$$

$$G = 576[1.8(69.9-1.8)]^{0.5} = 6,377 \text{ lb/ft}^2\text{hr.}$$

m° = mass flow rate ของก๊าซทั้งหมดต่อชั่วโมง

$$= \left(\frac{30,000,000 \text{ SCF}}{\text{day}} \right) \left(\frac{1 \text{ lb.mol}}{379.5 \text{ SCF}} \right) \left(\frac{0.6 \times 28.97 \text{ lb}}{\text{lb.mol}} \right) \left(\frac{1 \text{ day}}{24 \text{ hr.}} \right)$$

$$= 57,253 \text{ lb/hr.}$$

$$A = \frac{m^\circ}{G} \quad (\text{Area ที่ก๊าซวิ่งผ่าน}) = \frac{57,253 \text{ lb/hr}}{6,377 \frac{\text{lb}}{\text{ft}^2\text{hr}}} = 9 \text{ ft}^2$$

$$d = \left(\frac{4A}{\pi} \right)^{0.5} = \left(\frac{4 \times 9}{\pi} \right)^{0.5} = 3.4 \text{ ft}$$

ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของ Glycol Contact ~ 3.5 ฟุต

แหล่งก๊าซขนาดปริมาตรสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf) อุปกรณ์ลดความชื้นมี 8 ถาดจับความชื้น (Trays@24" spacing) เส้นผ่าศูนย์กลาง 3.5 ฟุต (Diameter d=3.5 ft.) หน่วยหมุนเวียนสารจับความชื้น (Triethylene Glycol) ใช้พลังงานความร้อน 350,000 บีทียู/ชั่วโมง

3.2 แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200Bcf)

การออกแบบอุปกรณ์ลดความชื้น (Glycol Contractor) มีขั้นตอนคล้ายกับหัวข้อ 10.3.1 เพียงแต่เปลี่ยนอัตราการผลิตต่อวันเป็น 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต (50 MMSCFD) จะได้ Glycol Contractor มีถาด (Tray) 8 ชั้นเช่นเดียวกัน (8 Tray @24 inch tray spacing)

ความร้อนที่ต้องใช้ Glycol Reboiler

$$Q = 350,000 \frac{\text{Btu}}{\text{hr.}} \times \frac{50 \text{ MMSCF}}{30 \text{ MMSCF}} = 583,333 \frac{\text{Btu}}{\text{hr.}}$$

ในการหาเส้นผ่านศูนย์กลางของ Glycol Contactor โดยคำนวณหาค่า m° Massflow rate ใหม่สำหรับอัตราการผลิต 50 MMSCFD

$$m^\circ = 57,253 \times \frac{50 \text{ MMSCFD}}{30 \text{ MMSCFD}} = 95,423.3$$

$$A = \frac{m^\circ}{G} = \frac{95,423.3}{6,377} = 14.96 \approx 15 \text{ ft}^2$$

$$d = \left(\frac{4A}{\pi}\right)^{0.5} = \left(\frac{4 \times 15}{\pi}\right)^{0.5} = 4.37 \text{ ft or } \approx 4.5 \text{ ft}$$

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200Bcf) อุปกรณ์ลดความดันมี 8 ถาดจับความดัน (Trays@24" spacing) เส้นผ่าศูนย์กลาง 4.5 ฟุต (Diameter d=4.5ft.) หน่วยหมุนเวียนสารจับความดัน (Triethylene Glycol) ใช้พลังงานความร้อน 583,075 บีทียู/ชั่วโมง

4. ออกแบบท่อส่งและเครื่องอัดความดันก๊าซ (Gas Pipe Line and Compressor Design)

4.1 แหล่งก๊าซ 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

อัตราการผลิต 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (140 BCF and $Q = 30$ MMSCFD) สมมติว่าก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จำเป็นต้องส่งไปยังเมืองอื่นที่อยู่ไกลออกไป 200 กิโลเมตร และอยู่ที่ระดับสูงกว่า 100 เมตร โดยก๊าซออกจากอุปกรณ์แยกด้วยความดัน $P_1 = 400$ psia และต้องอัดความดันให้สูงถึง 1,200 psia คือ $P_2 = 1,200$ psia เพื่อส่งเข้าท่อส่งก๊าซ

(1) คำนวณกำลังม้าของเครื่องอัดความดันจาก Separator ไปที่ส่งก๊าซ

สมมติที่ $P_1 = 400$ psia, $Z = 0.9$

อัตราการผลิต 30 MMSCFD เปลี่ยนปริมาณเป็นที่ V_1 ที่ 400 psia, 80°F โดยใช้สูตรของก๊าซ

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 T_1} = \frac{P_{st} V_{st}}{Z_{st} T_{st}} \text{ or } \frac{P_{sc} V_{sc}}{Z_{sc} T_{sc}}$$

$$\frac{400 V_1}{0.9 \times (100 + 460)} = \frac{14.7 \times 30 \times 10^6}{1 \times (60 + 460) \times 24 \times 60}$$

$$V_1 = \frac{14.7 \times 30 \times 10^6 \times 0.9 \times 540}{520 \times 24 \times 60} = 715 \text{ cu. ft}$$

การคำนวณกำลังม้าของเครื่อง Compressor ใช้สูตร

$$HP = \left(\frac{P_1 V_1}{229}\right) \left(\frac{K}{K-1}\right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{K}{K-1}} - 1\right]$$

โดยค่า K คือ Specific heat Ratio ใช้ 1.24

$$HP = \left(\frac{400 \times 715}{229}\right) \left(\frac{1.24}{1.24-1}\right) \left[\left(\frac{1,200}{400}\right)^{\frac{1.24}{1.24-1}} - 1\right] = 1,531 \text{ hp}$$

ถ้าประสิทธิภาพของเครื่องอัดความดัน = 80%

$$HP = \frac{1,531}{0.8} = 1,914 \text{ hp } \approx 2,000 \text{ hp}$$

(2) ออกแบบขนาดท่อส่งก๊าซ (diameter of Pipeline)

ถ้าจะเป็นต้องส่งก๊าซวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต ด้วยความดัน 1,200 psia ไปยังเมืองอื่นที่อยู่ไกลออกไป 200 กิโลเมตร ซึ่งมีระดับสูงกว่าแหล่งก๊าซ 100 เมตร ส่งก๊าซที่ความดันปลายทาง 400 psia ใช้สูตร AGA (American Gas Association)

$$Q = 38.77 \left(\frac{T_b}{P_b} \right) F \left[\frac{P_1^2 - P_2^2 \left(\frac{0.0375 G H P_m^2}{T_f Z_m} \right)}{G T_f Z_m L} \right]^{0.5} D^{2.5}$$

โดยที่ Q คือ อัตราการไหลของก๊าซเป็นสแตนด์ดาร์ดลูกบาศก์ฟุตต่อชั่วโมง

$$\text{SCF/hr.} = (30 \times 10^6) / 24 = 1,250,000 \text{ SCF/hr.}$$

เมื่อ

T_b คือ อุณหภูมิที่วัดซื้อขายก๊าซ = 60 °F or 520 °R

P_b คือ ความดันมาตรฐานวัดซื้อขายก๊าซ = 14.7 psia

P_1 คือ ความดันต้นทาง (Pipe inlet) = 1,200 psia

P_2 คือ ความดันปลายทาง (Pipe outlet) = 400 psia

G คือ ถพ. ของก๊าซ = 0.6

H คือ ระดับปลายทางที่สูงกว่าต้นทาง = 100 × 3.281 = 328 ฟุต

P_m คือ ความดันเฉลี่ย = (1,200+400)/2 = 800 psia

Z_m คือ ก๊าซ Compressibility Factor สมมติ = 0.9

T_f คือ อุณหภูมิเฉลี่ย สมมติ = 80 °F = 540 °R

L คือ ความยาวของท่อก๊าซ = 200 km. = 200/1.61 ~ 124 ไมล์

F คือ Pipe coefficient = 0.92

แทนค่าลงในสมการ

$$1,250,000 = 38.77 \left(\frac{520}{14.7} \right) 0.92 \left[\frac{1200^2 - 400^2 \left(\frac{0.0375 \times 0.6 \times 328 \times 800^2}{0.9 \times 540} \right)}{0.6 \times 540 \times 0.9 \times 124} \right]^{0.5} D^{2.5}$$

$$D = 7.76 \text{ นิ้ว หรือเลือก 8 นิ้ว}$$

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf) อัตราการผลิตวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Gas Compressor) 2000 แรงม้า ท่อส่งก๊าซขนาด 8 นิ้ว ยาว 200 กิโลเมตร

4.2 แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200 BCF)

อัตราการผลิตวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต (50 MMSCF) จำนวน V_1

$$V_1 = \frac{14.7 \times 50 \times 10^6 \times 0.9 \times 540}{520 \times 24 \times 60} = 1,193 \frac{\text{cu. ft}}{\text{min}}$$

$$HP = \left(\frac{400 \times 1,193}{229} \right) \left(\frac{1.24}{1.24 - 1} \right) \left[\left(\frac{1,200}{400} \right)^{\frac{1.24}{1.24 - 1}} - 1 \right] = 2,251 \text{ hp}$$

(1) For 0.8 Efficiency $HP = 2,251/0.8 = 3,189$ or $\sim 3,200$ hp.

สำหรับเครื่องอัดความดันส่งเข้าท่อส่งก๊าซที่ความดัน 1,200 psia การออกแบบขนาดท่อส่งก๊าซก็เช่นเดียวกับข้อ 10.4.1

(2) ขนาดท่อส่งก๊าซ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน = $50 \times 10^6 / 24 = 2,083,333$ SCF/hr.

เพราะฉะนั้น

$$2,083,333 = 38.77 \left(\frac{520}{14.7} \right) 0.92 \left[\frac{1200^2 - 400^2 \left(\frac{0.0375 \times 0.6 \times 328 \times 800^2}{0.9 \times 540} \right)}{0.6 \times 540 \times 0.9 \times 124} \right]^{0.5} D^{2.5}$$

$D = 9.51$ นิ้ว หรือใช้ 10 นิ้ว Pipe line

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200 Bcf) อัตราการผลิตวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Gas Compressor) 3,200 แรงม้า ท่อส่งก๊าซขนาด 10 นิ้ว ยาว 200 กิโลเมตร

บทที่ 11 การผลิตก๊าซเอ็นจีวี

เนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึงการผลิต และอุปกรณ์การผลิตก๊าซเอ็นจีวี NGV (Natural Gas for Vehicles) คือ ก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ โดยก๊าซ NGV นี้มีส่วนประกอบหลักคือ ก๊าซมีเทนที่มีคุณสมบัติเบากว่าอากาศ ส่วนใหญ่จะมีการใช้ อยู่ในสภาพเป็นก๊าซที่ถูกอัดจนมีความดันสูง (ประมาณ 3,000-3600 ปอนด์ ต่อ ตารางนิ้ว) เก็บไว้ในถังที่มีความแข็งแรง ทนทานสูงเป็นพิเศษ เช่น เหล็กกล้า บางครั้งเรียกก๊าซนี้ว่า CNG (Compressed Natural gas) หรือ ก๊าซธรรมชาติอัด การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ มีข้อดีคือ เกิดการเผาไหม้สมบูรณ์ ให้มลพิษต่ำ โดยเฉพาะปริมาณฝุ่นละออง (Particulate) และควันดำ

1. ก๊าซ NGV สำหรับประเทศไทยและอนาคต ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ประเทศไทยได้มีการสำรวจพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในทะเลบริเวณอ่าวไทยและบนบก แหล่งก๊าซน้ำพอง อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น แหล่งก๊าซสินภูฮ่อม จังหวัดอุดรธานีซึ่งนำขึ้นมาใช้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 โดยการนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า และในโรงงานอุตสาหกรรม เพื่อทดแทนการใช้ถ่านหินและน้ำมันเตาซึ่งมีราคาสูงและต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งแต่ละปีมีมูลค่ามหาศาล และขณะเดียวกันก็ต้องเผชิญความผันผวนของราคาน้ำมันตลาดโลกซึ่งเสี่ยงต่อความมั่นคงด้านพลังงาน

การนำก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยขึ้นมาใช้ จึงเป็นการเปิดศักราชใหม่ของการพึ่งพาพลังงานที่มีอยู่ภายในประเทศของเราเองอย่างเป็นรูปธรรมและเนื่องด้วยก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด คุณภาพดีและราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ ทำให้ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติของไทยสูงขึ้นเรื่อย ๆ ทุกปี ผู้รับสัมปทานสำรวจและผลิตก๊าซจึงได้แสวงหาแหล่งก๊าซใหม่ ๆ เพื่อนำก๊าซจากแหล่งที่มีอยู่ขึ้นมาใช้ให้ได้มากที่สุด ขณะเดียวกันหน่วยงานภาครัฐ และเอกชน ได้พยายามนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด นอกเหนือจากการนำไปเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรมและยานพาหนะ โดยให้การสนับสนุนพิเศษในการนำก๊าซธรรมชาติ มาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ หรือที่เราเรียกว่า NGV นั่นเอง

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์มีมากกว่า 80 ปีแล้ว โดยประเทศ อิตาลี เป็นประเทศแรก ซึ่งปัจจุบันมีรถยนต์ใช้ก๊าซกว่า 300,000 คัน และต่อมาความนิยมใช้ก๊าซ NGV ก็มีแพร่หลายมากขึ้นทั้งในทวีปอเมริกาใต้ เช่น ประเทศอาร์เจนตินา จำนวนรถยนต์ที่ใช้ NGV มีทั้งหมด 1,400,000 คัน ซึ่งถือเป็นอันดับที่ 1 ในโลก ในทวีปอเมริกาเหนือ สหรัฐอเมริกามี ยานยนต์ให้ก๊าซ NGV กว่า 130,000 คัน, ประเทศแคนาดา จำนวน 20,000 คัน และในทวีปเอเชีย มีในประเทศจีน ญี่ปุ่น เกาหลี ไต้หวัน มาเลเซีย อินโดนีเซีย อินเดียและปากีสถาน รวมถึงทวีปแอฟริกา เช่น อียิปต์ มี ยานยนต์ให้ NGV ประมาณ 62,000 คัน ซึ่งในปัจจุบันทั่วโลกมีรถยนต์ใช้ก๊าซธรรมชาติกว่า 4.7 ล้านคัน (สำนักนโยบายและแผนพลังงาน, 2551)

NGV กับสิ่งแวดล้อม

NGV เป็นเชื้อเพลิงที่มีการเผาไหม้สะอาดกว่าเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลทุกชนิด รถที่ใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ มีระดับการปล่อยสารพิษต่ำกว่าเครื่องยนต์ที่ใช้เบนซินและดีเซล โดยเฉพาะคาร์บอนมอนอกไซด์ และไนโตรเจนออกไซด์ และไม่มีฝุ่นละอองปล่อยออกมาเลยยืนยันทันด้วย

การศึกษาของ West Virginia University สหรัฐอเมริกา ซึ่งศึกษาเปรียบเทียบค่าเฉลี่ย ของปริมาณมลสารจากรถโดยสารเครื่องยนต์ CUMMINS LTA – 10 ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ และน้ำมันดีเซลพบว่า รถโดยสารที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ หรือ NGV มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ และฝุ่นละออง น้อยกว่ารถที่ใช้ดีเซล โดยเฉพาะฝุ่นละอองมีค่าเฉลี่ยเพียง 0.027 กรัม/กิโลเมตร ในขณะที่รถดีเซลมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 0.965 กรัม/ กิโลเมตร อย่างไรก็ตาม รถ NGV มีการปล่อยก๊าซไฮโดรคาร์บอนสูงกว่ารถดีเซล โดยมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 5.52 กรัม/ กิโลเมตร ในขณะที่รถดีเซลมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ 1.51 กรัม/ กิโลเมตร

ปี 2527 เริ่มมีการทดลองใช้ก๊าซ NGV กับ รถโดยสาร ขสมก. และ รถตุ๊ก ตุ๊ก เป็นครั้งแรก ซึ่งผลการทดสอบสมรรถนะของเครื่องยนต์เป็นที่น่าพอใจ แต่เนื่องจากขณะนั้นน้ำมันเชื้อเพลิงมีราคาถูกลง การใช้ก๊าซ NGV จึงไม่คุ้มค่ากับการลงทุนดัดแปลงเครื่องยนต์

ปี 2536 รัฐบาลของ ฯพณฯ อานันท์ ปันยารชุน ได้ให้ความสำคัญกับปัญหามลพิษทางอากาศ จึงได้สนับสนุนให้มีการใช้ก๊าซ NGV มากขึ้น โดยให้การสนับสนุนด้านเงินทุนแก่ ขสมก. ในการจัดซื้อรถโดยสาร NGV จำนวน 82 คัน และปตท. ในการก่อสร้างสถานีบริการก๊าซ NGV แห่งแรกในประเทศไทย ณ อู่รถโดยสารรังสิต ของ ขสมก.

ปี 2543 ปตท. จัดทำโครงการทดสอบการใช้ก๊าซ NGV ในรถแท็กซี่ จำนวน 100 คัน โดย ปตท. เป็นผู้ออกค่าใช้จ่าย ในการติดตั้งอุปกรณ์ทั้งหมด ให้กับรถแท็กซี่ที่เข้าร่วมโครงการ ซึ่งจากผลสำรวจความคิดเห็น ของผู้ขับรถแท็กซี่เป็นที่น่าพอใจ

ปี 2544 ปตท. จัดทำโครงการนำร่องการใช้ก๊าซ NGV ในรถแท็กซี่ จำนวน 1,000 คัน โดย ปตท. และกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน เป็นผู้ออกค่าใช้จ่ายในการติดตั้งอุปกรณ์ทั้งหมด พร้อมกันนี้ ปตท. ได้เร่งรัดการก่อสร้างสถานีเติมก๊าซ NGV ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล ให้รถแท็กซี่ที่เข้าร่วมโครงการนำร่องการใช้ก๊าซ NGV ในแท็กซี่ 1,000 คัน ได้รับการติดตั้งอุปกรณ์แล้วเสร็จ และ ปตท. ได้เร่งขยายจำนวนสถานีบริการก๊าซ NGV โดยมีสถานีเปิดดำเนินการ 5 สถานี

การใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในอนาคต

สำหรับประเทศไทยได้มีการกำหนดเป็นนโยบายด้านพลังงานของประเทศ ที่ต้องการให้มีการขยายการใช้ก๊าซ NGV ในภาคคมนาคมขนส่ง เพื่อบรรเทาความเดือดร้อนเนื่องจากปัญหาราคาน้ำมันแพง และปัญหาด้านมลพิษทางอากาศ เพื่อให้สอดคล้องกับนโยบายของรัฐบาล ปตท. จึงได้จัดตั้งโครงการก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV Project) เพื่อสนับสนุนผลักดันให้มีการใช้ก๊าซธรรมชาติในรถยนต์ให้มากขึ้น

ทั้งนี้เนื่องจาก "NGV" มีคุณสมบัติพิเศษ คือ

(1) เนื่องจาก NGV มีสัดส่วนของคาร์บอนน้อยกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น และมีคุณสมบัติเป็นก๊าซทำให้การเผาไหม้สมบูรณ์มากกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น และปริมาณไอเสียที่ปล่อยออกจากเครื่องยนต์ใช้ก๊าซธรรมชาติมีปริมาณต่ำกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น NGV จึงนับเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดไม่ก่อให้เกิดควันดำหรือสารพิษที่เป็นอันตรายต่อสุขภาพของประชาชน จึงสามารถลดปัญหามลพิษทางอากาศซึ่งนับวันจะทวีความรุนแรงมากขึ้น จากการศึกษาพบว่าเครื่องยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติจะมีระดับการปล่อยสารพิษที่ต่ำ สามารถลดก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ได้ถึงร้อยละ 50-80 ลดก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ได้ร้อยละ 60-90 , ลดก๊าซไฮโดรคาร์บอนได้ร้อยละ 60-80 และไม่ก่อให้เกิดฝุ่นละอองหรือ

เขม่าจากท่อไอเสีย (ทั้งก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ เป็นก๊าซที่ก่อให้เกิดปฏิกิริยาเรือนกระจก หรือที่เรียกกันโดยทั่วไปว่า Green House Effect)

2) ปลอดภัย ก๊าซ NGV นับว่าเป็นเชื้อเพลิงที่ใช้ในรถยนต์ที่มีความปลอดภัยมากที่สุด เพราะก๊าซ NGV เบากว่าอากาศ ในขณะที่ก๊าซหุงต้ม LPG(Liquefied Petroleum Gas)และน้ำมันเบนซินหรือดีเซลหนักกว่าอากาศ ดังนั้น เมื่อเกิดรั่วไหล ก๊าซ NGV จะไม่สะสมอยู่บนพื้นดินจนเกิดการลุกไหม้เหมือนเชื้อเพลิงอื่นๆ นอกจากนี้ อุณหภูมิที่ก๊าซ NGV จะลุกติดไฟในอากาศเองได้ (เมื่อมีความเข้มข้นของเชื้อเพลิงพอ) สูงถึง 650 องศาเซลเซียส ในขณะที่ก๊าซหุงต้มจะติดไฟได้เองที่ 481 องศาเซลเซียส น้ำมันเบนซินที่ 275 องศาเซลเซียส และน้ำมันดีเซลที่ 250 องศาเซลเซียส ส่วนความเข้มข้นขั้นต่ำสุดที่จะลุกติดไฟได้เองของก๊าซ NGV จะต้องมีปริมาณสะสมถึง 5% ในขณะที่ก๊าซหุงต้มจะอยู่ที่ 2.0% จากคุณสมบัติข้างต้นก๊าซ NGV จึงมีโอกาสเกิดการลุกไหม้ได้ยากกว่าเชื้อเพลิงอื่นๆ นอกจากนี้ หากมีการรั่วไหลจะเกิดเสียงดังเนื่องจากมีความดันสูงจึงเป็นสัญญาณเตือนภัยได้อย่างดี คุณสมบัติต่างๆของก๊าซ LPG(Liquefied Petroleum Gas),CNG(Compressed Natural Gas) และ LNG (Liquefied Petroleum Gas) ในตารางที่ 11.1

ตารางที่ 11.1 แสดงการเปรียบเทียบระหว่างก๊าซ LPG, CNG และ LNG

	LPG	NGV / CNG	LNG
ส่วนประกอบหลัก	โพรเพน, บิวเทน	มีเทน	มีเทน
สถานะในถังบรรจุ	ของเหลวที่ความดัน 7 บาร์ อุณหภูมิบรรยากาศ	ก๊าซที่ความดัน 200 บาร์อุณหภูมิบรรยากาศ	ของเหลวที่ความดัน 10 บาร์ อุณหภูมิ - 145 °C
ชนิดของถังบรรจุ	ตั้งความดันต่ำ	ตั้งความดันสูง	ตั้งถาวร 2 ชั้น ความดันต่ำ
สถานะที่ความดันบรรยากาศ	ก๊าซ	ก๊าซ	ก๊าซ
ช่วงการติดไฟ (ร้อยละ โดยปริมาตร)	ร้อยละ 2 - 9.5	ร้อยละ 5 - 15	ร้อยละ 5 - 15
อุณหภูมิที่ติดไฟเอง	481 °C	650 °C	650 °C
ค่าความร้อน	26,595 Btu / L	35,947 Btu / Kg	51,000 Btu / Kg

ปริมาณก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ในปี พ.ศ. 2548 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของไทยมีอยู่ประมาณ 11 – 32 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต แต่เมื่อปี พ.ศ. 2559 ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติของไทยมีอยู่ประมาณ 7-14 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต หากไม่ค้นพบแหล่งก๊าซใหม่เพิ่มเลย ด้วยอัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน ประเทศไทยจะยังมีก๊าซธรรมชาติเหลือเพียงพอใช้อีก 6 – 12 ปี

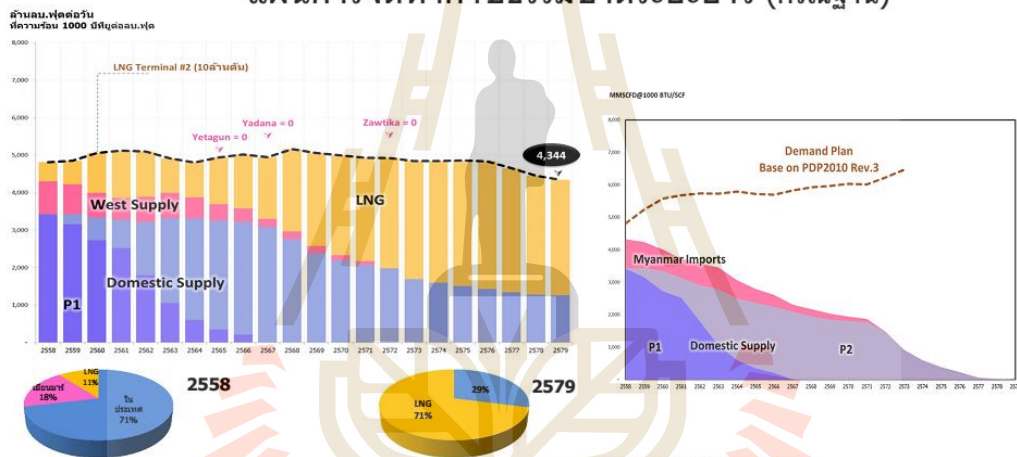
"ปริมาณการผลิตก๊าซจากอ่าวไทยเริ่มลดลง ซึ่งจะส่งผลให้ปริมาณเอ็นจีวีลดลงด้วย ประกอบกับจำนวนรถยนต์ที่ใช้เอ็นจีวีทยอยหมดอายุลง ทำให้การตัดสินใจที่จะกลับมาใช้เอ็นจีวีอีกน้อยลง

แหล่งข่าวจากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เปิดเผยว่า ยอดใช้เอ็นจีวีเดือนเมษายน 2560 อยู่ที่ 6.4 พันตันต่อวัน ลดลงจากช่วงเดียวกันของปีก่อน 15% ขณะนี้จำนวนสถานีบริการเอ็นจีวี ทั้งสถานีแม่และเอกชน รวมทั้งสิ้นอยู่ที่ 504 แห่ง ปัจจุบันมีรถยนต์เอ็นจีวีที่จดทะเบียนกับกรมขนส่งทางบก สะสมอยู่ที่เกือบ 4 แสนคัน

หลังจาก ปตท.ปรับขึ้นราคาเอ็นจีวีปัจจุบันอยู่ที่ 13.05 บาทต่อโกลรัม ส่งผลให้กลุ่มรถบรรทุกกลับไปใช้น้ำมันดีเซลแทน เพราะต้นทุนขนส่งไม่ต่างกันมากนัก ขณะที่รถบรรทุกที่ใช้เอ็นจีวีก็จะจอดไว้ หากจำเป็นจึงนำออกมาใช้ ดังนั้น หากสถานการณ์ราคาน้ำมันดีเซลยังอยู่ที่ 25 บาทต่อลิตร และราคาเอ็นจีวีอยู่ที่ระดับดังกล่าว เชื่อว่าความต้องการใช้เอ็นจีวีในภาคขนส่งจะลดลงเรื่อยๆ อาจเห็นที่ระดับ 5-5.5 พันตันต่อวันภายในสิ้นปีนี้

รัฐบาลมีแผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติโดยนำเข้า LNG (Liquefied Natural Gas) จากต่างประเทศถึงปีละ 24 ล้านตันในปี พ.ศ. 2579 ดังแสดงในรูปที่ 11.1

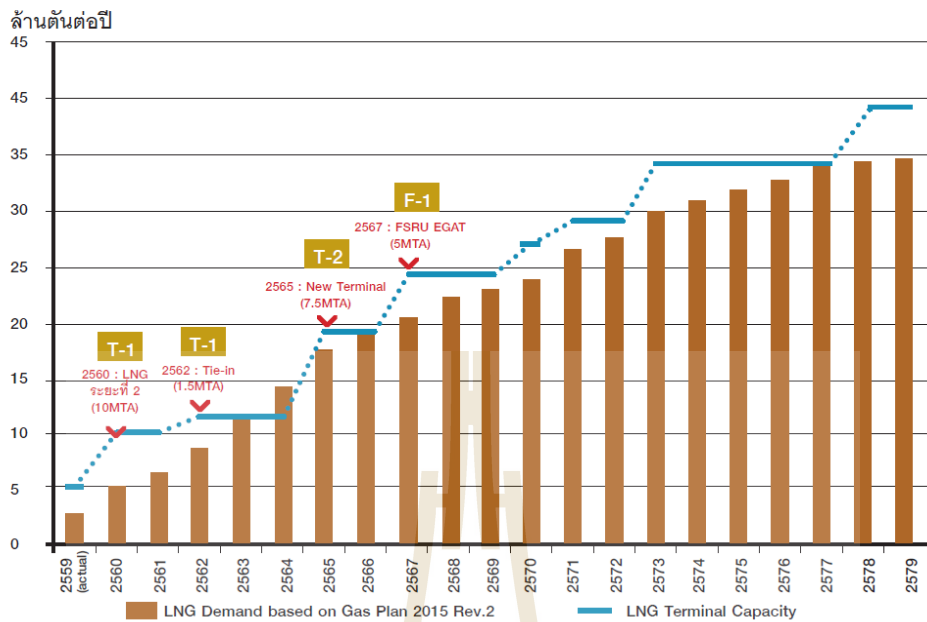
แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติระยะยาว (กรณีฐาน)



เปรียบเทียบกับแผนเดิม

- แหล่งก๊าซในประเทศเริ่มลดลงในปี 2568
- โรงแยกก๊าซรับก๊าซไม่ต่ำกว่า 50% ของกำลังรับ จนถึงปี 2579
- อัตราการนำเข้า LNG เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 10%/ปี
- พึ่งพา LNG นำเข้า 71% ในปี 2579
- นำเข้า LNG สูงสุดที่ 24 ล้านตันต่อปี ในระยะ 20 ปีข้างหน้า
- ยืดอัตราการผลิตที่ระดับปัจจุบันได้ 7-8 ปี
- มีก๊าซอ่าวไทยป้อนโรงแยกก๊าซเพื่อเป็นวัตถุดิบอุตสาหกรรมปิโตรเคมีจนถึงปลายแผน
- การเติบโตของการนำเข้า LNG ลดลง 9.9%/ปี จากแผนเดิม
- สัดส่วนการพึ่งพา LNG ลดลง 29% ในปี 2579
- ลดการนำเข้า LNG ลงกว่า 20 ล้านตันต่อปี

รูปที่ 11.1 แผนการจัดหาก๊าซธรรมชาติของรัฐบาลตั้งแต่ พ.ศ. 2558-2579 (20 ปีข้างหน้า)



รูปที่ 4 : แผนโครงสร้างพื้นฐานเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติที่ผ่านการอนุมัติโดย กพข. แล้ว

รูปที่ 11.2 แผนโครงสร้างพื้นฐานเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2559-2579 (20 ปีข้างหน้า)

