

รหัสโครงการ SUT 7-719-43-12-47



รายงานการวิจัย

ประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมจากหินคาร์บอเนต Petroleum Production Efficiency in Carbonate Rock

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว



รหัสโครงการ SUT 7-719-43-12-47

รายงานการวิจัย

ประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมจากหินคาร์บอเนต Petroleum Production Efficiency in Carbonate Rock

ผู้วิจัย

นายเกรียงไกร ไตรสาร

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2543-2544

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่เพียงผู้เดียว

มิถุนายน 2547

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ประจำปีงบประมาณ 2543 และ 2544 ซึ่งงานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี โดยได้รับความช่วยเหลือจาก อาจารย์ ดร.จงพันธ์ จงลักษณ์ณี และ ผศ.ธารา เต็กอุทัย ที่ให้คำปรึกษาและอ้างอิงในงานวิจัย คุณกิจษณะ มลิตา นักศึกษาปริญญาเอกทุนกาญจนาภิเษก ที่กรุณาเรียบเรียงบทการวิเคราะห์หีนบางให้ผู้ช่วยวิจัยทั้งระดับปริญญาตรีและระดับบัณฑิตศึกษาที่ช่วยงานวิจัยนี้โดยเฉพาะคุณเมื่อนวาศ แข่งขัน และคุณปริญญา นรพัทธ์ ที่ได้ช่วยงานวิจัย Reservoir Simulation กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี (ปัจจุบันเปลี่ยนเป็น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน) เจ้าหน้าที่ฯ กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติที่กรุณาให้ใช้โปรแกรม Black Oil Work Bench ในการทำ Reservoir Simulation ตลอดจนช่วยแนะนำให้คำปรึกษาและข้อมูลต่าง ๆ

ขอขอบพระคุณทุกท่านที่ปรากฏอยู่ในบทอ้างอิงและสุดท้ายขอขอบคุณมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีที่ให้ทุนวิจัยและสนับสนุนงานวิจัยเป็นอย่างดีทุก ๆ ด้าน

ผู้วิจัย

กันยายน 2547

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้ได้รับทุนวิจัยการสนับสนุนจากคณาจารย์ พนักงาน ตลอดจนห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี อีกทั้งได้รับความช่วยเหลือ อนุเคราะห์จากเจ้าหน้าที่กองเชื้อเพลิงธรรมชาติในการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้คือ เก็บรวบรวมข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยตั้งแต่ต้นจนถึงปัจจุบัน ศึกษาและคาดการณ์ประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ การสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยไม่ประสบความสำเร็จมากนัก พบแหล่งก๊าซธรรมชาติเพียงสองแหล่งเท่านั้น ในอดีตที่ผ่านมาการคาดการณ์ประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมไม่สามารถทำได้ถูกต้องและเพียงพอเนื่องจากข้อมูลที่มีจำกัดและปกปิดตามสัญญาสัมปทาน ฉะนั้นงานวิจัยนี้จึงจำเป็นต้องศึกษาการกระจายตัวเรื่อง ค่าความพรุน และค่าการซึมผ่านได้ของหินปูน ค่าความพรุนและค่าการซึมผ่านได้จำนวนหนึ่งถูกรวบรวมมาจากข้อมูลการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เอกสารวิชาการต่าง ๆ ที่มีอยู่ มีการเก็บตัวอย่างหิน คาร์บอนเนตมากกว่า 30 ตัวอย่างมาวิเคราะห์ในห้องทดลองพบว่ามีความพรุนเฉลี่ย 4% และความซึมผ่านได้อยู่ 0.5 มิลลิเดาร์ซี มีวิเคราะห์อัตราเสี่ยงในการลงทุนสำรวจปิโตรเลียมในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ผลออกมาเป็น 7% และโอกาสพบแหล่งก๊าซธรรมชาติขนาด 255 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีการจำลองแหล่งปิโตรเลียม 4 ขนาดคือมีก๊าซในแหล่งเป็น 250 279 303 และ 622 พันล้านลูกบาศก์ฟุต มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์คำนวณแหล่งปิโตรเลียมแบบดั้งเดิมขึ้นมา เพื่อคำนวณเปรียบเทียบผลกับการคำนวณที่ใช้โปรแกรมสำเร็จรูปได้ผลใกล้เคียงกัน ผลการศึกษาวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมทั้ง 4 แหล่งได้ผลคือ สามารถผลิตก๊าซธรรมชาตินานประมาณ 20 ปี มีประสิทธิภาพในการผลิตร้อยละ 80 อัตราการคืนทุนร้อยละ 18-20 สำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีก๊าซ 250 พันล้านลูกบาศก์ฟุตจะสามารถผลิตก๊าซเริ่มต้นวันละ 90 ล้านลูกบาศก์ฟุตไปนาน 2 ปี จากนั้นอัตราการผลิตจะค่อย ๆ ลดลงปีละ 16% จนถึงปีที่ 20 ปีสุดท้ายจะผลิตด้วยอัตราวันละ 5 ล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการคืนทุนร้อยละ 20 ประโยชน์ที่ได้จากงานวิจัยนี้คือ ได้มีการปรับปรุงและพัฒนาความรู้ในด้านการจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม ความสามารถในการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์สำเร็จรูปในการศึกษาและคาดการณ์ประสิทธิภาพการผลิตแหล่งปิโตรเลียม และบางที่อาจกระตุ้นและสนับสนุนให้มีการลงทุนในกิจการปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนืออีกด้วย

Abstract

SUT budget, laboratories, and personnel supported this project with the assistance from DMR personnel for data and reservoir simulation. The objective of the research is to study and compile all information in petroleum exploration and production in the northeastern part of Thailand and estimate the petroleum production efficiency in carbonate rock reservoir, especially for gas reservoir in the northeast of Thailand. The petroleum exploration and development in the northeastern part of Thailand has been not quite successful, only two commercial gas fields in carbonate reservoir were discovered. In the past, the petroleum production efficiency estimation could not be performed accurately and sufficiently enough due to the data from the concessionaire is limited and confidential. Therefore, it is necessary to study the distribution of porosity and permeability in carbonate rock. The porosity and permeability data has been compiled from literature reviews such as concessionaire results, technical, and conference papers. More than 30 carbonate rock samples were collected from the fields to measure the porosity and permeability in SUT laboratory and the average porosity and permeability were found at 4% and 0.5 md. The exploration in the NE area was 7% risk, the FASPU program was run and resulted as the most likely potential reservoir gas in place at 255 Bcf. Four gas in place size models of 250, 279, 303 and 622 Bcf. were simulated for economic evaluation aspect. The economic study results were indicated that the gas reservoirs could be produced for 20 years with the recovery of 80% and the return on investment of 18-20%. The tank model reservoir program was developed to compare the reservoir simulation results. For the 250 Bcf gas in place model reservoir simulation, the gas production rate is started with 90 MMSCF/D and lasted for two years then declined about 16% per year until ended at the 20th year, with the final rate of 5 MMSCFD. The economic analysis of the production of this case was done and given 20% rate of return with PIR of 1. The benefit of this study will improve the knowledge of reservoir simulation model including the ability to use the software for petroleum production efficiency approximation and probably promote the petroleum activities in the area.

สารบัญ

	หน้า
กิตติกรรมประกาศ.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ข
Abstract.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญรูป.....	ช
บทนำ	
ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา.....	1
วัตถุประสงค์.....	1
วิธีดำเนินงานวิจัย.....	2
ขอบเขตของงานวิจัย.....	2
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ.....	2
หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์.....	3
บทที่ 1 บทนำและธรณีวิทยาภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	
1.1 บทนำ.....	4
1.2 ตำแหน่ง.....	5
1.3 ลักษณะภูมิประเทศ.....	5
บทที่ 2 ธรณีวิทยาและการเกิดธรณีพิวโลกบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	
2.1 ธรณีวิทยาทั่วไป.....	12
2.2 การเกิดของการแปรสัณฐานของเปลือกโลกเขตนี้ (Regional Plante Tectonic Development).....	12

บทที่ 3	กรอบโครงสร้างชั้นหิน	
3.1	บทนำ.....	19
3.2	การก่อตัวของโครงสร้าง.....	19
3.3	การพัฒนาและการเปลี่ยนแปลงลักษณะของโครงสร้าง.....	22
3.4	ชั้นพื้นฐานที่ไม่ต่อเนื่องของแอ่งโคราช (ก่อนชุดโคราช).....	23
บทที่ 4	ลักษณะโครงสร้างและการวิวัฒนาการของแอ่ง	
4.1	บทนำ.....	24
4.2	การวิวัฒนาการของแอ่ง.....	24
4.3	ลักษณะเฉพาะของโครงสร้าง.....	26
บทที่ 5	การเกิดตะกอนหินชั้นและการลำดับชั้นหิน	
5.1	ชั้นหินก่อนยุคคาลีโดเนียน.....	28
5.2	ลำดับหินชุดก่อนยุควาริสکان.....	29
5.3	ลำดับหินชุดยุคก่อนอินโดจีน I.....	29
5.4	ลำดับหินชุดก่อนอินโดจีน II.....	32
5.5	ลำดับหินชุดก่อนยุคการเกิดเทือกเขาหิมาลัย.....	37
บทที่ 6	การวิเคราะห์แผ่นหินบาง	
6.1	การจำแนกหินปูน.....	41
บทที่ 7	ผลการสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	
7.1	บทนำ.....	50
7.2	ประวัติการสำรวจ.....	50

บทที่ 8 ศักยภาพทางปิโตรเลียม	
8.1 อัตราความเสี่ยงในการสำรวจ.....	73
8.2 แหล่งปิโตรเลียมที่ยังไม่มีการค้นพบ.....	77
บทที่ 9 การทดลองในห้องปฏิบัติการ	
9.1 จุดประสงค์.....	78
9.2 การเก็บหินตัวอย่าง.....	78
9.3 การเตรียมหินตัวอย่าง.....	78
9.4 การวัดค่าความพรุน.....	78
9.5 การวัดค่าการซึมผ่าน (permeability) ของหินตัวอย่าง.....	83
9.6 การสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม.....	90
บทที่ 10 แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม	
10.1 ทฤษฎี.....	92
10.2 การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์.....	110
10.3 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model).....	114
บทที่ 11 แหล่งปิโตรเลียมแบบถังเดียว	
11.1 ทฤษฎี.....	118
11.2 พื้นฐานของแหล่งจำลองแบบถังเดียว.....	118
11.3 ประโยชน์ของแบบจำลอง Tank Model.....	122
11.4 การเตรียมข้อมูลที่จะ Input ของ Tank Model.....	123
11.5 ข้อมูลที่ใส่ในแบบจำลอง Tank Model.....	124
11.6 ผลของการทดลองผลิตโดยแบบจำลอง Tank Model.....	125
11.7 สรุป.....	125

บทที่ 12

12.1 จุดประสงค์.....	133
12.2 แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม.....	133
12.3 สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์.....	136
12.4 คำอธิบายตารางเศรษฐกิจ.....	139
12.5 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซแบบจำลอง Model kk60 (239 BCF).....	140
12.6 สรุปผลการวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Model kk65 (260 BCF).....	142
12.7 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมของแหล่งจำลอง 225 BCF และ PP new (558 BCF).....	144
12.8 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมเปรียบเทียบขนาดแหล่งจำลอง ขนาดต่าง ๆ กัน	146

บทที่ 13

13.1 สรุป.....	148
13.2 ข้อเสนอแนะในการวัดค่า Porosity และ Permeability	151
13.3 ข้อเสนอแนะในการทดลองผลิตด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Simulation).....	151
13.4 ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองแหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	152
13.5 ข้อเสนอแนะในการนำผลการทดลองผลิต (Simulation Results) ไปใช้ในกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม.....	153

บรรณานุกรม.....	154
-----------------	-----

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก GLOSSARY TERMS OF EVALUATION.....	157
ภาคผนวก ข POROSIMETER OPERATION.....	161

ภาคผนวก ค OVERBURDEN PORO-PERM CELL OPERATION.....	165
ภาคผนวก ง PRESSURE DISTRIBUTION OF PROJECT KK60.....	171
ภาคผนวก จ PRESSURE DISTRIBUTION GRAPH OF PROJECT KK60.....	212
ภาคผนวก ฉ PERMEABILITY DISTRIBUTION OF EACH LAYER.....	253
ภาคผนวก ช (1) TOPS STRUCTURE OF EACH LAYER IN PROJECT PPNEW....	260
ภาคผนวก ช (2) VERTICAL THICKNESS OF EACH LAYER IN PROJECT PPNEW.....	271
ภาคผนวก ช (3) VERTICAL NET THICKNESS OF EACH LAYER IN PROJECT PPNEW.....	282
ภาคผนวก ซ DATA INPUT IN SIMULATION MODEL	293
ภาคผนวก ฌ THE WORK PLAN AND BASIC COSTS	299
ภาคผนวก ญ TANK MODEL CALCULATION FORM BY USING VISUAL BASIC 6.0.....	303
ภาคผนวก ฎ THE LOCATIONS OF ROCK SAMPLES	328
ภาคผนวก ฏ ECONOMIC ANALYSIS	349
ประวัติผู้วิจัย.....	362

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
5.1 การลำดับระบบชื่อของชั้นหินชุดห้วยหินลาดจากผู้ประพันธ์หลายคนเปรียบเทียบกัน.....	36
6.1 แสดงรายละเอียดการจำแนกหินปูนแบบ Dunham (1962).....	41
7.1 อัตราการไหลของหลุมน้ำพอง 1-6.....	53
7.2 สรุปผลการเจาะปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย.....	66
7.3 เป้าหมายการเจาะสำรวจและผลการเจาะสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	71
8.1 อัตราเสี่ยงของแหล่งที่ประสบผลสำเร็จ.....	74
8.2 อัตราเสี่ยงของแหล่งที่ไม่ประสบผลสำเร็จ.....	75
8.3 อัตราเสี่ยงของโครงสร้างที่ยังไม่ได้ทดสอบ.....	75-76
8.4 สรุปตัวแปรทางธรณีวิทยาที่ใช้ในการคำนวณ.....	77
9.1 ตำแหน่งและคำอธิบายลักษณะหินตัวอย่างจากสนาม.....	80
9.2 ปริมาณของลูกเหล็กอ้างอิง (matrix cup billets) ที่ใช้ในการวัดของเครื่อง Porosimeter.....	83
9.3 ผลการวัดค่าความพรุนจากเครื่อง porosimeter ชุดที่ 1.....	86
9.4 ผลการวัดค่าความพรุนจากเครื่อง porosimeter ชุดที่ 2.....	87
9.5 ผลการวัดค่าการซึมผ่านได้ (permeability) ของหินตัวอย่าง.....	89
10.1 ข้อมูลที่ต้องการในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	113
10.2 รูปร่างพื้นที่และจำนวนกริดบล็อกในแต่ละชั้น.....	117
11.1 ผลอัตราการผลิตความดันแหล่งก๊าซแปรผันกับเวลา.....	130
11.2 แสดงอัตราการผลิตและปริมาณการผลิตรวมของหลุมผลิต 4 หลุม.....	131
12.1 อัตราการผลิตรวมจากทั้งห้าหลุมที่ได้จากการทดลองผลิตจากแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์.....	135
12.2 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ Model KK60 (239 BCF).....	142
12.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของโครงการ KK65.....	144
12.4 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมแหล่ง 225 BCF.....	145
12.5 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมแหล่ง Ppnew (486 BCF).....	146

สารบัญญภาพ

รูปที่	หน้า
1.1 แผนที่ตำแหน่งภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	7
1.2 แผนที่แสดงเขตจังหวัดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	8
1.3 แผนที่แสดงหน่วยภูมิประเทศสำคัญในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	9
2.1 บริเวณรอยต่อของเปลือกโลกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย.....	14
2.2 รูปตารางการเรียงลำดับชั้นหินของที่ราบสูงโคราช.....	15
3.1 ส่วนประกอบธรณีพื้นผิวของที่ราบสูงโคราช.....	20
3.2 แอ่งย่อยในที่ราบสูงโคราช.....	21
5.1 แสดงลำดับชั้นหินหน่วยต่าง ๆ ของที่ราบสูงโคราชและการก่อตัวของ โครงสร้างหินเหล่านี้.....	29
5.2 แสดงลำดับชั้นหินของที่ราบสูงโคราชและเหตุการณ์การเคลื่อนตัวของ เปลือกโลกที่เกี่ยวข้องกัน.....	31
5.3 การเปลี่ยนแปลงลำดับชั้นหินและสภาวะแวดล้อมการตกตะกอนของหินชุดสระบุรี.....	35
5.4 การแบ่งลำดับชั้นหินชุดห้วยหินลาดตามข้อมูลหลุมเจาะ.....	36
6.1 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดสระบุรีด้วยกำลังขยาย 5 เท่า แสดงหินปูนชนิด Packstone-Grainstone ซึ่งประกอบด้วยซากฟอสซิลจำพวก Fusulinid และ Foraminifera.....	42
6.2 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดสระบุรีด้วยกำลังขยาย 10 เท่า แสดงหินปูนชนิด Grainstone มีลักษณะ crystalline texture, calcite plagioclase ประกอบด้วย 5-10% dolomite (สีแดงในรูป b) นอกจากนี้ยังแสดงการเกิดผลึกของ calcite จากกล้อง CL.....	43

รูปที่	หน้า
6.3 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดสระบุรีด้วยกำลังขยาย 5 เท่า แสดงหินปูนชนิด Packstone มี micritic supported และ เศษซากของ fusulinid ในรูป (b) แสดง calcite cavity และ dolomite (สีแดง).....	44-45
6.4 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดเพชรบูรณ์ด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Packstone แสดงการ deformation และ เม็ด volcanic quartz สีน้ำเงินในรูป CL.....	46
6.5 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดเลยด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Grainstone แสดง crystalline fragment ของ transported foraminifera และ calcite plagioclase ในรูป CL แสดง bright luminescence ของ sparitic texture และ dull crystalline fragment ของ plagioclase.....	47
6.6 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดนครราชสีมาด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Packstone แสดง crystalline fragment ของ fusulinid bioclase กับ foraminifera และ calcite plagioclase ในรูป CL แสดง 1-2 % clay mineral (blue spot).....	48
6.7 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่างหินปูนจากจังหวัดลพบุรี ด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Wackstone แสดง calcite plagioclase ใน micritic matrix supported ในรูป CL แสดง 5 % dolomite (reddish orange).....	49
7.1 ตำแหน่งหลุมเจาะสำรวจและประเมินผลในแอ่งที่ราบสูงโคราช.....	51
7.2 แสดงแผนที่โครงสร้างแหล่งก๊าซน้ำพอง.....	54
7.3 แสดงลำดับชั้นหินแอ่งที่ราบสูงโคราช.....	55
7.4 ภาคตัดขวาง โครงสร้างน้ำพอง.....	56
7.5 ภาคตัดขวาง โครงสร้างภูซ้อม.....	57
7.6 แสดงภาคหน้าตัดเส้น Seismic บริเวณหลุมเจาะดาวเรือง -1.....	58

รูปที่	หน้า
7.7 ลักษณะลำดับชั้นหินแนวตั้งของที่ราบสูงโคราชประเทศไทย.....	58
7.8 แสดงลำดับหินจากการหยั่งธรณีหลุมเจาะดาวเรือง-1 ที่ราบสูงโคราช.....	59
7.9 แผนที่แสดง Play concept ของหลุมสำรวจในที่ราบสูงโคราชภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย.....	62
7.10 รูปแบบโครงสร้างปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ.....	72
9.1 เครื่องเจาะหินตัวอย่าง (Coring Machine).....	80
9.2 หินตัวอย่างรูปทรงกระบอกเส้นผ่าศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว ยาว 1 นิ้ว.....	80
9.3 เครื่องมือ porosimeter ใช้วัดค่าความพรุน (porosity) ของหินตัวอย่าง.....	81
9.4 รูปลูกเหล็ก (Billet) และกระบอกทดลอง (Chamber).....	82
9.5 เครื่องมือ Overburden Poro-perm Cell ที่ใช้วัดค่าการซึมผ่านได้ (permeability) ของหินตัวอย่าง.....	88
9.6 เครื่องมือวัด Permeability ที่ผลิตขึ้นเอง.....	90
10.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม	94
10.2 การสมดุลมวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system).....	95
10.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน.....	97
10.4 ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล.....	103
10.5 กำหนดสมการเริ่มต้นของความดันที่ระดับเวลาขั้นที่ 1.....	107
10.6 แสดงให้เห็นรูปแบบ Matrix ของความดันแบบ IMPES.....	108
10.7 ผลของการคำนวณเพื่อเสร็จสิ้นช่วงเวลาที่กำหนด.....	109
10.8 สรุปขั้นตอนคำนวณแบบ IMPES.....	110
10.9 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม.....	116
11.1 แสดงความดันลดลงเมื่อไหลผ่านอุปกรณ์การผลิตของของไหล.....	118
11.2 ภาพแสดงรูปร่างของแบบจำลองแหล่งก๊าซแบบ Tank Model 3 มิติ.....	125
11.3 แสดงผังการคำนวณของ Tank Model.....	129
11.4 แสดงอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการผลิตก๊าซรวมและความดันในแหล่งก๊าซแปรผันกับเวลาการผลิต.....	132