อย่างไรก็ตามการสำรวจเพื่อค้นพบแหล่งก๊าซธรรมชาติใหม่ที่มีความจำเป็นโดยเฉพาะในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง ลดการนำเข้า LNG (Liquefied Natural Gas) จากต่างประเทศ

2. การผลิตก๊าซ CNG (Compressed Natural Gas)

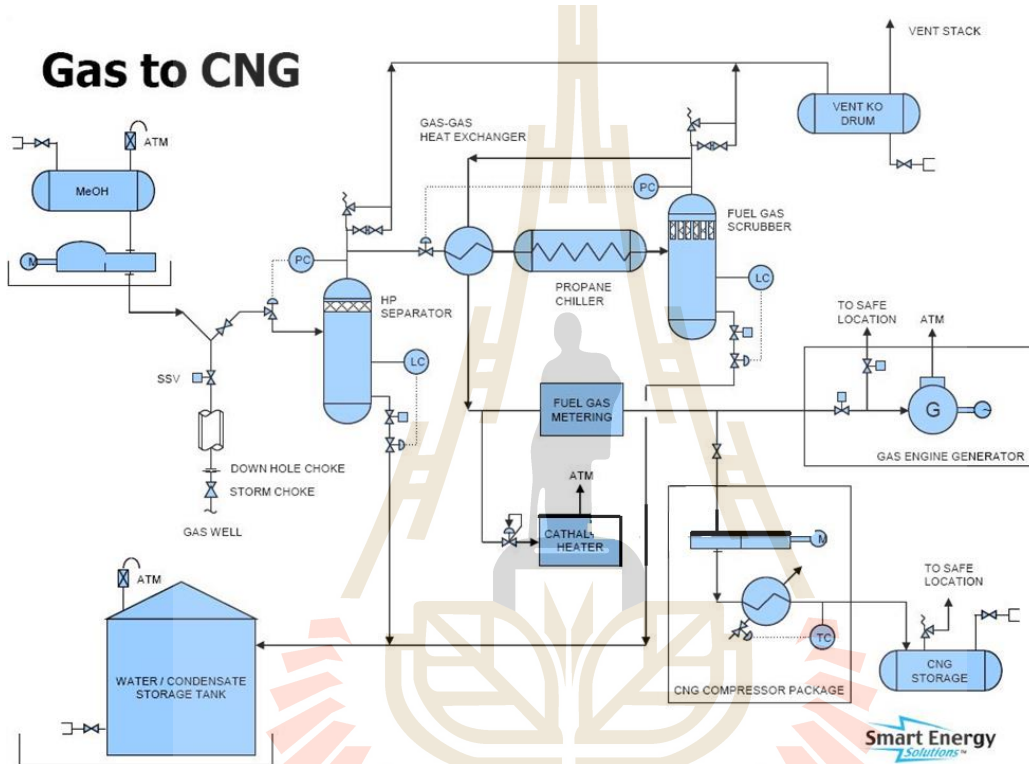
2.1 ผลิตก๊าซ CNG ที่กระบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing)

การผลิตก๊าซ CNG ที่กระบวนการแยกก๊าซโดยทั่วไปจะมีอุปกรณ์ต่างๆประกอบไปด้วย

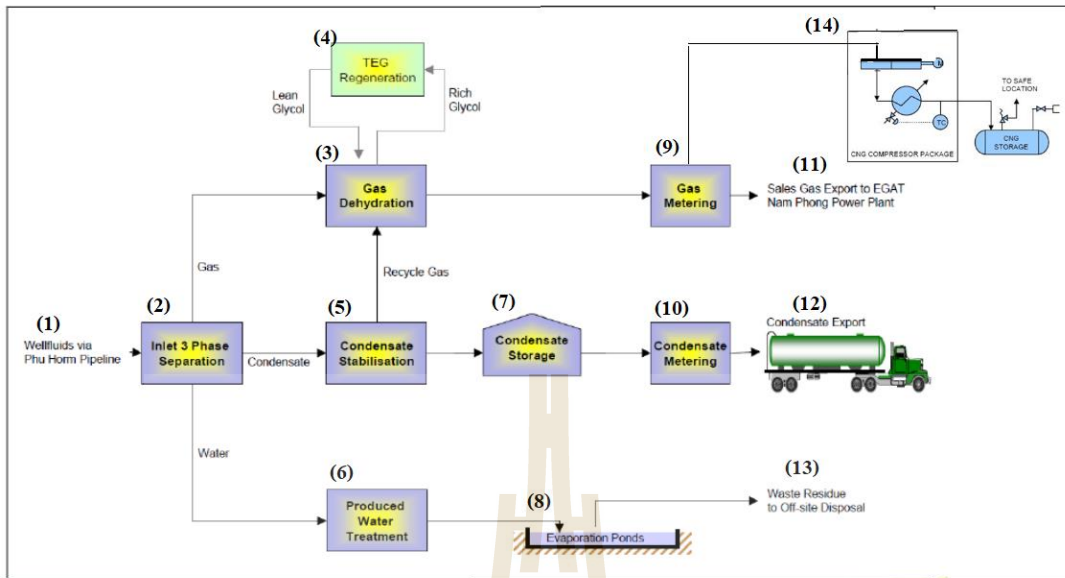
- 1) ท่อส่งก๊าซจากหลุมเจาะ (Wellfluid via pipeline)
- 2) อุปกรณ์แยกของไหล 3 สถานะ (Inlet 3 Phase Separation)
- 3) อุปกรณ์จับน้ำออกจากก๊าซ (Gas Dehydration or Glycol Contactor)
- 4) อุปกรณ์หมุนเวียนตัวจับน้ำ TEG (TEG Regeneration)
- 5) อุปกรณ์แยกคอนเดนเสท (Condensate stabilisation)
- 6) อุปกรณ์ปรับสภาพน้ำ (Produced Water Treatment)
- 7) ถังเก็บคอนเดนเสท (Condensate Storage)
- 8) สระระเหยน้ำ (Evaporation Ponds)
- 9) มาตรวัดปริมาณก๊าซ (Gas Metering)
- 10) มาตรวัดปริมาณคอนเดนเสท (Condensate Metering)
- 11) หัวส่งออกก๊าซ (Sale Gas Export)
- 12) หัวส่งออกคอนเดนเสท (Condensate Export)
- 13) อุปกรณ์ส่งออกตะกอนของเสีย (Waste Residue to off-site Disposal)

14) ชุดอุปกรณ์เพิ่มความดันและถังเก็บก๊าซความดันสูง (CNG Compressor Package + CNG storage)

ส่วนการผลิตก๊าซ CNG จากแหล่งก๊าซบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เราใช้ผังกระบวนการผลิตก๊าซมาเพิ่ม กระบวนการอัดก๊าซและถังเก็บก๊าซความดันสูง ดังแสดงในรูปที่ 11.3 และ 11.4



รูปที่ 11.3 ผังแสดงการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซ CNG (Compressed Natural Gas)



รูปที่ 11.4 ผังแสดงการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซ CNG ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

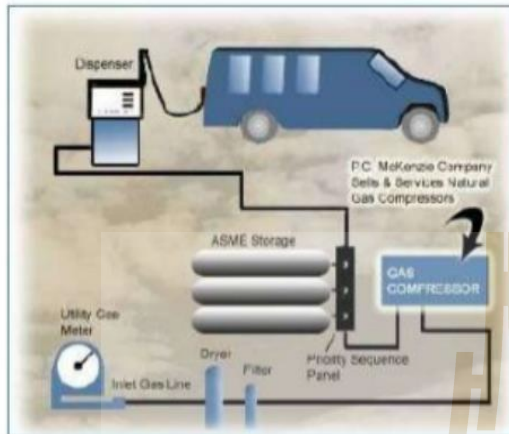
2.2 ผลิตก๊าซ CNG และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)

อุปกรณ์ที่สถานีจำหน่าย CNG (ในรูปที่ 11.5, 11.6, 11.7) ประกอบไปด้วย

- 1) ท่อน้ำก๊าซเข้า (Inlet Gas line)
- 2) มาตรวัดปริมาณก๊าซ (Utility Gas Meter)
- 3) อุปกรณ์ทำก๊าซแห้ง (Inlet Dryer)
- 4) อุปกรณ์กรองก๊าซ (Filters)
- 5) อุปกรณ์อัดก๊าซความดันสูง (High Pressure Gas Compressor)
- 6) แผงควบคุมการไหล (Priority/ Sequence Panel)
- 7) ถังเก็บก๊าซความดันสูง (High Pressure Gas Storage)
- 8) หัวจ่ายก๊าซ (Gas Dispenser)

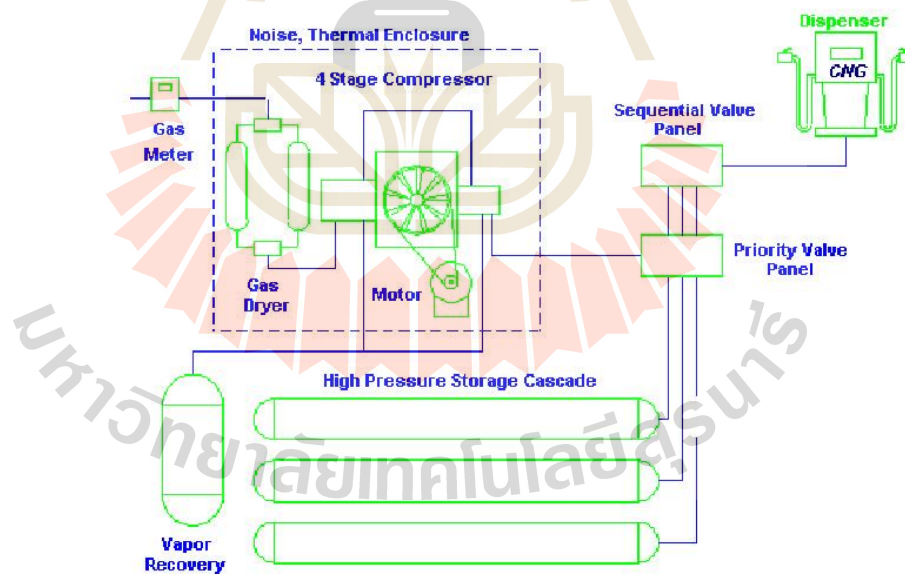
ในกรณีที่ท่อน้ำก๊าซเข้ามีความดันก๊าซพอสมควร เช่น ประมาณ 30-50 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psia) อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Gas Compressor) อาจใช้เพียง 3 stages ก็เพียงพอ ดังเช่น สถานี CNG ทั่วไปของประเทศไทย ดังแสดงตารางที่ 11.2 แต่ถ้าเป็นความดันต่ำ (บรรยากาศ) 14.7 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว จะต้องใช้ 4 stages compressor ความดันที่ผ่าน compressor แบบ 3 stages และ 4 stages compressor 1 stage อีกความดันได้ 6 เท่า หรือน้อยกว่า ตามตารางที่ 11.2 แสดงความดันก๊าซที่ผ่านการอัด (Compression) สเตทละ 5 เท่า

CNG Fueling Stations

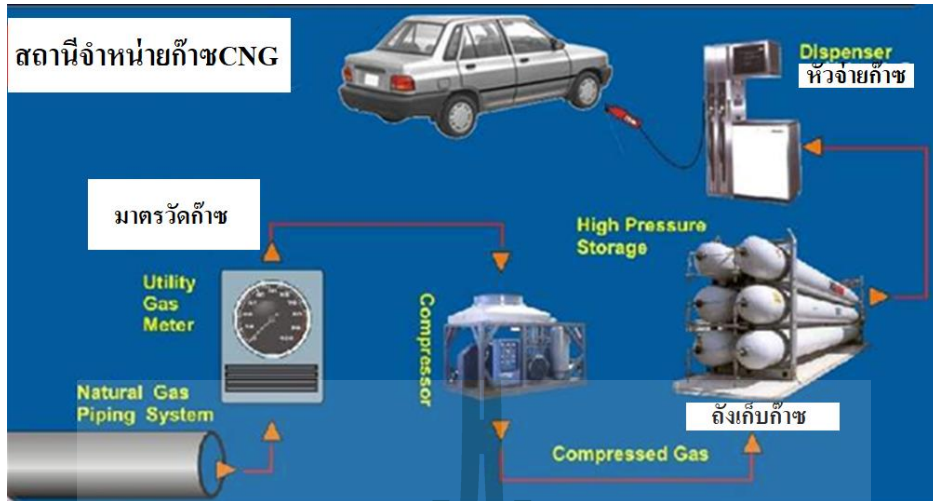


1. Inlet Gas Line (from your local utility)
2. Inlet Dryer - used to reduce water content in the gas
3. Inlet Filtration - filters gas before compression
4. Gas Compressor - elevates inlet gas pressure from the gas utility to 5,000 psig.
5. Priority/Sequence Panel - allows for temperature compensation of the gas as well as directs gas flow to storage or to vehicle.
6. ASME Storage - stores high pressure gas to be dispensed into vehicles.
7. Gas Dispenser - dispenses gas into the vehicles and measures the amount transferred.

รูปที่ 11.5 แผนผังอุปกรณ์การผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานีจำหน่าย



รูปที่ 11.6 แผนผังการผลิตจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี



รูปที่ 11.7 อุปกรณ์ผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี (CNG Fueling Station)

ตารางที่ 11.2 ความดันก๊าซที่ผ่านการอัดโดย Compressor Stage ต่างๆ

GAS COMPRESSOR (Compression Ratio =5:1)				
Inlet Gas Pressure (psia)	Gas Pressure (psia)			
	1st Stage	2nd Stage	3rd Stage	4th Stage
15	75	375	1875	9375
50	250	1250	6250	31250
200	1000	5000	25000	125000
500	2500	12500	62500	312500
1000	5000	25000	125000	625000

ถ้าสถานีจำหน่าย CNG (CNG fueling station) อยู่ใกล้แนวท่อก๊าซ ซึ่งจะมีความดันนำเข้าก๊าซอยู่แล้ว (>50 psig) ก็จะใช้อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Compressor) เพียง 3 stages

ถ้าผลิตก๊าซ CNG ที่กระบวนการแยกก๊าซ (Gas Processing) ซึ่งจะมีความดันนำเข้าก๊าซสูงอยู่แล้ว (>1000 psig) ก็จะใช้อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Compressor) เพียง 1 stage



บทที่ 12

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

1. จุดประสงค์

การศึกษาและคำนวณระยะเวลาคืนทุน เงินผลลัพธ์ปัจจุบัน สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน และอัตราการคืนทุนเพื่อวิเคราะห์และคาดการณ์ทางเลือกในการลงทุน วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

1. การวิเคราะห์กระแสเงินเข้าออก(Cash Flow Analysis)
2. การวิเคราะห์รายได้รับที่เป็นเงินปัจจุบันและอัตราการคืนทุน(NPV-Net Present Value, IRR-Internal Rate of Return)
3. ระยะเวลาการคืนทุน(Pay out Period)
4. รายรับสุทธิ(Net Profit)
5. การเปรียบเทียบอัตราการคืนทุนต่อการเลือกและโอกาส(Maximum IRR and Probability of Success)

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เป็นไปตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม (ฉบับที่ 6) พ.ศ. 2550 (THAILAND III)

2. แหล่งก๊าซขนาดเล็ก 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

2.1 แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (100-200 Bcf - Billion cubic foot) ถูกกำหนดภายใต้กฎหมายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม 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
- การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซเฟสที่ 1 |
| ปีที่ 4 | ; | - เจาะหลุมผลิตจำนวน 2-4 หลุม ขึ้นอยู่กับขนาดแหล่งก๊าซ
- การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซเฟสที่ 2
- การติดตั้งอุปกรณ์การผลิตต่าง ๆ |
| ปีที่ 5 | ; | - เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติ |

2.2 สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์

ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมนี้ ประกอบไปด้วยข้อสมมุติฐานในการวิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) โดยแบ่งออกเป็น

2.2.1 ข้อสมมติพื้นฐาน

1. ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต
2. จำนวนหลุมเจาะ
 - จำนวนหลุมเจาะสำรวจ (Number of exploration well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะประเมินผล (Number of appraisal well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะผลิต (Number of development well) 1-4 หลุม
3. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มต้นร้อยละ 10 ของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติต่อปี เป็นระยะเวลา 5 ปี
4. กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนประมาณ 1,000 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต (หรือ1,000,000บีทียูต่อพันลูกบาศก์ฟุต MMBTU/MSCF)
5. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร (Discount rate) ที่ใช้ในการวิเคราะห์หาค่าเงินที่ปัจจุบัน (Net present value) ใช้ที่อัตราร้อยละ 10
6. ค่าภาคหลวง (Royalty) คิดตามอัตราขั้นบันได อัตราร้อยละ 5 – 15
7. ในการคำนวณค่าภาคหลวง กำหนดให้ก๊าซธรรมชาติ 6 ล้านบีทียูเท่ากับน้ำมันดิบ 1 บาร์เรล
8. ผลตอบแทนพิเศษ SRB (Special Remuneratory Benefit) 0-75%based on Revenue
9. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Income tax) ร้อยละ 50

2.2.2 ข้อสมมติด้านราคา

- ราคาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ใช้ในการศึกษา มีรายละเอียดดังนี้
1. ราคาค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนพื้นฐาน
 - การขอสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียม 150 ล้านบาท
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2, 3 มิติ 350 ล้านบาท
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมสำรวจ 500 ล้านบาทต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล 500 ล้านบาทต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมผลิต 600 ล้านบาทต่อหลุม
 - ค่าการวางท่อก๊าซ ค่าอุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ 10-12-15.75 บาทต่อพันลูกบาศก์ฟุต (0.27-0.35-0.45 US\$/MSCF) สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 1000- 200-100 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Bcf) ตามลำดับ
 2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ fixed operation cost 100 ล้านบาท/100Bcf/year + variable cost 5,000 บาทต่อล้านลูกบาศก์ฟุต และเพิ่มขึ้น (Escalation) ในอัตราร้อยละ 2 ต่อปี
 3. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติอยู่ 210 บาทหรือ 6 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

2.2.3 ข้อสมมติฐานอื่น ๆ

1. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อ

3. เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ

2.3 ข้อมูลทางด้านการผลิตและอัตราการผลิต

2.3.1 หลักการออกแบบอัตราการผลิต จะต้องให้อัตราการผลิตคงตัวไปได้ประมาณ 5-6 ปี ระยะเวลาจะทำให้ผู้ลงทุนได้คืนเงินต้นทุน (Investment) หรือ Capital Expenditure ที่ออกแบบอุปกรณ์การผลิตต่างๆ เพื่อรองรับการผลิตด้วยอัตราคงตัวนี้

2.3.2 อัตราการผลิตในอนาคตสามารถคาดการณ์ได้โดยวิธี Exponential decline และใช้ แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซ (Reservoir Simulation) ผลการวิเคราะห์อัตราการผลิตแหล่งก๊าซขนาดเล็กจากบทที่ 9 และ 10 พอสรุปได้ตามตาราง 12.1

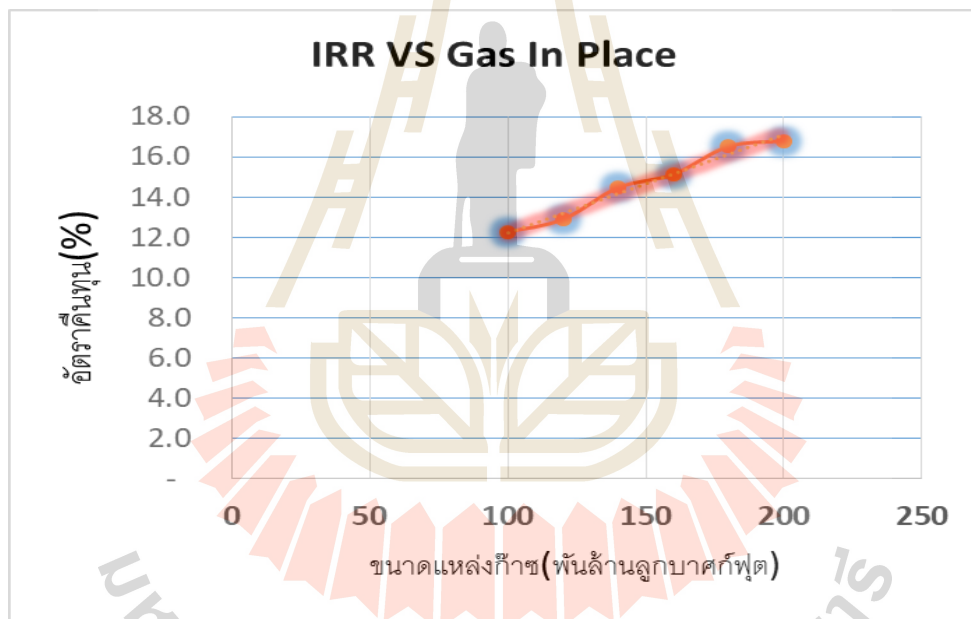
ตารางที่ 12.1 แสดงอัตราการผลิตและปริมาณการผลิตรวมของแหล่งก๊าซขนาดเล็ก

ปริมาณก๊าซ (Gas in place พันล้านลบ. ฟุต)	อัตราการผลิต คงตัวเริ่มต้น (ล้านลบ.ฟุต ต่อวัน)	ระยะเวลา อัตราการผลิต คงตัว (ปี)	อัตราการผลิต สิ้นสุดท้ายในปีที่ 20 (ล้านลบ. ฟุตต่อวัน, MMSCFD)	ปริมาณการผลิตรวม (พันล้านลบ. ฟุต, BCF)	สัดส่วนการผลิต (Recovery Factor)
100	21.4	6	2.6	90	0.9
120	25.7	6	3.2	108	0.9
140	30	6	3.7	126	0.9
160	40	5	2.1	137	0.86
180	45	5	2.3	154	0.86
200	50	5	2.6	172	0.86

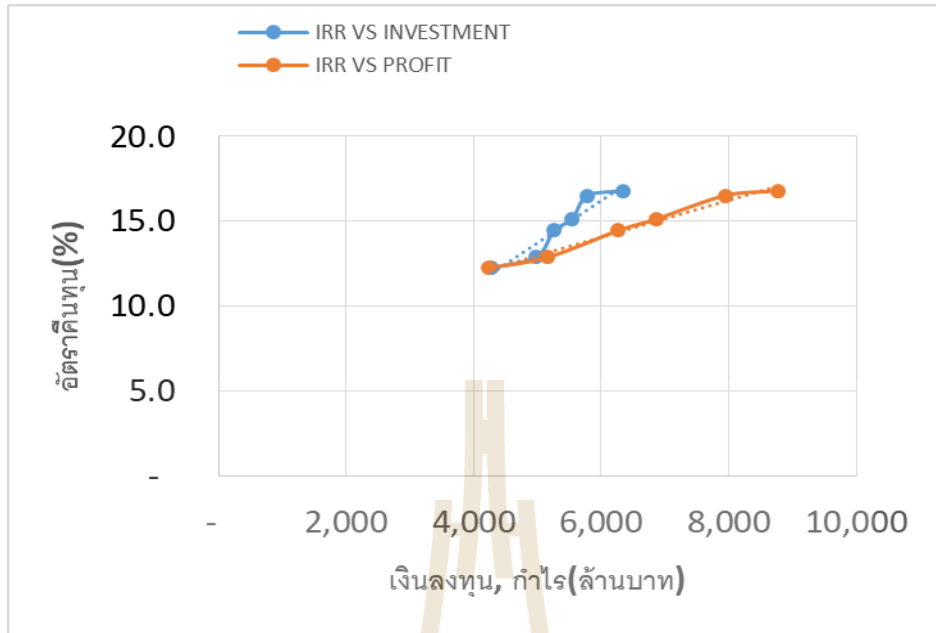
2.3.2 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Cash Flow Analysis) จากข้อมูลตารางที่ 12.1 หลักการและข้อมูลที่เกี่ยวข้องใน 12.2.1-12.2.2 นำไปทำการคำนวณ ทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Cash Flow Analysis) สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จะต้องใช้เงินลงทุน (Capital Expenditure) 4,275-6,350 ล้านบาท ค่าดำเนินการ (Operation Expenditure) 2,576-5,073 ล้านบาท รัฐบาลจะได้ผลประโยชน์ 7,979-16,321 ล้านบาท บริษัทจะได้กำไร 4,241-8,772 ล้านบาท โดยมีอัตราคืนทุน (IRR) 12.3-16.8% ระยะเวลาคืนทุนประมาณ 7 ปี (จาก IRR) อัตราคืนทุนแปรผันโดยตรงกับขนาดของแหล่งก๊าซ เงินลงทุน และกำไร ดังแสดงตามตารางที่ 12.2 และ รูปที่ 2.1 และ 2.2

ตารางที่ 12.2 ผลสรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) และเศรษฐกิจศาสตร์ปิโตรเลียมของ
แหล่งก๊าซ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

SMALL GAS FIELD CASH FLOW SUMMARY										
Prospect	Case	Gas In Place Bcf (Billion cu. ft.)	CAPEX Investment (MMBaht)	OPEC Operation Exp. Fixed (MMBaht)	Variable (MMBaht)	TOTAL Operation Cost	Government Takes Royalty+Tax and SRB (MMBaht)	Company Profit (MMBaht)	IRR (%) (internal rate of return %)	IRR (%) after 10% Discount
Small	1	100(4 wells)	4,275	2000	576	2,576	7979	4,241	12.3	0.6
Gas	2	120(5wells)	4,980	2400	691	3,091	9470	5,165	12.9	1.3
Field	3	140(5wells)	5,260	2800	807	3,607	11347	6,270	14.5	2.7
	4	160(5wells)	5,540	3000	858	3,859	12564	6,858	15.1	4.7
	5	180(6wells)	6,168	3300	966	4,266	14423	7,567	15.3	4.8
	6	180(5wells)	5,781	3300	966	4,266	14436	7,939	16.5	5.9
	7	200(6wells)	6,350	4000	1073	5,073	16321	8,772	16.8	6.2



รูปที่ 12.1 แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดแหล่งก๊าซ



รูปที่ 12.2 แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดเงินลงทุนและกำไร

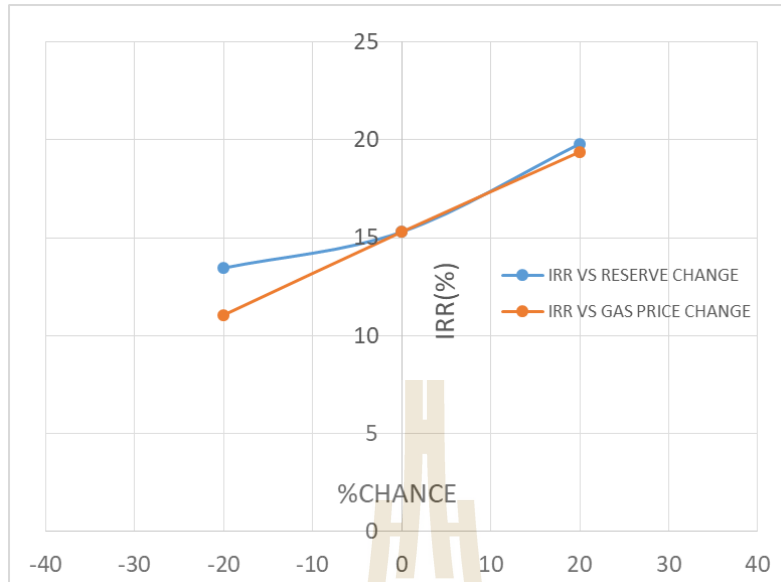
2.3.3 การวิเคราะห์ sensitivity study ปัจจัยเสี่ยงต่างๆ ที่อาจเกิดขึ้นของแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็ก โดยปัจจัยเสี่ยงที่นำมาทำการวิเคราะห์ (ตารางที่ 12.3 และรูปที่ 12.3) ประกอบด้วย

1) ขนาดของปริมาณก๊าซที่ 200 พันล้าน ลบ. ฟุต ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงในช่วงร้อยละ 20 คือ ปริมาณก๊าซขนาด 160 และ 240 พันล้าน ลบ. ฟุต

2) ราคาการซื้อขายก๊าซที่ 6.00 เหรียญต่อ 1 ล้าน BTU ซึ่งมีการเปลี่ยนแปลงในช่วงร้อยละ 20 คือ ราคา 4.8 และ 7.2 เหรียญต่อ 1 ล้าน BTU

ตารางที่ 12.3 ผลสรุปการวิเคราะห์การแปรเปลี่ยนของอัตราคืนทุน (IRR) เมื่อปริมาณสำรองและราคาก๊าซเปลี่ยนไป 20%

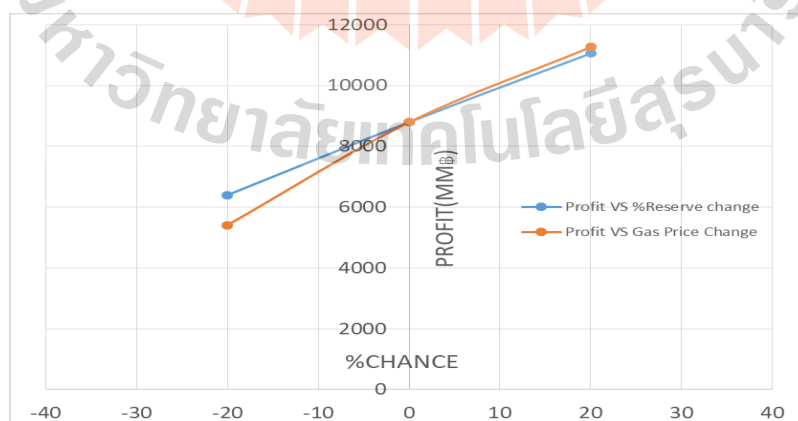
Sensitivity Analysis of GAS reserve of 200Bcf(Billion cubic foot)					
constant drilled wells=6 wells investment 6350MMB					
Item		Reserve	IRR	Gas Price	IRR
		Change	(%)	Change	(%)
	Change	(Billion	for		for
	%	cu.ft)	Reserve	US\$/MSCF	gas price
			Change		Change
20%increases	20	240	19.8	7.2	19.39
base case	0	200	15.3	6	15.3
20%deceases	-20	160	13.5	4.8	11.06



รูปที่ 12.3 แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดแหล่งก๊าซและราคาก๊าซ

ตารางที่ 12.4 การแปรเปลี่ยนของกำไร (Profit)เมื่อปริมาณสำรองและราคาก๊าซเปลี่ยนไป20%

Sensitivity Analysis of GAS reserve of 200Bcf(Billion cubic foot)					
constant drilled wells=6 wells investment 6350MM฿					
Item	Reserve	Company	Gas Price	Company	
	20% Change	Profit	Change	Profit	
	Change	(Billion cu.ft)	(Million Baht)	gas price	(Million Baht)
20%increases	20	240	11059	7.2	11264
base case	0	200	8796	6.0	8796
20%deceases	-20	160	6396	4.8	5411



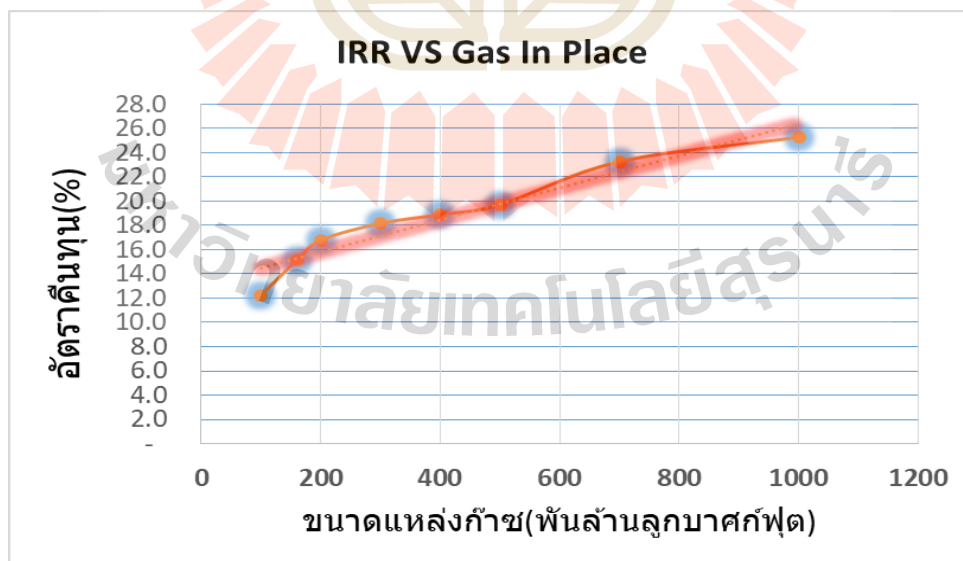
รูปที่ 12.4 การแปรเปลี่ยนของกำไร (Profit)เมื่อปริมาณสำรองและราคาก๊าซเปลี่ยนไป20%

3. สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กถึงปานกลาง

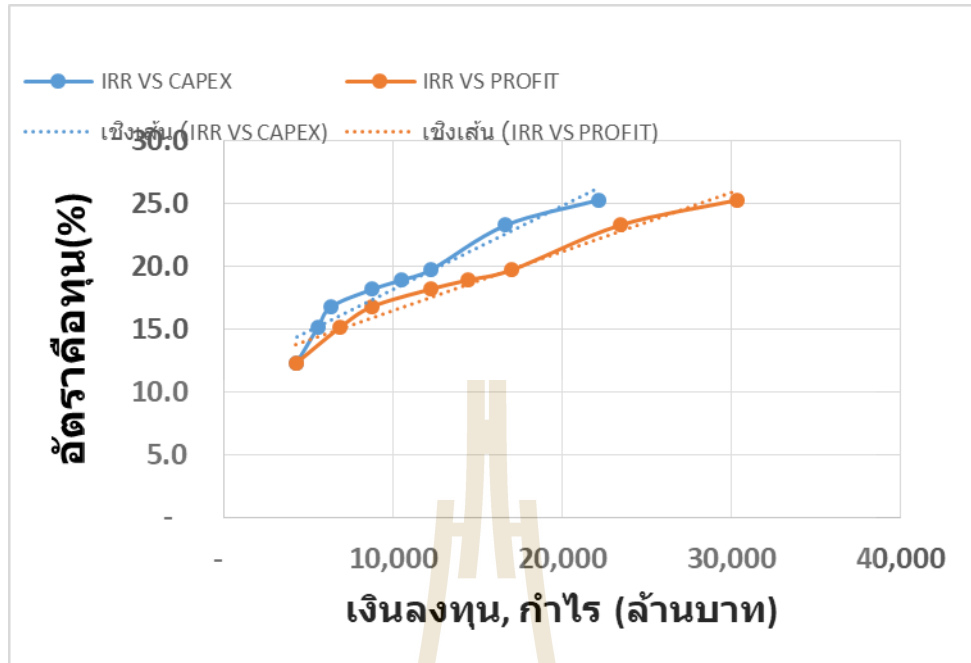
แหล่งก๊าซที่มีก๊าซ (Gas In Place) ขนาด 100, 160, 200, 300, 400, 500, 700 และ 1,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ถูกวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมโดยใช้สมมติฐานต่างๆ ตามที่กล่าวมาแล้วในหัวข้อที่ 12.2.2 สรุปได้คือ จะต้องใช้เงินลงทุน 4,275, 5,540, 6,350, 8,775, 10,500, 12,225, 16,665 และ 22,150 ล้านบาท โดยมีค่าดำเนินการ 2,576, 3,856, 4,583, 7,010, 9,646, 11,683, 17,654 และ 23,720 ล้านบาท บริษัทจะได้กำไร 4,241, 6,858, 8,772, 12,204, 14,424, 17,028, 23,433 และ 30,357 ล้านบาท โดยมีอัตราการคืนทุน (IRR) ร้อยละ 12.3, 15.1, 16.8, 18.2, 18.9, 19.7, 23.3 และ 25.3 ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 12.52 และ รูปที่ 2.5 และ 2.6

ตารางที่ 12.5 แสดงผลสรุปเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของแหล่งก๊าซ 100, 160, 200, 300, 400, 500, 700, และ 1,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

MEDIUM GAS FIELD CASH FLOW SUMMARY										
Prospect	Case	Gas In Place Bcf(Billion cu. (ft.) (no. wells drilled)	CAPEX Investment (MMBaht) (million Baht)	OPEC Operation Exp. (MMBaht) (MMBaht)		TOTAL Operation Cost	Government Takes Royalty+Tax and SRB (MMBaht)	Company Profit (MMBaht)	IRR(%) (Internal rate of return %)	IRR(%) after 10% Discount
Gas Field	1	100(4 wells)	4,275	2000	576	2,576	7,829	4,241	12.3	0.6
	2	160(5 wells)	5,540	3000	859	3,859	12,564	6,858	15.1	4.7
	3	200(6wells)	6,350	3510	1073	4,583	16,321	8,772	16.8	6.2
	4	300(8wells)	8,775	5400	1610	7,010	26,213	12,204	18.2	7.4
	5	400(10wells)	10,500	7500	2146	9,646	39,592	14,424	18.9	8.1
	6	500(12wells)	12,225	9000	2683	11,683	49,413	17,028	19.7	8.8
	7	700(16wells)	16,665	14000	3654	17,654	86,446	23,433	23.3	12.1
	8	1000(21wells)	22,150	18500	5220	23,720	129,518	30,357	25.3	13.9



รูปที่ 12.5 แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดแหล่งก๊าซ



รูปที่ 12.6 แสดงอัตราคืนทุน (IRR) กับขนาดการลงทุนและกำไร

4. แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซขนาดต่างๆ

แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติถูกกำหนดภายใต้กฎหมายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III ซึ่งแบ่งช่วงเวลากำหนดการสำรวจออกเป็น 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 4 หลุม |
| | | - การติดตั้งระบบท่อส่งก๊าซเฟรสที่ 2 |
| | | - การติดตั้งอุปกรณ์การผลิตต่าง ๆ |
| ปีที่ 5 | ; | - เริ่มทำการผลิตก๊าซธรรมชาติ |

4.1 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 โดยการเลือกสุ่มค่าราคาก๊าซที่มีค่าอยู่ระหว่าง 3-9 เหรียญต่อล้านปีทิว
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

4.2 สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์

ในการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมนี้ ประกอบไปด้วยข้อสมมุติฐานในการวิเคราะห์กระแสเงินสด (cash flow) โดยแบ่งออกเป็น

4.2.1 ข้อสมมุติพื้นฐาน

1. ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 36-1,760 พันล้านลูกบาศก์ฟุต แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 12.6
2. จำนวนหลุมเจาะ
 - จำนวนหลุมเจาะสำรวจ (Number of exploration well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะประเมินผล (Number of appraisal well) 1 หลุม
 - จำนวนหลุมเจาะผลิต (Number of development well) 4 หลุม
3. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มต้นร้อยละ 10 ของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติต่อปี 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 ล้านปีเทียบเท่ากับ น้ำมันดิบ 1 บาร์เรล
8. ภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Income tax) ร้อยละ 50

4.2.2 ข้อสมมุติด้านราคา

ราคาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ใช้ในการศึกษา มีรายละเอียดดังนี้

1. ราคาค่าใช้จ่ายสำหรับการลงทุนพื้นฐาน
 - การขอสัมปทานในการสำรวจปิโตรเลียม 0.50 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 2 มิติ 3.00 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - การสำรวจคลื่นไหวสะเทือน แบบ 3 มิติ 1.00 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมสำรวจ 20 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล 20 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
 - ค่าเจาะและพัฒนาหลุมผลิต 20 ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม
 - ค่าการวางท่อส่งก๊าซ 7.00 ล้านเหรียญสหรัฐ
 - ค่าอุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ 140 ล้านเหรียญสหรัฐ
2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ 1,000 ล้านเหรียญสหรัฐต่อพันล้านลูกบาศก์ฟุต และเพิ่มขึ้น (Escalation) ในอัตราร้อยละ 2 ต่อปี
3. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติอยู่ระหว่าง 3.00-9.00 เหรียญสหรัฐต่อล้านปีเทียบ โดยพิจารณาตามการเลือกกลุ่ม แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 12.6

4.2.3 ข้อสมมุติฐานอื่น ๆ

1. ราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติคงที่ตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี ตามอัตราเงินเฟ้อ
3. เริ่มการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ

ตารางที่ 12.6 แสดงความสัมพันธ์ของปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติกับราคาก๊าซธรรมชาติ

ระดับความน่าจะเป็นไปได้	ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ลูกบาศก์ฟุต	ราคา ก๊าซธรรมชาติ เหรียญฯ/ล้านบีทียู	ระดับความน่าจะเป็นไปได้	ปริมาณสำรอง ก๊าซธรรมชาติ ลูกบาศก์ฟุต	ราคา ก๊าซธรรมชาติ เหรียญฯ/ล้านบีทียู
2.47	1,758,794,741,948	3.63	45.04	475,220,401,976	4.62
5.35	1,479,873,478,547	3.64	46.77	465,097,890,027	3.81
5.96	1,447,959,643,541	4.12	50.66	428,116,589,847	3.25
5.22	1,433,732,209,694	6.98	57.36	398,693,557,222	8.04
10.59	1,216,675,903,528	7.52	55.15	382,581,458,284	3.74
15.55	1,091,385,535,139	3.96	59.74	350,517,430,908	5.68
15.05	1,064,910,519,936	4.57	61.56	332,285,607,295	4.06
14.51	1,001,465,074,625	8.37	67.50	331,945,012,135	7.98
17.81	941,258,074,062	8.48	67.84	319,528,444,697	8.34
21.49	824,204,867,366	8.37	66.41	318,494,122,341	7.15
19.60	823,059,995,417	7.44	67.75	317,147,489,678	5.83
24.26	792,382,634,714	7.92	62.68	315,966,746,468	7.97
24.53	789,145,294,221	4.87	69.74	275,017,415,595	4.51
24.45	779,124,470,966	3.46	67.27	270,262,724,930	8.76
25.36	777,493,644,766	3.24	70.49	250,874,919,601	8.52
25.02	740,410,179,622	4.99	73.85	245,508,533,010	5.40
29.75	721,237,479,833	5.96	77.95	203,569,346,750	3.25
27.28	717,722,811,454	7.06	74.30	200,733,005,874	6.22
29.83	702,508,384,569	3.12	77.51	200,055,133,479	5.72
29.94	691,819,368,022	5.16	78.68	191,816,839,351	7.54
35.23	595,832,336,373	6.14	84.70	155,147,044,556	3.03
38.64	572,626,403,044	6.69	96.05	84,040,466,325	4.41
40.07	532,730,727,039	7.19	95.59	83,365,883,998	3.47
39.99	523,739,857,602	5.34	99.76	45,767,598,283	6.03
47.29	508,372,892,817	3.82	99.56	36,135,629,727	4.98

4.3 ผลการวิเคราะห์กระแสเงินสด

นำสมมติฐานต่างๆ มาวิเคราะห์กระแสเงินสด ณ ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ และราคาซื้อขายก๊าซธรรมชาติต่างๆ กันคำนวณกระแสเงินสดสำหรับแหล่งก๊าซขนาดต่างๆ ผลการวิเคราะห์มีดังนี้

ตัวอย่างการคำนวณกระแสเงินสด ณ ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 1,759 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาก๊าซธรรมชาติ 3.63 เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู

1. อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติดังแสดงในตารางที่ 12.7

ตารางที่ 12.7 แสดงอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเวลา

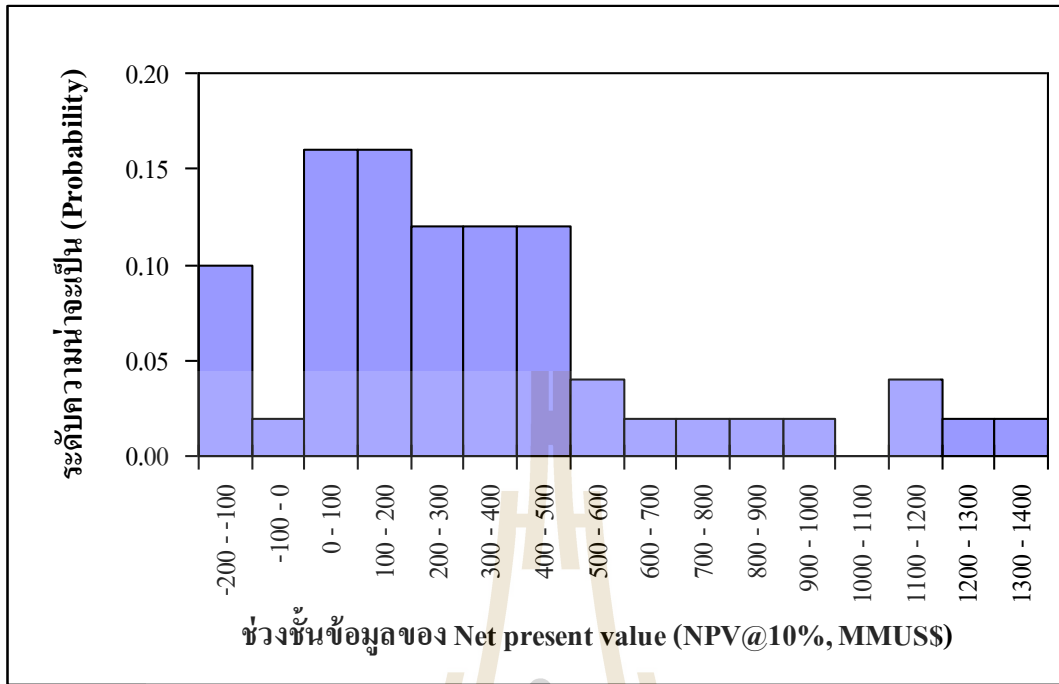
ปีที่	อัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ		
	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน	ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี
1	0.00	0.00	0.00
2	0.00	0.00	0.00
3	0.00	0.00	0.00
4	0.00	0.00	0.00
5	481.86	14,656.62	175,879.47
6	481.86	14,656.62	175,879.47
7	481.86	14,656.62	175,879.47
8	481.86	14,656.62	175,879.47
9	481.86	14,656.62	175,879.47
10	433.68	13,190.96	158,291.53
11	390.31	11,871.86	142,462.37
12	351.28	10,684.68	128,216.14
13	316.15	9,616.21	115,394.52
14	284.53	8,654.59	103,855.07
15	256.08	7,789.13	93,469.56
Total			1,621,086.57

2. ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
 - รายได้จากการขายก๊าซ (Gross revenue sale income) 5884.54 ล้านบาท
 - เงินลงทุนทั้งหมด 2,188.51 ล้านบาท แบ่งเป็น
 - (1) ค่าใช้จ่ายสำหรับการขอสัมปทาน และธรณีฟิสิกส์ 4.50 ล้านบาท
 - (2) ค่าใช้จ่ายสำหรับการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต และอุปกรณ์แยกก๊าซ 267.00 ล้านบาท
 - (3) ค่าใช้จ่ายสำหรับการดำเนินการ (Operation Cost) 1,917.01 ล้านบาท
 - เงินที่รัฐบาลได้
 - (1) ค่าภาคหลวง 882.68 ล้านบาท
 - (2) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร 1,406.67 ล้านบาท
3. เมื่อหักภาษีเงินได้ร้อยละ 50 จะมีกำไรสุทธิ 1,391.64 ล้านบาท และถ้าคิดเป็นค่าเงินปัจจุบันในปีเริ่มต้นของโครงการ ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10.00 (NPV@10%) ประมาณ 595.45 ล้านบาท
4. มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 60.48 และอัตราการคืนทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย (Discounted cash flow Internal Rate of Return) ร้อยละ 45.89
5. มีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit to Investment Ratio) เท่ากับ 4.86 และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังคิดอัตราดอกเบี้ย (Discounted Profit to Investment Ratio) เท่ากับ 2.08

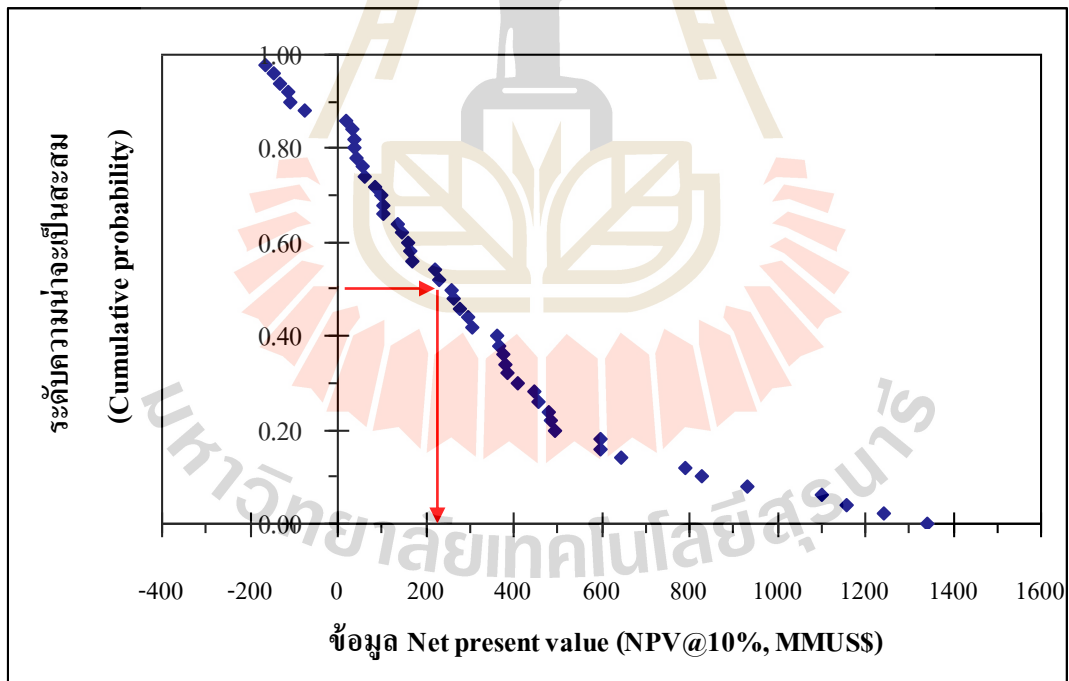
4.4 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตรเลียมเปรียบเทียบในโครงสร้างบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

โดยหลักการ Monte Carlo Simulation โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้จะได้กำไรและขาดทุน อยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 88 และ 12 โดยการวิเคราะห์นี้ได้จากกลุ่มตัวอย่างข้อมูลสุ่ม 50 ตัวอย่าง โดยพิจารณาจากค่าปริมาณสำรอง 36-1,760 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาก๊าซ 3-9 เหรียญต่อล้านปีทิว ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value) พบว่า

1. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้ได้กำไรอยู่ระหว่าง 0-200 ล้านบาท อยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 16
2. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้ได้กำไรอยู่ระหว่าง 200-500 ล้านบาท อยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 12
3. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้ได้กำไรอยู่มากกว่า 500 ล้านบาท อยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 2-4
4. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้จะขาดทุนอยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 2-10
5. ค่ากำไรปัจจุบันสุทธิ (NPV) เป็นค่าคาดหวัง (Expected Monetary Value P50) 200 ล้านบาท



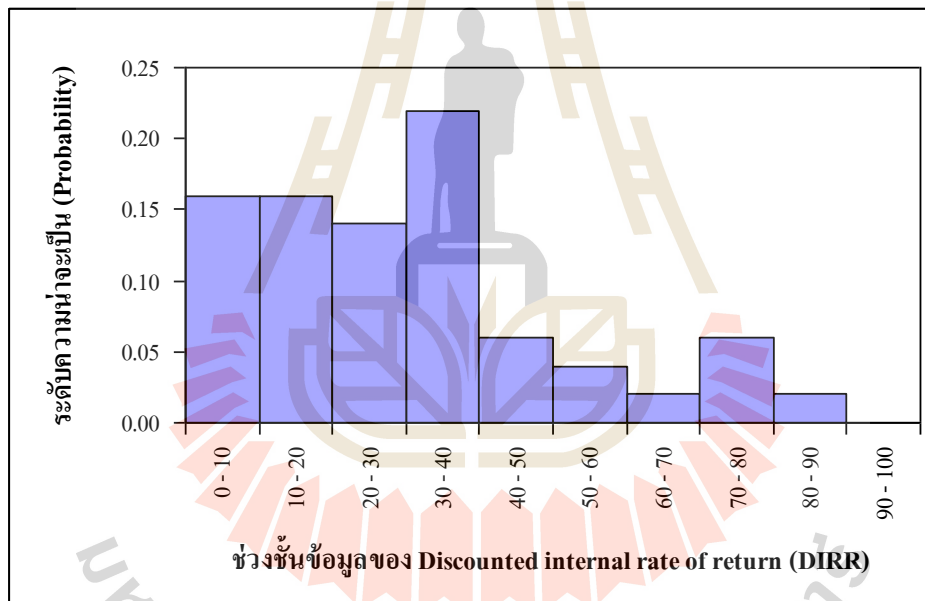
รูปที่ 12.7 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับช่วงชั้นข้อมูลของค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value)



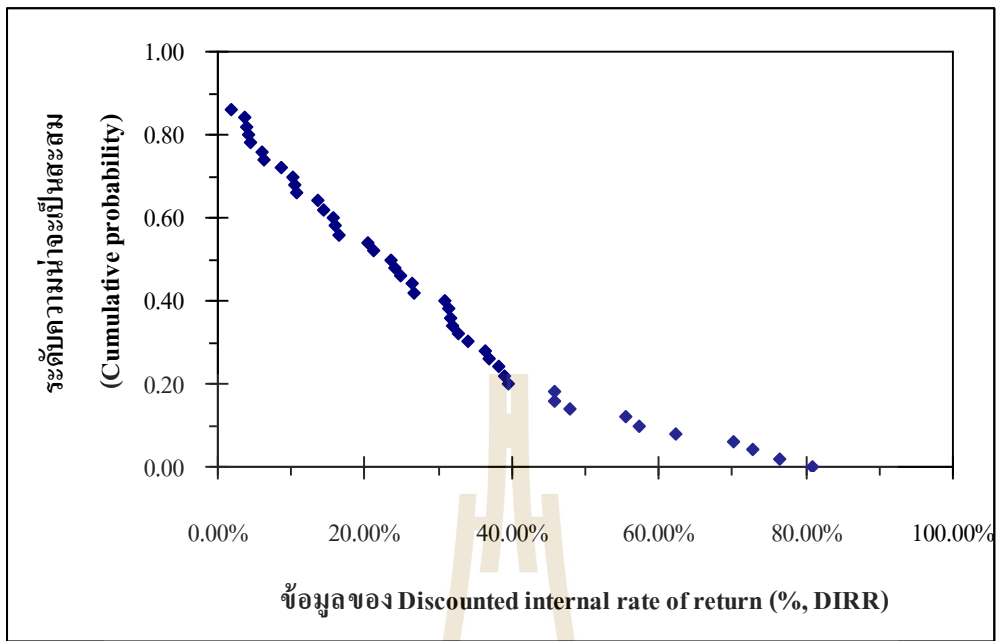
รูปที่ 12.8 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดขึ้น (Cumulative Probability) กับข้อมูลของค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value)

ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับอัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10 (Discounted internal rate of return @10%) พบว่า

1. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้ได้อัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยอยู่ที่ร้อยละ 30 จะอยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 22
2. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้ได้อัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยอยู่ที่ระหว่างร้อยละ 0-20 จะอยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 14-16
3. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้ได้อัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยมากกว่าร้อยละ 40 จะอยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 2-6
4. โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้จะขาดทุนอยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 2-10
5. ค่าอัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10 เป็นค่าคาดหวัง (Expected Monetary Value P50) ร้อยละ 20 %



รูปที่ 12.9 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับช่วงชั้นข้อมูลของอัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10 (Discounted internal rate of return @10%)



รูปที่ 12.10 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดขึ้น (Cumulative Probability กับอัตราการคืนทุนภายในหลังหักอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 10 (Discounted internal rate of return @10%)

5. สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 200 และ 500 พันล้านลบ.ฟุต

5.1 ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต (BCF) อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต (50 MMSCFD) โดยคำนวณแบบ Exponential Decline

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 24 ปี สรุปได้ดังนี้

- 1) อัตราการผลิตสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยคำนวณแบบ Exponential Decline ดังแสดงในตารางที่ 12.8
- 2) การผลิตก๊าซเริ่มผลิตในปีที่ 5 ของโครงการ ด้วยอัตราการผลิตวันละ 50.4 ล้าน ลบ.ฟุต โดยทำการผลิตในอัตราที่คงตัวนาน 5 ปี จึงเริ่มลดลงจนกระทั่งหยุดผลิตในปีที่ 24 ของโครงการ (ปีที่ 20 ของการผลิต) ด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 2.6 ล้าน ลบ.ฟุต

ตารางที่ 12.8 แสดงอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติเวลาสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 200 พันล้าน ลูกบาศก์ฟุต

ปีที่ (ปี)	อัตราการผลิตวันละ ล้าน ลบ. ฟุต	ปีที่ (ปี)	อัตราการผลิตวันละ ล้าน ลบ. ฟุต
1	0.00	13	22.8
2	0.00	14	18.7
3	0.00	15	15.3
4	0.00	16	12.6
5	50.4	17	10.3
6	50.4	18	8.5
7	50.4	19	6.9
8	50.4	20	5.7
9	50.4	21	4.7
10	41.4	22	3.8
11	33.9	23	3.1
12	27.8	24	2.6

3) ผลิตก๊าซได้ปริมาณรวมทั้งหมด 171.6 พันล้าน ลบ.ฟุต คิดเป็นร้อยละ 85.78 ของ ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

4) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม

- รายได้จากการขายก๊าซ (Gross sale income or Revenue) 36,026 ล้านบาท
- เงินลงทุนทั้งหมด 6,350 ล้านบาท แบ่งเป็น
 - (1) ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150 ล้านบาท
 - (2) ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ เท่ากับ 350 ล้านบาท
 - (3) ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต และอุปกรณ์ แยกก๊าซ 6,000 ล้านบาท
 - (4) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation Cost) 4,583 ล้านบาท
- เงินที่รัฐบาลได้
 - (1) ค่าภาคหลวง 3,149 ล้านบาท
 - (2) ผลตอบแทนพิเศษ(SRB) 980 ล้านบาท
 - (3) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร เท่ากับ 12,216 ล้านบาท

5) จากปีที่ 1 ถึงปีที่ 4 ของโครงการ ผลลัพธ์ของกระแสเงิน (Net Cash Flow) ยังคงเป็น ลบ เพราะยังไม่มีการผลิตก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นจึงมีแต่เฉพาะค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

6) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ อัตราผลิตวันละ 50.4 ล้าน ลบ.ถึงปี 10 จึงมี มีผลลัพธ์ของกระแสเงินรวมเป็นบวก(กำไรเพียง 955 ล้านบาท) อาจกล่าวได้ว่าโครงการนี้ สามารถคืนทุนได้ในปีที่ 10 ของโครงการหรือปีที่ 5 ของการผลิตก๊าซธรรมชาติ

7) อัตราการผลิตจะค่อย ๆ ลดลงจากปีที่ 10 ของโครงการหรือปีที่ 5 ของการผลิตจนกระทั่งถึงปีที่ 24 ของโครงการหรือปีที่ 20 ของการผลิต จึงหยุดทำการผลิตด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 2.6 ล้าน ลบ.ฟุต โดยมีรายได้สะสม 36,026 ล้านบาท

8) เมื่อหัก เงินลงทุน(Capital Expenditur) 6,350 ล้านบาท ค่าดำเนินการ (Operation Expenditure) 4,583 ล้านบาท ค่าภาคหลวง 3,149 ล้านบาท ผลตอบแทนพิเศษ(SRB) 980 ล้านบาท ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร เท่ากับ 12,216 บาท จะมีกำไร 8,796 ล้านบาท และถ้าคิดเป็นค่าเงินปัจจุบันในปีเริ่มต้นของโครงการ ด้วยอัตราลดเท่ากับ 10.00% จะได้กำไรสุทธิ 1,446ล้านบาท

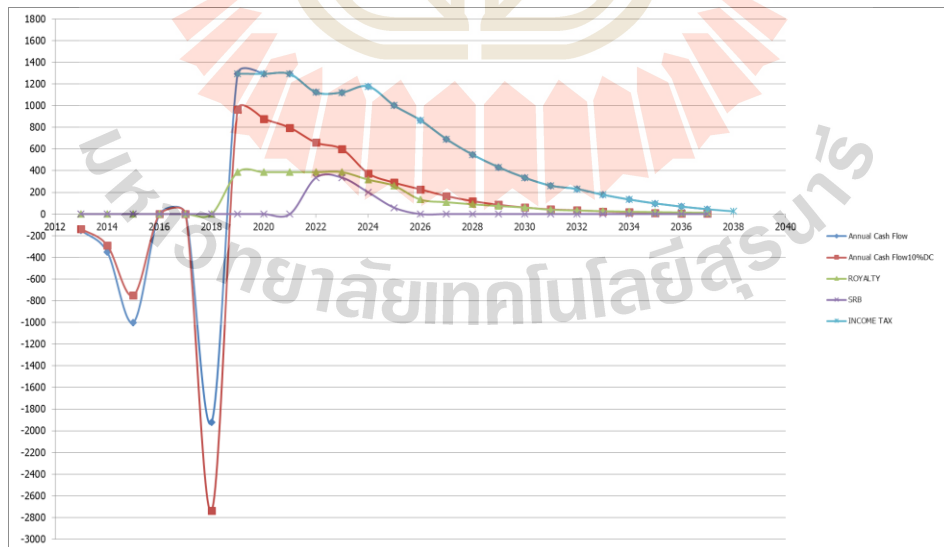
9) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 16.87 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio: PIR) เท่ากับ 1.39 หลักอัตราลดเท่ากับ 10.00% อัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return)เป็น ร้อยละ 6.24 และมีสัดส่วนกำไรเงินปัจจุบันต่อเงินลงทุน (Present Profit Investment Ratio: PIR) เท่ากับ 0.37 ดังแสดงในตารางที่ 12.9