รูปที่

หน้า

12.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตกับเวลา.....	136
--	-----

บทนำ

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

พลังงานจากปิโตรเลียมถือได้ว่าเป็นปัจจัยที่สำคัญสูงสุดปัจจัยหนึ่งในการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศ การสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในประเทศไทยประสบผลสำเร็จพอสมควร ดังจะเห็นได้ว่า เราสามารถผลิตปิโตรเลียมได้ถึง 30% ของปริมาณการใช้ปิโตรเลียมภายในประเทศลดการพึ่งพาปิโตรเลียมจากต่างประเทศ และสร้างเสถียรภาพความมั่นคงในด้านการจัดหาพลังงานเพื่อพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ

แต่ว่าการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในภาคอีสานยังไม่ประสบผลสำเร็จเท่าที่ควร เพราะมีการค้นพบและผลิตปิโตรเลียมที่อำเภอหนองน้ำพอง ที่จังหวัดขอนแก่นเพียงแห่งเดียว ซึ่งถือว่าน้อยมากเมื่อเปรียบเทียบกับแอ่งปิโตรเลียมที่กระจุกกระจายอยู่ทั่วภาคอีสาน ซึ่งส่วนใหญ่เป็นปิโตรเลียมในแหล่งหินปูนยุคเพอร์เมียน ความเข้าใจถึงปริมาณช่องว่างหรือความพรุน (porosity) และความสามารถให้ปิโตรเลียมไหลผ่าน (permeability) ของหินปูนยุคเพอร์เมียนยังไม่ชัดเจน ทำให้ไม่สามารถคาดการณ์ประสิทธิภาพการผลิตได้ใกล้เคียงกับความจริง อีกทั้งข้อมูลวิเคราะห์ของบริษัท เอสโซ่ฯ ซึ่งเป็นบริษัทผู้รับสัมปทานแหล่งก๊าซน้ำพองมีจำกัด และถือเป็นข้อมูลปกปิด

ผลการศึกษาครั้งนี้จะทำให้ทราบปริมาณช่องว่าง (porosity) และความสามารถให้ปิโตรเลียมไหลผ่าน (permeability) ของหินปูนยุคเพอร์เมียนในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ซึ่งจะช่วยให้สามารถคำนวณปริมาณสำรองและประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งที่พบแล้ว และหาศักยภาพปิโตรเลียมในแหล่งที่จะสำรวจต่อไปได้ดียิ่งขึ้น

วัตถุประสงค์

เพื่อให้ทราบค่าความพรุน (porosity) และค่าความไหลผ่านได้ (permeability) ของหินปูนยุคเพอร์เมียนในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อคำนวณปริมาณสำรองและประสิทธิภาพในการผลิตก๊าซแหล่งน้ำพองเป็นข้อมูลพื้นฐานหาศักยภาพ ปริมาณ และประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ เพื่อฝึกฝนนักวิชาการใหม่ๆ ให้มีประสบการณ์ในด้านวิจัย เปรียบเทียบการวัดค่า porosity กับ permeability ที่วัดได้จากการทดลองและกับการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (simulation) เพื่อส่งเสริมให้บริษัทน้ำมันต่างชาติเข้ามาสำรวจและพัฒนาปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมากขึ้น

วิธีดำเนินงานวิจัย

รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับลักษณะของหินคาร์บอนเนตยุคเพอร์เมียนที่เคยมีผู้ศึกษาทดลอง และวิจัยมาก่อน การรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับผลการเจาะสำรวจ และผลิตปิโตรเลียมในภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ วิเคราะห์ข้อมูลเพื่อนำมาใช้ในการวิจัยเก็บตัวอย่างหินที่เป็น Outcrops อย่างน้อย 10 ตัวอย่าง และขี้มตัวอย่างหินที่เป็นแท่งหินจากกรมทรัพยากรธรณี 6 ตัวอย่าง และเตรียมตัวอย่าง ศึกษาคุณสมบัติทางฟิสิกส์จากหินแผ่นบาง วิเคราะห์หินตัวอย่างเพื่อหา Porosity Permeability และ Fluid Saturation ในห้องปฏิบัติการ 16 ตัวอย่าง วิเคราะห์และประเมินผลข้อมูลจากห้องปฏิบัติการ เปรียบเทียบกับผลจาก Logs และผลการวิเคราะห์จากบริษัทผู้รับสัมปทานปิโตรเลียม สร้างแบบจำลอง คอมพิวเตอร์โดยป้อนข้อมูลเข้าคอมพิวเตอร์ ตรวจสอบค่า Porosity และ Permeability เก็บตัวอย่างหิน เพื่อนำมาทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมในห้องแล็บ ทดลองหาประสิทธิภาพในการผลิต ปิโตรเลียมใช้ข้อมูลสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งกักเก็บปิโตรเลียม(Reservoir Simulation) ทดลองผลิตหาประสิทธิภาพการผลิต โดยใช้ข้อมูลการผลิตแหล่งน้ำพองเป็นต้นแบบประเมินผล สรุป และเขียนรายงานฉบับสมบูรณ์

ขอบเขตของงานวิจัย

จำกัดอยู่ที่ชั้นหินปูนยุคเพอร์เมียนในบริเวณที่มี Outcrops และ หินตัวอย่างที่เจาะสำรวจโดยบริษัทผู้รับสัมปทานในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ข้อมูลที่ได้ใช้หาปริมาณสำรอง อัตราการผลิต ประสิทธิภาพ และเวลาที่ใช้ผลิต ปิโตรเลียม จากแหล่งหินปูนในภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่พบแล้วและที่จะพบตรวจสอบปริมาณ สำรองและหาประสิทธิภาพ อัตราการผลิต และระยะเวลาการผลิตแหล่งก๊าซน้ำพอง ข้อมูลที่ได้จะมีประโยชน์ในการวางแผนการจัดการจัดหาแหล่งพลังงาน เพื่อพัฒนาอุตสาหกรรมและเศรษฐกิจในภาค ตะวันออกเฉียงเหนือ และของประเทศชั่งกึ่งและส่งเสริมให้บริษัทต่างชาติเข้ามาลงทุนสำรวจ และ พัฒนาแหล่งปิโตรเลียม ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมากขึ้น ประสพการณ์ในการเปรียบเทียบผลการ ทำแบบจำลอง การทดสอบ กับการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ตลอดจนการใช้อุปกรณ์ห้อง ปฏิบัติการ และซอฟต์แวร์คอมพิวเตอร์ ทำให้ได้ความรู้ถึงคุณสมบัติต่างๆ ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม มากขึ้น

หน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี สามารถนำผลวิจัยนี้มาประกอบการเรียนการสอนในวิชา Petroleum Reservoir Technology และ Petroleum Production Technology ทั้งระดับปริญญาตรีและปริญญาโท

กรมทรัพยากรธรณี เพื่อนำผลวิจัยมาหาค่าศักยภาพและประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม บริเวณตะวันออกเฉียงเหนือ

บริษัทน้ำมันที่ผลิตปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ คือ บริษัทเอสโซ่ฯ นำผลวิจัย ตรวจสอบกับข้อมูลของคนเพื่อหาปริมาณสำรอง คาดการณ์และประสิทธิภาพการผลิต ก๊าซแหล่ง น้ำพอง

บริษัทน้ำมันอื่นๆ ที่สนใจจะเข้ามาสำรวจหาปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ นำผล วิจัยมาประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียม

บทที่ 1

บทนำและธรณีวิทยาภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

1.1 บทนำ

ปิโตรเลียมเป็นแหล่งพลังงานสำคัญในการพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ปัจจุบันความต้องการใช้ปิโตรเลียมได้เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว สืบเนื่องมาจากการขยายตัวทางเศรษฐกิจทั้งด้านการเกษตรและอุตสาหกรรมอย่างต่อเนื่อง เราสามารถผลิตปิโตรเลียมได้เพียงร้อยละ 50 ของปิโตรเลียมที่ใช้ในประเทศ การสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทยนับว่าประสบความสำเร็จพอสมควร แต่ก็ไม่เพียงพอต่อการใช้ในประเทศ อย่างไรก็ตามยังสามารถลดการพึ่งพาการนำเข้าปิโตรเลียมในระดับหนึ่ง ผลการความสำเร็จนี้ทำให้เกิดความมั่นคงในการจัดหาพลังงานเพื่อพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศเป็นอย่างมาก

การสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือดูเหมือนไม่ค่อยประสบความสำเร็จมากนัก มีการพบแหล่งก๊าซธรรมชาติที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์เพียง 2 แหล่งคือ แหล่งก๊าซน้ำพองที่อำเภอป่าพองจังหวัดขอนแก่น ซึ่งขณะนี้กำลังผลิตโดยบริษัท เอสโซ่ โคราชอิงค์ เพื่อใช้ผลิตไฟฟ้าและแหล่งกู่ฮ่อม ซึ่งขณะนี้กำลังเตรียมการพัฒนาโดยบริษัท อะเมอร์ราดาเอสเปรียบเทียบกับพื้นที่ที่กว้างใหญ่และมีโครงสร้างชั้นหินใต้ดินมากมายในบริเวณนี้ หินที่เป็นแหล่งปิโตรเลียมส่วนใหญ่เชื่อว่าเป็นหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียน ความพรุนและความสามารถซึมผ่านของหินคาร์บอนเตยุคเปอร์เมียนมีค่าน้อย จึงทำให้ยากต่อการคาดการณ์สมรรถภาพและประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียม นอกจากนั้นข้อมูลวิเคราะห์โดยบริษัท เอสโซ่ฯ ผู้รับสัมปทานแหล่งก๊าซน้ำพองมีจำกัดก็ต้องปกปิดตามสัญญาสัมปทาน

อนาคตของการผลิตน้ำมันและก๊าซธรรมชาติจะประสบความสำเร็จขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บทางธรณีวิศวกรรมแหล่งกักเก็บและแบบจำลองคอมพิวเตอร์ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมอย่างเข้มข้น มีความจำเป็นต่อการบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียม การบริหารจัดการแหล่งปิโตรเลียมคือการตรวจสอบหาสถานะที่ดีที่สุดในการหาจุดกำไรสูงสุดในการผลิตปิโตรเลียมจากแหล่งที่ค้นพบ การจำลองแหล่งปิโตรเลียมด้วยคอมพิวเตอร์เป็นองค์ประกอบที่สำคัญในการพัฒนาและผลิตปิโตรเลียมให้มีประสิทธิภาพสูงสุด การจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์ที่นิยมใช้ในอุตสาหกรรมทั่วไปที่มีความจำกัดอยู่ที่ขนาดและความซับซ้อนของปัญหาที่สามารถแก้ไขได้ ข้อมูลและรายละเอียดของแหล่งปิโตรเลียมมีความจำเป็นต่อการทดลองผลิตด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ในทางจินตนาการข้อมูลลักษณะของแหล่งกักเก็บและข้อมูลมหาศาลเกี่ยวกับคุณสมบัติและลักษณะของหินและของไหล ควรนำมาใช้ในการทดลองผลิตด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์

งานวิจัยนี้จะเป็นประโยชน์ต่อการพัฒนาทรัพยากรของประเทศไทย โดยจะประเมินประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมจากหินคาร์บอนเต นอกจากนี้ยังรวบรวมข้อมูลต่าง ๆ เกี่ยวกับแหล่งปิโตรเลียมในหินคาร์บอนเต จากผลการศึกษา การทดลอง และผลวิจัยที่มีอยู่ถึงปัจจุบัน

ข้อมูลจากการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่หาได้จะถูกใส่เข้าไปในแบบจำลองคอมพิวเตอร์ ตัวอย่างหินหลายตัวอย่างจากภาคสนามถูกนำมาวัดหาค่าความพรุนและความไหลผ่านได้ (Porosity and Permeability) ในห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และประเมินประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมจากหินคาร์บอนเนต

จุดประสงค์ของงานวิจัยนี้เพื่อหาค่าความพรุน ค่าความซึมผ่านได้และประสิทธิภาพการผลิตปิโตรเลียมจากหินคาร์บอนเนตในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย นอกจากนี้ ยังคำนวณหาปริมาณสำรองและคาดการณ์ประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมของแหล่งที่คาดว่าจะพบในบริเวณนี้

งานวิจัยนี้ได้รับการสนับสนุนทุนวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 2 ปี งบประมาณคือ ปีงบประมาณปี 2544 จำนวน 71,000 บาท และปีงบประมาณ 2545 จำนวน 157,000 บาท มีการออกภาคสนามบริเวณจังหวัดสระบุรี เลย ขอนแก่น และเพชรบูรณ์ เพื่อเก็บหินตัวอย่างกว่า 30 ตัวอย่างมาเจาะเป็นหินตัวอย่างเพื่อวิเคราะห์หาค่าความพรุนและความซึมผ่านได้ในห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

การวิเคราะห์แบบจำลองคอมพิวเตอร์ได้ใช้ซอฟต์แวร์ (Black oil) ที่กองเชื้อเพลิงธรณีวิทยา กรมทรัพยากรธรณี (ปัจจุบันเป็นกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กระทรวงพลังงาน) รายงานฉบับนี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ส่วนแรกเป็นธรณีวิทยาและส่วนที่สองเป็นวิศวกรรมปิโตรเลียม

1.2 ตำแหน่ง

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยอยู่ระหว่างละติจูดที่ $14^{\circ}00' - 18^{\circ}00'$ เหนือ ลองจิจูดที่ $101^{\circ}15'30'$ ตะวันออกคงแสดงในรูปที่ 1.1 คลอบคลุมพื้นที่ 168,859 ตารางกิโลเมตร ด้านทิศเหนือและทิศตะวันออกเฉียงเหนือติดชายแดนประเทศลาว ทิศใต้ติดชายแดนประเทศกัมพูชา ภาคตะวันออกเฉียงเหนือแบ่งเขตการปกครองออกเป็น 19 จังหวัดคงแสดงในรูป 1.2 มีเส้นทางถนนหลวงเป็นเครือข่ายติดต่อกันได้ทุกอำเภอทุกจังหวัด มีเส้นทางรถไฟจากกรุงเทพฯ มาที่นครราชสีมาจากนั้นแยกขึ้นเหนือถึงจังหวัดหนองคายและแยกไปตะวันออกถึงจังหวัดอุบลราชธานี

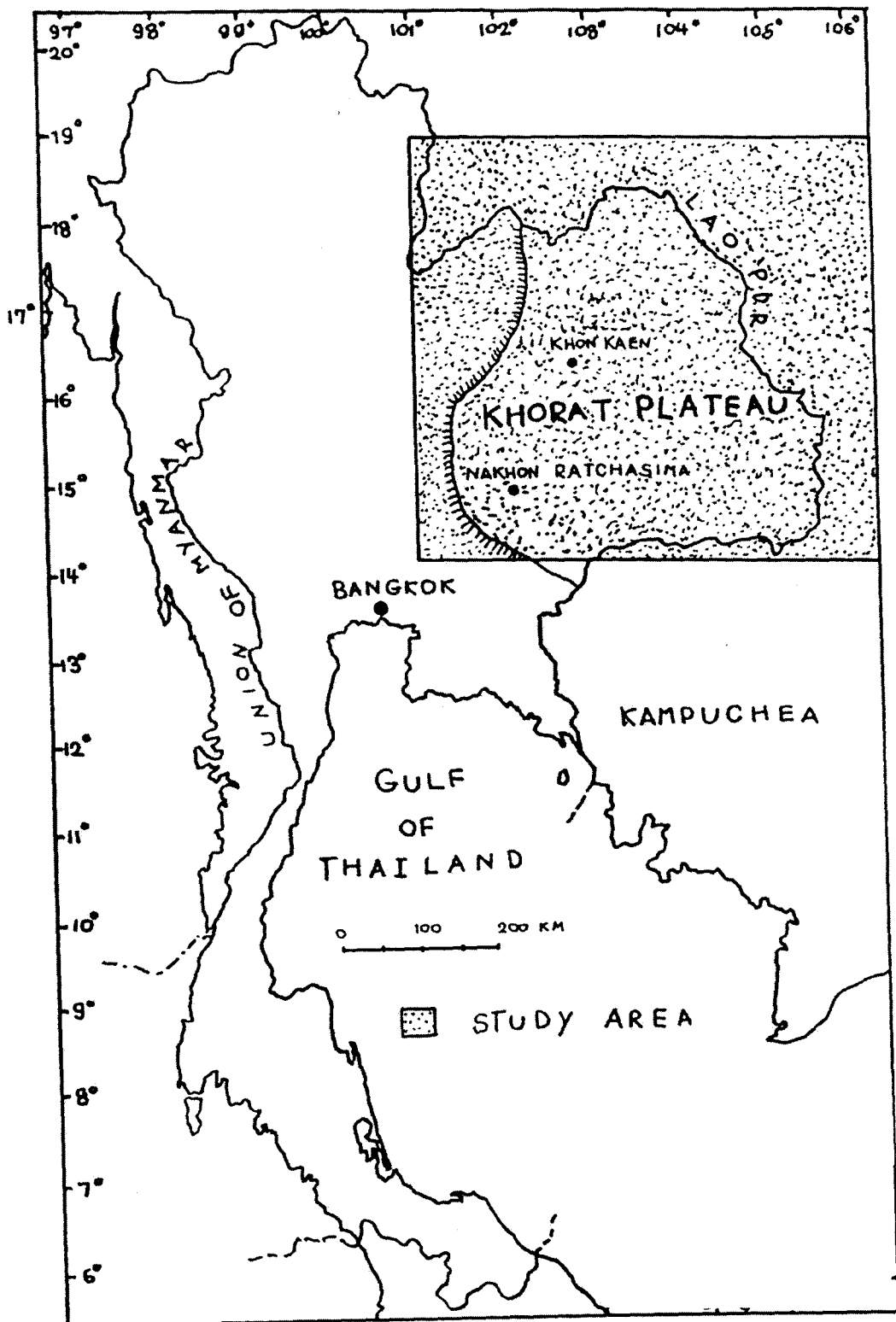
1.3 ลักษณะภูมิประเทศ

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีภูมิประเทศเป็นที่ราบสูงล้อมรอบด้วยภูเขาทางด้านตะวันตกและทางตอนใต้ ภูมิประเทศค่อย ๆ ลาดต่ำไปทางลุ่มแม่น้ำโขง เกิดเป็นที่ราบสูงโคราช (Khorat Plateau) ที่ราบสูงกระจายตัวขึ้นเหนือและไปทางตะวันออกเฉียงเหนือข้ามแม่น้ำโขงสู่ประเทศลาว สภาพธรณีวิทยาของภาคตะวันออกเฉียงเหนือประกอบไปด้วย 5 ส่วนใหญ่ ๆ ดังแสดงในรูป 1.3 คือ