ตารางที่ 12.9 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 50 ล้าน ลบ. ฟุต โดยคำนวณแบบ fraction of the open flow production

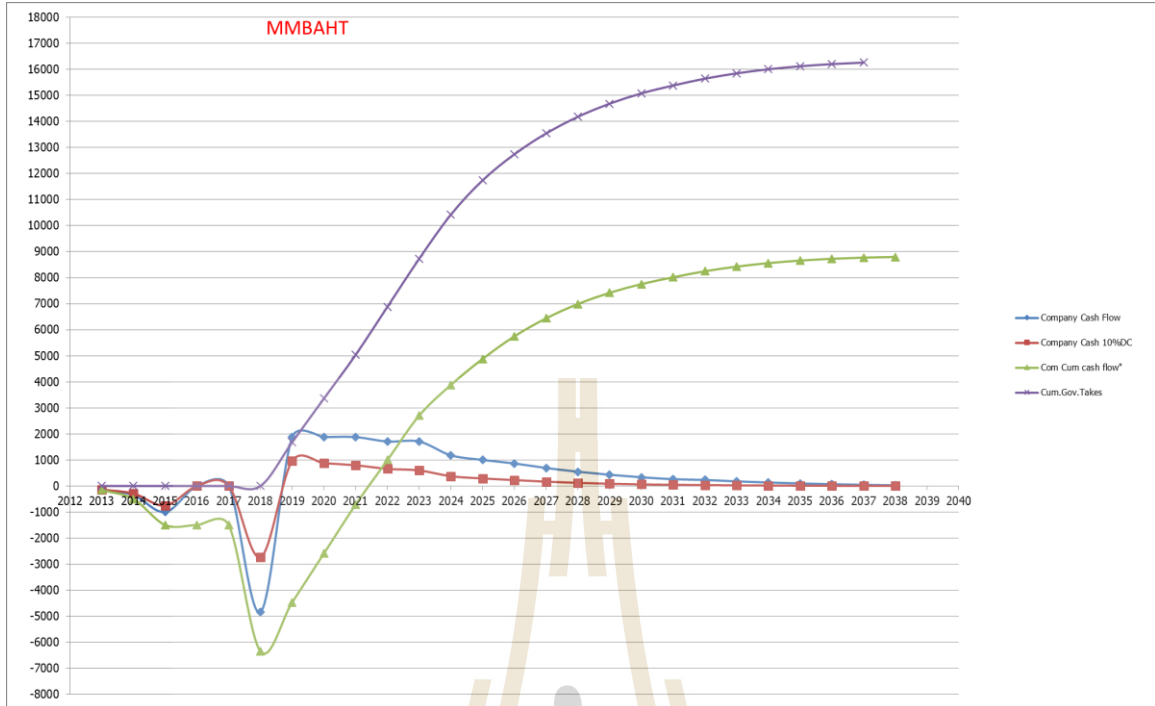
ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่ง	200	พันล้าน ลบ.ฟุต	ราคาก๊าซตลอดโครงการ 6.00 เหรียญต่อ 1 ล้าน BTU
ปริมาณก๊าซที่ผลิตได้	171.6	พันล้าน ลบ.ฟุต	
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้	3,149	ล้านบาท	อัตราดอกเบี้ย (discount factor rate) 10.00%
รัฐเก็บผลตอบแทนพิเศษ(SRB)	980	ล้านบาท	
รัฐเก็บภาษีเงินได้	12,216	ล้านบาท	
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้	21,013	ล้านบาท	
กำไรหลังหักภาษีเงินได้	8,796	ล้านบาท	
กำไรสุทธิที่ค่าเงินปัจจุบัน	1,446	ล้านบาท	
อัตราการคืนทุนหลังเสียภาษี	16.87%		
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเริ่มต้น	1.39		
อัตราการคืนทุนหลังdiscount10%	6.24%		
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังdiscount10%	0.37		

ตารางที่ 12.10 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 200 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(6wells)						
No.			UNIT	MONEY		
						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place	200	BCF	พันล้านลบฟุต		
2	Cumulative Gas Production	172	BCF	พันล้านลบฟุต		
3	Gas Remaining	28	BCF	พันล้านลบฟุต		
4	Exchange Rate	35	Baht/\$			
5	Gas Price	6	US\$/1,000 SCF			
6	Income	36,026	MMBaht	ล้านบาท		100%of Rev.
7	Royalty	3,149	MMBaht	ล้านบาท		
8	Concession	150	MMBaht	ล้านบาท		
9	Geological & Geophysical Surveys	350	MMBaht	ล้านบาท		
10	Exploration & Appraisal Wells	1,000	MMBaht	ล้านบาท		
11	Production Wells	2,400	MMBaht	ล้านบาท		
12	Pipelines & Processing	2,450	MMBaht	ล้านบาท		
Production Facilities						
13	TOTAL INVESTMENT	6,350	MMBaht	ล้านบาท		18%Of Rev.
14	Operation Cost	4,583	MMBaht	ล้านบาท		13%Of Rev.
15	SRB	980	MMBaht	ล้านบาท		
16	Total Allow Expense+SRB	15,013	MMBaht	ล้านบาท		
17	Taxable Income after SRB	21,013	MMBaht	ล้านบาท		
18	Income Tax	12,216	Baht	ล้านบาท		
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNS)	8,796	MMBaht	35%of Profit		24%Of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted	16.87%	%			
21	Profit to Investment Ratio (PIR)	1.39	Fraction			
22	Net Profit (10 % Discount)	1,446	MMBaht			
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted	6.24%	%			
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted	0.37	Fraction			
25	Total Government Takes	16,345	MMBaht	65%of Profit		45%Of Rev.
				Total	100%of Profit	100%of Rev.



รูปที่ 12.11 ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน,ค่าภาคหลวง, ผลตอบแทนพิเศษและภาษีเงินได้ กับ ระยะเวลา



รูปที่ 12.12 ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน, กำไรสะสม, และกำไรสะสมเป็นเงินปัจจุบัน กับ ระยะเวลา

5.2 ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 126 ล้าน ลูกบาศก์ฟุต ลบ. ฟุต โดยคำนวณแบบ Exponential Decline

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ในภาคผนวก ค แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการทั้ง 24 ปี สรุปได้ดังนี้

- 1) อัตราการผลิตสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 500 พันล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 126 ล้านลูกบาศก์ฟุต โดยคำนวณแบบ Exponential Decline ดังแสดงในตารางที่ 12.11
- 2) การผลิตก๊าซเริ่มผลิตในปีที่ 5 ของโครงการ ด้วยอัตราการผลิตวันละ 126 ล้าน ลบ. ฟุต โดยทำการผลิตในอัตราที่คงตัวนาน 5 ปี จึงเริ่มลดลงจนกระทั่งหยุดผลิตในปีที่ 24 ของโครงการ (ปีที่ 20 ของการผลิต) ด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 6.4 ล้าน ลบ. ฟุต
- 3) ผลิตก๊าซได้ปริมาณรวมทั้งหมด 429 พันล้าน ลบ.ฟุต คิดเป็นร้อยละ 85.78 ของปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ

ตารางที่ 12.11 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐกิจศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต

ปีที่ (ปี)	อัตราการผลิตวันละ ล้าน ลบ. ฟุต	ปีที่ (ปี)	อัตราการผลิตวันละ ล้าน ลบ. ฟุต
1	0.00	13	57.0
2	0.00	14	46.7
3	0.00	15	38.3
4	0.00	16	31.4
5	126.1	17	25.6
6	126.1	18	21.1
7	126.1	19	17.3
8	126.1	20	14.2
9	126.1	21	11.7
10	103.4	22	9.6
11	84.8	23	7.8
12	69.5	24	6.4

4) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีโตเร็ว

- รายได้จากการขายก๊าซ (Gross sale income or Revenue) 90,064 ล้านบาท
- เงินลงทุนทั้งหมด 12,750 ล้านบาท แบ่งเป็น
 - (1) ค่าใช้จ่ายในการขอสัมปทาน 150 ล้านบาท
 - (2) ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยา และธรณีฟิสิกส์ เท่ากับ 350 ล้านบาท
 - (3) ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิต และอุปกรณ์แยกก๊าซ 12,250 ล้านบาท
 - (4) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation Cost) 12,683 ล้านบาท
- เงินที่รัฐบาลได้
 - (1) ค่าภาคหลวง 11,553 ล้านบาท
 - (2) ผลตอบแทนพิเศษ(SRB) 14,121 ล้านบาท
 - (3) ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร เท่ากับ 20,454 ล้านบาท

5) จากปีที่ 1 ถึงปีที่ 4 ของโครงการ ผลลัพธ์ของกระแสเงิน (Net Cash Flow) ยังคงเป็นลบ เพราะยังไม่มีการผลิตก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นจึงมีแต่เฉพาะค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้น

6) มีการผลิตก๊าซธรรมชาติในปีที่ 5 ของโครงการ อัตราผลิตวันละ 50.4 ล้าน ลบ.ฟุต มีผลลัพธ์ของกระแสเงินรวม กำไรเพียง 1051 ล้านบาท อาจกล่าวได้ว่าโครงการนี้สามารถคืนทุนได้ในปีที่ 10 ของโครงการหรือปีที่ 5 ของการผลิตก๊าซธรรมชาติ

7) อัตราการผลิตจะค่อย ๆ ลดลงจากปีที่ 10 ของโครงการหรือปีที่ 5 ของการผลิตจนกระทั่งถึงปีที่ 24 ของโครงการหรือปีที่ 20 ของการผลิต จึงหยุดทำการผลิตด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 6.4 ล้าน ลบ.ฟุต โดยมีรายได้สะสม 90,064 ล้านบาท

8) เมื่อหัก เงินลงทุน(Capital Expenditur)12,750 ล้านบาท ค่าดำเนินการ(Operation Expenditure) 12,683 ล้านบาท ค่าภาคหลวง11,553 ล้านบาท ผลตอบแทนพิเศษ(SRB)17,580 ล้านบาท ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร เท่ากับ 21,827 ล้านบาท จะมีกำไร 15,627 ล้านบาท และถ้าคิดเป็นค่าเงินปัจจุบันในปีเริ่มต้นของโครงการ ด้วยอัตราลดเท่ากับ 10.00% จะได้กำไรสุทธิ 2,771 ล้านบาท

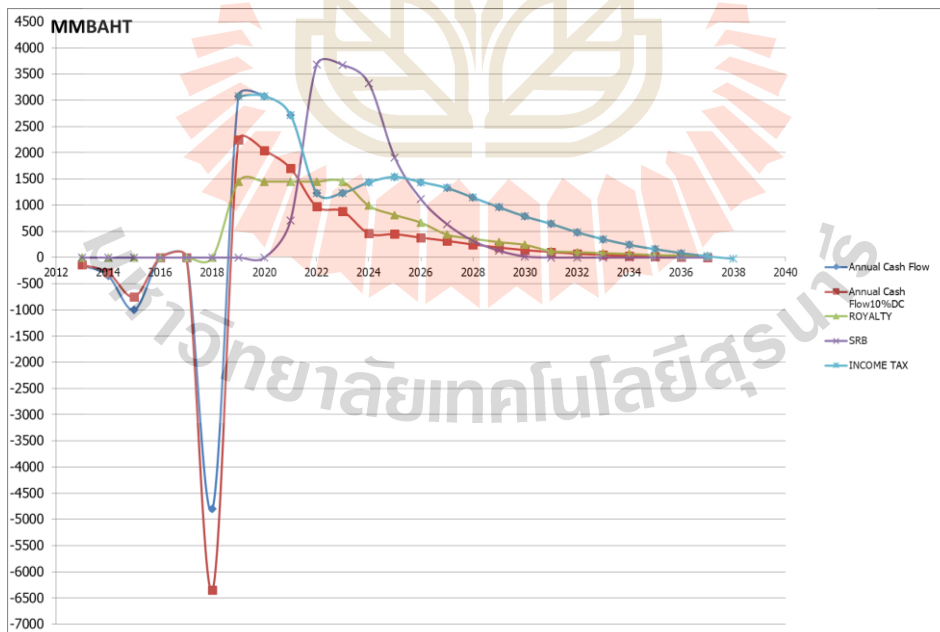
9) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 16.41 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio: PIR) เท่ากับ 1.11 หลักอัตราลดเท่ากับ 10.00% อัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return)เป็น ร้อยละ 5.83 และมีสัดส่วนกำไรเงินปัจจุบันต่อเงินลงทุน (Present Profit Investment Ratio: PIR) เท่ากับ 0.29 ดังแสดงในตารางที่ 12.12 และ 12.13

ตารางที่ 12.12 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต อัตราการผลิต เริ่มต้นวันละ 126 ล้าน ลบ. ฟุต โดยคำนวณแบบ Decline Curve

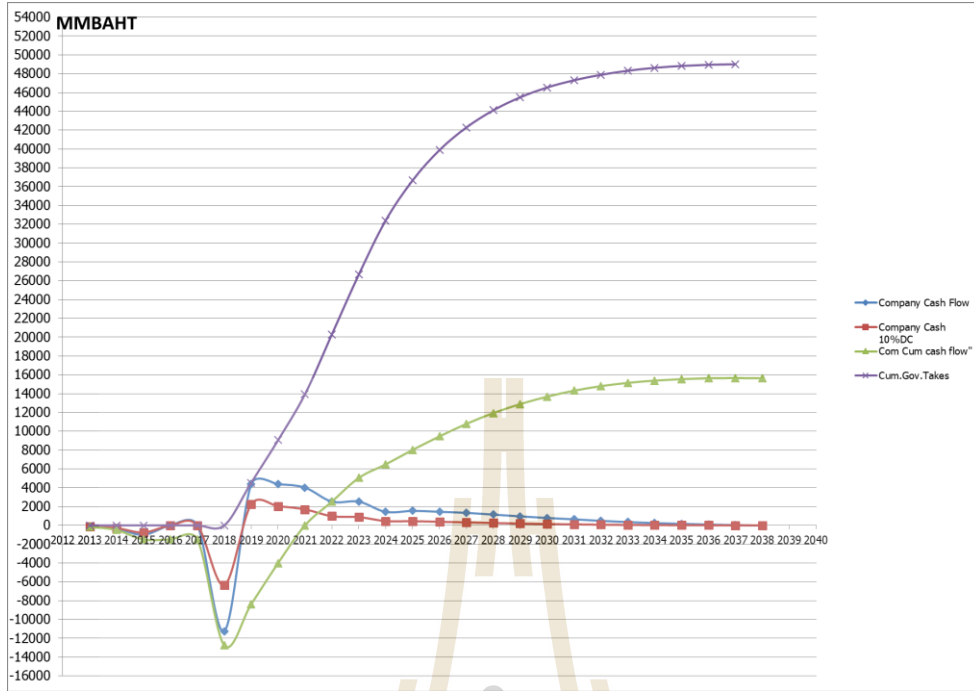
ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่ง	500	พันล้าน ลบ.ฟุต	ราคาก๊าซตลอดโครงการ
ปริมาณก๊าซที่ผลิตได้	429	พันล้าน ลบ.ฟุต	6.00 เหรียญต่อ 1 ล้าน BTU
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้	11,553	ล้านบาท	อัตราดอกเบี้ย (discount factor rate) 10.00%
รัฐเก็บผลตอบแทนพิเศษ(SRB)	17,580	ล้านบาท	
รัฐเก็บภาษีเงินได้	21,827	ล้านบาท	
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้	37,553	ล้านบาท	
กำไรหลังหักภาษีเงินได้	15,627	ล้านบาท	
อัตราการคืนทุนหลังเสียภาษี	18.27%		
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน	1.23		
กำไรหลัง DISCOUNT 10%	2,771	ล้านบาท	
อัตราการคืนทุนหลังdiscount10%	7.57%		
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังdiscount10%	0.37		

ตารางที่ 12.13 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 500 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU				UNIT		MONEY
No.						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place		500	BCF	พันล้านลบฟุต	
2	Cumulative Gas Production		429	BCF	พันล้านลบฟุต	
3	Gas Remaining		71	BCF	พันล้านลบฟุต	
4	Exchange Rate		35	Baht/\$		
5	Gas Price		6	\$/1,000 SCF		
6	Income		90,064	MMB	ล้านบาท	100%of Rev.
7	Royalty		11,554	MMB	ล้านบาท	
8	Concession		150	MMB	ล้านบาท	
9	Geological & Geophysical Surveys		350	MMB	ล้านบาท	
10	Exploration & Appraisal Wells		1,000	MMB	ล้านบาท	
11	Production Wells		6,000	MMB	ล้านบาท	
12	Pipelines & Processing		4,725	MMB	ล้านบาท	
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT		12,225	MMB	ล้านบาท	14%of Rev.
14	Operation Cost		11,683	MMB	ล้านบาท	13%of Rev.
15	SRB		14,531	MMB	ล้านบาท	
16	Total Allow Expense+SRB		49,707	MMB	ล้านบาท	
17	Taxable Income after SRB		40,357	MMB	ล้านบาท	
18	Income Tax		23,328	MMB	ล้านบาท	
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNNS)		17,028	MMB	26%of Profit	19%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted		19.71%	%		
21	Net Profit (10 % Discount)		3,239	MMB		
22	Profit to Investment Ratio (PIR)		1.23	Fraction		
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted		8.83%	%		
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted		0.45	Fraction		
25	Total Government Takes		49,413	MMB	74%of Profit	54%of Rev.
				TOTAL	100%of Profit	100%of Rev.



รูปที่ 12.13 ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน,ค่าภาคหลวง, ผลตอบแทนพิเศษและภาษีเงินได้ กับ ระยะเวลา

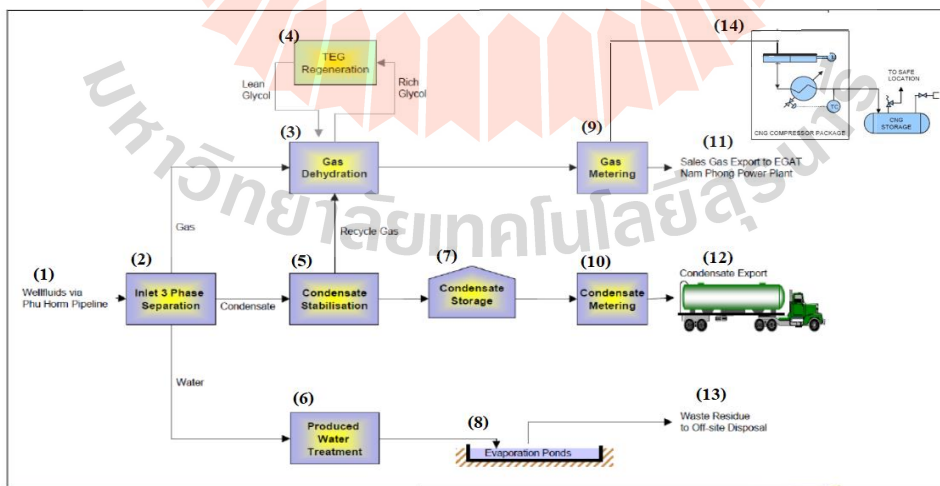


รูปที่ 12.14 ความสัมพันธ์ระหว่างกำไร, กำไรเป็นเงินปัจจุบัน,ค่าภาคหลวง, ผลตอบแทนพิเศษและภาษีเงินได้ กับ ระยะเวลา

6. สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจสำหรับการผลิตก๊าซ CNG or NGV

6.1 ผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการแยกและผลิตก๊าซ (Gas Processing)

ก๊าซ CNG or NGV สามารถผลิตจากกระบวนการผลิตก๊าซ โดย ต่อ อุปกรณ์ชุดเพิ่มความดัน(Compressure Package) ถึงเก็บก๊าซความดันสูง (High Pressure Gas Storage) และหัวจ่ายก๊าซ (Dispenser) เพิ่มเติม ดังแสดงใน รูปที่ 12.15



รูปที่ 12.15 ผังขบวนการแยกและผลิตก๊าซและผลิตก๊าซ CNG (Gas Processing+CNG Production)

การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการผลิตก๊าซ CNG or NGVจากกระบวนการแยกและผลิตก๊าซ ได้สมมุติว่าสำรวจพบแหล่งก๊าซปริมาณ 160 พันล้าน ลบ.ฟุต โครงสร้างราคาก๊าซอ้างอิงจากสหรัฐอเมริกาและแหล่งก๊าซในประเทศและอัตราคืนทุนที่เหมาะสม (IRR=15.15%) ราคาก๊าซคือ 6 เหรียญสหรัฐต่อพันลูกบาศก์ฟุต(6US\$/MSCF) ดังแสดงในตารางที่ 12.14

ตารางที่ 12.14 สรุปโครงสร้างราคาก๊าซก่อนทำ CNG ราคาก๊าซ 6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต หรือประมาณ $6 \times 35 = 210$ บาทต่อพันลบ.ฟุต (6US\$/MSCF)

Operation	COST per 1000SCF (US\$/ MSCF)	COST per 1000SCF (บาท/พันลบ.ฟุต)	%Share of Revenue	%of Profit
1 Geology,Geophysic Exploration	0.1	3.5		
2 Drilling and Well Completion(Exploratory and Production wells)(250\$/ft or 30000B/metre)	0.55	19.25		
3 Gathering,processing	0.4	14		
TOTAL INVESTMENT COST	1.05	36.75		
3 Waste Management	0.1	3.5		
4 Labour cost (Man power)	0.25	8.75		
5 Maintaniace	0.3	10.5		
6 G & A General and Administration cost	0.3	10.5		
TOTAL OPERATION EXPENDITURE				
TOTAL OPERATION COST	US\$/MSCF 2	70	33.33	
Royalty+Tax+SRB	US\$/MSCF 2.6	91	43.33	65
Company Profit	US\$/MSCF 1.4	49	23.33	35
Gas price	US\$/MSCF 6	210	100.00	

การคำนวณทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Cash Flow Analysis) สำหรับแหล่งก๊าซขนาด 160 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จะต้องใช้เงินลงทุน (Capital Expenditure) 5,540 ล้านบาท ค่าดำเนินการ (Operation Expenditure) 3,859 ล้านบาท รัฐบาลจะได้ผลประโยชน์ 12,553 ล้านบาท บริษัทจะได้กำไร 6,869 ล้านบาท โดยมีอัตราคืนทุน (IRR) 15.15 ดังแสดงตามตารางที่ 12.15

และเมื่อเราผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการแยกและผลิตก๊าซ ค่าชุดเพิ่มความดัน ถึงเก็บความดันสูง และระบบจ่าย ก๊าซ = 0.6 US\$/MSCF รวมเป็นราคา CNG ที่แหล่งก๊าซ คือ 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต ดังแสดงตามตารางที่ 12.16

ตารางที่ 12.15 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 160 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 160 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(5WELLS)				UNIT		MONEY
No.						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place		160	BCF	พันล้านลบฟุต	
2	Cumulative Gas Production		137	BCF	พันล้านลบฟุต	
3	Gas Remaining		23	BCF	พันล้านลบฟุต	
4	Exchange Rate		35	Baht/\$		
5	Gas Price		6	US\$/1,000 SCF		
6	Income		28,821	MMBaht	ล้านบาท	100%of Rev.
7	Royalty		2,431	MMBaht	ล้านบาท	
8	Concession		150	MMBaht	ล้านบาท	
9	Geological & Geophysical Surveys		350	MMBaht	ล้านบาท	
10	Exploration & Appraisal Wells		1,000	MMBaht	ล้านบาท	
11	Production Wells		1,800	MMBaht	ล้านบาท	
12	Pipelines & Processing		2,240	MMBaht	ล้านบาท	
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT		5,540	MMBaht	ล้านบาท	19.22%of Rev.
14	Operation Cost		3,859	MMBaht	ล้านบาท	13.39%of Rev.
15	SRB		313	MMBaht	ล้านบาท	
16	Total Allow Expense+SRB		12,143	MMBaht	ล้านบาท	
17	Taxable Income after SRB		16,677	MMBaht	ล้านบาท	
18	Income Tax		9,809	Baht	ล้านบาท	
19	Total Cash Flow(COMPANY EARNS)		6,869	MMBaht	35%of Profit	23.83%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted		15.15%	%		
21	Profit to Investment Ratio (PIR)		1.24	Fraction		
22	Net Profit (10 % Discount)		961	MMBaht	ล้านบาท	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted		4.68%			
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted		0.28	Fraction		
25	Total Government Takes		12,553	MMBaht	65%of Profit	43.56%of Rev.
				Total	100%of Profit	100%of Rev.

ตารางที่ 12.16 สรุปโครงสร้างราคาก๊าซหลังทำ CNG ราคาก๊าซ 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต

GAS PRICE AFTER CNG PRODUCTION			
TOTAL OPERATION COST	US\$/MSCF		2
Royalty+Tax+SRB	US\$/MSCF		2.6
Company Profit	US\$/MSCF		1.4
Gas Compression Package	US\$/MSCF		0.6
Storage and Dispenser			
Gas price	US\$/MSC		6.6
ราคาก๊าซ=6.6*35=231บาท/พันลบ.ฟุต			
หรือ=231/23=10 บาท/กิโลกรัม			

6.2 ผลิตก๊าซ CNG และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)

ราคาอุปกรณ์ต่างๆ ที่สถานีจำหน่ายก๊าซ CNG ขนาดวันละ 20,000 กิโลกรัม

ประกอบไปด้วย

1) อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Compressor)	16.0	ล้านบาท
2) ตู้จ่ายก๊าซ (Dispenser)	5.0	ล้านบาท
3) สายก๊าซ (Dual hose)	0.4	ล้านบาท
4) ถังเก็บก๊าซความดันสูง (Storage)	5.0	ล้านบาท
5) ระบบจัดการ	1.0	ล้านบาท
6) อุปกรณ์ทำให้ก๊าซแห้ง (Gas Dryes)	5.0	ล้านบาท
7) ที่ดินและสิ่งก่อสร้าง (Buiding & Land)	5.0	ล้านบาท
8) ระบบรับก๊าซ (Unload)	2.0	ล้านบาท
รวมทั้งหมดเป็น	39.4	ล้านบาท
หรือประมาณ	40	ล้านบาท

ดังแสดงในตารางที่ 12.17

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ 12.17 แสดงราคาอุปกรณ์การผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี ขนาด 20 ตัน ต่อวัน

20 TONS/day CNG STATION cost=40 MMB				
Facility and Equipment	COST			Remark
	(US\$)	In USA (Baht)	In THAILAND Thai Station (Baht)	
Compressor	550000	19,250,000	16,000,000	3stages
Dispenser	60000	2,100,000	5,000,000	4ตู้จ่าย
dual hose	7000	245,000	400000	
Storage	130000	4,550,000	5,000,000	Underground
management	30000	1,050,000	1,000,000	
Gas Dryer	300000	10,500,000	5,000,000	
Building&Land	140,000	4,900,000	5,000,000	
Unload		2,000,000	2,000,000	
	1217000	44,595,000	39,400,000	
1US\$=35Bahts		Profit 2B/kg		
ก๊าซธรรมชาติ(CNG)มีค่าความร้อน=42710btu/kg				
1MMSCF=1000MMBtu=1000,000,000/(42710Btu/Kg of CNG)=23,413.72 KG.or 23.4tons of CNG				
1000000000 Btu=23,413.72 Kg of CNG				

ราคาสถานีผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ขนาด วันละ20,000 กิโลกรัมจะอยู่ที่ 40 ล้านบาท การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ การลงทุนที่สถานีจำหน่าย CNG สามารถสรุปได้คือ

(1) ราคา CNG (NGV) ในปัจจุบัน (19 พย 2560) อยู่ที่ 13.47 บาท/กก. หรือ 315.38 บาทต่อล้านบีทียู หรือ ต่อ พันลูกบาศก์ฟุต (9.01US\$/MSCF)ดังแสดงตามตารางที่ 12.18

ตารางที่ 12.18 ราคาเชื้อเพลิงวันที่ 19 พฤศจิกายน พ.ศ. 2560

ราคาเชื้อเพลิงวันที่ 19/11/17				
	Heating		ราคาFuel Price	
	Value(Btu/Unit)	฿/Kg or Litre	B/MMBTU	US\$/MMBTU
CNG	42710Btu/Kg.	13.47	315.38	9.01
Gasoline	124340Btu/gal	28	852.43	24.36
Deisel	19584Btu/lbl	26	745.61	21.30

(2) ปตท. ขาย CNG ให้สถานีจำหน่าย ประมาณ 11.47 บาท/กก.(ก๊าซจากอ่าวไทย)

(3) สถานีจำหน่าย จะขายก๊าซที่มี 13.47 ได้กำไรประมาณ 2 บาท/กก. (ยังไม่ได้หัก ต้นทุนดำเนินการ)

(4) ต้นทุนที่เป็น Capex (Capital Expenditure) เท่ากับ 40 ล้านบาท ซึ่งจากการขาย CNG วันละ 20,000 กิโลกรัม จะเทียบเท่ากับก๊าซวันละประมาณ 1 ล้านลูกบาศก์ฟุต (1 MMSCF) ถ้าสถานีขายก๊าซทั้งหมด $300 \times 20 \times 1 = 6,000$ ล้านลบ.ฟุต เพราะฉะนั้นรายต้นทุนจะเท่ากับ $40 \times 10^6 / 6,000 \times 10^6 = 6.67$ บาท/พันลบ.ฟุต หรือเท่ากับ $6.67/35 = 0.19$ US\$/MSCF

(5) ต้นทุนเชื้อก๊าซจาก ปตท. 7.5 บาท/กิโลกรัม(ก๊าซจากอ่าวไทย)

(6) ค่าใช้จ่ายดำเนินการ NGV เฉลี่ยที่ประมาณ 6 บาทต่อกิโลกรัม ซึ่งค่าใช้จ่ายดำเนินการ NGV ประกอบด้วยค่าใช้จ่ายดังนี้

- 6.1 ต้นทุนค่าสถานีจ่ายก๊าซฯ หลัก (Mother Station)
- 6.2 ต้นทุนค่าสถานีบริการตามแนวท่อส่งก๊าซฯ (Conventional Station)
- 6.3 ต้นทุนค่าสถานีบริการนอกแนวท่อส่งก๊าซฯ (Daughter Station)
- 6.4 การขนส่งก๊าซ NGV ด้วยรถขนส่งก๊าซขนาดใหญ่ เพื่อขนส่งก๊าซฯ

ไปสู่พื้นที่ที่ไม่มีแนวท่อส่งก๊าซฯ พาดผ่าน

- 6.5 ต้นทุนค่าบริหารจัดการสถานีบริการ

(7) ต้นทุนต่างๆ ก่อนถึงสถานีจำหน่าย CNG จากข้อ 6.1-6.4 เท่ากับ 11.47 บาท/กิโลกรัมหรือ 7.67 US\$/MSCF

(8) ค่าที่สถานีจำหน่าย CNG ขายได้ 13.47 บาท/กก. 2 บาทที่เกินจะแบ่งเป็นค่าทุน (Capital) 40 ล้าน จะเท่ากับ 0.29 บาท/กก หรือ 6.69 บาท/พันลบ.ฟุต = $6.69/35 = 0.19$ US\$/MSCF ดังแสดงในตารางที่ 12.19

(9) จะเห็นว่าสถานีจำหน่าย CNG จะได้กำไรสุทธิ 1 บาท/กก. ถ้าขายวันละ 20,000 กิโลกรัม จะได้เงินวันละ 20,000 บาท 300 วันต่อปีจะได้เงิน 6,000,000 บาท เงินทุน 40 ล้าน ได้กำไร 6 ล้าน คิดเป็นอัตราคืนทุน (IRR) $6 \times 100 / 40 = 15\%$ ต่อปีและระยะเวลาคืนทุน = $100 / 15 = 6.67$ ปี

(10) ถ้าบริษัท SUT หรือ บริษัทอื่นพบก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือราคาที่สถานีจำหน่าย CNG จะเหลือเพียง 8.41 US\$/MSCF หรือประมาณ 291 บาทต่อพันลบ.ฟุต หรือประมาณ 12.80 บาทต่อกิโลกรัม โดยที่สถานีจำหน่าย CNG มีกำไร IRR = 15% ต่อปีดังแสดงในตารางที่ 12.20

(11) จะเห็นว่าสถานีจำหน่าย CNG จะได้กำไรสุทธิ 1 บาท/กก. ถ้าขายวันละ 20,000 กิโลกรัม จะได้เงินวันละ 20,000 บาท 300 วันต่อปีจะได้เงิน 6,000,000 บาท เงินทุน 40 ล้าน ได้กำไร 6 ล้าน คิดเป็นอัตราคืนทุน (IRR) $6 \times 100 / 40 = 15\%$ ต่อปีและระยะเวลาคืนทุน = $100 / 15 = 6.67$ ปี

(12) ถ้าบริษัท SUT หรือ บริษัทอื่นพบก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือราคาที่สถานีจำหน่าย CNG จะเหลือเพียง 8.41 US\$/MSCF หรือประมาณ 291 บาทต่อพันลบ.ฟุต หรือประมาณ 12.80 บาทต่อกิโลกรัม โดยที่สถานีจำหน่าย CNG มีกำไร IRR = 15% ต่อปีดังแสดงในตารางที่ 12.20

ตารางที่ 12.19 แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV) จากอ่าวไทย

ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย				
1US\$=35BAHTS				
CNG PRICE STRUCTURE@THAI FUELING STATION				
		B/KG	B/MSCF	US\$/MSCF
MARGIN		11.47	268.56	7.67
CAPITAL		0.29	6.79	0.19
OPERATION		0.71	16.62	0.47
PROFIT		1.00	23.41	0.67
TOTAL CNG(NGV) PRICE=		13.47	315.38	9.01
TPIPL FUELING STATION PROFIT=1*20,000*300				
=6,000,000BAHT/YEAR				
PROFIT/CAP=6MMB/40MMB=IRR=				
15 %/YEAR				

(13) จะเห็นว่าสถานีจำหน่าย CNG จะได้กำไรสุทธิ 1 บาท/กก. ถ้าขายวันละ 20,000 กิโลกรัม จะได้เงินวันละ 20,000 บาท 300 วันต่อปีจะได้เงิน 6,000,000 บาท เงินทุน 40 ล้าน ได้กำไร 6 ล้าน คิดเป็นอัตราคืนทุน(IRR) $6*100/40 = 15\%$ ต่อปีและระยะเวลาคืนทุน=100/15=6.67 ปี

(14) ถ้าบริษัท SUT หรือ บริษัทอื่นพบก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือราคาที่สถานีจำหน่าย CNG จะเหลือเพียง 8.41 US\$/MSCF หรือประมาณ 291 บาทต่อพันลบ.ฟุต หรือประมาณ 12.80 บาทต่อกิโลกรัม โดยที่สถานีจำหน่าย CNG มีกำไร IRR = 15% ต่อปีดังแสดงในตารางที่ 12.20

ตารางที่ 12.20 แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV) จากอ่าวไทยภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

พบก๊าซที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ				
1US\$=35BAHTS				
CNG PRICE STRUCTURE@THAI FUELING STATION				
		B/KG	B/MSCF	US\$/MSCF
GAS		10.04	231.00	6.60
TRANSPORT PRICE		0.76	17.50	0.50
CAPITAL		0.29	6.67	0.19
OPERATION		0.71	16.33	0.47
PROFIT		1.00	23.00	0.66
TOTAL CNG(NGV) PRICE=		12.80	294.50	8.41
THAI FUELING STATION PROFIT=1*20,000*300				
=6,000,000BAHT/YEAR				
PROFIT/CAP=6MMB/40MMB=IRR=				
15 %/YEAR				

บทที่ 13

สรุปและข้อเสนอแนะ

ในปี พ.ศ. 2559 ประเทศไทยนำเข้าปิโตรเลียมร้อยละ 57 ของที่ใช้ในประเทศ เป็นน้ำมันดิบ คอนเดนเสท และผลิตภัณฑ์สำเร็จรูปวันละ 838.1, 17.2 และ 59 พันบาร์เรลตามลำดับ ก๊าซธรรมชาติ วันละ 1,033 ล้านลูกบาศก์ฟุต ก๊าซธรรมชาติเหลว LNG วันละ 390 ล้านลูกบาศก์ฟุต (จากโอมาน 8 และกาตาร์ 382 ล้านลูกบาศก์ฟุต) รวมนำเข้าปิโตรเลียมเทียบเท่าน้ำมันดิบวันละ 1,121,200 บาร์เรล เป็นเงินกว่า 700,000 ล้านบาทต่อปี

การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมภายในประเทศจึงมีความจำเป็นที่รัฐบาล เอกชน และสถาบันการศึกษาจะต้องช่วยกันส่งเสริม เพื่อลดการนำเข้าปิโตรเลียม งานวิจัยนี้ได้ศึกษาศักยภาพและการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และนำก๊าซมาใช้ประโยชน์ทางอุตสาหกรรมและภาคขนส่งในรูปแบบของก๊าซเอ็นจีวี เป็นการเพิ่มมูลค่าก๊าซธรรมชาติ ทำให้ดึงดูดและชักจูงให้การพัฒนาแหล่งก๊าซเล็กๆ คุ่มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ ช่วยในการพัฒนาภาคตะวันออกเฉียงเหนือและประเทศได้

1. สรุปผลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ผลการศึกษา Petroleum System ในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ สรุปได้คือ

1) หินต้นกำเนิด (source rocks) ได้แก่ ชุดหินเพอร์มิ-คาร์บอนิเฟอรัส ชุดหินก่อนกลุ่มหินโคราชอายุไทรแอสซิก กลุ่มหินห้วยหินลาดอายุไทรแอสซิกตอนปลาย กลุ่มหินโคราช

2) หินกักเก็บ (reservoir rocks) คือหินโดโลไมต์และหินปูน หินทราย น้ำต้นของ Permian หินทราย fluvio-lacustrine ยุคไทรแอสซิกใต้ กลุ่มหินโคราช (Hua Hin Lat Formation) ที่มีรอยแตก (fractured basement) ตลอดจนหินทรายของหมวดหินน้ำพองและภูกระดึง และหินทรายยุคจูแรสซิกของหมวดหินพระวิหาร มีคุณสมบัติที่จะเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมได้ดี

3) หินปิดกั้น (seal) ได้แก่ หินดินดาน หินเคลย์ชั้นหนา แทรกสลับอยู่ในชั้นหินทราย และหินทรายแข็ง ของกลุ่มหินโคราช ชั้น นอกจากนี้ในหมวดหินที่อยู่ช่วงกลางของกลุ่มหินโคราช เช่น หมวดหินน้ำพอง และหมวดหินภูกระดึง ที่จับตัวแน่นมากด้วย argillaceous cement ทำให้หินดังกล่าวมี permeability ที่ต่ำมาก ซึ่งทำให้คุณสมบัติเป็นหินปิดกั้นที่ดี อยู่บนหินกักเก็บคาร์บอนเนตรวมทั้งหินปูนและหินเนื้อละเอียดอายุเพอร์เมียนบ่งลักษณะเป็นหินปิดกั้นที่ดีด้วย

4) การกักเก็บ (trap) โครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมในการกักเก็บปิโตรเลียม บริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือประกอบด้วย รอยผิวดิสัยผิวดมระหว่างกลุ่มหินสระบุรียุคเพอร์เมียน และกลุ่มหินห้วยหินลาดยุคไทรแอสซิก การกักเก็บในพืดหินปะการังอายุเพอร์เมียน โครงสร้าง half-graben ของหินเพอร์เมียนคาร์บอนเนตและหินไทรแอสซิกที่ถูกปิดทับโดยหินโคราช โครงสร้าง anticlines ของหินไทรแอสซิกและหินโคราชที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี

โครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียม (Petroleum Prospect)

โครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ มีการศึกษาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2514 ทำให้มีโครงสร้างต่างๆ มากมาย ทั้งที่น่าจะประสบผลสำเร็จและไม่ หลังจากที่มีข้อมูลการศึกษาเพิ่มเติมใน

ปัจจุบัน โดยจากการศึกษาผลจากการสำรวจทั้งในด้านธรณีวิทยา ธรณีฟิสิกส์ และธรณีเคมี รวมทั้งผลการเจาะสำรวจของบริษัทต่างๆ ได้มีการกำหนดขอบเขตของโครงสร้างกักเก็บปิโตรเลียมทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้งหมด 59 โครงสร้าง และได้ทำการเจาะพิสูจน์ไปแล้ว 14 โครงสร้าง

ได้มีการเจาะหลุมปิโตรเลียมทั้งหมด (รวมเจาะเสริมด้านข้าง) 62 หลุม พบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ 4 แหล่ง คือ น้ำพอง ภูฮ่อม ดงมูล และย่านฉาง โดยคาดว่าปริมาณสำรองเริ่มต้นประมาณ 450, 700-2000, 100-200, และ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

1. แหล่งก๊าซน้ำพอง ค้นพบโดยบริษัทเอสโซ่ฯ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 และเริ่มผลิตตั้งแต่ปี พ.ศ. 2533 จนถึงปัจจุบัน ผลิตก๊าซไปแล้ว 408 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และยังมีปริมาณสำรองเหลืออยู่ประมาณ 9-12 พันล้านลูกบาศก์ฟุต คาดว่าจะผลิตไปได้อีกประมาณ 8-10 ปี

2. แหล่งก๊าซสินภูฮ่อม ค้นพบโดยบริษัทเอสโซ่ฯ ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2526 ต่อมาบริษัทอาบีโก้ ได้สัมปทานต่อและขยายต่อให้ ปตทสผ เริ่มผลิตตั้งแต่ พ.ศ. 2547 ถึงปัจจุบัน ผลิตก๊าซไปแล้ว 350 พันล้านลูกบาศก์ฟุต เหลือปริมาณสำรองอยู่ประมาณ 110 ล้านลูกบาศก์ฟุต ถ้าไม่มีการพบปริมาณสำรองเพิ่มก็สามารถผลิตต่อไปได้อีกประมาณ 15 ปี

3. แหล่งก๊าซดงมูล ค้นพบโดยบริษัทเอสโซ่ฯ ในปี พ.ศ. 2533 ต่อมาบริษัทอาบีโก้ สัมปทานและเจาะหลุมดงมูล-3st ปี พ.ศ. 2555 พบก๊าซธรรมชาติ คาดว่าจะมีปริมาณสำรองประมาณ 100 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ยังไม่มีการผลิต

2. การเก็บหินตัวอย่าง การวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน

ตัวอย่างหิน 39 ตัวอย่างเก็บจากจังหวัดสระบุรี, จังหวัดลพบุรี, จังหวัดชัยภูมิ, จังหวัดนครราชสีมา, จังหวัดขอนแก่นจังหวัดเลยและจังหวัดเพชรบูรณ์ นำมาเจาะเป็นแท่งเพื่อวัดค่าความพรุนและความซึมผ่านของชั้นหิน สรุปได้คือ

ชั้นหินโคกกรวด หินภูพาน หินพระวิหาร หินภูกระดึง มีค่าความพรุนและค่าความซึมผ่านเฉลี่ยอยู่ที่ 13.8%, 0.55 md; 12.52%, 1.20 md; 12.6%, 30.51 md; และ 4.84%, 0.1 md ตามลำดับ

การวิเคราะห์หินตัวอย่างจากหลุมเจาะ หมวดหินผานกเค้ายุคเพอร์เมียน เป็นหินปูนและโดโลไมท์ มีค่าความพรุน 0.1-5.23% ค่าความซึมผ่าน 0.001-0.03 mD ข้อมูลจากหลุมเจาะอื่นๆ และหินโพล์ ค่าความพรุนเฉลี่ย 4% หินกักเก็บเป้าหมายที่ 2 หินทรายยุคคาร์บอนิเฟอรัส มีค่าความพรุน 8.3% ค่าความซึมผ่านได้ 4.15 mD และหินทรายหลังยุคไทรแอสซิก หมวดหินน้ำพอง มีค่าความพรุนเฉลี่ย 6%

3. การประเมินปริมาณทรัพยากรปิโตรเลียม

3.1 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างแหล่งเล็ก (SMALL Gas Field)

ใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ FASPU และโปรแกรม MSP สรุปได้คือจะพบก๊าซ 70-74, 161-192 และ 307-373 พันล้านลูกบาศก์ฟุต สำหรับความเป็นไปได้ร้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 13.1

ตารางที่ 13.1 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติระหว่างโปรแกรม FASPU กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างขนาดเล็ก ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
โปรแกรม FASPU	70	161	373
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation*Probability of Success	74	163	307
- วิธี Swanson's Mean	-	192	-

3.2 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างสี่คิ้ว (SIKEW prospect)

ผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ ระหว่างโปรแกรม FASPU, GeoX กับโปรแกรม MSP ในโครงสร้างสี่คิ้ว จะพบก๊าซ 177-242, 478-656 และ 916-1419 พันล้านลูกบาศก์ฟุต สำหรับความเป็นไปได้ร้อยละ 90, 50 และ 10 ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 13.2

ตารางที่ 13.2 การเปรียบเทียบผลการประเมินปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ ในโครงสร้างสี่คิ้ว

โปรแกรม	ปริมาณทรัพยากรธรรมชาติ (พันล้าน ลบ. ฟุต)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
-โปรแกรม FASPU*	177	501	1,419
-โปรแกรม GeoX **	234	478	916
โปรแกรม MSP			
- ประมวลผลด้วยวิธี Monte Carlo Simulation x Probability of Success**	242	522	1,023
- วิธี Swanson's Mean	-	656	-

3.3 ผลการประเมินศักยภาพโครงสร้างคล้ายน้ำพอง (Klay Nam Phong prospect)

มีความเป็นไปได้ระดับสูง คือ ร้อยละ 95 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 3 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 456.4621 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

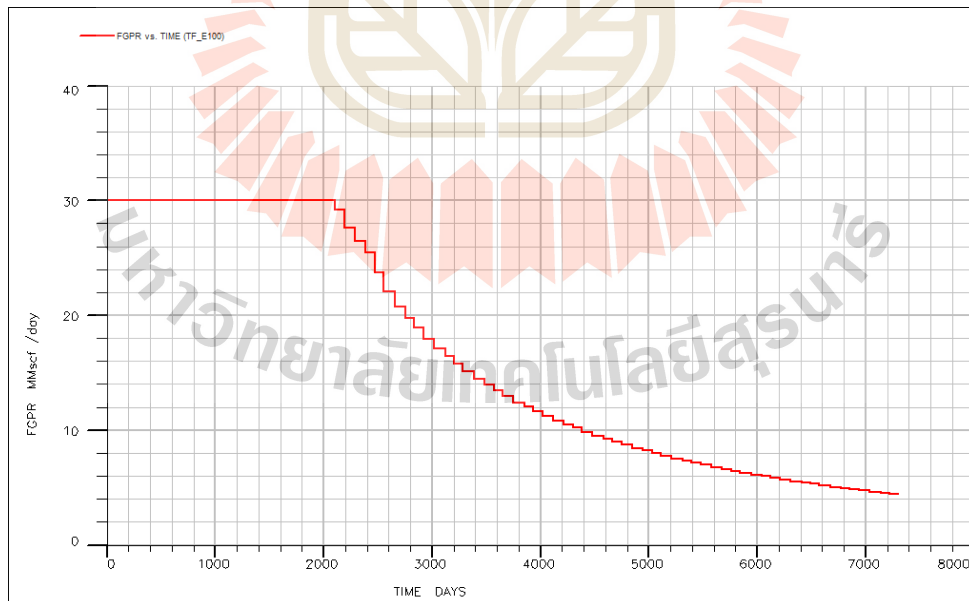
มีความเป็นไปได้ระดับปานกลาง หรือค่าคาดหวัง คือ ร้อยละ 50 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 5 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 1,140.73 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

มีความเป็นไปได้ระดับต่ำ คือ ร้อยละ 5 ที่จะพบแหล่งก๊าซธรรมชาติ 7 แหล่ง คิดเป็นปริมาณ 2,850.77 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

4. การสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมโดยโปรแกรมECLIPSE OFFICE 100

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่จัดทำขึ้นเพื่อใช้ในการศึกษาคั้งนี้โดยใช้โปรแกรม ECLIPSE OFFICE 100 สามารถแบ่งเป็น 2 ขนาด คือขนาดเล็กปริมาณก๊าซ 100, 120, 140, 160, 180 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 6 รูปแบบ และขนาดกลางปริมาณก๊าซ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต 2 รูปแบบ โดยพื้นที่ศึกษาเป็น พื้นที่ศึกษาภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แบบจำลองทั้ง 8 รูปแบบ จะแบ่งเป็น 8 ชั้น แต่ละชั้นจะมีเซลล์หรือที่เรียกว่า กริดบล็อก จำนวน 625 เซลล์ รวมแล้วมีเซลล์ทั้งหมด 5,000 เซลล์ ซึ่งจะเป็นจำนวนที่เหมาะสมสำหรับกักเก็บปิโตรเลียมขนาดเล็ก และการที่จะต้องมีทั้งหมด 8 ชั้น เพื่อให้มีการกระจายความพรุนและความสามารถในการไหลซึมผ่านของหินกักเก็บจากน้อย (ชั้นล่าง) ไปหามาก (ชั้นบน) ให้คล้ายจริงตามข้อมูลจากแหล่งปิโตรเลียมต่างๆ

4.1 ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมแหล่งก๊าซขนาดเล็กปริมาณ 160 พันล้านลูกบาศก์ฟุต โดยมีอัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต จะผลิตด้วยอัตราการไหลคงที่วันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตนาน 5.6 ปี จากนั้นจะค่อยๆลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 4.2 ล้านลูกบาศก์ฟุตได้การผลิตรวม 137 พันล้านลูกบาศก์ฟุต สัดส่วนการผลิต 0.66 ดังแสดงในรูปที่ 13.1 และผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมแหล่งก๊าซขนาดปริมาณก๊าซ 100, 120, 140, 160, 180 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในตารางที่ 13.3

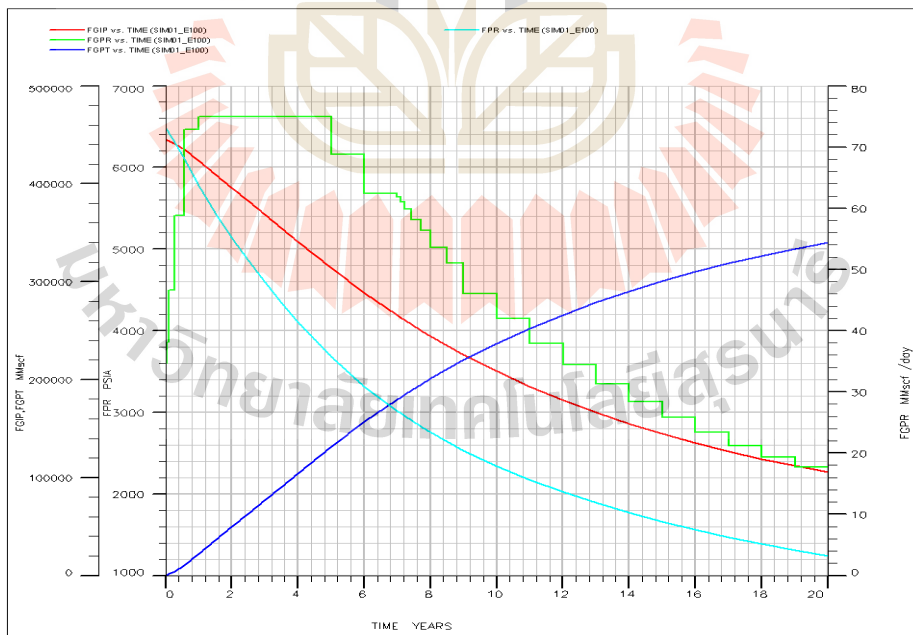


รูปที่ 13.1 อัตราการผลิต และเวลาการผลิตของแหล่งกักเก็บก๊าซ ขนาดเล็กปริมาณ 160 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

ตารางที่ 13.3 ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซขนาดปริมาณก๊าซ 100, 120, 140, 160, 180 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

Pattern	Original Gas In Place (MMSCF)	Allowable Production Rate (MMSCFD)	Time on Allowable Rate (Years)	Final Production Rate (ปีที่20ของการผลิต) (วันละล้าน ลบ.ฟุต)	Cumulative Production (MMSCF)	Recovery (Fraction to Original Inplace)
1	100	30	2.7	2.3	90	0.78
2	120	30	3.3	3	108	0.78
3	140	30	4.5	3.8	126	0.77
4	160	30	5.6	4.2	137	0.66
5	180	30	7.3	5.8	154	0.75
6	200	30	8.5	6.3	172	0.73

4.2 ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมแหล่งก๊าซขนาดขนาดกลางปริมาณ 450 พันล้านลูกบาศก์ โดยม้อัตรการไหลเริ่มต้นวันละ 65 ล้านลูกบาศก์ฟุต จะผลิตด้วยอัตรการไหลคงที่วันละ 65 ล้านลูกบาศก์ฟุตนาน 5 ปี จากนั้นจะค่อยๆลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตรการไหลวันละ 18 ล้านลูกบาศก์ฟุตได้การผลิตรวม 322 พันล้านลูกบาศก์ฟุต สัดส่วนการผลิต 0.72 ดังแสดงในรูปที่ 13.2 และผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมแหล่งก๊าซขนาดปริมาณก๊าซ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงในตารางที่ 13.4



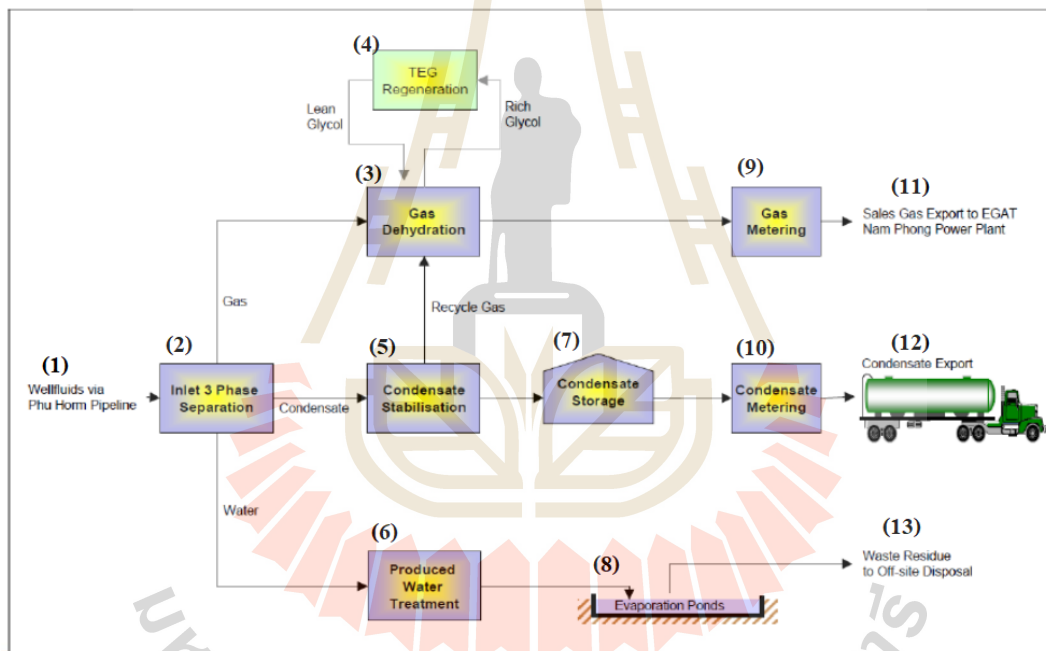
รูปที่ 13.2 ปริมาณในแหล่งกักเก็บ ปริมาณสำรอง อัตรการผลิต และความดันของแหล่งกักเก็บกับเวลาของแหล่งกักเก็บก๊าซขนาด 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต จากการคำนวณของโปรแกรม Eclipse office 100

ตารางที่ 13.4 ผลจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซขนาดปริมาณก๊าซ 250 และ 450 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

RESERVOIR SIMULATION RESULTS FOR 250 AND 450 BCF MODELS						
	Original	Allowable	Time on	Final	Cumulative	%Recovery
Pattern	Gas In	Production Rate	Allowable Rate	Production Rate	Production	(Percent to
	Place	(MMSCFD)	(Years)	(ปีที่20ของการผลิต)	(MMMSCF)	Original
	(MMMSCF)	(วันละล้าน ลบ.ฟุต)	(ปี)	(วันละล้าน ลบ.ฟุต)	(พันล้าน ลบ.ฟุต)	Inplace)
	(พันล้าน ลบ.ฟุต)					
1	250	50	6	7	210	83.7
2	450	65	5	17	322	72.3

5. การออกแบบอุปกรณ์ในกระบวนการผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติ

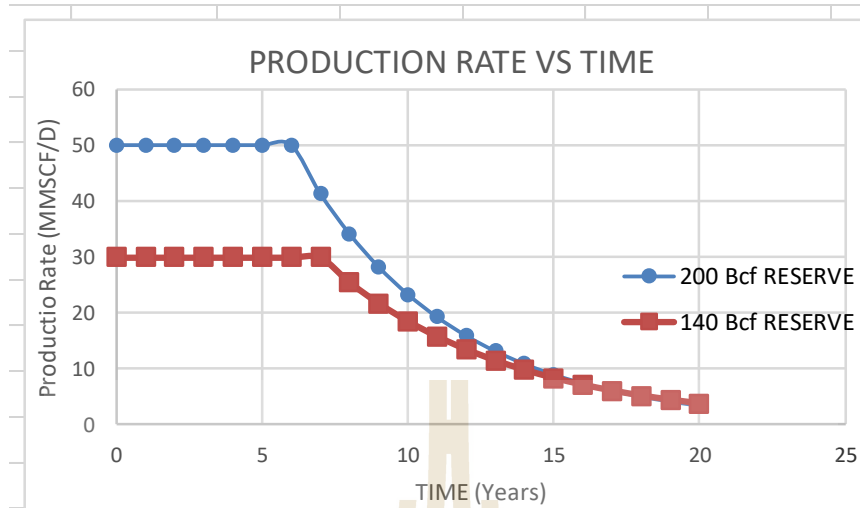
อุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แสดงตามรูปที่ 13.3



รูปที่ 13.3 แผนผังอุปกรณ์การผลิตก๊าซและแยกก๊าซในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

5.1 การคาดคะเนอัตราการผลิต (Production Forecast)

ใช้วิธี Exponential Decline สำหรับ แหล่งก๊าซขนาดเล็กปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีอัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุตคงที่นาน 7 ปี จากนั้นจะค่อยๆ ลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 3.75 ล้านลูกบาศก์ฟุต แหล่งก๊าซขนาด 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีอัตราการไหลเริ่มต้นวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุตคงที่นาน 6 ปี จากนั้นจะค่อยๆ ลดลงถึงปีที่ 20 จะมีอัตราการไหลวันละ 3 ล้านลูกบาศก์ฟุต ดังแสดงตามรูปที่ 13.4



รูปที่ 13.4 อัตราการผลิตกับเวลาของแหล่งก๊าซสำรอง 140 และ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

5.2 อุปกรณ์แยกของไหล สาม สถานะ (Three Phase Separator)

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (140Bcf) อัตราการผลิต 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์แยกของไหลสามสถานะมีเส้นผ่าศูนย์กลาง 6 ฟุต ยาว 12 ฟุต

แหล่งก๊าซขนาด ปริมาณสำรอง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต (200Bcf) อัตราการผลิต 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์แยกของไหลสามสถานะมีเส้นผ่าศูนย์กลาง 6 ฟุต ยาว 15 ฟุต

5.3 อุปกรณ์ลดความชื้น (Glycol Contactor)

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิต 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์ลดความชื้นมี 8 ถาดจับความชื้น (Trays@24" spacing) เส้นผ่าศูนย์กลาง 3 ฟุต (Diameter d=3.4 ft.) หน่วยหมุนเวียนสารจับความชื้น (Triethylene Glycol) ใช้พลังงานความร้อน 350,000 บีทียู/ชั่วโมง

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิต 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์ลดความชื้นมี 8 ถาดจับความชื้น (Trays@24" spacing) เส้นผ่าศูนย์กลาง 4.3 ฟุต (Diameter d=4.3 ft.) หน่วยหมุนเวียนสารจับความชื้น (Triethylene Glycol) ใช้พลังงานความร้อน 583,075 บีทียู/ชั่วโมง

5.4 ออกแบบท่อส่งก๊าซและอุปกรณ์เพิ่มความดัน (Pipe Line and Compressor Design)