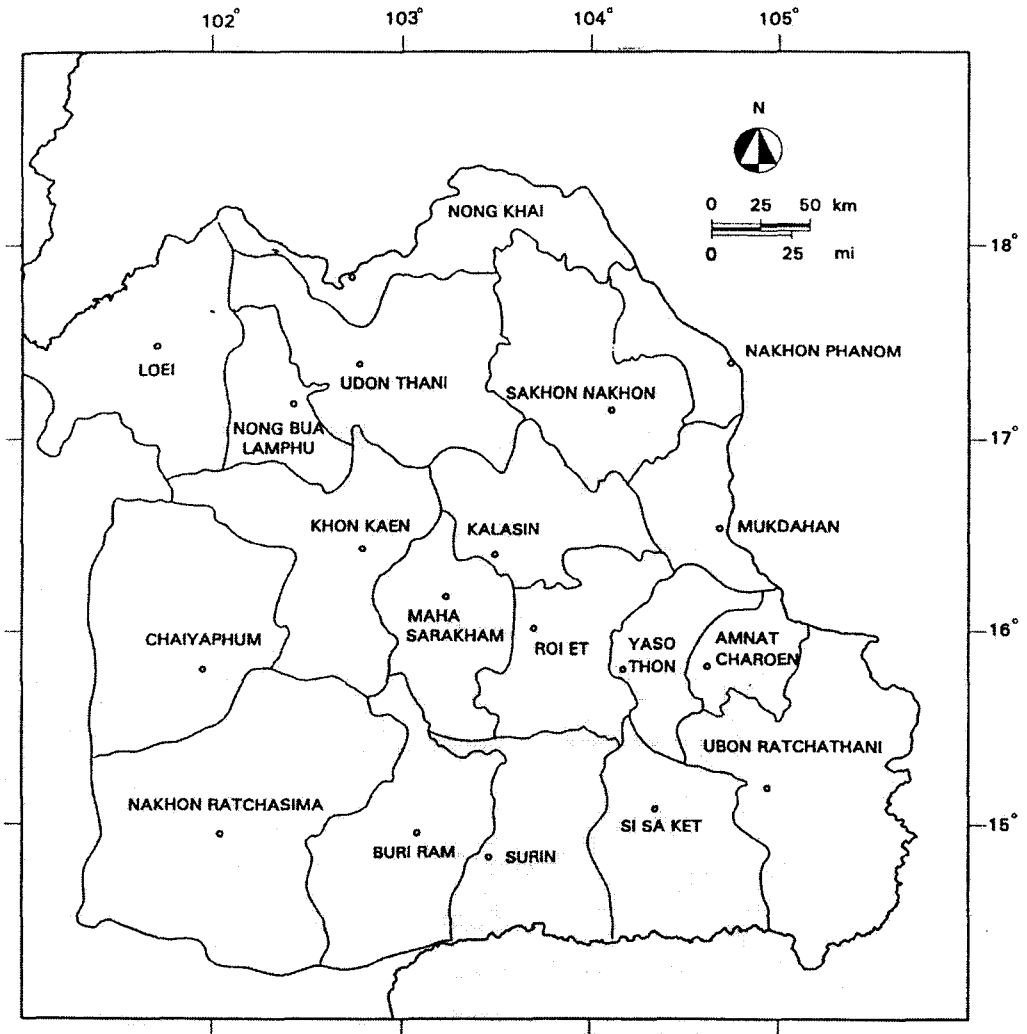
1. เทือกเขาเพชรบูรณ์และคงพลูเนียน

2. เทือกเขาสันกำแพงและดงรัก
3. เทือกเขาภูพาน
4. แอ่งโคราช
5. แอ่งสกลนคร

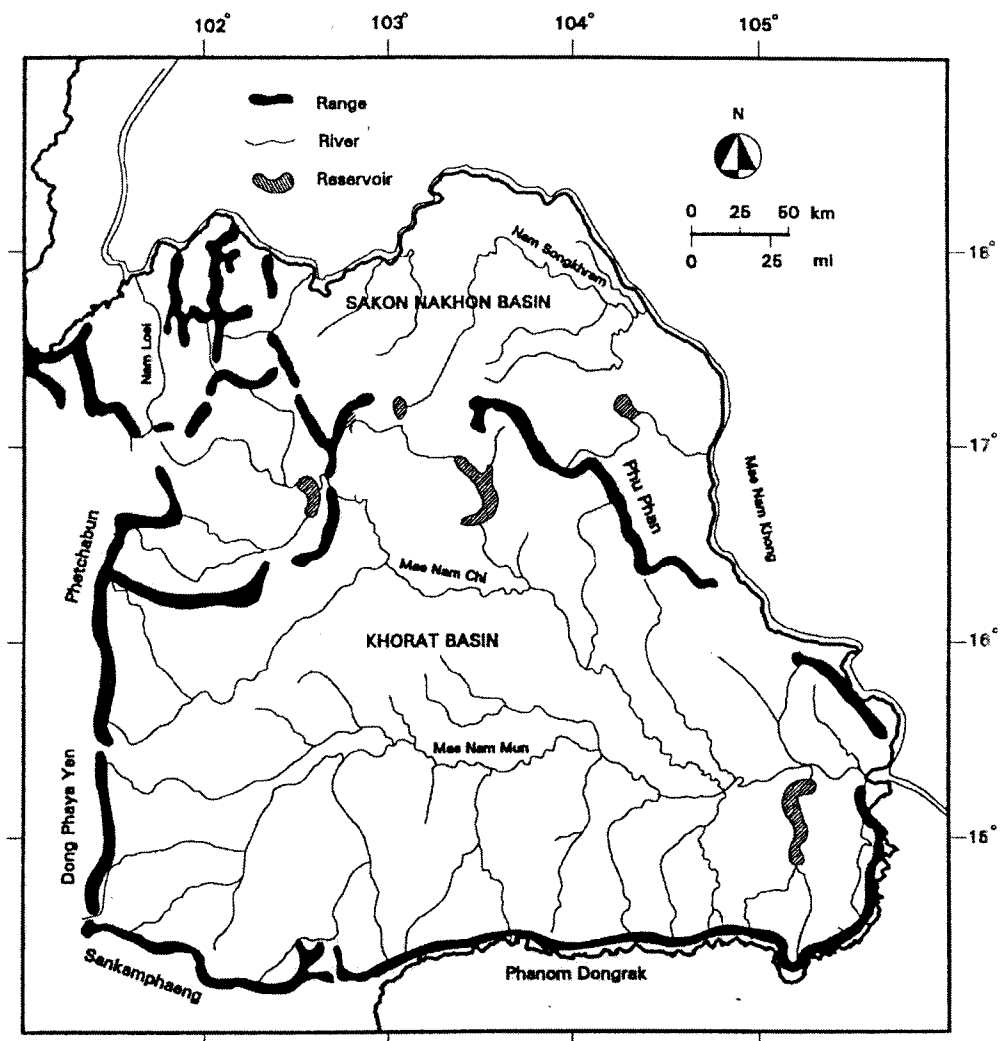
เทือกเขาเพชรบูรณ์และดงพญาเย็น เริ่มจากตอนเหนือของจังหวัดเลยถึงตอนใต้ของ
จังหวัดนครราชสีมา ขอบเขตด้านตะวันตกแยกเทือกเขาเหล่านี้้ออกจากบริเวณภาคกลางของประเทศไทย
ลักษณะเด่นของเทือกเขาเพชรบูรณ์และดงพญาเย็นคือ ด้านบนเทือกเขาจะเป็นเนินราบ
สูง โดยเฉพาะที่ภูเรือและภูกระดึงในจังหวัดเลย



รูปที่ 1.1 แผนที่ตำแหน่งภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 1.2 แผนที่แสดงเขตจังหวัดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 1.3 แผนที่แสดงหน่วยภูมิประเทศสำคัญในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

เทือกเขาสันกำแพงและดงรักอยู่ทางตะวันตกไปถึงทิศใต้ของแม่น้ำมูลที่จังหวัดอุบลราชธานี เทือกเขาเหล่านี้เกิดเป็นกำแพงลาดชันทางตอนใต้และค่อยลดความชันลงไปทางทิศเหนือ มีเนินภูเขาไฟ (Basaltic hill) เป็นหย่อม ๆ ทางตอนเหนือที่ลาดชันในจังหวัดบุรีรัมย์ ศรีสะเกษและอุบลราชธานี

เทือกเขาภูพานแยกแ่งสกลนครอยู่ตอนเหนือและแ่งโคราชอยู่ตอนใต้ เทือกเขาเริ่มจากจังหวัดอุบลราชธานี ผ่านสกลนคร กาฬสินธุ์ มุกดาหาร และไปสิ้นสุดใกล้แม่น้ำโขงที่จังหวัดอุบลราชธานี เทือกเขาประกอบไปด้วยเนินเขาเล็ก ๆ ที่สูงขึ้นจากที่ราบมีระดับความสูงประมาณ 300-500 เมตร จากระดับน้ำทะเล

แอ่งโคราชวางตัวอยู่ทางตอนใต้ของเทือกเขาภูพานและกัศเซาะโดยระบบแม่น้ำมูลและชี เป็นแอ่งตะกอนแม่น้ำที่ใหญ่ที่สุดของประเทศ โดยมีระดับความสูงระหว่าง 120-170 เมตร จากระดับน้ำทะเล แม่น้ำทั้งสองพบกันที่จังหวัดอุบลราชธานี และไหลลงไปสู่มแม่น้ำโขงชายแดนไทย-ลาว

แอ่งสกลนครวางตัวไปทางเหนือของเทือกเขาภูพานและขยายตัวไปถึงแม่น้ำโขง มีระดับความสูงระหว่าง 140-180 เมตรจากระดับน้ำทะเล ประกอบด้วยแม่น้ำลำธารเล็ก ๆ มากมาย เช่น แม่น้ำสงคราม ซึ่งระบายลงสู่มแม่น้ำโขงเช่นเดียวกัน

บทที่ 2

ธรณีวิทยาและการเกิดธรณีพิวโลกบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

2.1 ธรณีวิทยาทั่วไป

ธรณีวิทยาแห่งประเทศไทยประกอบไปด้วยหินอายุตั้งแต่ยุคพรีแคมเบรียน (Precambrian) ถึงยุคควอเทอร์นารี (Quaternary) หินเหล่านี้แพร่ขยายต่อเนื่องอยู่ระหว่างพื้นที่ 2 แผ่น ที่ก่อกำเนิดมาจากคอนวานา แผ่นฉานไทยอยู่ทางตะวันตกและแผ่นอินโดจีนอยู่ทางตะวันออก แผ่นทวีปทั้งสองต่อกันเนื่องจากการชนกันของพื้นที่ทวีปในยุคไทรแอสซิก ตอนปลาย (Late Triassic) หลังการชนมีทะเลเกิดขึ้นอีกเป็นหย่อม ๆ เป็นแอ่งระหว่างภูเขาต่าง ๆ ตามด้วยการตกตะกอนทางทะเลในยุคไทรแอสซิก ในแอ่งเหล่านี้ การตกตะกอนแดงพื้นที่ทวีป (Red bed) และกลุ่มชุดหินโคราชพร้อมพวกเกลือหินในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ตะกอนยุคเทอร์เชียรี (Tertiary sediments) เกิดขึ้นตามรอยแตกระหว่างแอ่งเหล่านี้และตะกอนยุคควอเทอร์นารี (Quaternary sediments) ก็ตกตะกอนขยายกว้างตามแอ่งแม่น้ำเช่นเดียวกับตามบริเวณชายฝั่งของคาบสมุทรของประเทศไทย หินแกรนิตในประเทศไทยสามารถแบ่งออกเป็น 3 แนว ได้แก่ ตะวันตก ตอนกลาง และตะวันออก หินแกรนิตชนิดเอสอยู่ทางตะวันตก และตอนกลาง ส่วนชนิดไออยู่ทางสายตะวันออก นอกจากนั้นยังมีหินอัคนี (Volcanic rocks) 3 แนวใหญ่ๆ ในประเทศไทยมีชื่อเรียกว่า เชียงของ-ตาก เลข-จันทบุรี และหินบะซอลท์ยุคซีโนโซอิก ประเทศไทยซึ่งตั้งอยู่บนรอยต่อของพื้นที่ทวีปทั้งสองที่ประกอบไปด้วยการเปลี่ยนแปลงหลายขั้นตอนและหลากหลายอายุนี้ สามารถนับเป็นปรากฏการณ์ที่น่าสนใจในการสืบค้นและศึกษาของภาคพื้นเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ ความเข้าใจถึงการวางตัวของชั้นหินและการเปลี่ยนแปลงของเปลือกโลกบริเวณนี้เป็นสะพานเชื่อมความเข้าใจในธรณีเอเชียและแปซิฟิกตอนใต้ และได้ให้หลักฐานสำคัญในการเชื่อมความสัมพันธ์ทางธรณีวิทยาในบริเวณพื้นที่ภาคนี้อีกด้วย (GEOTHAI'97, book1.P2)

ผลการสำรวจธรณีฟิสิกส์และหลุมเจาะปิโตรเลียมจากที่ราบสูงโคราชอธิบายถึงการปรากฏของแอ่งโครงสร้างใต้ดินยุคพาลีโอโซอิกและไทรแอสซิกที่มีความลึกต่าง ๆ พร้อมทั้งชั้นหินที่โผล่ผิวดินที่คล้ายกันที่แพร่ขยายอย่างกว้างขวางตรงบริเวณแนวเทือกคดโค้งเลข-เพชรบูรณ์ไปทางทิศตะวันตก ลำดับของชั้นตะกอนในบริเวณโคราชประกอบไปด้วยรอยทรุดเริ่มต้น ซึ่งเป็นชั้นของตะกอนยุคอายุคาร์บอ-นิเฟอร์รัสถึงยุคไทรแอสซิกและส่วนจมลงของลำดับตะกอนยุคอายุไทรแอสซิกถึงครีเทเชียส (herein termed the "post-Indosinian") ลำดับตะกอนทั้งสองถูกแยกกันโดยรอยพุกังที่ไม่ต่อเนื่องอินโดจีน (Indosinian Unconformity) ซึ่งเป็นตัวแสดงถึงการชนกันครั้งสำคัญของพื้นที่ทวีปอินโดจีนและพื้นที่ทวีปข้างเคียงหิน ยุคเปอร์เมียนของประเทศไทยส่วนใหญ่เป็นหินปูนยุคอายุจากเปอร์เมียนตอนต้นถึง

ตอนกลางและสามารถแบ่งเป็น สองกลุ่มใหญ่ๆ คือ หินปูนคาร์สติก (Karstic limestones) ทางตะวันตกของคาบสมุทรมุขูจ๊กในนามกลุ่มราชบุรีของแผ่นฉานไทย ในขณะที่อีกกลุ่มคือหินปูนที่มีชั้นซิติกาและเชิร์ตแทรกอยู่ทางทิศตะวันตกและทิศใต้ของที่ราบสูงโคราช ซึ่งรู้จักดีในชื่อหินกลุ่มสระบุรีของแผ่นทวีปอินโดจีน

หินคาร์บอเนตกลุ่มราชบุรีประกอบด้วยแผ่นหินคาร์บอเนตที่รูก้ำเข้าไปโดยตกตะกอนแบบคืบหน้าในบริเวณสภาวะแวดล้อมน้ำตื้นโดยมีการจัดลำดับตั้งแต่แผ่นราบตรงบริเวณสันคอนเปิด (Open shoal) ไปถึงน้ำที่ตื้นกว่า แผ่นราบด้านในและเป็นแผ่นราบในเขตทะเลสาบปิด Protected Lagoon (Dawson and Raccy, 1991). การต่อเนื่องของลำดับชั้นดินประกอบไปด้วยชั้นหินที่เป็นแผ่นตะกอนไปจนถึงแผ่นหินปูน (limestone) แผ่นใหญ่ (Massive) ที่มีหินเชิร์ตเป็นปุ่ม ๆ พร้อมโคโลมิติกไลมสโตนวางตัวอยู่บนหินดินดานและหินทรายซิติกา

หินกลุ่มสระบุรีโดยทั่วไปมักหมายถึง หินคาร์บอเนตของยุคเปอร์เมียนตอนกลางในรอยโค้งและรอยแตกเพชรบูรณ์ (fold and thrust fault) ลักษณะของหินคาร์บอเนตเป็นตัวแทนของแอ่งพื้นราบ แอ่งเล็ก ๆ ลานราบต่าง ๆ ที่เป็นลานด้านในและลานจำกัดพื้นที่ และตะกอนที่เกิดในสิ่งแวดล้อมที่เป็นทะเลเป็นแห่ง ๆ ความสัมพันธ์เฉพาะระหว่างการตกตะกอนตามลักษณะสภาวะแวดล้อมที่ต่างกันสามารถแยกออกเป็นชั้นหินบรรพกาลตามตำแหน่ง จากยุคต้นถึงยุคกลางเปอร์เมียนพื้นราบคาร์บอเนตด้านตะวันตก พื้นราบตอนกลางที่มีการคละกันระหว่างแอ่งซิติกา คาร์บอเนตตอนกลาง และพื้นราบคาร์บอเนต ซิติกาด้านตะวันออก และเป็นที่ยอมรับว่าลักษณะหินที่เป็นคาร์สติก (karstic) คาร์บอเนตมีศักยภาพด้านเศรษฐกิจทั้งที่อยู่ทางด้านตะวันตกและตะวันออกของรอยโค้งของเปลือกโลกส่วนนี้

หินปูนยุคเปอร์เมียน ซึ่งเป็นผลมาก่อนหน้านี้ด้วยการตกตะกอนที่เกิดชั้นใหม่และเปลี่ยนไปเป็นหินปูนโดโลไมท์ที่เกิดใหม่ จากนั้นหินปูนชุดหลังก็เกิดขึ้นตามด้วยการเคลื่อนตัวของเปลือกโลก หินปูนที่ถูกกระทำโดยการแทรกซอนของหินแกรนิตและการเคลื่อนตัวของเปลือกโลกเป็นผลทำให้เกิดเป็นหินอ่อนที่มีคุณค่าทางเศรษฐกิจ

2.2 การเกิดของการแปรสัณฐานของเปลือกโลกเขตนี้ (Regional Plate Tectonic Development)

เปลือกโลกของเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ได้แสดงให้เห็นมาตลอดว่าเป็นหินเกิดจากส่วนประกอบของมวลรวมคาร์บอเนตก่อตัวจากการแยกตัวของพื้นแผ่นดินใหญ่ก่อนค้วานาและรวมตัวกันระหว่างมหาสมุทรโอโซอิกและมีโซโซอิก (Metcalfe, 1988) เป็นที่เข้าใจตรงกันว่าเปลือกโลกเหล่านี้เชื่อมต่อกันอีกครั้งในยุคไทรแอสซิกตอนหลัง

แผ่นทวีปอินโดจีนเชื่อมต่อกับแผ่นทวีปจีนได้ในตะวันออกเฉียงเหนือที่รอยต่อของมาของคาและไปที่แผ่นทวีปฉานไทย (Sibumasu) ในทางตะวันตกตามรอยตะเข้บนาน-อุตรดิตถ์ หินแกรนิตที่โผล่พื้นผิวดินยุคพรีแคมเบรียนในมวลหินสูงภายในรอยโค้งคด Truong Son (Annamitic) ของทะเลจีน

ได้โดยการแพร่ขยายของผิวโลกภาคพื้นทวีป ในทางใต้แอ่งรอยแตกคล้ายคีมยูคเทอเรียที่ครอบคลุม รอยต่อระหว่างแผ่นพื้นอินโดจีนและมาเลเซีย

รอยต่อถูกวิเคราะห์จากหินโพลีต์ดังแสดงในรูป 2.1 ตำแหน่งของมันบ่งชี้โดยสายแร่หิน แปรออกฟิโอไลต์ บริเวณรอยแตกย้อนมุม (Thrust) ที่ซ้อนกัน รอยเลื่อนหลัก และรอยโค้งของหินอัคคี แกรนิตที่สอดคล้องกันมา เวลาของการชนกันของเปลือกโลกถูกจำกัดโดยอายุของแร่ออกฟิโอไลต์ก่อน ชน และอะตอมของธาตุเดียวกันสัมพันธ์ระหว่างแร่หินแปรและหินอัคคี ในบางบริเวณหลักฐานเหล่านี้ อาจเบาบางทำให้เกิดความไม่แน่ใจในอายุและตำแหน่งรอยต่อของชั้นหิน

การเกิดแอ่งในบริเวณนี้ถูกควบคุมโดยรอยแตก การเคลื่อนตัว การชนกันและประวัติ ก่อนชนกันของส่วนที่แยกตัวออกของพื้นทวีปใหญ่ก่อนด่วานา เมื่อพื้นทวีปเหล่านี้ได้มาต่อกันกับแผ่น ทวีปยูเรเชีย การเคลื่อนตัวไปทางเหนือของชั้นหินได้รวมถึงมหาสมุทรที่เปิดและปิดสลับกันของ มหาสมุทรเทथัน (Tethyan) ผลการวิเคราะห์ประวัติธรณีแปรสัณฐานของปัจจุบันในที่ราบสูงโคราชได้ สรุปรูปตามรูปที่ 2.2