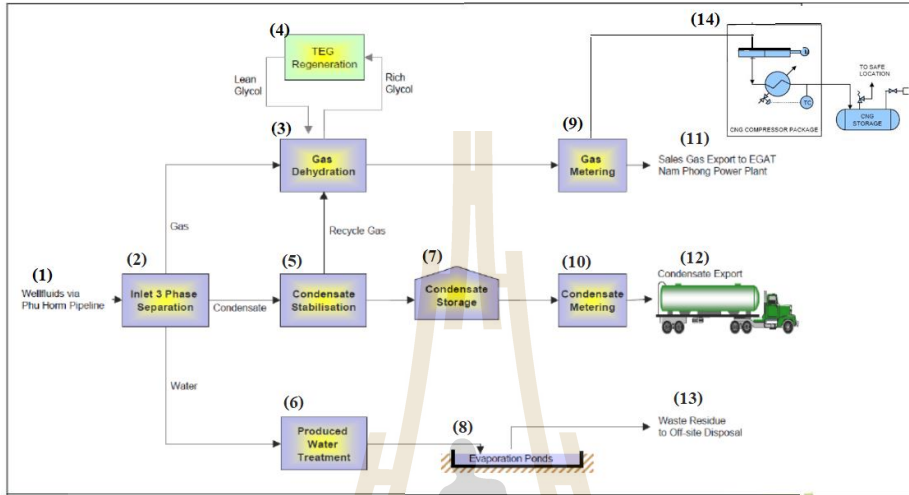
แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 140 พันล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิตวันละ 30 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Gas Compressor) 2000 แรงม้า ท่อส่งก๊าซขนาด 8 นิ้ว ยาว 200 กิโลเมตร

แหล่งก๊าซขนาดปริมาณสำรอง 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิตวันละ 50 ล้านลูกบาศก์ฟุต อุปกรณ์เพิ่มความดัน (Gas Compressor) 3,200 แรงม้า ท่อส่งก๊าซขนาด 10 นิ้ว ยาว 200 กิโลเมตร

6. การผลิตก๊าซเอ็นจีวี

6.1 ผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการผลิตก๊าซ (Gas Processing)

การผลิต CNG ที่แหล่งก๊าซทำได้โดยติดตั้งชุดเพิ่มความดัน (compressor package(14)) ถึงเก็บก๊าซความดันสูง (high pressure gas storage) และอุปกรณ์จ่ายก๊าซดังแสดงในรูปที่ 13.5



รูปที่ 13.5 ผังแสดงการผลิตก๊าซธรรมชาติและก๊าซ CNG ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

6.2 ผลิตก๊าซ CNG และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)

อุปกรณ์ที่สถานีจำหน่าย CNG (ในรูปที่ 13.6) ประกอบไปด้วย ท่อน้ำก๊าซเข้า (Inlet Gas line) มาตรวัดปริมาณก๊าซ (Utility Gas Meter) อุปกรณ์ทำก๊าซแห้ง (Inlet Dryer) อุปกรณ์กรองก๊าซ (Filters) อุปกรณ์อัดก๊าซความดันสูง (High Pressure Gas Compressor) แผงควบคุมการไหล (Priority/ Sequence Panel) ถึงเก็บก๊าซความดันสูง (High Pressure Gas Storage) และหัวจ่ายก๊าซ (Gas Dispenser)



รูปที่ 13.6 อุปกรณ์ผลิตและจำหน่ายก๊าซ CNG ที่สถานี (CNG Fueling Station)

7. การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

7.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซขนาดเล็ก 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต คือ บริษัทลงทุน 6,350 ล้านบาท ใช้จ่ายค่าดำเนินการ 4,583 ล้านบาท รัฐบาลได้ค่าภาคหลวง 3,149 ล้านบาท ผลตอบแทนพิเศษ 980 ล้านบาท ภาษีเงินได้ 12,216 ล้านบาท บริษัทได้กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 8,796 ล้านบาท ด้วยอัตราคืนทุน ร้อยละ 16.87 ต่อปี แสดงในตารางที่ 13.5

ตารางที่ 13.5 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 200 พันล้าน ลบ.ฟุต

ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่ง	200	พันล้าน ลบ.ฟุต	ราคาก๊าซตลอดโครงการ 6.00
ปริมาณก๊าซที่ผลิตได้	171.6	พันล้าน ลบ.ฟุต	เหรียญต่อ 1 ล้าน BTU
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้	3,149	ล้านบาท	อัตราดอกเบี้ย (discount factor rate) 10.00%
รัฐเก็บผลตอบแทนพิเศษ(SRB)	980	ล้านบาท	
รัฐเก็บภาษีเงินได้	12,216	ล้านบาท	
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้	21,013	ล้านบาท	
กำไรหลังหักภาษีเงินได้	8,796	ล้านบาท	
กำไรสุทธิที่ค่าเงินปัจจุบัน	1,446	ล้านบาท	
อัตราการคืนทุนหลังเสียภาษี	16.87%		
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเริ่มต้น	1.39		
อัตราการคืนทุนหลังdiscount10%	6.24%		
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังdiscount10%	0.37		

สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต คือ บริษัทลงทุน 4,275-6,350 ล้านบาท ใช้จ่ายค่าดำเนินการ 2,576- 5,073 ล้านบาท รัฐบาลได้ผลประโยชน์ 7,979-16,321 ล้านบาท บริษัทได้กำไร 4,241-8,772 ล้านบาท ด้วยอัตราคืนทุน ร้อยละ 12.3-16.8 แสดงในตารางที่ 13.6

ตารางที่ 13.6 ผลวิเคราะห์กระแสเงินสดสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-200 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

SMALL GAS FIELD CASH FLOW SUMMARY										
Prospect	Case	Gas In Place Bcf(Billion cu. ft.) (no. wells drilled)	CAPEX Investment (MMBaht) (million Baht)	OPEC Operation Exp. (MMBaht)	Variable (MMBaht)	TOTAL Operation Cost	Government Takes Royalty+Tax and SRB (MMBaht)	Company Profit (MMBaht)	IRR(%) (internal rate of return %)	IRR(%) after 10% Discount
Small	1	100(4 wells)	4,275	2000	576	2,576	7979	4,241	12.3	0.6
Gas	2	120(5wells)	4,980	2400	691	3,091	9470	5,165	12.9	1.3
Field	3	140(5wells)	5,260	2800	807	3,607	11347	6,270	14.5	2.7
	4	160(5wells)	5,540	3000	858	3,859	12564	6,858	15.1	4.7
	5	180(6wells)	6,168	3300	966	4,266	14423	7,567	15.3	4.8
	6	180(5wells)	5,781	3300	966	4,266	14436	7,939	16.5	5.9
	7	200(6wells)	6,350	4000	1073	5,073	16321	8,772	16.8	6.2

7.2 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์แหล่งก๊าซขนาดปานกลาง 100-1000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 500 พันล้านลูกบาศก์ฟุต คือ บริษัทลงทุน 12,225 ล้านบาท ใช้จ่ายค่าดำเนินการ 11,683 ล้านบาท รัฐบาลได้ค่าภาคหลวง 11,554 ล้านบาท ผลตอบแทนพิเศษ 14,531 ล้านบาท เก็บภาษีเงินได้ 23,328 ล้านบาท บริษัทได้กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 17,028 ล้านบาท ด้วยอัตราคืนทุน ร้อยละ 19.71 แสดงในตารางที่ 13.7

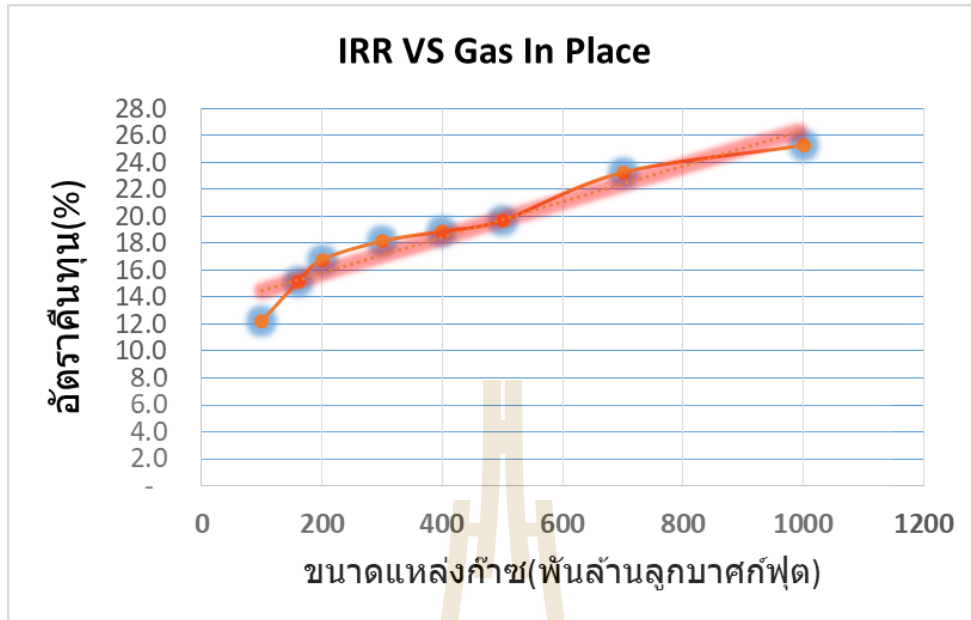
ตารางที่ 13.7 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ ปริมาณสำรอง 500 พันล้าน ลบ.ฟุต

ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่ง	500	พันล้าน ลบ.ฟุต	ราคาก๊าซตลอดโครงการ	6.00
ปริมาณก๊าซที่ผลิตได้	429	พันล้าน ลบ.ฟุต	เหรียญต่อ 1 ล้าน BTU	
รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้	11,554	ล้านบาท	อัตราดอกเบี้ย (discount factor rate)	10.00%
รัฐเก็บผลตอบแทนพิเศษ(SRB)	14,582	ล้านบาท		
รัฐเก็บภาษีเงินได้	23,328	ล้านบาท		
กำไรก่อนหักภาษีเงินได้	40,357	ล้านบาท		
กำไรหลังหักภาษีเงินได้	17,028	ล้านบาท		
อัตรากำไรคืนทุนหลังเสียภาษี	19.71%			
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน	1.23			
กำไรหลัง DISCOUNT 10%	3,237	ล้านบาท		
อัตรากำไรคืนทุนหลังdiscount10%	8.83%			
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนหลังdiscount10%	0.45			

สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-1000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต คือ บริษัทลงทุน 4,275-22,150 ล้านบาท ใช้จ่ายค่าดำเนินการ 2,576-23,720 ล้านบาท รัฐบาลได้ผลประโยชน์ 7,829-129,518 ล้านบาท บริษัทได้กำไร 4,241-30,357 ล้านบาท ด้วยอัตราคืนทุน ร้อยละ 12.3-25.3 แสดงในตารางที่ 13.8 จะพบว่าอัตราคืนทุน(IRR)แปรผันเพิ่มขึ้นโดยตรงกับขนาดแหล่งก๊าซแสดงในรูปที่ 13.7

ตารางที่ 13.8 ผลวิเคราะห์กระแสเงินสดสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติ 100-1,000 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

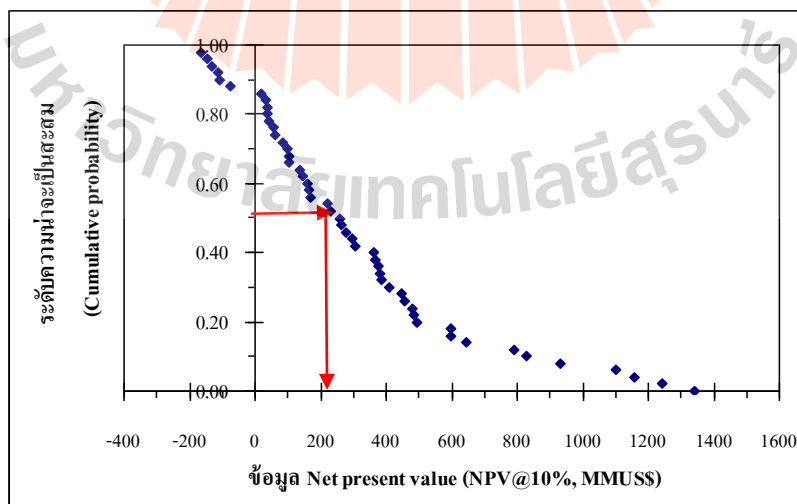
MEDIUM GAS FIELD CASH FLOW SUMMARY										
Prospect	Case	Gas In Place Bcf(Billion cu. (ft.) (no. wells drilled)	CAPEX	OPEC		TOTAL	Government	Company	IRR(%)	IRR(%)
			Investment (MMBaht) (million Baht)	Fixed (MMBaht)	Variable (MMBaht)	Operation Cost	Takes Royalty+Tax and SRB (MMBaht)	Profit (MMBaht)	(internal rate of return %)	after 10% Discount
	1	100(4 wells)	4,275	2000	576	2,576	7,829	4,241	12.3	0.6
	2	160(5 wells)	5,540	3000	859	3,859	12,564	6,858	15.1	4.7
Gas Field	3	200(6wells)	6,350	3510	1073	4,583	16,321	8,772	16.8	6.2
	4	300(8wells)	8,775	5400	1610	7,010	26,213	12,204	18.2	7.4
	5	400(10wells)	10,500	7500	2146	9,646	39,592	14,424	18.9	8.1
	6	500(12wells)	12,225	9000	2683	11,683	49,413	17,028	19.7	8.8
	7	700(16wells)	16,665	14000	3654	17,654	86,446	23,433	23.3	12.1
	8	1000(21wells)	22,150	18500	5220	23,720	129,518	30,357	25.3	13.9



รูปที่ 13.7 แสดงอัตราคืนทุน(IRR)แปรผันกับขนาดแหล่งก๊าซ

7.3 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมเปรียบเทียบในโครงสร้างกักเก็บต่างๆ

โอกาสที่การลงทุนในโครงการนี้จะได้กำไรและขาดทุน อยู่ที่ประมาณความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้นร้อยละ 88 และ 12 โดยการวิเคราะห์นี้ได้จากกลุ่มตัวอย่างข้อมูลสุ่ม 50 ตัวอย่าง โดยพิจารณาจากค่าปริมาณสำรอง 36-1,760 พันล้านลูกบาศก์ฟุต และราคาก๊าซ 3-9 เหรียญต่อล้านปีที่ยู่ในการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ระหว่างความน่าจะเป็นที่จะเกิดขึ้น (Frequency Probability) กับค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value) พบว่า ค่ากำไรปัจจุบันสุทธิ (NPV) เป็นค่าคาดหวัง (Expected Monetary Value P50) คือ 200 ล้านดอลลาร์สหรัฐ ดังแสดงในรูปที่ 13.8



รูปที่ 13.8 ความสัมพันธ์ระหว่างระดับความน่าจะเป็นสะสมที่จะเกิดขึ้น (Cumulative Probability)

กับข้อมูลของค่าเงินสะสมปัจจุบัน (Net Present Value)

7.4 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับการผลิตก๊าซ CNG or NGV

7.4.1 ผลิตก๊าซ CNG จากกระบวนการผลิตก๊าซ (Gas Processing)

ราคาผลิตก๊าซบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือมาจากค่าดำเนินการ 2 เหรียญสหรัฐ ค่าภาคหลวง+ผลตอบแทนพิเศษ+ภาษีเงินได้ 2.6 เหรียญสหรัฐ กำไรของบริษัท 1.4 เหรียญสหรัฐ รวมเป็น 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต หรือ 210 บาทต่อพันลบ.ฟุต ถ้าจะผลิต CNG จากกระบวนการผลิตก๊าซโดยเพิ่ม กระบวนการอัดก๊าซและถังเก็บก๊าซความดันสูง ราคาเพิ่มอีก 0.6 เหรียญ เป็นราคาก๊าซ CNG 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต หรือ 231 บาทต่อพันลบ.ฟุต (6.6 US\$/MSCF) หรือ 10 บาทต่อกิโลกรัม ดังแสดงในตาราง 13.9

ตารางที่ 13.9 สรุปโครงสร้างราคาหลังทำ CNG ราคาก๊าซ 6.6 เหรียญสหรัฐต่อพันลบ.ฟุต

GAS PRICE AFTER CNG PRODUCTION			
TOTAL OPERATION COST	US\$/MSCF	2	
Royalty+Tax+SRB	US\$/MSCF	2.6	
Company Profit	US\$/MSCF	1.4	
Gas Compression Package	US\$/MSCF	0.6	
Storage and Dispenser			
Gas price	US\$/MSC	6.6	
ราคาก๊าซ=6.6*35=231บาท/พันลบ.ฟุต			
หรือ=231/23=10 บาท/กิโลกรัม			

7.4.2 ผลิตก๊าซ และสถานีจำหน่าย CNG (CNG Fueling Stations)

ราคาอุปกรณ์ต่างๆรวมทั้งที่ดินและสิ่งก่อสร้างสำหรับสถานีจำหน่ายก๊าซ CNG ขนาดวันละ 20,000 กิโลกรัมในประเทศไทยจะประมาณ 40 ล้านบาท คิดเป็นต้นทุน 6.67 บาท/พันลบ.ฟุต (0.29 บาทต่อกิโลกรัม) หรือ 0.19 US\$/MSCF

ราคา CNG (NGV) ที่สถานีจำหน่ายในปัจจุบัน (4 ธค. 2560) อยู่ที่ 13.47 บาท/กก. โดยมีต้นทุนที่ปตท.นำก๊าซจากอ่าวไทยจะขาย CNG ให้สถานีจำหน่าย 11.47 บาท/กก. ต้นทุนที่เป็น Capex สถานีจำหน่าย 0.29 บาทต่อกิโลกรัมค่าดำเนินการ(Operation Expenditure) เท่ากับ 0.71 บาทต่อกิโลกรัม กำไรของสถานีจำหน่าย 1บาทต่อกิโลกรัม (IRR=15%) บาท ดังแสดงในตารางที่ 13.10

ตารางที่ 13.10 แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV)จากอ่าวไทย

ก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทย				
1US\$=35BAHTS				
CNG PRICE STRUCTURE@THAI FUELING STATION				
	B/KG	B/MSCF	US\$/MSCF	
MARGIN	11.47	268.56	7.67	
CAPITAL	0.29	6.79	0.19	
OPERATION	0.71	16.62	0.47	
PROFIT	1.00	23.41	0.67	
TOTAL CNG(NGV) PRICE=	13.47	315.38	9.01	
TPIPL FUELING STATION PROFIT=1*20,000*300				
=6,000,000BAHT/YEAR				
PROFIT/CAP=6MMB/40MMB=IRR=			15 %/YEAR	

ถ้าบริษัทSUT หรือ บริษัทหนึ่งใดพบก๊าซธรรมชาติขนาดเล็กบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือราคาที่มี SUT จะเหลือเพียง 8.41 US\$/MSCF หรือประมาณ 291 บาทต่อพัน ลบ.ฟุต หรือประมาณ 12.66 บาทต่อกิโลกรัม โดยที่สถานี SUT มีกำไร IRR = 15% ต่อปีดังแสดงในตารางที่ 13.11

ตารางที่ 13.11 แสดงโครงสร้างและราคาก๊าซ CNG (NGV)จากภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

พบก๊าซที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ				
1US\$=35BAHTS				
CNG PRICE STRUCTURE@THAI FUELING STATION				
	B/KG	B/MSCF	US\$/MSCF	
GAS	10.04	231.00	6.60	
TRANSPORT PRICE	0.76	17.50	0.50	
CAPITAL	0.29	6.67	0.19	
OPERATION	0.71	16.33	0.47	
PROFIT	1.00	23.00	0.66	
TOTAL CNG(NGV) PRICE=	12.80	294.50	8.41	
THAI FUELING STATION PROFIT=1*20,000*300				
=6,000,000BAHT/YEAR				
PROFIT/CAP=6MMB/40MMB=IRR=			15 %/YEAR	

8. ข้อเสนอแนะในการทำงานวิจัย

1. การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในแต่ละโครงสร้างสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยการวิเคราะห์จากข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียม ร่วมกับการใช้โปรแกรม FASPU, GeoX และ MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean และ Probability of Success) สามารถวิเคราะห์และประเมินศักยภาพปิโตรเลียมได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงควรมีการพิจารณาการวิเคราะห์และประเมินปริมาณปิโตรเลียมเหล่านี้ต่อไปเพื่อการพัฒนาให้เหมาะสมกับสถานะความต้องการพลังงานทางด้านปิโตรเลียมที่มีค่อนข้างสูงในปัจจุบัน

2. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการใช้โปรแกรม FASPU และ GeoX 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 เพราะเป็นภาษาคอมพิวเตอร์ที่ค่อนข้างเรียนรู้ได้ง่ายและมีสามารถประยุกต์การทำงานได้หลากหลาย
5. ข้อมูลที่ใช้ในการประมวลผลของโปรแกรม ประเมิน ศักยภาพปิโตรเลียมแต่ละโปรแกรม เป็นข้อมูลที่ศึกษาและพิจารณาจากหลุมเจาะปิโตรเลียมของประเทศไทย ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ
6. การประมวลผลที่แม่นยำของแต่ละโปรแกรม ขึ้นอยู่กับขั้นตอนการออกแบบทฤษฎีที่ใช้ ฐานข้อมูล และการข้อมูลนำเข้า
7. ผลลัพธ์ทางสถิติของข้อมูลทางด้านธรณีวิทยาและวิศวกรรมปิโตรเลียมต่างๆ ช่วยให้สามารถพิจารณาช่วงที่เหมาะสมสำหรับการเลือกและประยุกต์ข้อมูลที่จะใช้ในการประมวลผลของโปรแกรม
8. การประยุกต์ใช้โปรแกรมประเมินหลายๆ โปรแกรม ทำให้เกิดความน่าเชื่อถือและยอมรับได้ เมื่อเทียบกับการใช้เพียง 1 โปรแกรมในการประเมินซึ่งอาจเกิดความคลาดเคลื่อนได้
9. ในการวิเคราะห์โครงสร้างของแหล่งก๊าซธรรมชาติเพื่อหาขนาดของแหล่งก๊าซประกอบไปด้วยพื้นที่ (Area) ระบายก๊าซ ความหนา (Thickness) ต้องได้มาจากแผนที่โครงสร้าง (Structural Contour Map) ซึ่งควรจะใช้ Software เช่น Kingdom หรือ Petrel ซึ่งจะได้ข้อมูลจากการทำ Seismic Survey จึงจะได้โครงสร้างและตัวประกอบที่สมจริงมากขึ้น
10. ผู้วิจัยควรมีความรู้และความเข้าใจในการใช้โปรแกรม Eclipse สำหรับการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บ โครงสร้างชั้นหินทรายชุดโคราช จนไปถึงการจำลองการผลิตปิโตรเลียม
11. บางข้อมูลนำเข้า (Input in simulation) อาจจะมีค่าล้าบากอยู่บ้างในการวิเคราะห์ อันเนื่องมาจากข้อจำกัดของข้อมูลนำเข้าบางอย่างซึ่งไม่ชัดเจนนัก ถ้าข้อมูลนำเข้าใกล้เคียงกับความจริงผลจากการจำลองคอมพิวเตอร์ (reservoir simulation) ก็จะตรงกับแหล่งก๊าซจริง
12. การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในงานวิจัยนี้มีการลงทุนในการทำธุรกิจที่เป็น การคาดคะเนเทียบกับการลงทุนในปัจจุบัน การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ในอนาคตควรปรับ ราคา ก๊าซ อัตราแลกเปลี่ยนที่เป็นจริง ราคาค่าใช้จ่าย เงินลงทุน ค่าดำเนินการ ภาษีต่างๆให้เป็นในอนาคตตามสถานการณ์และความเหมาะสม
13. ผู้วิจัยมีความคาดหวังว่ารายงานการวิจัยเล่มนี้จะมีประโยชน์กับผู้สนใจในการประเมินศักยภาพปิโตรเลียมในแต่ละโครงสร้างสำหรับภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย และต่อโครงสร้างอื่นๆในประเทศไทยต่อไป

บรรณานุกรม

- กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ. (2551). การศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กในบริเวณแหล่งสิริกิติ์และใกล้เคียง.
- Assavarittiiprom, V., Chaisilboon, B. and Polachan, S. (1995). Review on petroleum exploration in Northeastern Thailand. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95) (pp.541-550). Khon Kaen.
- BALLESEROS, L.E. CHAVEZ. 2004. RAPID ASSESSMENT OF REDEVELOPMENT POTENTIAL IN MARGINAL OIL FIELDS, APPLICATION TO THE CUT BANK FIELD. Graduate Thesis. Texas A & M University.
- Booth, John. (2000). PETROLEUM GEOLOGY OF THE KHORAT PLATEAU BASIN N.E. THAILAND. Amerada Hess Thailand, August 2000 DMR Presentation. (Unpublished manuscript).
- Chinoroje, O. and Cole, M.R. (1995). Permian carbonates in the Dao Ruang-1 exploration well Implications for petroleum potential, Northeast Thailand. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95) (pp.563-576). Khon Kaen.
- Chonglakmani, C., Charoentitira, T. and Liengjarern, M. (1995). Permian carbonates of Loei area, Northeastern Thailand. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95) (pp. 577-587). Khonkaen.
- Fee, D.A. O'DEA, J. (1986). Technology for Developing Marginal Offshore Oilfields. ELSEVIER APPLIED SCIENCE PUBLISHERS, LONDON and NEW YORK
- Gaewmood, P., and Trisarn, K. (2017). Study on Increasing Production and Potential of Khorat Sand using Fracturing and Computer Simulation. International Convention on Civil Engineering 2017 9ICCE2017). July 20-21, 2017, Nakhon Ratchasima, Thailand.
- GMT, SUT (1999). PETROLEUM POTENTIAL ASSESSMENT OF NORTHEASTERN 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.

- Janbumrung, V., and Trisarn, K. (2017). Acid Stimulation of Carbonate Reservoir in Northeastern Thailand Using Developed Computer Program. International Journal of Computer (IJC), Volume 25. No1, pp 40-51
- John, R. F. (1997). Principles of Applied Reservoir Simulation. Texas: Houston.
- L. L. Faulkner (2006), FUNDAMENTALS OF NATURAL GAS PROCESSING, Columbus Division, Battelle Memorial Institute and Department of Mechanical Engineering, The Ohio State University, Columbus, Ohio, U.S.A.
- Mahattanachai, T (2011). New Petroleum Opportunity in the next Bidding round Block, The 4th Petroleum Forum, 26-27 May 2011, Shinnawatra Tower III, Bangkok, Thailand
- Micheal Economides. (2007). Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production. Energy Tribune Publishing Inc. Houston TX 77040.
- Petroleum Act and Petroleum Income Tax Act B.E. 1999_Thailand III. Mineral Fuels Division. Department of Mineral Resources. Ministry of Industry.
- Petroleum Institute of Thailand, PTIT FOCUS September 2012, การศึกษาเปรียบเทียบระบบบริหารจัดการสัมปทานปิโตรเลียม 27 มิถุนายน 2556
- Pradidtan, S. (1995). Petroleum exploration in Northeastern Thailand: The revealed results and its potential. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95) (pp. 589-599). Khon Kaen.
- RPS Energy Consultants Limited. (2012). RESERVES AND RESOURCES CERTIFICATION FOR THE SINPHUHORM GAS FIELD AS OF 1ST JANUARY, 2012, March 2012, Singapore.
- Sattayarak, N. (2005). Petroleum Potential of the Northeast ,Thailand. In Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.) (pp.21-30). Khon Kaen.
- Sattayarak, N., Pradidtan, S. and Chonglakmani, C. (1997). Stratigraphy and depositional environment of the upper Palaeozoic and Mesozoic sediments in the central and northeastern parts of Thailand. In the International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific and the Associated Meeting of IGCP 359, IGCP 383 (Geo-Indo'97) (pp. 7-14). Bangkok.
- Siddiqi, A.M., Kumar, T. and Doshi, C.S. (1994). Development of Marginal Oil & Gas Fields by Linear Programming Models - a Techno-Commercial Approach. SPENIS 93053, Proceedings, SPENIS National Seminar on Technology Trends in Oil Industry, Dehradun, UP (Jan. 7-8).
- Somchai Poom-Im. (2001). UPDATED THAILAND HYDROCARBON POTENTIAL : OPPORTUNITIES

- & INCENTIVES SPAPEX Exploration Conference 2001, Orchard Hotel Singapore 4-6 April 2001.
- SPE. (2001) Guideline for the Evaluation Guidelines for the Evaluation of Resources. A supplement to the SPE-WPC Petroleum Reserves Definitions and the SPE-WPC/AAPC Petroleum Resources Definitions. Joint publication of the Society of Petroleum Engineers, The World Petroleum Congresses and the American Association of Petroleum Geologists.
- Stig Svalheim (2004). Marginal Field Development - a Norwegian Perspective. The 3rd PPM Seminar. Chiang Mai, Thailand.
- Thanajaro, Thanana. (2008). FPSO for Marginal Field Development : A Case Study of Northern Arthit Development Project. in 12th PTTEP TECHNIAL FORUM 2008, August 21-22, 2008, Sofitel Centara Grand Hotel Bangkok.
- Trisarn, K. (1987). The Reserve, Energy Production and Production Natural Gas Rate Determination. Institute of Engineering, Suranaree University of Technology. (Unpublished manuscript).
- Trisarn, K. (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.
- Trisarn, K. (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.
- Trisarn, K. (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.
- Trisarn, K (2011). การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์. การประชุมวิชาการด้านเหมืองแร่โลหการและปิโตรเลียมครั้งที่ 9 Resources Exploration and Utilization for Sustainable Environment (REUSE 2010) วันที่ 13-14 มกราคม 2554 โรงแรมมณเฑียรวิเวกริไซด์ กรุงเทพมหานคร
- Trisarn, K. (2011). Study on Marginal Petroleum Field in Thailand. The 4th Petroleum Forum, 26-27 May 2011, Shinnawatra Tower III, Bangkok, Thailand.
- Trisarn, K (2011). Study on Marginal Petroleum Field in Thailand. Proceeding of the International Conference on: Geology, Geotechnology and Mineral Resources of INDOCHINA (GEOINDO 2011) December 1-3, 2011 Kosa Hotel. , Khonkaen, THAILAND., P234-242.