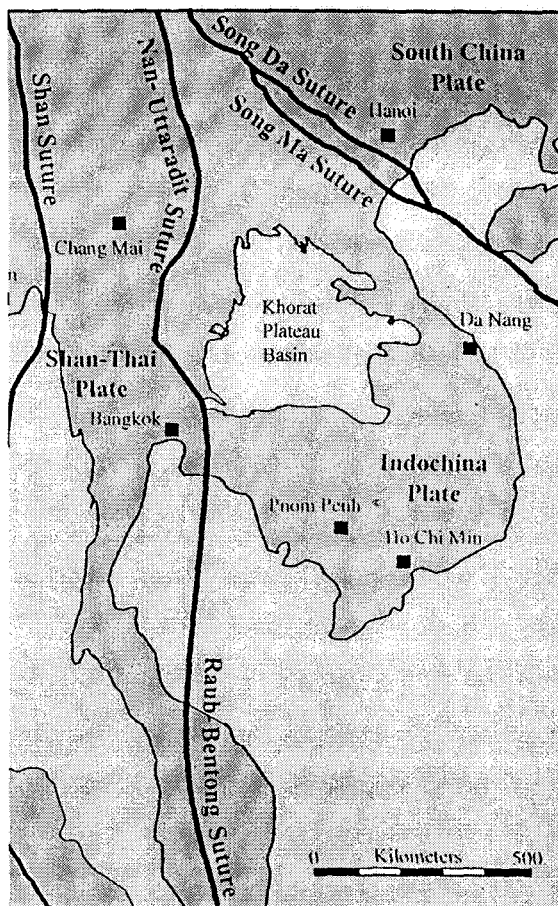
ประวัติศาสตร์อันซับซ้อนของบริเวณนี้ถูกสรุปลึ้น ๆ จากหลักฐานและผลวิเคราะห์ของ ธรณีแปรสัณฐานหลักที่มีผลต่อภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยสามารถสรุปได้ดังนี้

2.2.1 รอยแยกจากด้านเหนือของพื้นทวีปใหญ่ก่อนด่วานา

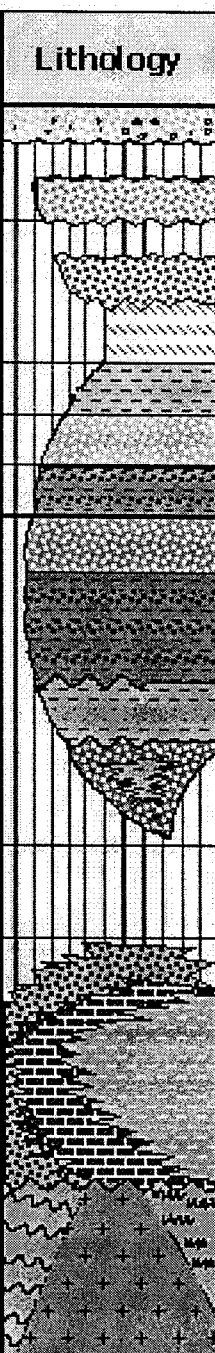
ภาวะแม่เหล็กบรรพกาลและข้อมูลกลุ่มสัตว์ที่มีชีวิต (Metcalfe, 1988) ได้บ่งชี้ว่าการ แยกตัวเกิดขึ้นในยุคครีโเวเนียน เมื่อ 5 ส่วนแผ่นดินรวมถึงแผ่นอินโดจีนและแผ่นจีนตอนใต้แยกตัวออก จากพื้นทวีปใหญ่ก่อนด่วานา

2.2.2 ระยะการยึดตัวและแยกตัวออกห่าง

การขยายตัวและแยกตัวของแผ่นทวีปเกิดขึ้นจากยุคครีโเวเนียนถึงยุคเปอร์เมียนตอนปลาย ขอบเขตของรอยต่อของมา (Song Ma) เข้าใจว่าเกิดขึ้นในยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น (Metcalfe, 1996) เป็นผลมาถึงรอยชั้นไม่ต่อเนื่องคาร์บอนิเฟอรัสตอนกลาง (Hutchison, 1989) หรือรอยต่อย่อยกับส่วน โค้งของมา (Mouret, 1994) และตามด้วยการขยายตัวต่อเนื่องด้วยการตกตะกอนในพื้นที่ราบสูงโคราช (kojar et al., 1992) ซึ่งมีคนเชื่อมากในเหตุการณ์หลังที่พูดถึงนี้



รูป 2.1 บริเวณรอยต่อของเปลือกโลกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

Age	Group	Formation	Lithology
Quaternary	Khorat Group	Gravel Beds	
Tertiary		Younger Red Beds	
Cretaceous		Phu Tak	
		Maha Sarakham	
		Khok Kruat	
		Phu Phan	
Jurassic		Sao Khua	
		Phra Wihan	
		Phu Kradung	
Triassic		Triassic Group	
	Huai Hin Lat		
Permian	Ratburi Group	Upper Clastics	
		Carbonates (Pha Nok Khao)	
U. Carb.		Lower Clastics	
Carb. & Older	Pre-permian Basement		

รูป 2.2 ตารางการเรียงลำดับชั้นหินของที่ราบสูงโคราช

2.2.3 การชนกันและต่อเชื่อมกัน

ยุคไทรแอสซิกตอนกลางเป็นเวลาของการรวมตัวและต่อเชื่อมกันที่สำคัญในบริเวณเขตนี้ด้วยอาณาเขตของรอยต่อของคา (Metcalf, 1996) และรอยต่อที่ไกลไประหว่างแผ่นทวีปประเทศจีนตอนเหนือและแผ่นทวีปประเทศจีนตอนใต้ (Metcalf, 1996 ; Mouret, 1994) รอยต่อนาน-อุตรดิตถ์ระหว่างตะวันตกของแผ่นทวีปอินโดจีนและแผ่นทวีปฉาน-ไทยก็ยืนยันการบรรจบกันในเวลานี้เช่นเดียวกัน จากผู้เขียนบทความหลายท่าน (เช่น Bunopas and Vella 1983 ; Cooper et al., 1989, Metcalfe, 1988) แม้ว่าเจ้าของบทความอื่นๆ บางท่านได้ให้ความเห็นว่าเกิดขึ้นในช่วงอายุยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้นถึงจูแรสซิกตอนปลาย การชนกันเป็นผลมาจากการหมุนตัวตามเข็มนาฬิกาของแผ่นทวีปอินโดจีน (Mouret, 1994) ยุคไทรแอสซิกตอนกลางเป็นเวลาสำคัญของการอัดตัวขึ้นและการกักถ่วง การเปลี่ยนแปลงลักษณะที่รุนแรงของชั้นหินในยุคนี้ได้จากการแปลความหมายข้อมูลจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์มาตั้งแต่ต้นจนถึงปัจจุบัน

2.2.4 การขยายตัว

การขยายตัวในยุคไทรแอสซิกตอนปลายเป็นสาเหตุและก่อให้เกิดแอ่งระหว่างภูเขาเป็นข้อม ๆ ภายในบริเวณที่ราบสูงโคราช (Cooper et al., 1989; Sattayarale et al., 1989) คูเปอร์อธิบายว่าการยืดตัวเกิดจากการทรุดตัวของเปลือกโลกที่หนามากขึ้นตามด้วยการบรรจบกันของรอยต่อนาน-อุตรดิตถ์อย่างไรก็ตาม ถ้าการบรรจบกันของรอยต่อนี้ไม่ได้เกิดขึ้นจนกว่าเวลาผ่านไปมากกว่านี้ (เช่นเวลายุคจูแรสซิกตอนปลาย) ดังนั้นการอธิบายอย่างอื่นคือ แอ่งเหล่านี้ก่อเกิดขึ้นจากการเลื่อนตัวด้านข้างด้วยแรงดึงเฉือน ที่มีสาเหตุมาจากการชนกันระหว่างแผ่นอินโดจีนและแผ่นฉาน-ไทย จากหลักฐานทางวิทยาศาสตร์และฟิสิก การเลื่อนตัวเนื่องจากแรงดึงเป็นต้นกำเนิดของแอ่งเหล่านี้ถูกนำเสนอโดยนายนเรศ สัตยารักษ์ ผู้เชี่ยวชาญด้านธรณีปิโตรเลียม กรมทรัพยากรธรณี

2.2.5 การเชื่อมต่อกัน

ก่อนการตะกอนอายุก่อนถึงอายุยุคครีเตเชียสของกลุ่มหินโคราชมีกรณีที่เกิดแรงกดดันซึ่งทำให้เกิดรอยเลื่อนขึ้นอีกครั้ง เกิดการโค้งคดและพื้นเกือบราบขึ้น เหตุการณ์ครั้งนี้ (Indosinian II) ปกติมีการกำหนดอายุอยู่ในหินไทรแอสซิกตอนปลาย Racey et al. (1996,1997) ได้ใช้ข้อมูลจากชั้นหินตะกอนของสิ่งมีชีวิตแนะนำว่ารอยชั้นไม่ต่อเนื่องที่พื้นชั้นหินโคราชเกิดขึ้นในยุคจูแรสซิกตอนปลาย ซึ่งสัมพันธ์กับการบรรจบกันของรอยเชื่อมนาน-อุตรดิตถ์ในยุคจูแรสซิกตอนปลาย ซึ่งเสนอ Stokes et al (1996) โดยใช้ข้อมูลทางด้านตะวันตกของประเทศลาว การเชื่อมต่อกันในยุคอายุจูแรสซิกก็ได้รับการสนับสนุนจากข้อมูลแรธาตุเดียวกันจากตัวอย่างหินแปรเพทายตลอดแนวเชื่อมในประเทศไทย ซึ่งบ่งชี้

อายุมากที่สุดยุคจูเรสสิกตอนต้นจากร่องรอยปรากฏของแร่หินอัคนีอายุหลังสุดหินแอมฟิโบไลต์ (Athrendt et al., 1993)

2.2.6 การยุบตัวเนื่องจากความร้อนครั้งแรก

แอ่งที่ราบสูงโคราชเกิดขึ้นระหว่างยุคมีโซโซอิก เมื่อการยุบตัวอย่างสม่ำเสมอเกิดขึ้นเป็นอย่างมากของตอนเหนือของอินโดจีน แอ่งต่างๆ แสดงรูปลักษณะที่ยุบตัวอย่างยอดเยี่ยมโดยปราศจากการตกตะกอนเนื่องจากรอยเลื่อนใด ๆ หินชุดโคราชมีความหนามากที่สุดถึง 4200 เมตร ในบริเวณช่วงชั้นหินโค้งรูปประทุนของเทือกเขาพูพาน (Canham et al., 1996) การกำเนิดจากการยุบตัวเนื่องจากความร้อนและตามด้วยการเกิดรอยเลื่อนและการเพิ่มขึ้นหินของเปลือกโลกถูกนำเสนอโดย Cooper et al. (1989)

2.2.7 การม้วนกลับครั้งแรก

โครงสร้างคลื่นยาวซึ่งเป็นผิวส่วนใหญ่ของแอ่งที่ราบสูงโคราชมีผลมาจากการผสมประสานกันของตอนหนาและบางของยุคครีเตเชียสตอนกลางและยุคเทอร์เชียรีม้วนกลับ เหตุการณ์บริเวณหินยุคครีเตเชียสม้วนกลับมีอยู่น้อย เนื่องจากขาดการศึกษาข้อมูลจากภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (Saltayarak and Polachan, 1990) และประเทศลาว (Lovatt Smith et al., 1996) แสดงให้เห็นว่ามีโครงสร้างที่ม้วนกลับที่สำคัญเกิดขึ้นระหว่างปลายยุคครีเตเชียสและต้นยุคเทอร์เชียรี การม้วนกลับนี้ให้เหตุผลถึงการเชื่อมกันระหว่างตะวันตกของพม่ากับฉาน-ไทย ตามเขตรอยต่อฉาน และบรรจบกันในระหว่างต้นยุคครีตเชียส (Metcalf, 1996) และได้วางตัวทำให้ชั้นหินในบริเวณนี้อยู่ในสภาวะกดดัน ลักษณะเฉพาะของการม้วนกลับนี้คือ การที่มีพื้นผิวนาเท่า ๆ กันตลอดความลึก 15 กิโลเมตร (Cooper et al., 1989) ซึ่งสนับสนุนระยะทางของการชนกันอันเนื่องจากแรงอัดของพื้นที่

2.2.8 การยุบตัวเนื่องจากความร้อนที่ 2

การตกตะกอนของหินยุคปลายยุคครีเตเชียสหินชุดมหาสารคามและภูทอก เริ่มในแอ่งต่างๆ (แอ่งสกลนคร โคราช และสระบุรี) เป็นผลจากการม้วนกลับยุคครีเตเชียสตอนกลาง การสะสมตะกอนตอนกลางในยุคปลายครีเตเชียสก่อให้เกิดชั้นหินเหนือชั้นราบที่มีอยู่ทั้งด้านประเทศไทย (Sattayarak and Polachan, 1990) และบริเวณเวียงจันทน์ (Lovatt Smith and Stoker, 1997) ลักษณะที่คล้าย ๆ กันของแอ่งต่าง ๆ ในแอ่งโคราชตอนต้น ๆ บ่งชี้ถึงขบวนการความร้อนที่ทำให้เกิดการยุบตัวของเปลือกโลก

2.2.9 การเกิดการยกตัวและม้วนกลับครั้งที่ 2 ในเขตนี้

จากการวิเคราะห์รอยแตกตัวของชั้นหินได้บ่งบอกถึง สภาวะความร้อนยุคพาลีโอซีลมี อายุระหว่าง 60-65 ล้านปี (ต้นยุคเทอร์เชียรี) เหตุการณ์นี้บ่งบอกถึงการเกิดทับถมกันมากที่สุดในช่วงเวลานี้ ตะกอนส่วนใหญ่ของปลายยุคครีเตเชียสถูกชะล้างออกโดยสาเหตุมาจากการยกตัวของหินยุคเทอร์เชียรี และโดยการกัดกร่อนผุพังการเกิด โครงสร้างการม้วนกลับเกิดขึ้นระหว่างยุคเทอร์เชียรี (สตัยาร์กซ์ และ พลจันทร์, 1990) ถูกขับเคลื่อนโดยการชนกันระหว่างแผ่นทวีปอินเดียและยุโรปและรอยเปิดของทะเลจีน ได้นำไปสู่การเกิด บริเวณสภาวะความตึงเครียด (พลจันทร์และสตัยาร์กซ์, 1989) (NW-SE transitesional stress regine) คล้ายกับการเกิดในช่วงยุคครีเตเชียสตอนกลางซึ่งมักจะถูกปฏิเสธต่อข้อเสนอนี้บ่อย ๆ

ตอนหลังสุดของสภาวะกดดันที่เกิดขึ้นในยุคเทอร์เชียรีได้รวมถึงการยกตัวและผุพังกัดกร่อนมากมาย ปริมาณของการผุพังได้ขยายตัวและมีความแตกต่างกันอย่างมาก ในบริเวณที่มีการกัดเซาะ ผุพังมากเช่น รอยโค้งเพชรบูรณ์ ส่วนที่ยกขึ้นและส่วนตะกอนก่อนยุคอินโดจีน ถูกชะล้างออกหมด ภายในแอ่งที่ราบสูงโคราช ความพุงประมาณ 3 กิโลเมตรในส่วนโค้งรูปประทุนคว่ำ (Anticlinorium) เทือกเขาภูพาน (Mouret et al, 1993) การจำลองการเคลื่อนไหวของวัตถุแสดงให้เห็นว่าความหนา 1 กิโลเมตรได้ถูกชะล้างออกไปในบริเวณเมืองเวียงจันทร์ (Lovatt Smith et al 1996) ในทั้งสองบริเวณนี้ใน ส่วนที่เป็นหินครีเตเชียสตอนปลายไม่มีการเปลี่ยนรูปร่างของเปลือกโลก แสดงให้เห็นว่าการยกตัวได้เกิดขึ้นเป็นที่ๆ

อายุของการยกตัวยุคเทอร์เชียรีและการผุพังถูกสงสัยว่าจะเกี่ยวข้องกับการทรุดตัวคล้าย คิมของพื้นดินที่อยู่ใกล้กันทางภาคกลางและในอ่าวไทยไปทางตะวันตกและช่วงเปิดของทะเลจีนตอนใต้ ไปทางตะวันออก การจำลองการเคลื่อนของเปลือกโลกเมื่อเร็ว ๆ นี้แสดงให้เห็นการรูกด้าอย่างต่อเนื่องของแผ่นอินโดจีนเข้าไปทางตะวันออกเฉียงใต้ในยุคโอลิโกซิล-ไมโอซิล (Hall, 1996) ฉะนั้นบ่งบอกอายุของการยกตัวและทรุดตัวครั้งนี้

บทที่ 3

กรอบโครงสร้างชั้นหิน

3.1 บทนำ

โครงสร้างหลักของที่ราบสูงโคราชวิ่งขนานไปกับรอยต่อทางตอนเหนือและทางตะวันตกของแผ่นทวีปอินโดจีน แนวมีวนกลับตะวันตกเฉียงเหนือและตะวันออกเฉียงได้อย่างเช่น แนวยกตัวของเขมม่นและหนามเล็กในประเทศลาวและแนวโค้งรูปประทุนคว่ำภูพานในประเทศไทยวางตัวขนานไปกับรอยต่อของมาไปทิศเหนือ รูปพื้นผิวธรณีวิทยาส่วนต่าง ๆ ของที่ราบสูงโคราชแสดงในรูป 3.1 มีร่องลึกเป็นจุดเด่นในส่วนตอนกลางและทางตะวันออกเฉียงและถูกควบคุมโดยการขยายตัวของส่วนที่โค้งงอและตกตะกอนตอนกลางจากยุคซีโนเวเนียนถึงปลายยุคไทรแอสซิก และถูกควบคุมโดยการโค้งงอเนื่องจากแรงอัดและบีบกระชับขึ้นถึงยุคซีโนโซอิกตอนต้น เกิดขึ้นพร้อมกับรอยเชื่อมนำ-อุตรดิตถ์ทางตะวันตกและแนวโค้งเพชรบูรณ์เหนือใต้ ซึ่งมีการเคลื่อนไหวของโลกและพหุพังมาก แนวเหนือใต้ควบคุมแอ่งน้ำคุกยุคเปอร์เมียนในทางตอนใต้ของเทือกเขาเพชรบูรณ์ ซึ่งเกิดขึ้นในบริเวณใหม่ของรอยต่อนำ-อุตรดิตถ์รอบ ๆ แผ่นทวีปอินโดจีน มีหลักฐานว่าโครงสร้างที่เกิดขึ้นในแอ่งที่ราบสูงโคราชถูกควบคุมโดยหินพื้นฐานด้านล่าง

3.2 การก่อตัวของโครงสร้าง

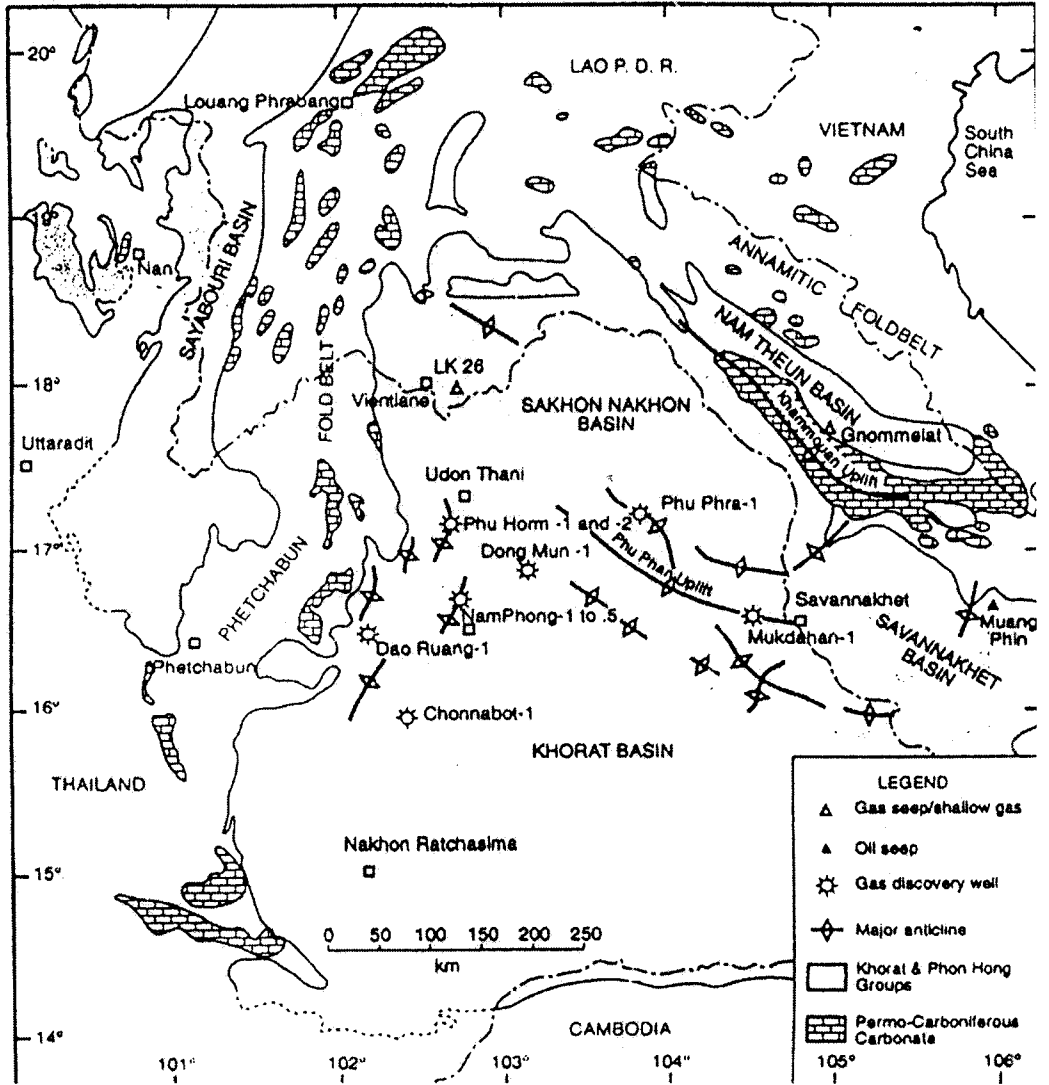
แอ่งโคราชประกอบด้วยตะกอนอายุตั้งแต่ยุคแคมเบรียนตอนบนถึงปัจจุบันและครอบคลุมจังหวัดเกือบทั้งหมดในภาคตะวันออกเฉียงเหนือยกเว้นจังหวัดเลยและแพร่ขยายไปถึงประเทศลาว จังหวัดเวียงจันทน์และสุวรรณเขต แอ่งโคราชสามารถแบ่งออกเป็นแอ่งย่อย 5 แอ่ง ดังแสดงในรูป 3.2

1) แอ่งย่อยอุบล

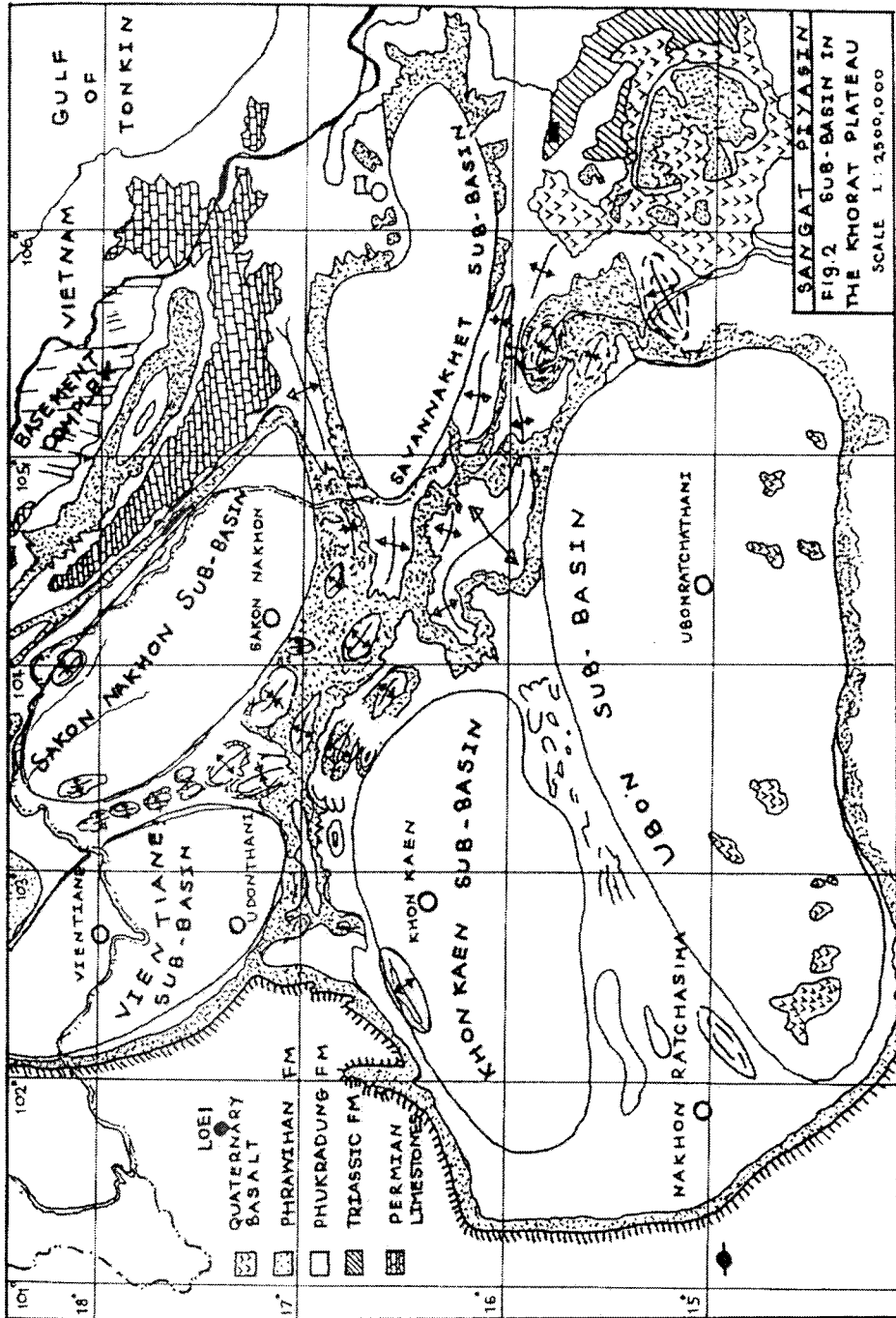
แอ่งย่อยอุบลเป็นแอ่งย่อยที่ใหญ่ที่สุดทอดตัวยาวจากตะวันตกไปตะวันออกครอบคลุมเขตจังหวัดนครราชสีมาตอนใต้ บุรีรัมย์ ศรีสะเกษ และจังหวัดอุบลราชธานี ความลาดของหินพื้นฐานลดลงจากตะวันตกไปตะวันออกส่วนลึกที่สุดของแอ่งอยู่ในเขตจังหวัดอุบลราชธานี

2) แอ่งย่อยขอนแก่น

แอ่งย่อยขอนแก่นอยู่ตอนเหนือของแอ่งอุบล ยาวและขนานกับแอ่งอุบล มีสันเขาแคบเล็ก ๆ แยกแอ่งย่อยทั้งสองนี้ออกจากกัน แอ่งขอนแก่นครอบคลุมตอนเหนือของจังหวัดนครราชสีมา จังหวัดชัยภูมิและจังหวัดขอนแก่น โครงสร้างชนบทและแหล่งก๊าซน้ำพองต่างก็อยู่บนแอ่งย่อยนี้ ศูนย์กลางของการตกตะกอนอยู่ตอนกลางของแอ่ง



รูป 3.1 ส่วนประกอบธรณีพื้นผิวของที่ราบสูงโคราช



รูปที่ 3.2 แอ่งย่อยในที่ราบสูงโคราช

3) แอ่งย่อยเวียงจันทน์

แอ่งย่อยเวียงจันทน์เป็นแอ่งยาวมีแกนอยู่ในแนวประมาณตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ครอบคลุมจังหวัดขอนแก่นตอนบน จังหวัดอุดรธานี และจังหวัดหนองคาย ขยายข้ามแม่น้ำโขงไปสู่ประเทศลาว ครอบคลุมเวียงจันทน์และพื้นที่ราบตอนเหนือของเวียงจันทน์ มีเทือกเขาภูพานแบ่งแอ่งเวียงจันทน์และแอ่งขอนแก่นออกจากกัน ศูนย์กลางการตกตะกอนของแอ่งอยู่ตรงกลางแอ่ง

4) แอ่งย่อยสกลนคร

แอ่งย่อยสกลนครยาวและขนานกับแอ่งเวียงจันทน์มีขนาดใกล้เคียงกับแอ่งเวียงจันทน์ ส่วนใหญ่ของแอ่งอยู่ในประเทศไทย ยกเว้นทางตะวันออกเฉียงใต้ที่ขยายเข้าไปในประเทศลาวที่เมืองตาเซต ปีกด้านตะวันออกเฉียงเหนือของแอ่งขนานตามแนวแม่น้ำโขงและหิน โผล่ซึ่งเป็นหินทรายพระวิหารที่ปรากฏอยู่ในแอ่งลาดเอียงจากเทือกเขาภูพานไปสู่แม่น้ำโขง ก่อให้เกิดเป็นแอ่งที่มีขอบเขตเป็นรอยเลื่อนตามแนวแม่น้ำโขง

5) แอ่งย่อยสุวรรณเขต

แอ่งย่อยสุวรรณเขตมีรูปยาวคล้ายไต แกนของแอ่งอยู่ในแนวเกือบตะวันออก-ตะวันตก บริเวณแอ่งทั้งหมดอยู่ในประเทศลาว เริ่มจากฝั่งแม่น้ำโขงที่จังหวัดสุวรรณเขตขยายไปทางตะวันออกถึงเมืองซีปอนใกล้เขตแดนประเทศเวียดนาม มีน้ำมันซึมสู่ผิวดิน 10 กิโลเมตรทางตะวันตกของเมือง ซีปอนตามถนนหลวงหมายเลข 9 แอ่งย่อยนี้ก่อเกิด โดยแรงอัดซึ่งเป็นผลมาจากการที่แผ่นทวีปอินเดียผลักดันแผ่นทวีปเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ (ขบวนการเกิดเทือกเขาหิมาลัย) รูปแบบทะเลน้ำเค็มและโดมเกลือถูกพบมากมายในบริเวณนี้ ลักษณะแอ่งที่คล้ายกระทะที่เกิดขึ้นก็เป็นผลมาจากการเคลื่อนตัวของแผ่นทวีป

3.3 การพัฒนาการและการเปลี่ยนแปลงลักษณะของโครงสร้าง

การเปลี่ยนแปลงลักษณะโครงสร้างชั้นหินยุคมีโซโซอิก 3 ครั้ง ประกอบไปด้วย

1) การเปลี่ยนแปลงครั้งที่ 1 (F1) ; หินที่แก่ที่สุดถูกทำให้เปลี่ยนแปลงลักษณะในยุคครีเตเชียสตอนปลาย แกนแนวหินโค้งที่อยู่ทางแนวเหนือใต้บ่งบอกถึงแรงกดอัดของการชนกันระหว่างแผ่นทวีปลาน-ไทยและแผ่นอินโดจีน (Bunopas et. al., 1983) ลักษณะเช่นนี้ ปรากฏให้เห็นได้ที่แนวเขาภูหลวงที่จังหวัดเลยและเขาภูเวียงที่จังหวัดขอนแก่น

2) การเปลี่ยนแปลงครั้งที่ 2 (F2) ; ขบวนการเกิดเทือกเขาอะแลซันเป็นผลมาจากการชนกันระหว่างแผ่นทวีปอินเดียและแผ่นทวีปประเทศจีนในยุคเทอร์เชียรีตอนล่างและก่อให้เกิดเทือกเขาภูพาน แสดงทิศทางแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ที่เป็นผลมาจากแรงกดดันในทิศทางนี้ เปลือกหินในที่ราบสูงโคราชทางทิศตะวันตกลักษณะ F2ของชั้นหินโค้งรูปประทุนหงายภูเขา สิริสะเกษขอนแก่น และชั้นหินโค้งรูปประทุนคว่ำอุบลต่างก็ถูกเปลี่ยนแปลงลักษณะเล็กน้อยโดย F3

3) การเปลี่ยนลักษณะครั้งที่ 3 (F3) ; การเปลี่ยนแปลง F3 เกิดขึ้นในขั้นตอนสุดท้ายของการเกิดเทือกเขาหิมาลายัน ก่อให้เกิดการยกตัวเป็นโดมสูงชันในยูคินีโอจีน/ไพลสตีลิต แรกกัดอัดในแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ เป็นสาเหตุที่ทำให้แกนแนวหิน โຄัดคด F-3 ขนานไปกับหินโค้งรูปประทุนหงายกุ่มกว่าปี

การพัฒนาการของโครงสร้างชั้นหินสามารถแบ่งออกเป็น 4 ขั้นตอน

1) หินยุคพาลีโอโซอิก ; การเปลี่ยนลักษณะในยุคไทรแอสสิกตอนปลาย ก่อให้เกิดโครงสร้างที่ซับซ้อนยาว ตามทิศทางเหนือ-ใต้ ผลของการเปลี่ยนลักษณะที่เกิดขึ้นภายหลังไม่สามารถแบ่งแยกได้

2) ยุคครีเตเชียส-เทอร์เชียรี ; ชั้นหินสีแดง (Red Bed) ของที่ราบสูงโคราชแสดงให้เห็นถึงรอยเปิดของหินโค้งคดต่าง ๆ ชั้นหินถูกระดิงและพระวิหารถูกเปลี่ยนลักษณะอย่างพลาสติกและรอยหินโผล่เหล่านี้แบ่งแยกได้ชัดเจน ชั้นหินสีแดงของที่ราบสูงโคราชแสดงให้เห็นถึงการเปลี่ยนลักษณะ 2 ครั้ง ที่แตกต่างกัน ครั้งแรกด้วยแรงอัดแนวเหนือ-ใต้ ก่อให้เกิดแนวหินคดโค้งที่มีแกนอยู่ในแนวตะวันออกเฉียง-ตะวันตก ครั้งที่สองด้วยแรงอัดแนวตะวันออกเฉียง-ตะวันตก ก่อให้เกิดแนวหินคดโค้งที่มีแกนอยู่ในแนวเหนือ-ใต้

3) การเลื่อนย้อนมุมของชั้นหินน้ำคูกทางตะวันออกเฉียงเหนือชั้นหินสีแดงของโคราชหลังจากที่เกิดแนวหินคดโค้งแนวเหนือ-ใต้แล้ว ซึ่งคาดว่าอาจเกิดในยุคครีเตเชียสตอนปลายถึงต้นยุคเทอร์เชียรี

4) แนวเหนือ-ใต้ของแอ่งเพชรบูรณ์ที่ล้อมรอบด้วยรอยแยกที่ยังมีการเคลื่อนไหว

3.4 ชั้นหินพื้นฐานที่ไม่ต่อเนื่องของแอ่งโคราช (ก่อนชุดโคราช)

ก. แนวโค้งรูปประทุนภูพาน ; เป็นบริเวณที่มีการพลิกกลับอย่างรุนแรงและเกิดชั้นหินก่อนชุดโคราช รูปประทุนคว่ำแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้

ข. บริเวณตะวันตก ; เป็นบริเวณรอยเลื่อนของลำดับชั้นหินก่อนชุดโคราชแนวเหนือใต้ถึงแนวตะวันออกเฉียงเหนือทิศเหนือ ตะวันตกเฉียงใต้ทิศใต้

ค. แอ่งสกลนคร ; เป็นบริเวณที่แสดงให้เห็นพื้นราบไม่มีโครงสร้างซึ่งเป็นหินพื้นฐานที่ไม่ต่อเนื่องของหินชุดโคราช

ง. ตอนกลางของแอ่งโคราช ; เป็นบริเวณที่มีรอยแยกแนวตะวันตกเฉียงเหนือตะวันออกเฉียงใต้

บทที่ 4

ลักษณะโครงสร้างและการวิวัฒนาการของแอง

4.1 บทนำ

แองโคราชวิวัฒนาการมาจากการเคลื่อนไหวของเปลือกโลก 6 ชั้นตอน ซึ่ง 4 ชั้นตอนจะเป็นเหตุการณ์ที่ก่อให้เกิดภูเขาต่าง ๆ การก่อกำเนิดภูเขาต่าง ๆ ของเวลาที่ต่างกันก่อให้เกิดโครงสร้างลักษณะหลากหลายโดยมีแบบและทิศทางของรอยเลื่อนและแนวหินคดโค้งที่ต่างกันหลายทิศทาง เหตุการณ์เคลื่อนตัวของเปลือกโลกเหล่านี้ได้แก่

- (1) การกำเนิดเทือกเขาวาริสคานยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น ซึ่งน่าจะเป็นผลมาจากการกดอัดของแผ่นทวีป
- (2) แยกทวีปในยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนปลาย
- (3) การกำเนิดเทือกเขาอินโดนีเซียนยุคไทรแอสสิกตอนกลางเนื่องจากสาเหตุจากการกดดันจากแผ่นทวีป
- (4) การยุบเป็นท้องช้างของแองค่านในในช่วงปลายยุคไทรแอสสิกถึงต้นยุคเทอร์เชียรีซึ่งเป็นการมุดต่ำลงอย่างสม่ำเสมอ
- (5) การเกิดเทือกเขาเนื่องจากแรงกดดันของทวีปยุคต้นเทอร์เชียรีและ
- (6) การยกตัวและพองจากต้นยุคต้นเทอร์เชียรีถึงปัจจุบัน

4.2 การวิวัฒนาการของแอง

4.2.1 การกำเนิดเทือกเขาวาริสคาน (ช่วงเวลาที่ขึ้นหินในยุโรปเกิดการคดโค้ง) ยุคต้นคาร์บอนิเฟอรัส การกำเนิดเทือกเขาคั้งนี้มีคนรู้ค่อนข้างน้อยอย่างไรก็ตามมีการรวมการเกิดรอยแตกย้อนมุมขนาดใหญ่พร้อมด้วย การเคลื่อนไหวทางภูเขาไฟและการเกิดพายุทอน (โลกแข็งตัวจากมวลความร้อน) ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย รอยแตกที่เกิดขึ้นในการกำเนิดเทือกเขาคั้งนี้อาจคล้ายกับเป็นบริเวณที่อ่อนที่สุดและเป็นตัวชักนำให้เกิดลักษณะขนิครอยเลื่อนต่าง ๆ ในการกำเนิดเทือกเขาภายหลัง ปัจจุบันมีหลุมสำรวจที่เจาะลึกได้รอยชั้นหินไม่ต่อเนื่องยุควาริสคานได้ค้นพบหินภูเขาไฟหินแกรนิต (อายุ 329 ± 3 ล้านปี ตะกอนหินแปรและหินชั้น) (Kogar et, al., 1992 และ สัตยารักษ์ 1989) ที่ยากที่จะแบ่งแยกกันได้

4.2.2 การแยกตัวที่สำคัญและการกัดเซาะรุนแรงอีกครั้งยุคปลายคาร์บอนิเฟอรัสถึงยุคเปอร์เมียนตอนปลาย

Kojar et al. (1992) ได้อธิบายว่าการแตกแยกอาจเกิดขึ้นระหว่างปลายยุคคาร์บอนิเฟอรัส เมื่อหินบริเวณนี้ควมคมอยู่ทางด้านหลังของส่วนโค้งที่ขยายตัวออกไป การขยายตัวต่อเนื่องไปจนถึงยุค ไตรแอสสิกตอนกลาง อย่างไรก็ตามการแยกตัวได้บรรเทาลงในระหว่างยุคเปอร์เมียนตอนปลายและ กลับมาถูกกักเคาะอย่างรุนแรงใหม่อีกครั้งในต้นยุคไทรแอสสิก การกลับมากัดเคาะรุนแรงอีกครั้ง ก่อให้เกิดการตกตะกอนของชั้นหินในพื้นที่บริเวณในช่วงยุคไทรแอสสิกตอนต้นถึงตอนกลางยุคชั้น ตะกอนซิลิกายุคไทรแอสสิกได้สะสมในบางแอ่งดังเห็นได้จากผลการแปลความหมายข้อมูลจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์ (Seismic) ว่าหนาถึง 6000 เมตร

ในระหว่างยุคเปอร์เมียน ขบวนการแยกถูกพัฒนาจนเสร็จสมบูรณ์ในส่วนหลังของส่วน โค้งและปรากฏว่าประกอบไปด้วยแอ่งลึกรูปเกือบห้าหลัก 3 แอ่งซึ่งพร้อมบิกเนินสูงของแอ่งที่มั่นคงคือ เนินดงมูล ศรีธาตุ และภู่อ้อม