- Trisarn, K. (2013) การประเมินศักยภาพปิโตรเลียมภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์. นวัตกรรมและเทคโนโลยี ผลิตภัณฑ์ทางวิศวกรรม, 2013 Institute of Engineering, Suranaree University of Tecnology. pp 75-78
- Trisarn, K., & Wannakomol, A. (2014). Petroleum Potential Assessment in Northeastern Thailand Using Computer Programs. In International Workshop on Tethyan Orogenesis and Metallogeny in Asia Asia and Cooperation Among Institutions of Higher Education (IWTOMA). 12-16 October 2014, Wuhan, China.
- Trisarn, K., & Wannakomol, A. (2015). Evaluation of Small Gas Field in Northeastern Thailand for NGV. Second International Workshop on Tethyan Orogenesis and Metallogeny in Asia and Silk Road Higher Education Cooperation Forum (2 nd IWTOMA), 16-18 Oct. 2015, China University of Geosciences, China.
- Trisarn, K., & Wannakomol, A. (2015). Evaluation of Small Gas Field in Northeastern Thailand for NGV. Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology, and Mineral Resources of INDOCHINA. November 23-24, Centara Hotel and Convention Centre, Khon Kaen, 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.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม



ตารางที่ ก.1 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 100 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 100 Bcf GIP 4 wells, 4275 MMB investment												
YEAR	GAS PRODUCTION		REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	CASH FLOW			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW
	MMscf/year	MMscf/day				ROYALTY	TAKE SRB	Income TAX				
			MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB
1				150					-150	-150	-136	-136
2				350					-350	-500	-289	-426
3				1000					-1000	-1500	-751	-1177
4				2775					-2775	-4275	-1566	-2743
5	7822	21.4	1642		144	103	0	516	879	-3396	451	-2292
6	7822	21.4	1642	0	145	103	0	516	879	-2517	410	-1882
7	7822	21.4	1642	0	146	103	0	515	878	-1639	372	-1510
8	7822	21.4	1642	0	147	103	0	515	878	-761	338	-1172
9	7822	21.4	1642	0	148	103	0	514	877	116	307	-864
10	7822	21.4	1642	0	149	103	0	695	695	811	222	-643
11	6884	18.9	1445	0	144	90	0	605	605	1417	175	-467
12	5920	16.2	1243	0	138	78	0	513	513	1930	135	-332
13	5091	13.9	1069	0	134	67	0	434	434	2364	104	-228
14	4378	12.0	919	0	129	57	0	366	366	2730	80	-148
15	3765	10.3	790	0	126	40	0	312	312	3043	62	-87
16	3238	8.9	680	0	123	34	0	262	262	3304	47	-40
17	2785	7.6	585	0	120	29	0	218	218	3522	36	-4
18	2395	6.6	503	0	117	25	0	180	180	3702	27	23
19	2060	5.6	432	0	115	22	0	148	148	3850	20	43
20	1771	4.9	372	0	113	19	0	120	120	3969	15	58
21	1523	4.2	320	0	112	16	0	96	96	4065	11	68
22	1310	3.6	275	0	110	14	0	75	75	4141	8	76
23	1127	3.1	236	0	109	12	0	58	58	4199	5	81
24	969	2.7	203	0	108	10	0	43	43	4241	4	85
SUM	90151		18921	4275	2576	1128	0	6701	4241		85	
								IRR	12.26%		10%dcIRR	0.56%
								PIR	0.99		10%dcPIR	0.03

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 100 Bcf (billion cubic foot.)							
GAS PRICE 6 \$/MillionBTU(4wells)				UNIT	MONEY		
No.					DISTRIBUTION(%)		
1	Gas in Place			100	BCF	พันล้านลบฟุต	
2	Cumulative Gas Production			90	BCF	พันล้านลบฟุต	
3	Gas Remaining			10	BCF	พันล้านลบฟุต	
4	Exchange Rate			35	Baht/\$		
5	Gas Price			6	\$/1,000 SCF		
6	Income			18921	MMB	ล้านบาท	100%of Revenue
7	Royalty			1128	MMB	ล้านบาท	
8	Concession			150	MMB	ล้านบาท	
9	Geological & Geophysical Surveys			350	MMB	ล้านบาท	
10	Exploration & Appraisal Wells			1000	MMB	ล้านบาท	
11	Production Wells			1200	MMB	ล้านบาท	
12	Pipelines & Processing Production Facilities			1575	MMB	ล้านบาท	
13	TOTAL INVESTMENT			4275	MMB	ล้านบาท	23%of Revenue
14	Operation Cost			2576	MMB	ล้านบาท	14%of Revenue
15	SRB			0	MMB	ล้านบาท	
16	Total Allow Expense+SRB			7979	MMB	ล้านบาท	
17	Taxable Income after SRB			10943	MMB	ล้านบาท	
18	Income Tax			6701	MMB	ล้านบาท	
19	Total Cash Flow(COMpany EARNs)			4241	MMB	ล้านบาท	35%of Profit 22%of Revenue
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted			12.3%	%		
21	Profit to Investment Ratio (PIR)10%			1	Fraction		
22	Net Profit (10 % Discount)			84.82	MMB	ล้านบาท	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted			0.6%	%		
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted			0.03	Fraction		
25	Total Government Takes			7829	MMB	ล้านบาท	65%of Profit 41%of Revenue
					TOTAL	100%of Profit	100%of Revenue

ตารางที่ ก.2 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 160 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 160 Bcf GIP 5 wells, 5540 MMB investment															
YEAR	GAS PRODUCTION		REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	CASH FLOW					Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW		
						GOVERNMENT			company ANNUAL CASH FLOW	CASH FLOW				10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW
						ROYALTY	SRB	Income TAX							
MMscf/year	MMscf/day	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB			
1				150						-150	-150	-136	-136		
2				350						-350	-500	-289	-426		
3				1000						-1000	-1500	-751	-1177		
4				4040						-4040	-5540	-2280	-3457		
5	14728	40.4	3091	0	243	309	0	1010	1530	-4010	785	-2672	-2672		
6	14728	40.4	3091	0	245	309	0	1009	1529	-2482	713	-1959	-1959		
7	14728	40.4	3091	0	246	309	0	1008	1528	-954	648	-1311	-1311		
8	14728	40.4	3091	0	248	309	133	940	1460	507	563	-748	-748		
9	14728	40.4	3091	0	250	309	133	940	1460	1966	512	-237	-237		
10	12077	33.1	2535	0	235	253	47	1000	1000	2966	319	82	82		
11	9903	27.1	2079	0	223	130	0	863	863	3829	250	332	332		
12	8121	22.2	1704	0	212	107	0	693	693	4522	182	514	514		
13	6659	18.2	1398	0	204	87	0	553	553	5075	132	647	647		
14	5460	15.0	1146	0	197	72	0	439	439	5514	96	742	742		
15	4477	12.3	940	0	191	59	0	345	345	5859	68	810	810		
16	3671	10.1	771	0	186	39	0	273	273	6132	49	860	860		
17	3011	8.2	632	0	181	32	0	209	209	6341	34	894	894		
18	2469	6.8	518	0	178	26	0	157	157	6499	23	917	917		
19	2024	5.5	425	0	175	21	0	114	114	6613	15	933	933		
20	1660	4.5	348	0	133	17	0	99	99	6712	12	945	945		
21	1361	3.7	286	0	131	14	0	70	70	6783	8	953	953		
22	1116	3.1	234	0	129	12	0	47	47	6829	5	957	957		
23	915	2.5	192	0	127	10	0	28	28	6857	3	960	960		
24	751	2.1	158	0	126	8	0	12	12	6869	1	961	961		
SUM	137316		28821	5540	3859	2431	313	9809	6869		961				
								IRR	15.2%		10%DC IRR	4.7%			
								PIR	1.24		10%DC PIR	0.28			

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 160 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(5WELLS)				UNIT		MONEY
No.						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place		160	BCF	พันล้านลบฟุต	
2	Cumulative Gas Production		137	BCF	พันล้านลบฟุต	
3	Gas Remaining		23	BCF	พันล้านลบฟุต	
4	Exchange Rate		35	Baht/\$		
5	Gas Price		6	US\$/1,000 SCF		
6	Income		28,821	MMBaht	ล้านบาท	100%of Rev.
7	Royalty		2,431	MMBaht	ล้านบาท	
8	Concession		150	MMBaht	ล้านบาท	
9	Geological & Geophysical Surveys		350	MMBaht	ล้านบาท	
10	Exploration & Appraisal Wells		1,000	MMBaht	ล้านบาท	
11	Production Wells		1,800	MMBaht	ล้านบาท	
12	Pipelines & Processing		2,240	MMBaht	ล้านบาท	
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT		5,540	MMBaht	ล้านบาท	19.22%of Rev.
14	Operation Cost		3,859	MMBaht	ล้านบาท	13.39%of Rev.
15	SRB		313	MMBaht	ล้านบาท	
16	Total Allow Expense+SRB		12,143	MMBaht	ล้านบาท	
17	Taxable Income after SRB		16,677	MMBaht	ล้านบาท	
18	Income Tax		9,809	Baht	ล้านบาท	
19	Total Cash Flow(COMPANY EARNs)		6,869	MMBaht	35%of Profit	23.83%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted		15.15%	%		
21	Profit to Investment Ratio (PIR)		1.24	Fraction		
22	Net Profit (10 % Discount)		961	MMBaht	ล้านบาท	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted		4.68%			
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted		0.28	Fraction		
25	Total Government Takes		12,553	MMBaht	65%of Profit	43.56%of Rev.
				Total	100%of Profit	100%of Rev.

ตารางที่ ก.3 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 200 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 200 Bcf GIP 6 wells, 6350 MMB investment												
YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW									
			REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW
						ROYALTY	SRB	Income TAX				
MMscf/year	MMscf/day	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	
1				150					-150	-150	-136	-136
2				350					-350	-500	-289	-289
3				1000					-1000	-1500	-751	-751
4				4850					-4850	-6350	-2738	-3915
5	18400	50.4	3864	0	304	386	0	1294	1880	-4470	965	-2950
6	18400	50.4	3864	0	306	386	0	1293	1879	-2591	877	-2073
7	18400	50.4	3864	0	308	386	0	1292	1878	-713	796	-1277
8	18400	50.4	3864	0	310	386	336.0071	1123	1709	996	659	-618
9	18400	50.4	3864	0	312	386	335.7	1122	1708	2704	599	-20
10	15088	41.3	3168	0	294	317	200.8492	1178	1178	3882	376	356
11	12372	33.9	2598	0	278	260	58.4781	1001	1001	4883	290	646
12	10145	27.8	2130	0	266	133	0	866	866	5749	228	874
13	8319	22.8	1747	0	255	109	0	691	691	6440	166	1039
14	6822	18.7	1433	0	246	90	0	549	549	6989	119	1159
15	5594	15.3	1175	0	238	73	0	431	431	7420	85	1244
16	4587	12.6	963	0	232	60	0	335	335	7756	60	1304
17	3761	10.3	790	0	227	39	0	262	262	8017	43	1347
18	3084	8.4	648	0	152	32	0	231	231	8249	34	1382
19	2529	6.9	531	0	149	27	0	178	178	8427	24	1406
20	2074	5.7	436	0	146	22	0	134	134	8561	16	1422
21	1701	4.7	357	0	143	18	0	98	98	8659	11	1433
22	1394	3.8	293	0	141	15	0	69	69	8727	7	1440
23	1143	3.1	240	0	139	12	0	44	44	8772	4	1444
24	938	2.6	197	0	138	10	0	25	25	8796	2	1446
SUM	171551		36026	6350	4583	3149	931	12216	8796		1446	
								IRR	16.87%		10%DC IRR	6.24%
								PIR	1.39		10%DC PIR	0.37

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 200 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(6wells)						
No.				UNIT	MONEY	
						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place		200	BCF	พันล้านลบฟุต	
2	Cumulative Gas Production		172	BCF	พันล้านลบฟุต	
3	Gas Remaining		28	BCF	พันล้านลบฟุต	
4	Exchange Rate		35	Baht/\$		
5	Gas Price		6	US\$/1,000 SCF		
6	Income		36,026	MMBaht	ล้านบาท	100%of Rev.
7	Royalty		3,149	MMBaht	ล้านบาท	
8	Concession		150	MMBaht	ล้านบาท	
9	Geological & Geophysical Surveys		350	MMBaht	ล้านบาท	
10	Exploration & Appraisal Wells		1,000	MMBaht	ล้านบาท	
11	Production Wells		2,400	MMBaht	ล้านบาท	
12	Pipelines & Processing		2,450	MMBaht	ล้านบาท	
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT		6,350	MMBaht	ล้านบาท	18%of Rev.
14	Operation Cost		4,583	MMBaht	ล้านบาท	13%of Rev.
15	SRB		980	MMBaht	ล้านบาท	
16	Total Allow Expense+SRB		15,013	MMBaht	ล้านบาท	
17	Taxable Income after SRB		21,013	MMBaht	ล้านบาท	
18	Income Tax		12,216	Baht	ล้านบาท	
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNS)		8,796	MMBaht	35%of Profit	24%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted		16.87%	%		
21	Profit to Investment Ratio (PIR)		1.39	Fraction		
22	Net Profit (10 % Discount)		1,446	MMBaht		
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted		6.24%	%		
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted		0.37	Fraction		
25	Total Government Takes		16,345	MMBaht	65%of Profit	45%of Rev.
				Total	100%of Profit	100%of Rev.

ตารางที่ ก.4 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 300 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 300 Bcf GIP 8 wells, 8775 MMB investment												
YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW									
			REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW
						ROYALTY	SRB	Income TAX				
MMscf/year	MMscf/day	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	
1				150					-150	-150	-136	-136
2				350					-350	-500	-289	-426
3				1000					-1000	-1500	-751	-1177
4				7275					-7275	-8775	-4107	-5283
5	27600	75.6	5796	0	455	725	0	1869	2748	-6027	1410	-3874
6	27600	75.6	5796	0	459	725	0	1867	2746	-3281	1281	-2593
7	27600	75.6	5796	0	462	725	0	1865	2744	-537	1164	-1429
8	27600	75.6	5796	0	465	725	1072	1328	2207	1670	851	-578
9	27600	75.6	5796	0	468	725	1071	1327	2206	3875	773	195
10	22632	62.0	4753	0	441	594	810	1454	1454	5329	463	659
11	18558	50.8	3897	0	418	390	441	1325	1325	6654	384	1042
12	15218	41.7	3196	0	398	320	200	1139	1139	7793	300	1342
13	12479	34.2	2620	0	382	262	60	958	958	8751	229	1571
14	10232	28.0	2149	0	369	134	0	823	823	9574	179	1751
15	8391	23.0	1762	0	358	110	0	647	647	10221	128	1879
16	6880	18.9	1445	0	348	90	0	503	503	10724	91	1969
17	5642	15.5	1185	0	340	74	0	385	385	11109	63	2032
18	4626	12.7	972	0	334	61	0	289	289	11398	43	2075
19	3794	10.4	797	0	228	40	0	264	264	11662	36	2111
20	3111	8.5	653	0	224	33	0	199	199	11861	24	2135
21	2551	7.0	536	0	220	27	0	145	145	12005	16	2151
22	2092	5.7	439	0	216	22	0	100	100	12106	10	2161
23	1715	4.7	360	0	214	18	0	64	64	12170	6	2167
24	1406	3.9	295	0	212	15	0	35	35	12204	3	2170
SUM	257326		54039	8775	7010	5811	3654	16584	12204		2170	
								IRR	18.17%		10%DC IRR	7.43%
								PIR	1.39		10%DC PIR	0.41

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 300 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(8wells)						
No.				UNIT		MONEY
						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place		300	BCF	พินล้านลบฟุต	
2	Cumulative Gas Production		257	BCF	พินล้านลบฟุต	
3	Gas Remaining		42,674	BCF	พินล้านลบฟุต	
4	Exchange Rate		35	Baht/\$		
5	Gas Price		6	US\$/1,000 SCF		
6	Income		54,039	MMBaht	ล้านบาท	100%of Rev.
7	Royalty		5,811	MMBaht	ล้านบาท	
8	Concession		150	MMBaht	ล้านบาท	
9	Geological & Geophysical Surveys		350	MMBaht	ล้านบาท	
10	Exploration & Appraisal Wells		1,000	MMBaht	ล้านบาท	
11	Production Wells		3,600	MMBaht	ล้านบาท	
12	Pipelines & Processing		3,675	MMBaht	ล้านบาท	
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT		8,775	MMBaht	ล้านบาท	16%of Rev.
14	Operation Cost		7,010	MMBaht	ล้านบาท	13%of Rev.
15	SRB		3,817	MMBaht	ล้านบาท	
16	Total Allow Expense+SRB		25,250	MMBaht	ล้านบาท	
17	Taxable Income after SRB		28,788	MMBaht	ล้านบาท	
18	Income Tax		16,584	Baht	ล้านบาท	
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNES)		12,204	MMBaht	32%of Profit	22%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted		18.17%	%		
21	Profit to Investment Ratio (PIR)		1.39	Fraction		
22	Net Profit (10 % Discount)		2,170	MMBaht		
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted		7.4%	%		
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted		0.41	Fraction		
25	Total Government Takes		26,213	MMBaht	68%of Profit	48%of Rev.
				Total	100%of Profit	100%of Rev.

ตารางที่ ก.5 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 400 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 400 Bcf GIP 10 wells, 10,500 MMB investment													
YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW										
			REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW	
						TAKE	ROYALTY	SRB					Income TAX
						MMB							
MMscf/year	MMscf/day	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB		
1				150						-150	-150	-136	-136
2				350						-350	-500	-289	-426
3				1000						-1000	-1500	-751	-1177
4				9000						-9000	-10500	-5080	-6257
5	36800	100.8	7728	0	607	966	0	2561	3593	3593	-6907	1844	-4413
6	36800	100.8	7728	0	611	966	0	2559	3591	-3315	1675	-2738	
7	36800	100.8	7728	0	616	966	548	2557	3315	0	1406	-1332	
8	36800	100.8	7728	0	620	966	2495	2555	2339	2339	902	-430	
9	36800	100.8	7728	0	624	966	2493	2553	2338	4678	820	390	
10	30176	82.7	6337	0	588	792	1770	2479	1594	6271	508	897	
11	24744	67.8	5196	0	557	650	1025	1995	1483	7754	429	1327	
12	20290	55.6	4261	0	531	426	577	1652	1363	9117	359	1686	
13	16638	45.6	3494	0	510	349	282	1317	1176	10294	282	1968	
14	13643	37.4	2865	0	492	287	108	1043	989	11283	215	2183	
15	11187	30.7	2349	0	477	235	11	819	813	12096	161	2344	
16	9174	25.1	1926	0	464	120	0	671	671	12767	121	2464	
17	7522	20.6	1580	0	454	99	0	514	514	13281	84	2548	
18	6168	16.9	1295	0	445	81	0	385	385	13666	57	2606	
19	5058	13.9	1062	0	438	66	0	279	279	13945	38	2643	
20	4148	11.4	871	0	331	44	0	248	248	14193	30	2674	
21	3401	9.3	714	0	326	36	0	176	176	14369	20	2693	
22	2789	7.6	586	0	322	29	0	117	117	14486	12	2705	
23	2287	6.3	480	0	318	24	0	69	69	14555	6	2712	
24	1875	5.1	394	0	315	20	0	29	29	14584	2	2714	
SUM	343102		72051	10500	9646	8087	9309	24579	14584			2714	
								IRR	19.06%			10%DC IRR	8.24%
								PIR	1.39			10%DC PIR	0.43

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 400 Bcf (billion cubic foot.)							
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(10wells)					UNIT	MONEY	
No.						DISTRIBUTION(%)	
1	Gas in Place				400	BCF	พันล้านลบฟุต
2	Cumulative Gas Production				343	BCF	พันล้านลบฟุต
3	Gas Remaining				57	BCF	พันล้านลบฟุต
4	Exchange Rate				35	Baht/\$	
5	Gas Price				6	US\$/1,000 SCF	
6	Income				72,051	MMBaht	ล้านบาท 100%Of Rev.
7	Royalty				8,087	MMBaht	ล้านบาท
8	Concession				150	MMBaht	ล้านบาท
9	Geological & Geophysical Surveys				350	MMBaht	ล้านบาท
10	Exploration & Appraisal Wells				1,000	MMBaht	ล้านบาท
11	Production Wells				4,800	MMBaht	ล้านบาท
12	Pipelines & Processing				4,200	MMBaht	ล้านบาท
	Production Facilities						
13	TOTAL INVESTMENT				10,500	MMBaht	ล้านบาท 15%Of Rev.
14	Operation Cost				9,646	MMBaht	ล้านบาท 13%Of Rev.
15	SRB				11,741	MMBaht	ล้านบาท
16	Total Allow Expense+SRB				37,542	MMBaht	ล้านบาท
17	Taxable Income after SRB				34,509	MMBaht	ล้านบาท
18	Income Tax				19,924	Baht	ล้านบาท
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNS)				14,584	MMBaht	27%of Profit 20%Of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted				19.06%	%	
21	Profit to Investment Ratio (PIR)				1.39	Fraction	
22	Net Profit (10 % Discount)				2,714	MMBaht	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted				8.24%	%	
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted				0.43	Fraction	
25	Total Government Takes				39,753	MMBaht	73%of Profit 52%Of Rev.
						Total	100%of Profit 100%of Rev.

ตารางที่ ก.6 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 500 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 500 Bcf GIP 12 wells, 12225 MMB investment												
YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW									
			REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW
						ROYALTY	TAKE SRB	Income TAX				
						MMB	MMB	MMB				
1				150						-150	-150	-136
2				350						-350	-500	-289
3				1000						-1000	-1500	-751
4				10725						-10725	-12225	-6054
5	46000	126.0	9660	0	759	1449	0	3133	4318	-7907	2216	-5015
6	46000	126.0	9660	0	764	1449	0	3131	4316	-3591	2013	-3001
7	46000	126.0	9660	0	769	1449	406	2925	4110	519	1743	-1258
8	46000	126.0	9660	0	775	1449	3315	1468	2653	3173	1023	-236
9	46000	126.0	9660	0	780	1449	3312	1467	2652	5824	929	694
10	37720	103.3	7921	0	735	990	3247	1475	1475	7299	470	1164
11	30930	84.7	6495	0	696	812	1850	1569	1569	8867	454	1618
12	25363	69.5	5326	0	664	666	1072	1462	1462	10330	385	2003
13	20798	57.0	4367	0	637	437	606	1344	1344	11674	322	2325
14	17054	46.7	3581	0	615	358	299	1154	1154	12828	251	2576
15	13984	38.3	2937	0	596	294	119	964	964	13792	191	2767
16	11467	31.4	2408	0	580	241	19	784	784	14576	141	2908
17	9403	25.8	1975	0	567	123	0	642	642	15218	105	3013
18	7710	21.1	1619	0	556	101	0	481	481	15699	71	3084
19	6323	17.3	1328	0	447	83	0	399	399	16098	54	3138
20	5185	14.2	1089	0	439	68	0	291	291	16389	36	3174
21	4251	11.6	893	0	333	45	0	258	258	16647	29	3203
22	3486	9.6	732	0	327	37	0	184	184	16831	19	3221
23	2859	7.8	600	0	323	30	0	124	124	16954	11	3233
24	2344	6.4	492	0	319	25	0	74	74	17028	6	3239
SUM	428877		90064	12225	11683	11554		23328	17028		3239	
								IRR	19.71%		10%DC IRR	8.83%
								PIR	1.39		10%DC PIR	0.45

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 500 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU						
No.				UNIT	MONEY	
					DISTRIBUTION(%)	
1	Gas in Place			500	BCF	พินล้านลบฟุต
2	Cumulative Gas Production			429	BCF	พินล้านลบฟุต
3	Gas Remaining			71	BCF	พินล้านลบฟุต
4	Exchange Rate			35	Baht/\$	
5	Gas Price			6	\$/1,000 SCF	
6	Income			90,064	MMB	ล้านบาท 100%of Rev.
7	Royalty			11,554	MMB	ล้านบาท
8	Concession			150	MMB	ล้านบาท
9	Geological & Geophysical Surveys			350	MMB	ล้านบาท
10	Exploration & Appraisal Wells			1,000	MMB	ล้านบาท
11	Production Wells			6,000	MMB	ล้านบาท
12	Pipelines & Processing			4,725	MMB	ล้านบาท
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT			12,225	MMB	ล้านบาท 14%of Rev.
14	Operation Cost			11,683	MMB	ล้านบาท 13%of Rev.
15	SRB			14,531	MMB	ล้านบาท
16	Total Allow Expense+SRB			49,707	MMB	ล้านบาท
17	Taxable Income after SRB			40,357	MMB	ล้านบาท
18	Income Tax			23,328	MMB	ล้านบาท
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNS)			17,028	MMB	26%of Profit 19%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted			19.71%	%	
21	Net Profit (10 % Discount)			3,239	MMB	
22	Profit to Investment Ratio (PIR)			1.23	Fraction	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted			8.83%	%	
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted			0.45	Fraction	
25	Total Government Takes			49,413	MMB	74%of Profit 54%of Rev.
					TOTAL	100%of Profit 100%of Rev.

ตารางที่ ก.7 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 700 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 700 Bcf GIP 16 wells, 16665 MMB investment													
YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW										
			REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW	
						ROYALTY	SRB	Income TAX					
	MMscf/year	MMscf/day	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	
1				150						-150	-150	-136	-136
2				350						-350	-500	-289	-426
3				1000						-1000	-1500	-751	-1177
4				10365						-9615	-11115	-4107	-6111
5	28000	76.7	5880	2400	861	735	0	413	1952	-9163	910	-5201	
6	56000	153.4	17640	2400	1028	2646	0	5205	6840	-2323	2901	-2299	
7	63000	172.6	30870	0	1076	4631	17278.16	3125	4760	2437	1835	-464	
8	63000	172.6	13230	0	1084	1985	4826.176	1850	3485	5922	1222	757	
9	63000	172.6	13230	0	1092	1985	4821.564	1849	3484	9406	1110	1867	
10	63000	172.6	13230	0	1099	1985	6018.416	2016	2112	11518	612	2479	
11	43303	118.6	9094	0	980	1364	3524.726	1612	1612	13130	425	2903	
12	35508	97.3	7457	0	934	932	2039.928	1775	1775	14905	425	3328	
13	29117	79.8	6114	0	896	764	1172.444	1641	1641	16546	357	3686	
14	23876	65.4	5014	0	864	627	633.6241	1445	1445	17991	286	3971	
15	19578	53.6	4111	0	837	411	319.1546	1272	1272	19263	229	4200	
16	16054	44.0	3371	0	815	337	122.973	1048	1048	20311	171	4372	
17	13164	36.1	2764	0	796	276	15.95962	838	838	21149	125	4496	
18	10795	29.6	2267	0	780	142	0	673	673	21822	91	4587	
19	8852	24.3	1859	0	767	116	0	488	488	22310	60	4647	
20	7258	19.9	1524	0	756	95	0	336	336	22646	38	4685	
21	5952	16.3	1250	0	747	78	0	212	212	22858	22	4706	
22	4881	13.4	1025	0	539	64	0	211	211	23069	19	4726	
23	4002	11.0	840	0	533	42	0	133	133	23202	11	4737	
24	3282	9.0	689	0	527	34	0	64	64	23266	5	4742	
25	2691	7.4	565	0	323	28	0	107	107	23373	7	4749	
26	2207	6.0	463	0	319	23	0	61	61	23433	4	4753	
SUM	566518		142489	16665	17654	19300		26373	23433		4753		
								IRR	23.27%			10%DC IRR	12.07%
								PIR	1.30			10%DC PIR	0.78

CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 700 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(16wells)					UNIT	MONEY
No.						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place			700	BCF	พันล้านลบฟุต
2	Cumulative Gas Production			567	BCF	พันล้านลบฟุต
3	Gas Remaining			133	BCF	พันล้านลบฟุต
4	Exchange Rate			35	Baht/\$	
5	Gas Price			6	\$/1,000 SCF	
6	Income			142,489	MMB	ล้านบาท 100%of Rev.
7	Royalty			19,300	MMB	ล้านบาท
8	Concession			150	MMB	ล้านบาท
9	Geological & Geophysical Surveys			500	MMB	ล้านบาท
10	Exploration & Appraisal Wells			1,600	MMB	ล้านบาท
11	Production Wells			7,800	MMB	ล้านบาท
12	Pipelines & Processing			6,615	MMB	ล้านบาท
	Production Facilities					
13	TOTAL INVESTMENT			16,665	MMB	ล้านบาท 12%of Rev.
14	Operation Cost			17,654	MMB	ล้านบาท 12%of Rev.
15	SRB			40,773	MMB	ล้านบาท
16	Total Allow Expense+SRB			94,392	MMB	ล้านบาท
17	Taxable Income after SRB			48,096	MMB	ล้านบาท
18	Income Tax			26,373	MMB	ล้านบาท
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNS)			23,433	MMB	20%of Profit 15%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted			23.27%	%	
21	Net Profit (10 % Discount)			1.30	MMB	
22	Profit to Investment Ratio (PIR)			4,753	Fraction	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted			12.07%	%	
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted			0.78	Fraction	
25	Total Government Takes			86,446	MMB	80%of Profit 61%of Rev.
					TOTAL	100%of Profit 100%of Rev.