ที่ราบสูงเหล่านี้มีความจำเป็นต่อสิ่งมีชีวิตสำหรับการสะสมตัวของหินคาร์บอนेट การแยกตัวขนาดใหญ่อยู่ที่ทิศทางตะวันออกเฉียงเหนือ-ตะวันตกเฉียงใต้ในที่ที่แนวรอยเลื่อนปกติ แนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันตกเฉียงใต้ปรากฏให้เห็น

4.2.3 การกำเนิดเทือกเขาอินโดจีนเนียนยุคไทรแอสสิกตอนกลาง

ในระหว่างการก่อกำเนิดเทือกเขาอินโดจีนเนียน แอ่งในทางตะวันออกเฉียงเหนือของ ประเทศไทยได้รับแรงกดดันที่รุนแรงจาก 2 ด้านคือ ทางตะวันตกและทางตะวันออกเฉียงเหนือซึ่งอาจ เกิดจากการชนกันของแผ่นทวีปย่อยอินโดจีนกับแผ่นย่อยฉานไทยทางตะวันตกและแผ่นทวีปจีนใต้ทางทิศ ตะวันออกเฉียงเหนือ หินอัคนีไรโอไลต์และหินอัคนีระดับลึกเกิดขึ้นในตอนนี้ รูปร่างของโครงสร้างมี สาเหตุมาจากการก่อกำเนิดเทือกเขาใหญ่แล้วเป็นการโค้งกลับทิศของแนวเลื่อนปกติ (reverse dip slip) และแนวเลื่อนตามแนวระดับ (strike-slip faults) ที่กลับมารุนแรงอีกครั้งของรอยเลื่อนปกติที่เกิดขึ้นมาก่อนหน้านี้ รอยเลื่อนกลับทิศเหล่านี้ต่อมาถูกกักคร่อนและทำให้เป็นพื้นราบ โดยเฉพาะหินคาร์บอนेटยุค เปอร์เมียนถูกกักคร่อนอย่างรุนแรงถึงพุงทั้งหมด พื้นที่ที่เป็นบริเวณกว้างของดงมูลและศรีธาตุถูกกักคร่อน ในช่วงการก่อกำเนิดเทือกเขาครั้งนี้และพัฒนาเป็นชั้นหินที่ไม่ต่อเนื่องพื้นฐานของหินชุดโคราช

4.2.4 แอ่งตรงกลางท้องช้างยุคไทรแอสสิกตอนบนถึงต้นยุคเทอร์เชียรี

หลังจากการก่อกำเนิดเทือกเขาอินโดจีนเนียนภาคตะวันออกเฉียงเหนือจมลงอย่างช้าๆ เนื่องจากการยุบตัวภายในเปลือกโลกเนื่องจากความร้อนภายในโลก ในระหว่างการยุบตัวครั้งนี้ชั้นหินสีแดง (red beds) หนาหนึ่งเดียวของชุดโคราชได้ตกตะกอนและสะสมตัวระหว่างยุคต้นเทอร์เชียรียุคพาติ โอซิลและอีโอซิล ภาคตะวันออกเฉียงเหนือถูกแรงกดดันและหย่นจากสองทิศทางคือ ทาง ตะวันออกเฉียงเหนือและทางตะวันตกอีกครั้งหนึ่ง ชั้นหินหวยหินลาดยุคไทรแอสสิกตอนต้นถูกวางตัวเหนือหินพื้นฐานของชุดโคราชที่ไม่ต่อเนื่อง (Unconformity) ซึ่งเชื่อว่าจะจะเป็นชั้นหินที่กักเก็บก๊าซธรรมชาติที่พบในปัจจุบัน การเปลี่ยนรูปร่างของหินอันเนื่องจากการก่อกำเนิดเทือกเขาครั้งนี้ได้รวมถึง

การเกิดแนวโค้งรูปประทุนคว่ำภูพานและโครงสร้างทั้งหมดที่มองเห็นที่ผิวดิน และแปรเปลี่ยนรูปร่างโครงสร้างเดิมและทำให้รอยเลื่อนเคลื่อนไหวอีกครั้ง

4.2.5 การก่อกำเนิดเทือกเขาต้นยุคเทอร์เชียรี(หิมาลัย)

ระหว่างยุคเทอร์เชียรีพาลีโอซีลและอีโอซีล ภาคตะวันออกเฉียงเหนือรองรับแรงกดดันและการหดตัวจากทั้งสองด้านคือทางตะวันออกเฉียงเหนือและทางตะวันตกอีกครั้งหนึ่ง เหตุการณ์นี้เกิดจากการดันทางด้านหลังส่วนโค้งของแผ่นทวีปย่อยฉานไทยทางด้านตะวันตกและการชนกันของแผ่นทวีปตะวันออกเฉียงใต้ถึงตะวันออกเฉียงเหนือของแผ่นทวีปจีน การเปลี่ยนรูปร่างจากการก่อกำเนิดเทือกเขารั้งนี้รวมถึงการเกิดแนวโค้งรูปประทุนคว่ำภูพานและโครงสร้างทั้งหมดของโคราชที่ปรากฏให้เห็นที่ผิวดินและแปรเปลี่ยนลักษณะโครงสร้างที่มีอยู่ก่อน โดยโค้งกลับทิศและทำให้รอยเลื่อนเคลื่อนไหวอีกครั้งหนึ่ง

4.2.6 ยุคต้นเทอร์เชียรีถึงยุคการยกตัวและกักกร่นเมื่อเร็ว ๆ นี้

จากการก่อกำเนิดเทือกเขาหิมาลัย การยกตัวขึ้นซ้ำๆ และถูกกักกร่นอย่างต่อเนื่องได้เกิดขึ้นในบริเวณนี้

4.3 ลักษณะเฉพาะของโครงสร้าง

ลักษณะเฉพาะของโครงสร้างที่เกิดขึ้นจากเหตุการณ์ครั้งนี้ได้รวมถึงรอยเลื่อนย้อนกลับด้านหน้าพื้นทวีปเกิดขึ้นพร้อมกับรอยเลื่อนและการแพร่ขยายของส่วนคดโค้งต่าง ๆ การแยกตัวของรอยเลื่อนย้อนมุมพร้อมกับส่วนคดโค้งที่เกิดขึ้น การกลับทิศของรอยเลื่อนปกติ ซึ่งทำให้เกิดการแพร่ขยายของแนวคดโค้งและโครงสร้างที่กลับทิศอย่างกว้างขวาง และแนวโค้งที่ไม่กลมกลืนกันรวมถึงชั้นหินดินดานที่เกิดจากการกักดัน ไม่มีหลักฐานแสดงให้เห็นปฏิกิริยาแบบขึ้นขณะเกิดขึ้นของเปลือกโลกครั้งนี้

การเกิดโครงสร้างต่อเนื่อง ถูกสังเกตและคาดว่าจะเป็นผลมาจากการก่อกำเนิดเทือกเขารั้งนี้

การก่อกำเนิดเทือกเขาวาริสคานยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนต้น

- รอยเลื่อนปกติ

ยุคคาร์บอนิเฟอรัส

- แอ่งรูปครึ่งเกือกม้าของรอยเลื่อนปกติ ซึ่งเป็นขอบส่วนปีกทางทิศใต้และทิศตะวันออกเฉียงเหนือของลานสูงคารมุลและศรีธาตุ ลานคดงมูลและศรีธาตุถูกดัดแปลงโครงสร้างโดยการยืดตัวแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ (NW-SE)

- แอ่งเกือบน้ำเต้ารูป ซึ่งเป็นส่วนด้านตะวันออกเฉียงเหนือของลานภูส้ม

ลานภู่อ้อมถูกตัดแปลงโครงสร้าง โดยการยึดตัวจากการพัฒนาร่องทะเลแนวเหนือใต้

- การแยกตัว

การก่อกำเนิดเทือกเขาอินโดจีนเนียนยุคไทรแอสสิกตอนกลาง

- รอยเลื่อนปกติ พร้อมกับรอยเลื่อนมุมเทพลิกกลับ (ภูเขี้ยว)
- แผ่นดินด้านหน้าของรอยเลื่อนย้อนมุม
- การสะสมตัวของตะกอนในแอ่งแกือกม้า

การยุบตัวแบบท้องช้างด้านในยุคไทรแอสสิกตอนบนถึงยุคต้นเทอร์เชียรี

- การยุบตัวและตกท้องช้างด้านใน
- แนวโค้งรูปประทุนเทือกเขาภูพาน

การเกิดเทือกเขายุคเทอร์เชียรีตอนต้น

- แนวทิศเหนือ-ตะวันออกของส่วนหน้าชั้นหินคดกลับทิศ
- แนวโค้งรูปประทุนคว่ำที่ลาดน้อยแต่กว้าง การกลับมุมที่เกิดจากรอยเลื่อนกลับมุมของแอ่งแกือกม้าที่ล้อมรอยด้วยแนวหินคดโค้ง
 - การกลับมาเคลื่อนไหวอีกครั้งของชั้นหินพื้นฐานที่หนา 100-1000 ฟุต อินโดไซเนียม รวมถึงรอยเลื่อนย้อนมุม (น้ำพอง)
 - การกลับมาเติมเต็มอีกครั้งของแอ่งรูปแกือกม้า อินโดไซเนียมที่มีรอยเลื่อนย้อนมุมที่แยกออกมาซึ่งเป็นผลเนื่องจากการเกิดกระจายตัวของรอยเลื่อนและรอยโค้งคดอย่างกว้างขวาง เช่น ภูพระ โครงสร้างร่วมภูสินารายณ์ แนวโค้งรูปประทุนคว่ำภูคำแก้วในกลุ่มหุบโคราช ซึ่งเป็นบริเวณที่ยกตัวสูงขึ้น

บทที่ 5

การเกิดตะกอนหินชั้นและการลำดับชั้นหิน

การจำแนกลำดับชั้นหินของการต่อเนื่องของหินชั้นถูกกำหนดให้สัมพันธ์กับลักษณะโครงสร้างและการวิวัฒนาการของมัน การลำดับการต่อเนื่องของชั้นหินในบริเวณที่ราบสูงโคราชมียุคจากต้นมหายุคพาลีโอโซอิกถึงมหายุคซีโนโซอิก การกำหนดอายุตะกอนยุคพาลีโอโซอิกค่อนข้างเที่ยงตรงเนื่องจากสัตว์ทะเลที่มีอยู่มากมาย ลำดับตะกอนตามแนวตั้ง สะท้อนให้เห็นถึงลักษณะต่าง ๆ หลากหลาย ตั้งแต่การตกตะกอนในทะเลถึงการตกตะกอนบนพื้นทวีป (ตั้งแต่ทะเลสาบไปถึงตะกอนแม่น้ำ) ชั้นตะกอนที่หนาที่ทับถมกันของที่ราบสูงโคราซ สามารถแบ่งออกเป็นหกกลุ่มใหญ่หรือหกกลุ่มลำดับตะกอน การแบ่งอยู่บนพื้นฐานการไม่ต่อเนื่องของพื้นผิวและอาจอ้างถึงการเปลี่ยนแปลงหน่วยชั้นหินของเปลือกโลก ทั้งหกกลุ่มเรียงตามลำดับสืบต่อกันดังนี้ (จากอายุอ่อนไปอายุแก่กว่า)

กลุ่มที่ 6 ชั้นลำดับหลังยุคเกิดเทือกเขาหิมาลัย	ชั้นหินทำช่าง
กลุ่มที่ 5 ชั้นหินลำดับก่อนยุคเกิดเทือกเขาหิมาลัย	ชั้นหินภูทอก
	ชั้นหินมหาสารคาม
	ชั้นหินชุดโคราซ
กลุ่มที่ 4 ชั้นหินก่อนยุคอินโดจีนียน II	ชั้นหินห้วยหินลาด
กลุ่มที่ 3 ชั้นหินก่อนยุคอินโดจีนียน I	ชั้นหินสระบุรี
	ชั้นหินวังสะพุง
กลุ่มที่ 2 ชั้นหินก่อนยุคควาวิสถาน	ชั้นหินปากชุม
กลุ่มที่ 1 ชั้นหินก่อนยุคคาลิโดเนียน	ชั้นหินนาโม

5.1 ชั้นหินก่อนยุคคาลิโดเนียน

ประกอบด้วยหินพื้นฐานหินแปรที่แยกออกจากชั้นหินที่ทับอยู่ด้านบนที่ไม่ใช่หินแปรอย่างชัดเจน

กลุ่มหินชุดนาโม

กลุ่มหินชุดนาโมก่อเกิดเป็นหินแปรพื้นฐานต่ำสุด โผล่ให้เห็นบริเวณจังหวัดเลยบนแถวตะวันตกเฉียงเหนือของที่ราบสูงโคราซ ซึ่งประกอบไปด้วยหินแปรเกรดต่ำ พวกลักษณะหินชีสต์คอนบนสีเขียว (เช่นหินชีสต์ฟิลไลต์ คลอไรท์ และเพิลเลติก หินทัฟฟ์ และหินควอร์ซไชท์เขียวหนุมาน)

5.3.2 หินชุดสระบุรี

หินชุดสระบุรีสามารถแบ่งออกเป็น 4 ส่วนย่อย ; ชั้นหินผาดาว ห่านคำ ผานกเค้า และ ชั้นหินน้ำดุก ชั้นหินเหล่านี้เป็นส่วนหนึ่งที่เกิดขึ้นและเป็นตัวแทนการตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมที่ต่าง ๆ กัน ตั้งแต่ที่ราบปากแม่น้ำ แผ่นราบสูงไหล่ทวีปถึงแอ่งทะเลลึกดังแสดงรูป 5.3 หินเหล่านี้ยกเว้นชั้นน้ำดุก ได้ถูกเจาะพบโดยหลุมสำรวจต่าง ๆ ในที่ราบสูงโคราช และชั้นหินชุดผานกเค้าเป็นหินชั้นเดียวที่เป็นหินกักเก็บที่กำลังผลิตก๊าซธรรมชาติอยู่ในบริเวณนี้

หินชุดน้ำดุก

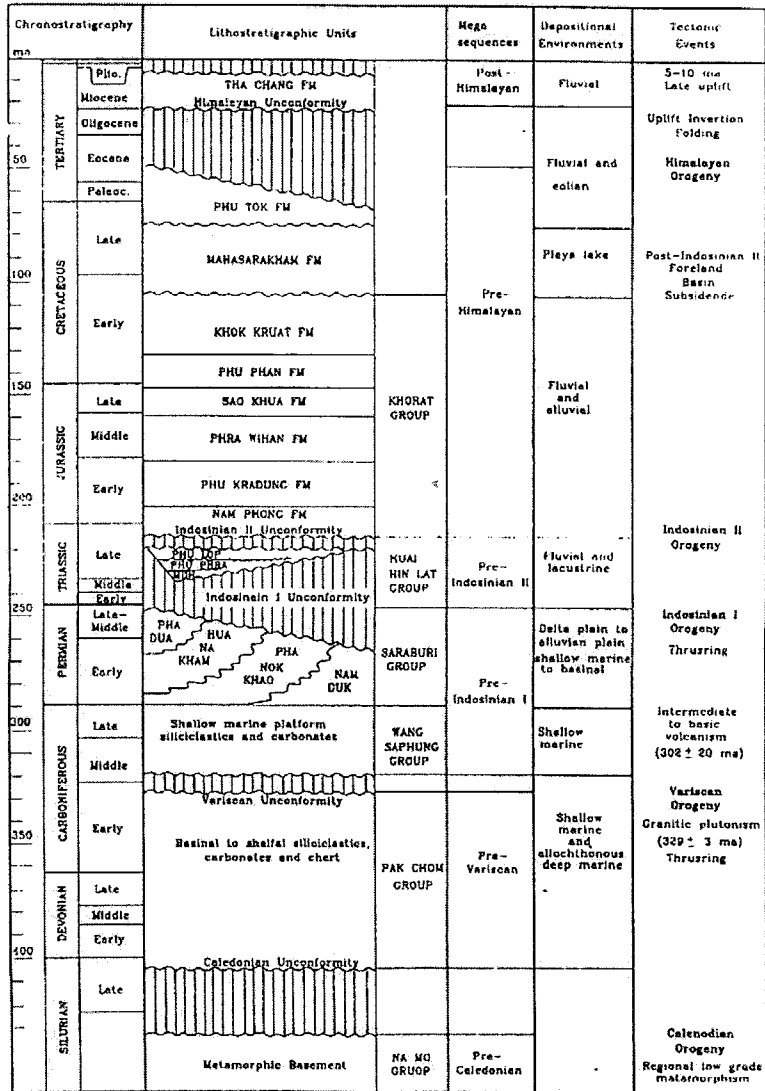
หินชุดน้ำดุกประกอบไปด้วย หินดินดานก้นสมุทร หินชั้นน้ำวน และหินปูนใต้ทะเล หินเหล่านี้เป็นตัวแทนของการตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมทะเลลึก มันจัดลำดับการเปลี่ยนแปลงจากทะเลลึกขึ้นมายังเนินราบทะเลตื้นของหินชุดห่านคำ มีอายุจากยุคเปอร์เมียนตอนต้นถึงตอนกลาง หินหน่วยนี้ ยังไม่มีการเจาะสำรวจพบด้วยหลุมสำรวจใด ๆ ในที่ราบสูงโคราช

หินชุดผานกเค้า

หินชุดผานกเค้าส่วนใหญ่ประกอบด้วย หินมวลใหญ่และหนาสีเทาของหินปูนไลม์สโตน และโดโลไมท์ ชั้นบางของหินดินดานสีเทาและสีดำ มีหินเชิร์ตบาง ๆ เป็นกลุ่มอยู่เป็นย่อม ๆ หินชุดผานกเค้ามีการศึกษาอย่างกว้างขวางจากหินโผล่มันเป็นตัวแทนของการตกตะกอนของหินในสิ่งแวดล้อมของหินปูนทะเลน้ำตื้นจากฟีดหินปูนได้นำถึงด้านหลังของฟีดหินสันดอน(back reef) บริเวณสิ่งที่มีชีวิตน้ำตื้น ทะเลสาบ บริเวณน้ำขึ้นน้ำลง และชายฝั่งทะเล มีหลุมสำรวจกว่า 10 หลุมในที่ราบสูงโคราชที่เจาะผ่านหินชุดผานกเค้า

หินชุดผานกเค้าที่หลุมน้ำพอง IA มีหินชุดห้วยหินลาดวางตัวอยู่ด้านบน ส่วนที่เป็นพื้นฐานสีเทาอยู่ติดกับหินสีเทาเข้ม คาร์บอเนตและมีไฟโรท์บาง ๆ ของหินดินดานชุดวังสะพุง ส่วนครึ่งล่างของหินปูนประกอบด้วยบะซอลต์บาง ๆ ที่มีมากขึ้นและหนาขึ้นเมื่ออยู่ด้านล่างของหินชุดวังสะพุง

หินชุดผานกเค้าส่วนใหญ่ประกอบด้วย หินปูนโคลนมากเนื้อแน่น (pack stone) ถึงเนื้อไข (wackstone) สีเทาถึงดำประกอบด้วยมีส่วนของหินปูนเม็ดใหญ่ (Grainstone) แทรกสลับอยู่ โดยปกติทั่วไปหินปูนพวกนี้จะมีเนื้อแน่นมีรูพรุน (porosity) ที่มองเห็นน้อย ยกเว้นหินปูนที่แปรสภาพเป็นโดโลไมท์หรือส่วนที่เป็นหินซิลิกา ช่องแตกและโพรงแตกในหินปูนมักถูกพวกแคลไซต์และโคลนและบางครั้งมีพวกเฟลด์สปาร์เข้าไปอุดตัน พวกหินปูนโดโลไมด์ที่มีรูพรุนมากกว่าพวกหิน wackstone และ mudstone สีเทาอ่อนถูกเจาะพบที่ความลึก 540 ฟุตได้ส่วนบนสุดของหน่วยหินปูนมีความหนาประมาณ 780 ฟุต ก๊าซธรรมชาติที่แหล่งน้ำพองก็ผลิตจากชั้นหินชุดนี้ ความหนาทั้งหมดของหินชุดผานกเค้าประมาณ 3,650 ฟุต มีอายุระหว่างยุคเปอร์เมียนตอนต้นถึงตอนกลาง



รูป 5.2 แสดงลำดับชั้นหินของที่ราบสูงโคราชและเหตุการณ์การเคลื่อนตัวของเปลือกโลกที่เกี่ยวข้องกัน

หินปูนส่วนลักษณะที่คล้ายกันนี้ถูกพบที่หลุมศรีธาตุ-1 ซึ่งมีความหนา 2,640 ฟุต หินปูนโดโลไมท์ในส่วนนี้มีความหนาดัง 1,400 ฟุตและเกิดที่ความลึก 700 ฟุตได้ส่วนบนสุดของหน่วยหินปูนซากสัตว์ฟอสซิลชนิดสังบออายุเหมือนกับที่หลุมน้ำพอง-1A

หินชุดผานกเค้าในที่ราบสูงโคราชประกอบด้วยหินชั้นที่เป็นเม็ดแทรกอยู่เป็นตัวแทนรอยต่อของลักษณะหินระหว่างหินชุดผานกเค้าและหินชุดห้วยหินลาด

หินชุดห้วยน้ำคำ

หินชุดห้วยน้ำคำวางตัวอยู่บนหินชุดผานกเค้าและถูกเรียกอย่างไม่เป็นทางการว่า “หินชั้นเม็ดส่วนบน” มันประกอบไปด้วยการแทรกสลับกันของหินทรายแป้งหินทราย หินดินดานและหินปูน ซากพืชซากสัตว์ที่อยู่กับ โครงสร้างตะกอนบอกว่ามีการตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมที่เป็นที่ราบทะเลน้ำตื้น ซากฟอสซิลดึกดำบรรพ์จากหินปูนบ่งบอกอายุอยู่ระหว่าง กลางยุคถึงต้นยุคตอนปลายของยุคเปอร์เมียน

หินชั้นเม็ดปรากฏให้เห็นและสำคัญมากขึ้นเป็นแนวไปทางทิศตะวันตก ดังนั้นหินชุดห้วยน้ำคำขอบที่ราบสูงโคราช ปรากฏให้ว่ามีอายุจากต้นยุคเปอร์เมียน (เทียบเท่ากับฐานของหินชุดผานกเค้า) ที่บริเวณประเทศลาว ความสัมพันธ์ของหินหน่วยชุดห้วยน้ำคำถูกกำหนดในแผนที่เป็นหินชุดอีเลียส (Charoenpravat et al., 1984)

ตัวแทนหินชุดห้วยน้ำคำปรากฏในหลุมเจาะ โนนสูง-1 ศรีธาตุ-1 และภูลพ-1 (Mouret, 1994); สองหลุมหลังปรากฏมีถ่านหินแทรกอยู่บ้างในหินหน่วยนี้

หินชุดป่าดัว

หินโคลที่ เป็นลำดับหินชั้นเม็ดละเอียดบาง ๆ พร้อมกับอิทธิพลของหินดินดานและหินทรายแป้งสีทึบในบริเวณจังหวัดเลยถูกกำหนดลงในแผนที่ให้เป็นหินชุดป่าดัว (โดย Chairangsree et al., 1990) มันมีอายุในยุคเปอร์เมียนตอนปลายด้วยพวกซากพืช (Asama et al., 1968) ซึ่งวางตัวอยู่บนหินชุดอีเลียส ในใต้ดินมีหลุมภูลพ-1 เท่านั้นที่เจาะผ่านหินชุดป่าดัว มันมีความหนา 700 ฟุต วางตัวอยู่ใต้หินชุดภูลพ ส่วนที่เป็นวางตัวอยู่บนหินชุดห้วยน้ำคำ หินหน่วยนี้ประกอบด้วยหินส่วนใหญ่เป็นหินทรายแป้งและหินดินดานและบ่อยครั้งมีหินถ่านหินและส่วนน้อยมีหินทราย ถ่านหินและหินปูนชั้นบาง ๆ (Mouret, 1994) ส่วนใหญ่ตะกอนอยู่ในสิ่งแวดล้อมที่เป็นปากแม่น้ำถึงที่ราบแม่น้ำพร้อมกับมีส่วนน้อยที่เป็นปากแม่น้ำ ตอนปลายถึงลักษณะปากอ่าว

5.4 ลำดับหินชุดก่อนอินโดจีน II

5.4.1 หินชุดก่อนยุคโคราช

ลำดับหินชุดก่อนยุคเปอร์โม-คาร์บอนิเฟอรัส

ในบริเวณจังหวัดเลยและจันทบุรีซึ่งมีตำแหน่งอยู่ขอบแอ่งโคราช หินที่แก่ที่สุดเป็นหินแปรที่เปลี่ยนมาจากหินชั้น หินไฟไลต์ ทรัพ์ เซิร์ต และหินปูนที่แปรสภาพ หินปูนมีซากปะการัง เฟอโคโนสซึ่งมีอายุยุคครีไวเนียน (workman 1972) หินปูนชุดนี้ถูกพบที่ประเทศลาวตรงข้ามกับจังหวัดเลยและคาดคะเนว่าได้แผ่ขยายเข้ามาในประเทศไทย

ที่จังหวัดจันทบุรีได้พบหินโคลพวกไฟไรท์ เซิร์ต ทรัพ์ แต่ไม่พบซากพืชซากสัตว์ที่บ่งบอกอายุ หินเหล่านี้ก่อตัวและถูกปิดคลุมด้วยหินปูนเปอร์โม-คาร์บอนิเฟอรัส ในแอ่งโคราชใกล้กับเทือกเขาภูพานและแอ่งสกลนคร ผลการสำรวจธรณีฟิสิกส์แสดงถึงลักษณะลำดับตะกอนชั้นหินและหิน

ชั้นที่แปรสภาพก่อตัวขึ้นและถูกปกคลุมโดยลำดับหินปูนเปอร์โม-คาร์บอนิเฟอร์รัส (Clade Mouret 1994)

ทั้งหินชั้นที่แปรสภาพและหินอัคนีก่อตัวขึ้นและปกคลุมด้วยลำดับชั้นหินเปอร์โม-คาร์บอนิเฟอร์รัส

ลำดับหินชุดเปอร์โม-คาร์บอนิเฟอร์รัส

มีหินอยู่ 3 หน่วยที่อยู่ในลำดับหินชุดเปอร์โม-คาร์บอนิเฟอร์รัส หน่วยล่างสุดประกอบด้วยหินชั้นเม็ดตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมปากแม่น้ำ หินตะกอนภูเขาไฟ ตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมที่เป็นพื้นทวีป ทะเลสาบ ลุ่มน้ำขังชายทะเล จัดลำดับไปถึงทะเลน้ำตื้นพร้อมด้วยหินปูนแทรกสลับบาง ๆ จนถึงหินตะกอนเม็ดละเอียด หินหนวนตอนกลางประกอบด้วยหินปูนที่ตกตะกอนในเนินราบหินปูนทะเลน้ำตื้น ความหนาเปลี่ยนไปเป็นที่ ๆ หินปูนที่ใหญ่และหนาของแผ่นราบหินปูนนี้โผล่ให้เห็นทางตะวันออกของแอ่งสกลนครในจังหวัดคำมุล ประเทศลาว หินโผล่ขนาดเล็กแต่แผ่ขยายกว้างโผล่ให้เห็นในบริเวณจังหวัดเลยในแอ่งโคราชหินพวกนี้ถูกพบที่ก้นหลุมเจ้าน้ำพอง 1-A โนนสูง -1 และหลุมภูทาบ-1 หลุมเจาเหล่านี้อยู่ในบริเวณเทือกเขาภูพาน

หน่วยหินที่อยู่บนสุดประกอบด้วยหินชั้นเม็ดละเอียดของหินตะกอนปากแม่น้ำไหลทวีป บางส่วนของหินหน่วยนี้ตกตะกอนในสภาวะจำกัดที่มีสารอินทรีย์ปริมาณสูง (TOC) ส่วนของหินตะกอนแดง (redbeds) ที่เกิดรวมกับหินหน่วยนี้คือหินทราย หินโคลนที่ตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมปากแม่น้ำถูกพบที่อำเภอคอนสาร จังหวัดชัยภูมิตะกอนส่วนหน้าปากแม่น้ำไหลทวีปประกอบด้วยหินปูนโคลนบิฟูมินัสและหินดินดานแผ่นบาง

ชั้นหินไม่ต่อเนื่องยุคไทรแอสสิก (Triassic Unconformity)

หลังจากการตกตะกอนของชั้นหินตะกอนยุคเปอร์เมียนบริเวณนี้ได้โผล่ขึ้นมาและธรณีแอ่นตัวเททิสเกิดเป็นทะเล (Tethys Sea) เฉพาะตอนเหนือของประเทศไทย หินปูนยุคเปอร์เมียนถูกยกตัวขึ้นมาและกลายเป็นภูมิประเทศตะปุ่มตะป่ำพร้อมกับการเกิดการปะทุของภูเขาไฟ การปะทุของภูเขาไฟดูเหมือนจะกระจายกว้างขวางในเวลาต่อมากลายเป็นคั่นกำเนิดของหินชุด ภูกระดึง และน้ำพองในหว่างยุคจูแรสสิก

ระหว่างปลายยุคไทรแอสสิก การเคลื่อนตัวด้านข้างเกิดขึ้นหลังจากการชนกันเรียบริ้อยแล้วระหว่างแผ่นทวีปฉาน-ไทยและอินโดจีน การเคลื่อนตัวด้านข้างนี้ก่อให้เกิดเป็นแอ่งครึ่งรูปเกือบม้าบนแผ่นดินยุคไทรแอสสิกและเป็นทีี่สะสมตัวของตะกอนซึ่งเป็นจุดเริ่มต้นของหินชุด โคราช

ลำดับชั้นหินไม่ต่อเนื่องก่อนยุคอินโดซีเนียน II วางตัวอยู่บนหินยุคก่อนวาริสคานหรือชั้นหินยุคก่อนยุคอินโดซีเนียน I มันถูกปิดทับด้วยหินชุดโคราชของลำดับชั้นหินยุคก่อนยุคเกิดเทือกเขา

หิมาลัย มันประกอบด้วยหินชั้นเม็ดแทรกสลับด้วยหินหินและถูกเรียกว่า “หินชุดห้วยหินลาด” ตลอดมา อายุของมันอยู่ในยุคปลายไทรแอสสิกดูได้จาก ซากพืชและซากสัตว์ทั้งที่มีกระดูกสันหลังและไม่มีกระดูกสันหลัง

5.4.2 หินชุดห้วยหินลาด

หินชุดห้วยหินลาดแบ่งออกได้เป็น 5 หน่วย (Chonglakmani and Sattayorak, 1978) การแบ่งนี้อาศัยข้อมูลเฉพาะที่ปรากฏให้เป็นบนผิวดินเท่านั้น

หน่วยหินโพไฮ (Pho Hai)

หน่วยหินโพไฮเป็นหินอยู่ล่างสุดของหินชุดนี้มันประกอบไปด้วยหินภูเขาไฟ (เช่น หินทรไฟ หินกรวดภูเขาไฟ หินไรโอไลต์ และหินแอนดีไซท์) พร้อมด้วยการแทรกสลับด้วยหินทราย หินโคลน และหินกรวด

หน่วยหินกรวดสามแก่น (Sam Khaen)

หินกรวดสามแก่นส่วนใหญ่เป็นลักษณะข้างเคียงกับหินโพไฮแต่ว่าวางตัวอยู่ด้านบนหินหน่วยโพไฮ ส่วนใหญ่ประกอบด้วยหินกรวดมีการแทรกสลับด้วยหินตะกอนเม็ดละเอียดกว่า

หน่วยหินคาดฟ้า (The Dat Fa Member)

หินหน่วยคาดฟ้า ประกอบด้วย หินดินดานสีเทาถึงดำมีคาร์บอนมากและก่อตัวเป็นชั้น ๆ ที่ดี และหินปูนเนื้อดิน มันมีซากสัตว์และพืชที่บ่งบอกว่ามีอายุอยู่ในยุคปลายยุคไทรแอสสิก (นอร์เรียน)

หินหน่วยภูไฮ (The Phu Hi Member)

หินภูไฮประกอบด้วยหินทราย หินดินดานสีเทา หินปูนเนื้อดิน พร้อมการแทรกสลับของหินกรวด

หินชุดอีโม (The I Mo Member)

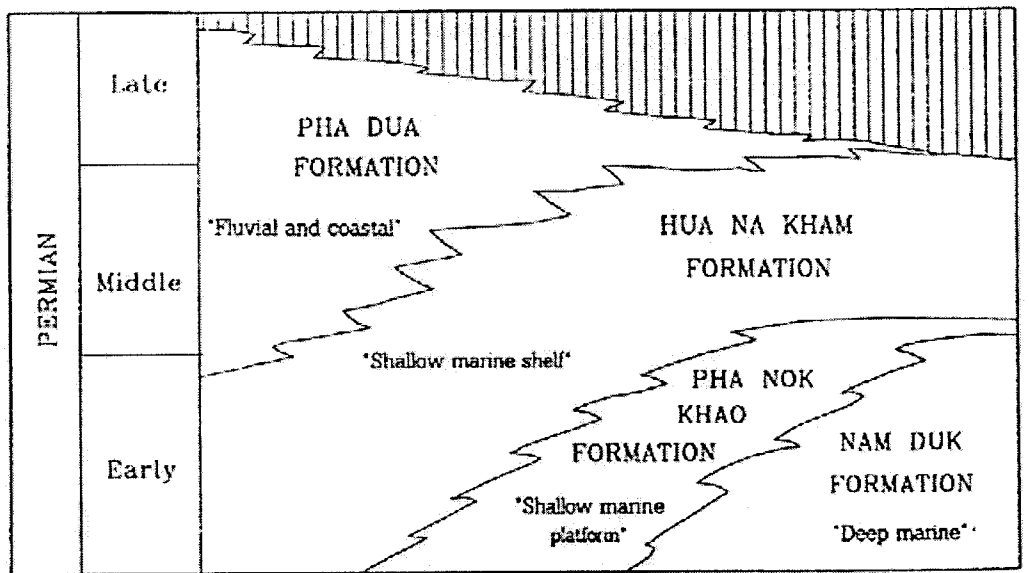
หินชุดอีโมประกอบด้วยหินทราย หินดินดานสีเทา หินปูนสีเทา ร่วมกับหินภูเขาและหินอัคนีที่เกิดระดับลึก

ไม่มีชั้นหินไม่ต่อเนื่องถูกพบเห็นในการต่อเนื่องของหินชุดนี้บนผิวดินอย่างไรก็ตาม ข้อมูลจากหลุมเจาะในทางตอนเหนือของแอ่งโคราชบ่งบอกว่าหินชุดห้วยหินลาดเทียบเท่ากับชั้นหินไม่ต่อเนื่อง 2 ชั้นที่เกิดขึ้น ส่วนใหญ่ของหินชุดห้วยหินลาดถูกพิจารณาว่าเป็นลำดับหินทับถมยุคอินโดจีนเนียน Moutet (1994) จากบริษัทโทแทลโคราช จำกัด แบ่งลำดับชั้นหินยุคไทรแอสสิกออกเป็นหน่วยย่อยได้หินไม่ต่อเนื่องยุคอินโดจีนเนียน II (โคราช) และเหนือหินชุดเปอร์เมียนสระบุรีออกเป็นกลุ่มหินภูบาลและกลุ่มหินภูสินารายณ์ตามลำดับสืบเนื่องกัน โดยมีชั้นหินไม่ต่อเนื่องอยู่ตรงกลาง หินกลุ่มภูสินารายณ์ประกอบด้วยชั้นหินชุดภูพระและหินชุดภูน้อยตอนล่าง

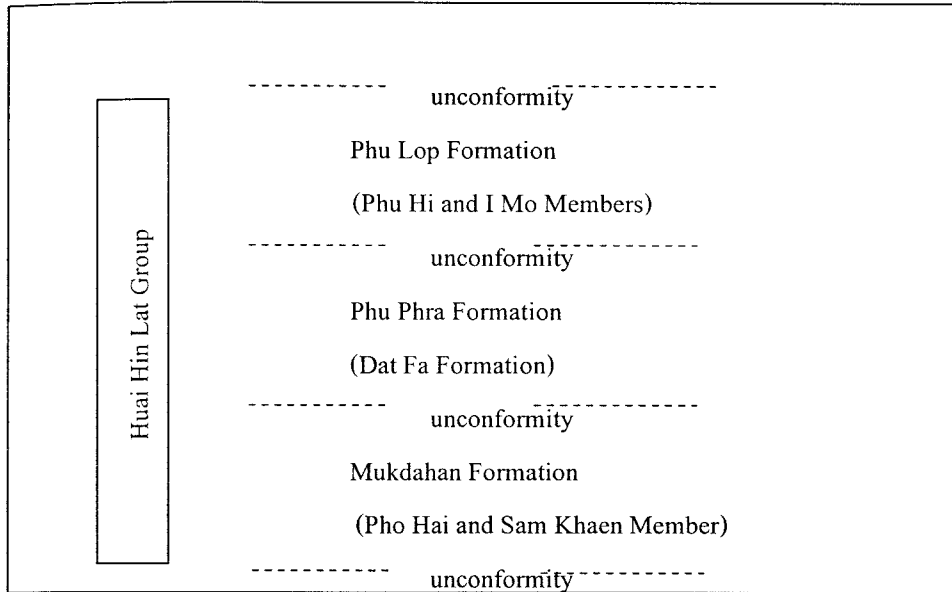
หินชุดกุสินารายณ์ได้รวมเอาลำดับหินทั้งหมดยุคไทรแอสสิกในระหว่างชั้นหินใหม่ ต่อเนื่องยุคอินโดนีเซียน II และยุคอินโดจีนเนียน I (บริษัทยูโนแคลป์โตรเลียม จำกัด, 1994a และ 1994b) มันถูกแบ่งแยกชัดเจนในลำดับชั้นหินนี้ ระหว่างหน่วยตะกอนแม่น้ำตอนบน ตะกอนแม่น้ำตอนล่าง และ หน่วยหินกรวดเหลี่ยมตามลำดับสืบเนื่อง หน่วยหินธารแม่น้ำตอนบนสามารถเชื่อมหลักฐานกับหินชุดกุ ลบโดยอาศัยลักษณะและตำแหน่งของชั้นหิน หน่วยหินกรวดเหลี่ยมประกอบด้วยหินคำปลาไหลตอนบน และหินชุดมุกดาหารตอนล่าง ลักษณะของชั้นหินเป็นตัวแทนการตกตะกอนของเศษหินที่เคลื่อนตัว และ หินภูเขาไฟสลับกับการตกตะกอนในทะเลสาบตามลำดับ การกำหนดลำดับหินชุดห้วยหินลาดโดยอาศัย ข้อมูลจากหลุมเจาะแสดงในรูป 5.4 และลำดับชั้นหินของชุดห้วยหินลาดโดยผู้แต่งหลายคนแสดง เปรียบเทียบในตาราง 5.1

หินชุดมุกดาหาร

หินชุดมุกดาหารเป็นหน่วยหินที่อยู่ล่างสุดของหินชุดห้วยหินลาด ซึ่งถูกตั้งขึ้นจากการ เจาะหลุมมุกดาหาร-1 ที่เจาะผ่านหินชุดนี้ 510 ฟุตของส่วนล่างสุดของหน่วยหินมันประกอบด้วยหิน ทรายภูเขาไฟสีเขียว สีเทาเขียว และหินกรวดทรายที่จัดขนาดเม็ดไม่ดีและมีหินทรพีสีเขียว และ หินดินดานทรพีแทรกสลับอยู่ ลำดับหินหน่วยนี้ถูกวิเคราะห์ว่าตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมกึ่งที่มีน้ำ เป็น ตัวแทนของการเกิดปะการังเทียมที่มีส่วนประกอบเป็นหินภูเขาไฟ



รูป 5.3 การเปลี่ยนแปลงลำดับชั้นหินและสภาวะแวดล้อมการตกตะกอนของหินชุดสระบุรี



รูปที่ 5.4 การแบ่งลำดับชั้นหินชุดห้วยหินลาดตามข้อมูลหลุมเจาะ

ตาราง 5.1 การลำดับระบบชื่อของชั้นหินชุดห้วยหินลาดจากผู้ประพันธ์หลายคนเปรียบเทียบกัน

ESSO Inc.	TOTAL Ltd.		UNOCAL Ltd.		ดร.จงพันธ์ จงลักษณ์ณี	
Nam Phong Formation	Nam Phong Formation	Upper Phong Fm.	Nam Phong Formation	Upper Nam Phong Fm.	Nam Phong Formation	Upper nam Phong Fm.
Huai Hin Lat Formation		Lower Nam Phong Fm.		Lower Nam Phong Fm.		Lower Nam Phong Fm.
Lower Huai Hin Lat Fm.	Phu Lop Group		Kuchinarai Group	Upper Fluvial	Huai Hin Lat Group	Phu Lop Formation
Indosinian Fill Sequence	Kuchinarai Group	Phu Phra Formation		Lower Fluvial		Phu Phra Formation
		Phu Noi Formation	Breccia	Mukdahan Formation		

หินตะกอนมีสีแดง สีลายเขียว ลายแดง และสีน้ำตาล บ่งบอกถึงการสภาวะสิ่งแวดล้อมที่มีการรวมตัวกับก๊าซออกซิเจนในที่มีอากาศน้อย (Sub-aerial) หินชุดมุกดาหารสามารถเชื่อมสัมพันธ์กับหินโพไฮและหินกรวดสามแก่นของหินที่โผล่ให้เห็น

หินชุดภูพระ

หินชุดภูพระเป็นแบบฉบับตัวแทนของชุดหินที่พบที่หลุมเจาะภูพระ-1 ซึ่งเจาะผ่านชั้นหินหนา 970 ฟุต แต่ไม่ถึงส่วนล่างสุดของชั้นหิน มันประกอบไปด้วยลักษณะเด่นส่วนใหญ่เป็นดินดานสีเข้ม มีส่วนน้อยที่เป็นหินทราย หินทรายแป้งและหินปูน ตะกอนชั้นหินมีตะกอนละเอียดแสดงให้เห็นริ้วรอยของตะกอนทะเลทรายใกล้พืดน้ำแข็งและตะกอนของซากพืชที่ทำให้เกิดถ่านหิน และมีหินทรายที่ถูกกัดด้วยระแหงโคลน

หินส่วนนี้แสดงการเรียงลำดับเม็ดหินชั้นบนจากสิ่งแวดล้อม ทะเลลึก ทะเลสาบน้ำนิ่ง และทะเลสาบน้ำตื้น กระแสน้ำแรง มันก่อกำเนิดอยู่ตอนล่างของส่วนล่างสุดของหินชุดโคราช หินชุดภูพระสามารถอ่านว่าเป็นแบบฉบับของหินดินดานสีเข้มถึงดำ

ที่หลุมเจาะมุกดาหาร -1, หินหน่วยนี้เชื่อมสัมพันธ์เป็นหินชุดภูพระหนา 380 ฟุต มันประกอบด้วยหินทรายเม็ดละเอียดละเอียดเป็นสีเทา สีเขียว และสีน้ำตาลแดง หินทรายแป้ง และหินทรายสีน้ำตาลเทาถึงสีน้ำตาลแดง มีหินปูนผลึกสีเทาอ่อนเป็นหย่อม ๆ มันเป็นตัวแทนของการตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมทะเลสาบที่เป็นที่ราบน้ำท่วมถึงและราบน้ำกักเซาะ ลักษณะการเกิดจากทะเลสาบชั้นหินไม่เรียงลำดับวางตัวอยู่บนชั้นหินมุกดาหาร

หินชุดภูลอบ

หินชุดนี้ถูกตั้งชื่อหลังจากการเจาะหลุมภูลอบ-1 ผ่านหินตะกอนแดงส่วนที่อยู่ใต้หินชุดโคราช และเป็นชั้นหินไม่เรียงลำดับที่วางตัวอยู่บนชั้นหินปาดัวยุคเปอร์เมียนตอนกลางถึงตอนปลาย (Mouret, 1994) มันประกอบด้วยหินทรายแป้ง และหินดินดานหนา 280 ฟุต มีหินทรายบ้างเล็กน้อย

หินชุดภูลอบหนาประมาณ 900 ฟุตที่หลุมมุกดาหาร -1 มันประกอบด้วยหินทรายสีขาวยิ่งเทาอ่อน เม็ดปานกลางถึงเม็ดหยาบ หินทรายแป้งและหินดินดานสีน้ำตาลแดงพร้อมมีหินปูนสีเทาเขียวถึงสีขาวอยู่เป็นส่วนน้อย มันเรียงลำดับวางตัวอยู่บนหินชุดภูพระ ลำดับชั้นหินเป็นตัวแทนการตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมที่เป็นธารน้ำ ไค้ถวด แผ่นขยายช่องที่ราบน้ำท่วมและเหวน้ำแข็ง หินชุดภูลอบสามารถเชื่อมสัมพันธ์กับทางโครงสร้างลำดับชั้นหินกับหินชุดหน่วยภูไฮที่แสดงให้เห็นบนพื้นผิว

5.5 ลำดับหินชุดก่อนยุคการเกิดเทือกเขาหิมาลัย

5.5.1 หินชุดโคราช

หินชุดโคราชประกอบด้วยลำดับหินที่หนาเป็นหินดินเหนียวสีแดง หินทรายแป้ง หินทราย และหินกรวด ชุดหินโคราชแบ่งออกเป็นหินหน่วยย่อยคือ หินชุดน้ำพอง ภูกระดึง พระวิหาร เส้าหัว

ภูพาน และโคกกรวด หินซุดห้วย หินลาด และมหาสารคามซึ่งก่อนหน้านี้อาจจัดอยู่เป็นส่วนหนึ่งของหินซุดโคราช (Sattayarak et al., 1996)

หินซุดน้ำพอง

หินซุดน้ำพองส่วนใหญ่เรียงลำดับระหว่างหินดินเหนียวแคลไซต์ หินทรายแป้งแคลไซต์ และหินทรายเนื้อดินที่มีแคลไซต์ปน พร้อมมีร่องรอยหินผลึกแคลไซต์และแอนไฮไดต์ของหินกรวดตลอดหมวดนี้ หินดินเหนียวมีสีน้ำตาลสนิมถึงเทาเขียว และมีจุดค้างดำอยู่บาง มีความแข็งน้อยถึงปานกลาง เป็นหินก้อนใหญ่ ๆ เป็นบล็อก หินทรายแป้งมีสีน้ำตาลแดงถึงเทาเขียว ความแข็งปานกลางถึงแข็งมาก มีเนื้อดินและมีไมกา และเป็นหินทรายแคลไซต์เป็นหย่อม ๆ ตลอดหมวดนี้ หินกรวดประกอบด้วยกรวดของหินเขียวหนุมาน หินเชิร์ตสีน้ำตาลและสีเทาและมีหินทรายแป้งสีน้ำตาลแดง การวางชั้นเรียงระดับและวางชั้นตามพื้นราบถูกเห็นทั่วไปในชั้นหินทรายและหินกรวดซุดนี้

หินซุดน้ำพองวางตัวไม่เรียงลำดับอยู่บนหินซุดห้วยหินลาดยุคไทรแอสสิกตอนปลาย ซุดสระบุรียุคเปอร์เมียนหรือหินซุดที่แก่กว่า มีหินปูนชั้นบาง ๆ เกิดขึ้นที่หนา 1 ถึง 5 เซนติเมตร ของส่วนบนสุดของหินซุดน้ำพอง การตกตะกอนอยู่ในสิ่งแวดล้อมพื้นฐานที่เป็นพื้นทวีป ฐานของหินทรายและหินทรายแป้งเป็นตัวแทนของการตกตะกอนในสิ่งแวดล้อมที่เป็นธารประสานสายและเป็นตะกอนน้ำพารูปพัด ในขณะที่หินดินเหนียวแคลไซต์และแห่งที่อยู่ตอนบนของซุดน้ำพอง อาจตกตะกอนในสภาวะแวดล้อมที่แห้งแล้ง

หินซุดภูกระดึง

รอยต่อระหว่างหินซุดภูกระดึงและซุดน้ำพองที่อยู่ด้านล่างซึ่งวางตัวบนฐานที่เป็นหินทรายแป้งแคลไซต์สีม่วงแดง ซึ่งมีหินปูนบาง ๆ หนาถึง 5 เซนติเมตรอยู่ด้วย หินซุดภูกระดึง ส่วนใหญ่แล้ววางลำดับชั้นเม็ดหินระหว่างหินทรายแป้งแคลไซต์และหินดินเหนียว พร้อมด้วยส่วนน้อยที่เป็นหินทรายแทรกอยู่กับหินปูนชั้นบาง ๆ หินทรายแป้งมีสีแดงซีดถึงน้ำตาลแดง เป็นหินเนื้อดินแข็งปานกลางถึงแข็งมาก บางแห่งมีร่องรอยของหินที่เปราะกรอบ หินดินเหนียวส่วนใหญ่มีสีน้ำตาลสนิมถึงเทาเขียว อ่อนถึงเนื้อแน่นมีแคลไซต์น้อยถึงมาก และสามารถละลายได้ง่าย หินทรายมีสีน้ำตาลซีด น้ำตาลแดง มีควอร์ตซ์และชั้นหินที่มีแร่ฟันม้าเฟลด์สปาร์ปนอยู่ มันมีลักษณะแข็งปานกลางถึงแข็งมาก เม็ดละเอียดถึงขนาดเม็ดปานกลางเม็ดกึ่งเหลี่ยม ถึงกึ่งกลม การเรียงลำดับเม็ดคิปานกลาง มีแคลไซต์และดินปนอยู่บ้าง ส่วนที่เป็นหินปูนมีสีน้ำตาลซีดถึงเทาเหลืองและมีไมกาผสมอยู่

หินชุดพระวิหาร

ลักษณะหินตะกอนเปลี่ยนไปจากการให้ตะกอนก่อนหน้าที่เป็นหินภูเขาไฟมาเป็นหินกรดอัลทีระดับลึก (พลู โดนิค) ตะกอนที่ให้ต่อแอ่งโคราซมีเพียงทรายจากหินเขียวอนุমান เฟลสปาร์ และแร่หนัก ตกตะกอนในสภาวะแวดล้อมธารน้ำพามีชั้นหินอยู่ 3 ชุด คือ พระวิหาร เสาขร้าว และภูพาน หินชุดพระวิหารและภูพานมีชั้นหินคล้าย ๆ กัน มันคือหินทรายหินเขียวอนุมาน (quartzitic) หินทรายกรวดปกตีสีขาว และหินชุดเสาขร้าวประกอบด้วยชั้นหินทรายหินทรายแป้งดินดานและหินโคลน หินทรายเป็นหินจากควอร์ตซ์เช่นเดียวกัน แต่มีโครงสร้างเป็นดินเหนียวสีแดง ดินเหนียวสีแดงนี้ถูกพบในหินดินดานและหินโคลน ทำให้ชั้นหินเป็นสีน้ำตาลแดง ลำดับชั้นหินตกตะกอนในสภาพแวดล้อมที่เป็นธารน้ำพาและที่ราบน้ำท่วมถึงภาวะพหุสัณฐาน (ตกผลึก) ที่เก็บจากส่วนฐานของหินชุดพระวิหารบ่งบอกถึงอายุยุคจูแรสสิกตอนปลายถึงต้นยุคครีเทเชียส (Racey, A. et al 1994)

หินชุดเสาขร้าว

หินชุดเสาขร้าวเกือบมองไม่เห็นจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์ (Seismic) เพราะมีขนาดสะท้อนของคลื่นเสียงน้อยและไม่ต่อเนื่อง มันประกอบไปด้วยการสลับกันของหินทรายแป้งสีเทาแดงและสีน้ำตาลแดงกับหินทรายเม็ดละเอียดถึงเม็ดปานกลางสีเทาเหลืองและแดงชิดกับหินดินเหนียว และส่วนน้อยมีหินกรวดจากกรวดของหินปูน ในหน้าตัดที่ห้อยและเสาขร้าว ที่จังหวัดอุดรธานี หินชุดเสาขร้าวมีความหนา 1680 ฟุต (Word and Bunnag, 1995)

หินชุดภูพาน

หินชุดภูพาน ถูกปรากฏบนผลการสำรวจธรณีฟิสิกส์ด้วยแนวเครื่องหมายจากการสะท้อนของคลื่นเสียงขนานกัน 2 แนว ส่วนล่างอยู่บนหินชุดเสาขร้าวซึ่งมีความคมและพุ่งเป็นลักษณะของหินกรวดที่มีหินทรายแทรก (Caliche) เป็นโครงสร้าง และมีหินดินเหนียวทรายแป้งสีแดงและหิน Caliche แทรกเป็น โครงสร้างอย่างปะปน

หินชุดโลกกรวดและชุดมหาสารคาม

หินชุดโลกกรวดรวมตัวกันอยู่ส่วนบนของหินชุดพระวิหาร ประกอบด้วย หินทราย หินกรวดที่มีปุมเล็ก ๆ แคลไซต์หินแทรกหลากสี หินกรวดเหล่านี้ถูกพัฒนาอย่างดีในชั้นหินทุกชั้นของหินชุดโคราซ ยกเว้นชุดพระวิหารที่มีซากพืชซากสัตว์ถูกพบว่าเป็นนกไดโนเสาร์และปลาถลามน้ำจืดซึ่งวิเคราะห์ว่ามีอายุยุคครีเทเชียสตอนต้นถึงตอนปลาย (Aptain-Albain) ชั้นหินบาง ๆ ที่มีผลึกของยิบซัมกระจัดกระจายถูกพบที่เขื่อนน้ำพองใต้ชั้นหินซากดึกดำบรรพ์น้ำจืดในหินทรายแป้งแคลไซต์บ่งบอกการ

ตกตะกอนในสภาวะสิ่งแวดล้อมที่เป็นลักษณะสามเหลี่ยมปากแม่น้ำในทะเลสาบสาบฝั่งทะเลมีน้ำเค็มอยู่ก่อนและมีน้ำจืดรุกล้ำเข้ามาเป็นครั้งคราว

หินชุดมหาสารคามประกอบด้วย หินทรายมีหินเกลือและหินอีแวนพอไรต์ มีหินชุดนี้โผล่ให้เห็นบ้างแต่น้อย จากภาพตัดขวางของการสำรวจ Seismic หลุมบางตลาด-1 ชั้นหินชุดนี้ประกอบชั้นของหินเกลือ 3 ชั้นมีหินดินเหนียวแทรกสลับอยู่ มีการแทรกซอนไม่รวมแนวกันอยู่เล็กน้อยของชั้นหิน แสดงให้เห็นการก่อกำเนิดอย่างไม่ต่อเนื่อง เกลือเริ่มตกตะกอนตั้งแต่ยุคอายุ Albain (สัตยารักษ์ Sattayarak et al., 1991)

ลำดับหินชุดก่อนหิมาลัยประกอบด้วยหน่วยหินชั้นระหว่างยุคอินโดจีนเนียน II และชั้นหินไม่ต่อเนื่องยุคหิมาลัย การก่อกำเนิดเทือกเขาหิมาลัย เป็นสาเหตุให้เกิดไม่ต่อเนื่องในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยถูกกำหนดอายุเป็นยุคครีเทเชียสตอนปลายถึงยุคไปโอซีน ลำดับหินก่อนการเกิดเทือกเขาหิมาลัยวางตัวอยู่บนลำดับหินก่อนอินโดจีนเนียน II หรือลำดับหินที่แก่กว่า มันประกอบด้วยหินชุดโคราช หินชุดมหาสารคามและชุดภูทอก ตามลำดับการเกิดก่อนหลังหรือถัดกันมา ลำดับหินก่อนการเกิดเทือกเขาหิมาลัยหนามากกว่า 16,400 ฟุต (5000 เมตร)

บทที่ 6

การวิเคราะห์แผ่นหินบาง

ตัวอย่างหินปูนที่เหลือจากการทดสอบอัตราการใช้ได้นำมาวิเคราะห์ด้วยวิธีแผ่นหินบางเพื่อศึกษาถึงคุณสมบัติทางศิลาวรรณนาของหินปูน ในการศึกษาครั้งนี้ได้อ้างอิงการจำแนกชนิดของหินปูนตามแบบของ Dunham (1962) เพราะมีความนิยมและใช้กันอย่างแพร่หลายในการสำรวจปิโตรเลียมซึ่งจะได้อธิบายในรายละเอียดต่อไป การเตรียมตัวอย่างแผ่นหินบางและกล้อง Microscope ได้รับความอนุเคราะห์จากห้องปฏิบัติการของสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จำนวนตัวอย่างมีจำนวนทั้งสิ้น 7 ตัวอย่างจากหินโพลท์ที่กระจายตัวครอบคลุมพื้นที่ทางด้านตะวันตกของที่ราบสูงโคราชประกอบไปด้วยจังหวัดเลย เพชรบูรณ์ ลพบุรี สระบุรี และ นครราชสีมา

6.1 การจำแนกหินปูน

โดยทั่วไปเราจัดหินปูนให้อยู่ในประเภทหินตะกอน (Sedimentary Rocks) ซึ่งเกิดโดยกระบวนการทางเคมีของแคลเซียมคาร์บอเนต เราจึงมักเรียกชื่อหินปูนอีกอย่างหนึ่งว่า Carbonate Sedimentary Rocks ซึ่งในการจำแนกชนิดของหินปูนในทางศิลาวรรณนาโดยทั่วไปได้รับความนิยมอยู่ 2 แบบด้วยกันคือ 1. แบบ Dunham (1962) และ 2. แบบ Folk (1959,1962) ซึ่งทั้ง 2 วิธี จำแนกโดยการใช้สัดส่วนของขนาดอนุภาคของคาร์บอเนตตั้งแต่ขนาดเล็กมาก (Very fine-grained carbonate หรือ "Mud") จนถึงขนาดใหญ่กว่า หรือ Allochems ซึ่งในส่วนของ Allochems ก็จะประกอบไปด้วย intraclasts, oolites, pelloids, และ เศษชิ้นส่วนของซากดึกดำบรรพ์ ซึ่งพบเห็นได้ง่ายในหินปูน

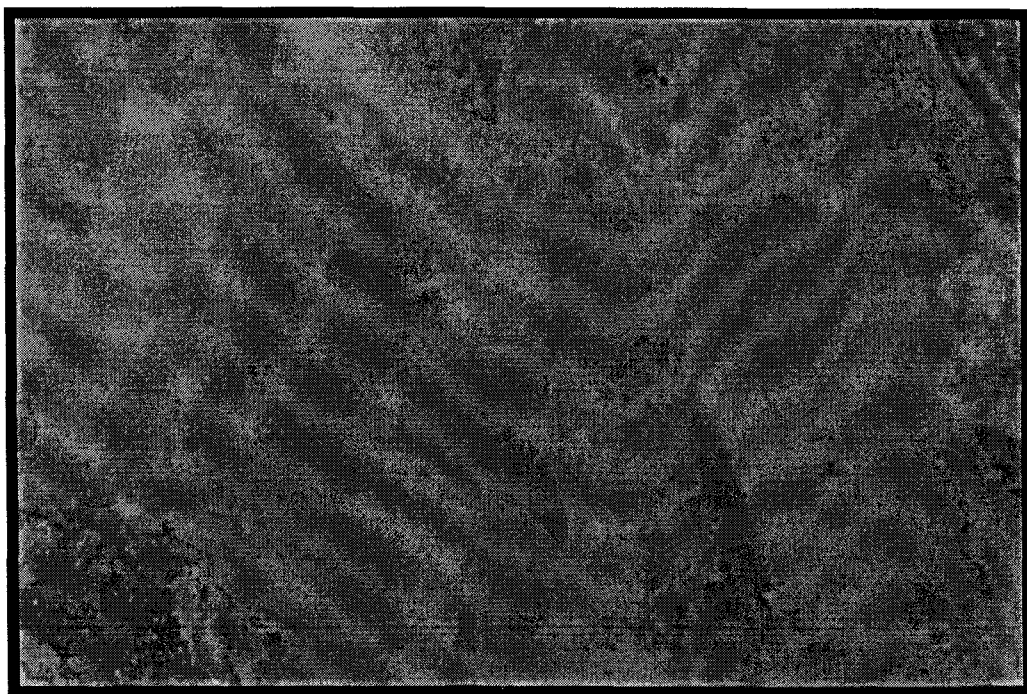
ในการวิเคราะห์ครั้งนี้ได้เลือกใช้วิธีการจำแนกแบบ Dunham (1962) ตามรายละเอียดของตารางที่ 1

ตารางที่ 6.1 แสดงรายละเอียดการจำแนกหินปูนแบบ Dunham (1962)

Original components not organically bound together during deposition				Components organically bound during deposition
Contains carbonate mud		No carbonate mud		
Mud supported		Grain supported		Boundstone
< 10 % allochems	> 10 % allochems			
Mudstone	Wackestone	Packstone	Grainstone	



(a)



(b)

รูปที่ 6.1 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดสระบุรีด้วยกำลังขยาย 5 เท่า แสดงหินปูนชนิด Packstone-Grainstone ซึ่งประกอบด้วย ซากฟอสซิลจำพวก Fusulinid และ Foraminifera