ตารางที่ ก.8 ผลวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียม ที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติ 1000 พันล้าน ลบ.ฟุต

CASH FLOW FOR 1000 Bcf GIP 21 wells, 22,150 MMB investment													
YEAR	GAS PRODUCTION		CASH FLOW										
			REVENUE SALE INCOME	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT			company ANNUAL CASH FLOW	Cumulative CASH FLOW	10%NPV Discounted CASH FLOW	Cumulative Discounted CASH FLOW	
						ROYALTY	SRB	Income TAX					
MMscf/year	MMscf/day	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB	MMB		
1				150						-150	-150	-136	-136
2				350						-350	-500	-289	-426
3				1000						-1000	-1500	-751	-1177
4				13450						-12700	-14200	-6517	-7694
5	40000	109.6	8400	3600	1230	1050	-	638	2602	-11598	1214		-6480
6	80000	219.2	25200	3600	1469	3780	-	7482	9590	-2008	4067		-2413
7	90000	246.6	44100	0	1538	6615	24,765	4465	6717	4709	2590		177
8	90000	246.6	18900	0	1549	2835	8,204	2030	4282	8991	1501		1677
9	90000	246.6	18900	0	1560	2835	8,197	2028	4280	13272	1364		3041
10	90000	246.6	18900	0	1571	2835	9,996	2105	2393	15665	693		3734
11	61861	169.5	12991	0	1400	1949	5,635	1931	2075	17740	546		4281
12	50726	139.0	10652	0	1335	1598	4,259	1730	1730	19470	414		4695
13	41595	114.0	8735	0	1280	1092	3,280	1542	1542	21012	336		5031
14	34108	93.4	7163	0	1234	895	1,725	1654	1654	22666	327		5358
15	27969	76.6	5873	0	1196	734	966	1489	1489	24155	268		5626
16	22934	62.8	4816	0	1164	602	503	1274	1274	25429	208		5834
17	18806	51.5	3949	0	1137	395	240	1089	1089	26517	162		5996
18	15421	42.2	3238	0	815	324	95	1002	1002	27520	135		6131
19	12645	34.6	2655	0	796	266	2	796	796	28316	98		6229
20	10369	28.4	2178	0	780	136	-	631	631	28947	70		6300
21	8503	23.3	1786	0	767	112	-	453	453	29400	46		6346
22	6972	19.1	1464	0	756	92	-	308	308	29708	28		6374
23	5717	15.7	1201	0	547	75	-	289	289	29998	24		6398
24	4688	12.8	984	0	539	62	-	192	192	30189	15		6413
25	3844	10.5	807	0	533	40	-	117	117	30307	8		6421
26	3152	8.6	662	0	527	33	-	51	51	30357	3		6424
SUM	809311		203555	22150	23720	28353	67867	33297	30357		6424		
								IRR	25.27%			10%DC IRR	13.88%
								PIR	1.27			10%DC PIR	0.83

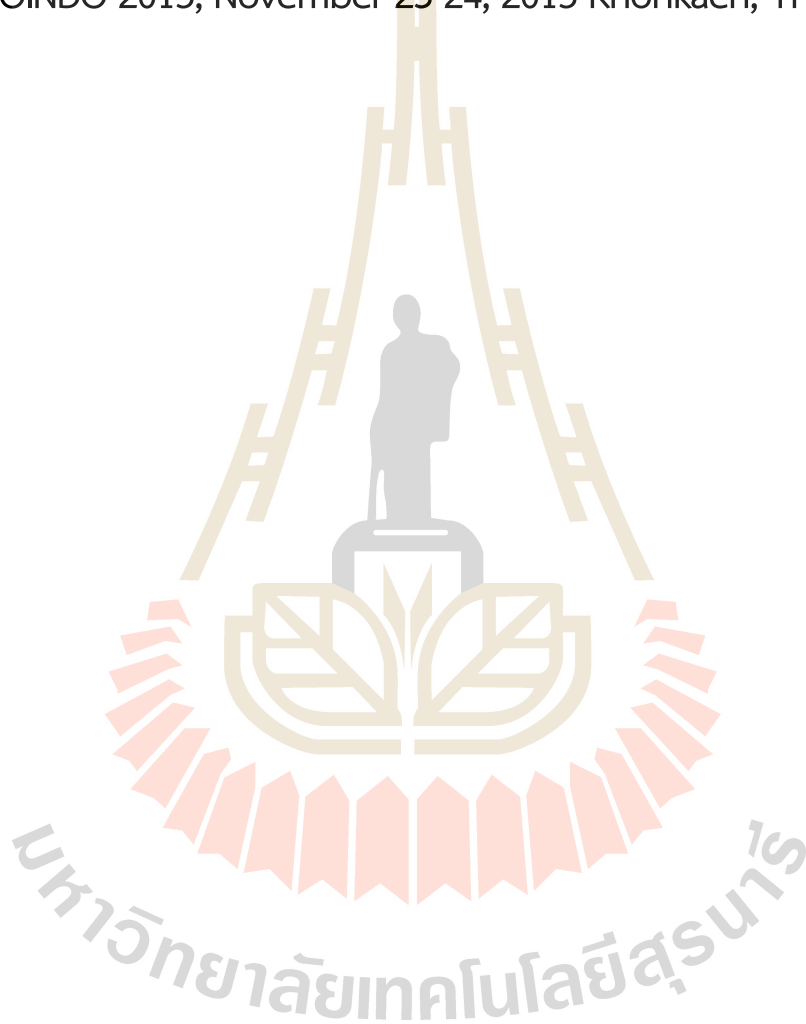
CASH FLOW FOR GAS IN PLACE 1000 Bcf (billion cubic foot.)						
GAS PRICE 6\$/MillionBTU(21wells)				UNIT	MONEY	
No.						DISTRIBUTION(%)
1	Gas in Place			1,000	BCF	พันล้านลบฟุต
2	Cumulative Gas Production			809	BCF	พันล้านลบฟุต
3	Gas Remaining			191	BCF	พันล้านลบฟุต
4	Exchange Rate			35	Baht/\$	
5	Gas Price			6	\$/1,000 SCF	
6	Income			203,555	MMB	ล้านบาท 100%of Rev.
7	Royalty			28,353	MMB	ล้านบาท
8	Concession			150	MMB	ล้านบาท
9	Geological & Geophysical Surveys			500	MMB	ล้านบาท
10	Exploration & Appraisal Wells			1,600	MMB	ล้านบาท
11	Production Wells			8,640	MMB	ล้านบาท
12	Pipelines & Processing Production Facilities			11,260	MMB	ล้านบาท
13	TOTAL INVESTMENT			22,150	MMB	ล้านบาท 11.9%of Rev.
14	Operation Cost			23,720	MMB	ล้านบาท 11.70f Rev.
15	SRB			67,867	MMB	ล้านบาท
16	Total Allow Expense+SRB			142,091	MMB	ล้านบาท
17	Taxable Income after SRB			61,465	MMB	ล้านบาท
18	Income Tax			33,297	MMB	ล้านบาท
19	Annual Cash Flow(COMPANY EARNS)			30,357	MMB	18%of Profit 13.8%of Rev.
20	Internal Rate of Return (IRR)no Discounted			25.27%	%	
21	Net Profit (10 % Discount)			1.27	MMB	
22	Profit to Investment Ratio (PIR)			6,424	Fraction	
23	Internal Rate of Return (IRR)10%Discounted			13.88%	%	
24	Profit to Investment Ratio (PIR)10%Discounted			0.83	Fraction	
25	Total Government Takes			129,518	MMB	82%of Profit 63.6%of Rev.
					TOTAL	100%of Profit 100%of Rev.



ภาคผนวก ข

เอกสารตีพิมพ์

1. Second International Workshop on IWTOMA 2015, October 16-18, Wuhan, China.
2. 5th GEOINDO 2015, November 23-24, 2015 Khonkaen, Thailand.



Evaluation of Small Gas field in Northeastern Thailand for NGV

Trisarn¹, Wannakomol^{2,*}

¹ Asso. Prof. Kriangkrai Trisarn : School of Geotechnology, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakorn Ratchasima 30000, Thailand, kriangkr@ sut.ac.th

² Asst. Prof. Dr. Akkhapun Wannakomole : School of Geotechnology, Institute of Engineering, Suranaree University of Technology, Nakorn Ratchasima 30000, Thailand, akkhapun@ sut.ac.th

ABSTRACT

The objectives of this research are to 1) compile gas field developments in Northeastern Thailand, 2) assess petroleum potential, 3) determine the reserve and production of small gas fields using reservoir simulation, 4) evaluate economic returns on small gas fields, 5) determine the knowhow to develop small gas field for NGV commercially. The study is based on 80 \$/barrel of oil and 8 \$/MMBTU of natural gas prices. The assessment indicated the most likely probability to find the small gas field with the reserve of 130 Bcf (billion cu.ft.). The small gas fields become marginal gas fields when the IRR is less than 10%. In the NE Thailand and Thai III, the reserve of marginal gas field is about 100 Bcf. The small gas field starts producing 25 MMscf/day and lasts for 5 years then declines to end at 3 MMSCF/day in the 20th year. The marginal gas fields can be developed commercially (IRR=15-20%) when either reserve or petroleum price increases by 20%. The value added NGV production can be also made the small gas field profitable developed. When the reserve of a small gas field is established, if the investment and operation cost can be cut down by 20% the field become profitable. The innovation of new technology, cost cut down method and efficient operation should promote the petroleum activities and increase indigenous gas NGV supply in the NE.

Keywords: Gas Fields, Reservoir Simulation, Petroleum Economics, Sensitivity Analysis, NGV Production

1. INTRODUCTION

At the present, the petroleum demand is increasing to 1,800,000 BOE/D which the indigenous petroleum production is accounted about 50 percent. The petroleum exploration and development in Thailand must be activated in order to increase the indigenous petroleum supply, lower down the petroleum import. Therefore, Thai Government should encourage oil companies to explore for new petroleum fields and increasing recovery from the existing petroleum fields, especially in Northeastern (NE). The Petroleum Potential Assessment in the area should be done to promote the activity. The evaluation of undiscovered and discovered resources with risk assessment will be necessary. The most likely future discovered small gas fields should be evaluated with the value added to make them economically developed. The utilization of natural gas to power generation in the Northeastern Thailand is not the most advantage since we can import a lot cheaper electricity from Loa PDR. The most value added indigenous NGV should be replaced the expensive imported LNG for NGV. The research includes; (1) compiling petroleum E & P information in the NE, (2) developing software for petroleum potential assessment using Monte Carlo Simulation, Probability of Success(MSP), The petroleum economic software is developed for considering Expected Monetary Value P50, rate of return, present profit to investment ratio, and sensitivity analysis (3) calculating and comparing gas in places from FASPU, GeoX and MSP programs, (4) determine the reserve and production of small gas fields using reservoir simulation and (5) developing the petroleum economic software to evaluate the Expected Monetary Value P50, rate of

return, present profit to investment ratio, and sensitivity analysis.

2. METHODOLOGY

2.1 Compiling petroleum exploration and development in the NE Thailand

Petroleum exploration in the Khorat Plateau began in 1962, when Union Oil Company of California, the first international oil company in Thailand was awarded a permit to explore for petroleum in Northeastern Thailand under Mining Laws. The first exploration well in Khorat Plateau is Kuchinarai-1, was drilled by Union Oil Company in 1971, resulted in dry well. The second phase of exploration started in 1979, Esso Khorat Inc. drilled the first well Namphong-1 in 1981, and 28 million cubic feet of dry gas per day was encountered from fractured Permian carbonate, of which the Nam Phong gas field is in production. From 1982-1990, 12 more wells have been drilled by Esso, of which the Phu Horm gas field was under appraisal (Amerada Hess). Significant gas flow from Dong Mun-1 was recognized. No significant discovery was recognized on the others, all were mostly dry.

The third, fourth, and fifth phases of exploration began in 1991 due to discovery of the Triassic lacustrine sequence between the Permian and the Khorat strata. Many exploratory wells were drilled but no significant discovered. Amerada Hess has resumed Sinphuhorm gas field since 2002. Amerada Hess drilled PH3, PH4, PH5, PH6, PH7, and PH10,

only four wells are producible. APIKOT KHORAT drilled DM3, SPH1 in 2008, and ST3 in 2009, and now earns the production area in this field and will put on production next year.

The last round of petroleum exploration drilling and development has begun since 2007 up to now when many concession blocks were awarded in the NE. After The 19th and 20th concession bidding rounds, few oil companies, such as APICO (Khorat), PTTEP international, Salamander Energy, TPI Polene Power and Shaanxi Yanchang Petroleum etc., are exploring for petroleum in the NE area. Up to now, there are about 57 exploratory wells have been drilled in the NE. The Korat plateau stratigraphic sequence is recognized as in the figure 1

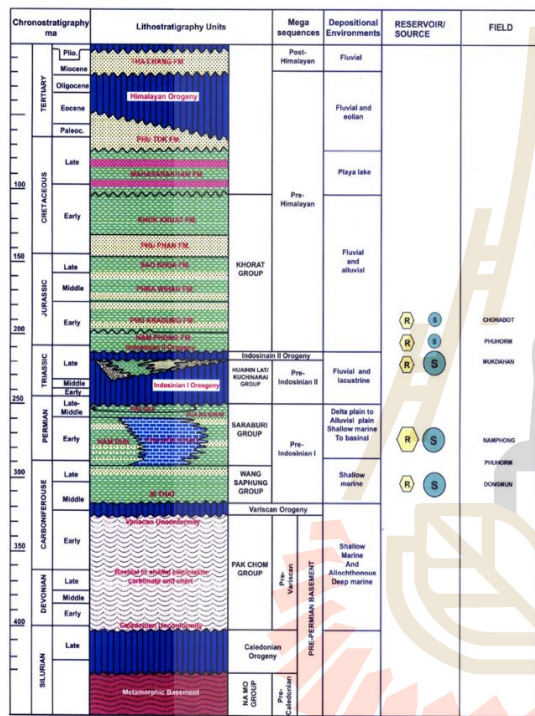


Figure 1. Stratigraphy of the Northeastern Region Related to Petroleum System (Sunthorn, 2004 and Sattayarak, 2005).

2.2 Guidelines for risk assessment of petroleum prospect.

The CCOP (The Coordinating Committee for Coastal and Offshore Geoscience Programmes in East and Southeast Asia) Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospect was applied to evaluate the probability occurrences of geological features. Geochronological risk assessment is achieved by evaluating the relevant geological processes and events in a logical time sequence. The geological process starts with the deposition of the reservoir rock, and continues with the formation of a sealed trap. We must consider source rock maturation, the migration of hydrocarbons from the mature source rock into the trap, the accumulation of hydrocarbons in the trap, and finally the post accumulation history of the trap and its hydrocarbons. In prospect evaluation, a prospect is

identified and mapped on the basis of geophysical and geological data. The prospect’s resource potential in the success case is calculated using suitable software employing Monte-Carlo simulation, stochastic methods, or some other form of calculation. Quantitative data for the prospect is derived from the most likely geological model and is given with a range of uncertainty (Figure 2.). Risk is assigned to the probability of discovery of a minimum volume derived from the volumetric estimate, and is evaluated with respect to the geological risk. The reliability of the prospect definition will depend on the adequacy of the database and on the choice of reliable models for the relevant geological factors. Risk assessment is therefore an analysis of the reliability of the database and of the probability of occurrence of the geological models relevant to the prospect under evaluation. For each prospect a value of probability of discovery is estimated.

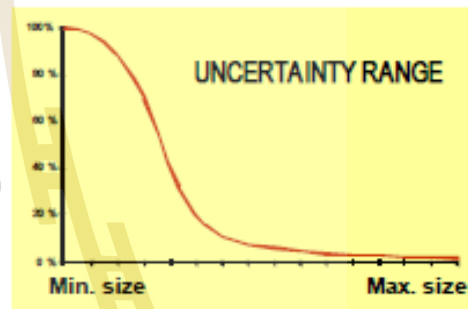


Figure 2. Cumulative frequency diagram showing range of uncertainty. (CCOP July 2000)

2.3 Small gas field model simulations

Three reserve-size models named SUTMNE100, SUTMNE125 and SUTMNE150 are represented the small gas reservoirs in the northeastern Thailand with the gas in place of 100, 125, and 150 MMMSCF respectively. Each reservoir is modeled both monocline (as shown in Figure 3) and anticline. The model consists of 25x25 grid blocks in areal view and 10 layers includes to 6250 blocks.

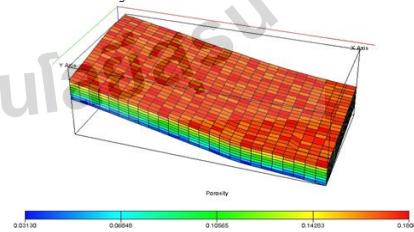


Figure 3. Porosity distribution in SUTNE Model

3. SMALL GAS FIELD ASSESSMENT

The result of study on the petroleum system of northeastern region can be summarized as follows:

Table 1 Probability of petroleum geological variances with play level (attributes)

3.1 Source Rocks

The geochemical analysis of cutting and core samples from the exploration wells with the

Play attributes	Probability	Descriptions
1.Hydrocarbon source	0.90	Pha Nok Khao Fm. Has high potential to be a good source rock.
2 .Timing	0.90	Petroleum originated from source rock (Permian carbonate) and migrated to reservoir (Huai Hin Lat Fm) at suitable timing. (Late Triassic)
3 .Migration	0.900	Migration of petroleum from source rock to reservoir is suitable in both petroleum quantity and migration path.
4. Potential Reservoir Facie	0.60	Reservoir has some suitable and enough quantity of porosity and permeability.
Marginal Play Probabilities		0.9*0.9*0.9*0.6=0.44

TOC(Total Organic Content) of 0.2-5.76 percent and vitrinite reflectance value of 0.9-4.57 percent indicates the potential source rocks are; 1) **Khorat Group** The Mesozoic non-marine sequence of Khorat Group consists predominantly of fluvial and alluvial sediment. 2) **Triassic Pre-Khorate Group** the late Triassic of Huai Hin Lat Group comprise dominantly of gray shale, mudstones, and limestones which deposited in lacustrine environment. 3) **Permo-Carboniferous Rock** the TOC content of shallow marine grey shale and limestone range 0.29-1.59 percent.

3.2 Reservoir Rocks;

The most significant reservoir rocks in the northeastern region are Permian carbonate sequence including dolomites and limestones, especially the well-bedded dolomite and the reefal origin.

3.3 Seal Rocks;

The seal rocks in northeastern region is consisted of shale and thick claystone which are interbedded with sandstone and siltstone in the lower part of Khorat Group.

3.4 Trap;

The geologic structures and stratigraphic petroleum traps in the northeastern region are successfully tested.

The geologic model used in the assessment of Khorat Plateau Province is that oil and gas generated from source rocks in Paleocene, following Cretaceous burial, migrated upward along faults into

Permian carbonate reservoirs and possibly into Triassic synrift clastic reservoirs within structural traps. The probability of these geological variances are tabulated in Table 1 and 2

Table 2. Probability of petroleum geological variances within Prospect attributes

Prospect attributes	Proba bility	Descriptions
5.Trapping Mechanism	0.80	Shale interbedded sandstone of Khorate Group can be a good seal for hydrocarbon to accumulated in the rock older than the Khorat Group rocks.
6.Effective Porosity	0.80	Reservoir has good average porosity (>3%).
7.Hydrocarbon accumulation	0.80	There are suitable trap enough for hydrocarbon accumulation (>17%)
Conditional Deposit Probabilities		=
		0.8*0.8*0.8=0.51

Petroleum volumetric reserve calculation is assessed with Monte Carlo Simulation by numerical methods using of random numbers and a function of the engineering (area of closure, thickness, porosity, gas saturation, gas recovery factor and gas formation volume factor).

$$Reserve = \frac{A * H * Por * Sh * RF}{B_g}$$

From several hundred to several thousand trials are generally used to obtain suitable results, which make the technique less suitable to hand calculations than to the electronic computer. Many thousands of reserves were combined as a cumulative probability (frequency) distribution to give the resources at P90 (Proved), P50 (Proved + Probable) and P10 (Proved + Probable + Possible) reserves, as shown in Figure 4.

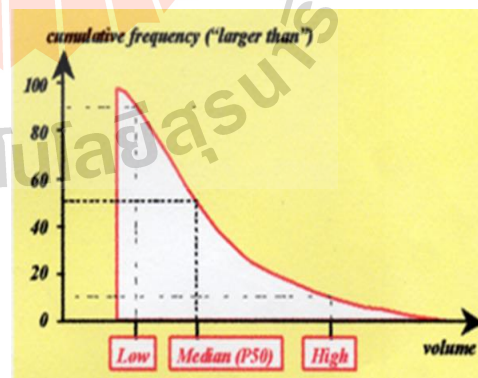


Figure 4 Cumulative frequency of volume distribution output (6) CCOP, 1999)

4. ASSESSMENT AND SIMULATION RESULTS

4.1 Petroleum potential assessment

4.1.1 The petroleum resources potential in ONE prospect

The gas fields were evaluated by FASPU, GeoX and MSP programs are shown in Table 3. In ONE prospect, the probability to find gas inplace is 42-83, 156-211, and 311-615 MMMSCF (billion SCF) at high (90-95%), medium (50%) and low (5-10%) confidence respectively.

Table 3. Petroleum resources in ONE prospect.

Program	Petroleum resources (MMMSCF)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
FASPU*	2,209	15,198	104,552
MSP**			
-Monte Carlo Simulation	5,043	15,707	85,972
- Swanson's Mean	-	23,990	-
- Swanson's Meanร่วมกับ	-	13,819	-
Probability of Success			

4.1.2 Results of petroleum potential assessment in Permian formation

For the proved resources case, the resources will be 2,209 MMMSCF (billions) at P95 of FASPU and 5,043 MMMSCF at P90 of MSP. In the medium case, The 50 probability (p50) to find the resource of 15,198 and 15,707 MMMSCF from FASPU and MSP programs respectively. The less likely case, the 5% (P5) probability to discover resource of 104,552 MMMSCF and 10% (P10) probability to discover resource of 85,972 MMMSCF from FASPU and MSP programs respectively.

Table 4. Petroleum resources in Permian Formation.

Program	Resources(MMMMCF)		
	P95* (P90**)	P50	P5* (P10**)
FASPU*	42	160	615
GeoX**	83	162	311
MSP**			
-Monte Carlo simulation	58	163	395
- Swanson's Mean	-	211	-
- Swanson's Meanร่วมกับ	-	137	-
Probability of Success			

4.2 Reservoir simulation results

Three sizes gas in place of 100, 125 and 150 MMMSCF were simulated. The gas production rate ranges 20-25 MMSCF/day and lasts for 4-5 years then declines 10% per year to end at 2.5-3 MMSCF/day of the 20th year. The production rate of model 100 MMMSCF gas inplace is shown in figure 5.

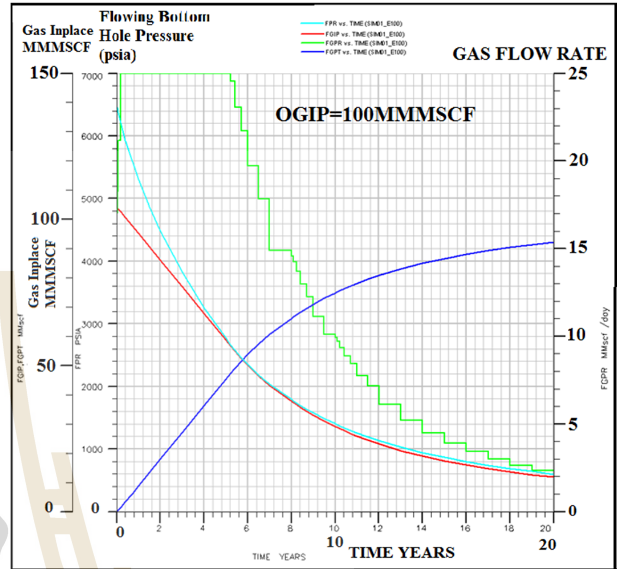


Figure 5 Production rate, cumulative production and pressure versus time plot

4.3 Economic Analysis

ONE prospect with the gas in place of 100, 125, and 150 MMMSCF and the initial pressure of 6,500 psia were simulated. The gas production started with the plateau rate of 25 MMSCF/D and lasted for 5-6 years then declined and ended at the 20th years with the production rate of 2.5-3 MMSCF/D. The cumulative gas production were 86-130 MMMSCF. Upon Thailand III legislation with the CAPEX (capital expenditure) of 167-212 MM\$(Million US\$) and the gas price of 8\$/1,000,000BTU, the project earned the profit of 175-284 MM\$, pay out in the 5th year of production (10th years of operation), and IRR after tax of 12.73-17.57%. The other economic outcomes are shown in Table 5.

Table 5. Economic Analysis of ONE prospect.

Gas Inplace (Bcf)	Invest. (MMS)	IRR (%)	Com. Earns (MMS)	Gov. Takes (MMS)
100	167	16.03	175	280
100	190	12.73	152	277
125	195	15.70	227	362
150	212	17.57	284	485

5. CONCLUSION AND DISCUSSION

There are 57 exploratory wells have been drilled in the NE. Two gas fields named Namphong and Sin-Phuhorm are on production. Dong Mun gas field will be on production in the near future. Using Microsoft Visual Basic Version 6.0, the computer program named MSP (Monte Carlo Simulation, Swanson's Mean Probability of Success) was developed to do petroleum potential assessment and economic analysis of petroleum resources in the northeastern Thailand. The petroleum resources in the northeastern Thailand were also evaluated by using FASPU and GeoX programs for comparison for One prospect and Permian Formation. The one prospect are likely to be 42-83, 137-211, and 311-615 bcf inplace at high (90%), medium (50%) and low (10%) confidence respectively.

The Permian Carbonate is estimated to contain a mean (P50) of 14-24 Tcf (Trillion cubic feet) with a range from 2.2-5.1, and 86-105 Tcf inplace for high (90%) and low (10%) confidence respectively.

The small gas field size of 100 bcf was modeled and simulated, the production started at 25 MMSCF/day and maintained for 5 years then declined to end at 2.5 MMSCF/day. The production schedule liked this model is much suitable for NGV production rather than for power generation. The schematic NGV production is shown in finger7. The economic analysis was done and given the IRR of 12% and if the reserve of gas increases by 20% or more the rate of return increases to more than 15% which is attractive to develop the small gas field. The value of NGV is 9 US\$/MMBTU (13 Baht's/kg.) will make value added for more attractive developing the small gas fields. The schematic NGV production and distribution is shown in figure 6.

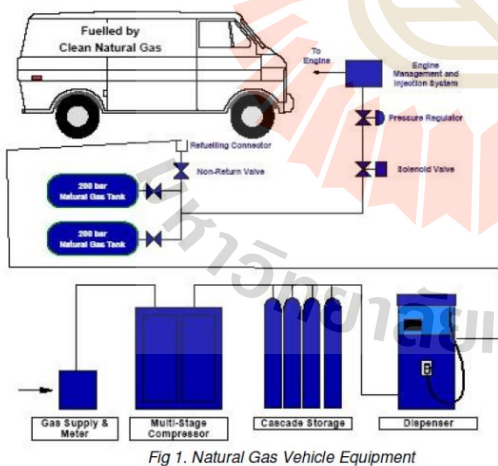


Figure 6. Schematic diagram for NGV production and utilization.

The new technologies in geophysics, reservoir and production engineering should be good support small gas field developments. The seismic attributes are used to directly indicate hydrocarbon or porous zones as shown in the figure 7

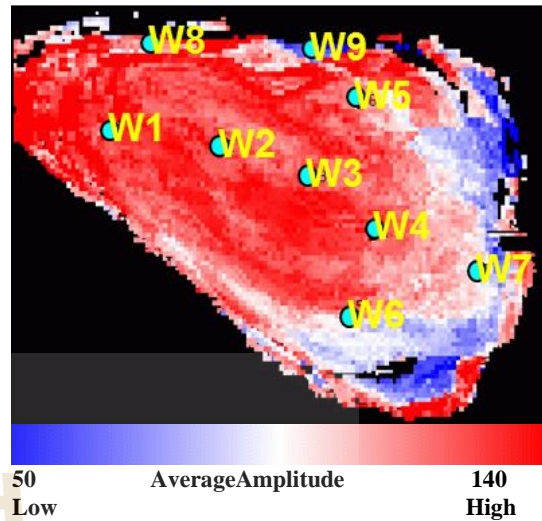


Figure 7. High amplitude indicated hydrocarbon zone (After Exxon Mobil)

50 prospects' sizes were randomly economic simulated using Monte Carlo technique to find NPV (Net Present Value) and EMV (Expected Monetary Value P50). The probability to earn 200-500 MM\$ is 12% and Expected Monetary Value (P50 or the cumulative probability of 50%) is 200 MM\$ which are shown in Figure 6 and 7.

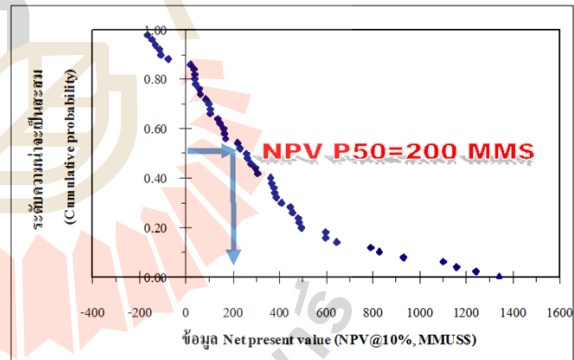


Figure 8. Net Present Value distribution VS cumulative probability

6. ACKNOWLEDGMENTS

I would like to appreciate all lecturers and students in SUT for their kind assistant. I also give many thanks to MF, PTTEP, CCOP and all references for their supports.

7. ACKNOWLEDGMENTS

I would like to appreciate all lecturers and students in SUT for their kind assistant. I also give many thanks to MF, PTTEP, CCOP and all references for their supports.

8. REFERENCES

Allen and allen, 2005, Basin Analysis:
www.esp.megill.ca

Booth, J.E (2000). Petroleum Geology of the Korat Basin N.E. THAILAND

CCOP, (2000) "The CCOP Guidelines for Risk Assessment of Petroleum Prospects" CCOP, 1982; Petroleum Data Management and Monte Carlo Simulation.

Chonglakmani, C.,Charoentitira ,T. and Liengjareern, M. (1995). Permian carbonates of Loei area, Northeastern Thailand (Geo-Indo'95) (pp. 577-587). Khonkean.

DMF, 2005, Results of Petroleum Exploration in Northeastern: www.dmf.go.th, 15p

Kriangkrai, T. (2005). Petroleum Production Efficiency in Carbonate Reservoir. In (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.) (pp.72-81). Khon Kaen.

Kriangkrai, T. (2005). Acid Fracturing Increases Production in Tight Gas Carbonate. (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.) (pp.84-91). Khon Kaen.

Kriangkrai, T. (1995). Petroleum and Energy Situation for Industrial Development in Thailand and Indochina . (Geo-Indo'95) (pp.535-540). Khon Kaen.

Sattayarak, N. (2005). Petroleum Potential of the Northeast ,Thailand. (GEOINDO 2005, 28-30 Nov.) (pp.21-30). Khon Kaen.

Sattayarak, N. (1992). Petroleum Exploration

Opportunities in Thailand. In the National Conference on Geologic Resources of Thailand: Potential for Future Development (pp. 668-675). Bangkok.

SPE, "Guideline for the Evaluation of Resources. A supplement to the SPE-WPC Petroleum Reserves The World Petroleum Congresses and the American Association of Petroleum Geologists. SPE 2001.

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

Srigulwong, S., 2005, Thailand Petroleum Geology and Potential: DMF, 55 p.

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

16. Wayne, A. (1999). Carbonate Pore Facies as Predictors of Reservoir Recovery Efficiency [on-line]. Available: <http://www.campublic.co.uk/science/publications/JconfAs/4/895.htm>.

17. 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.



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 ผู้ช่วยงานวิชาการและผู้ชำนาญการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่วประเทศ คำนวณเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบและกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน้าที่รับผิดชอบ กลั่นกรอง ยกเว้นภาษี การนำเข้าอุปกรณ์สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม กลั่นกรองอนุญาตให้ชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ติดตามและดูแลควบคุมการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ และตั้งแต่ พ.ศ. 2543 ดำรงตำแหน่งรองศาสตราจารย์ตั้งแต่ พ.ศ. 2548 และดำรงตำแหน่งรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตั้งแต่ พ.ศ. 2544 ถึงปัจจุบัน 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 : kriangk@sut.ac.th

ผู้ร่วมวิจัย

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อัมพรรค์ วรรณโกมล เกิดเมื่อวันที่ 30 กันยายน 2515 ที่จังหวัดชลบุรี สำเร็จการศึกษาชั้นปริญญาตรีสาขาปิโตรเลียมสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ชั้นปริญญาโท สาขาปิโตรเลียม จากภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และชั้นปริญญาเอกสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาธรณีวิทยา มหาวิทยาลัย Free University ประเทศเยอรมัน ปัจจุบันเป็นอาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา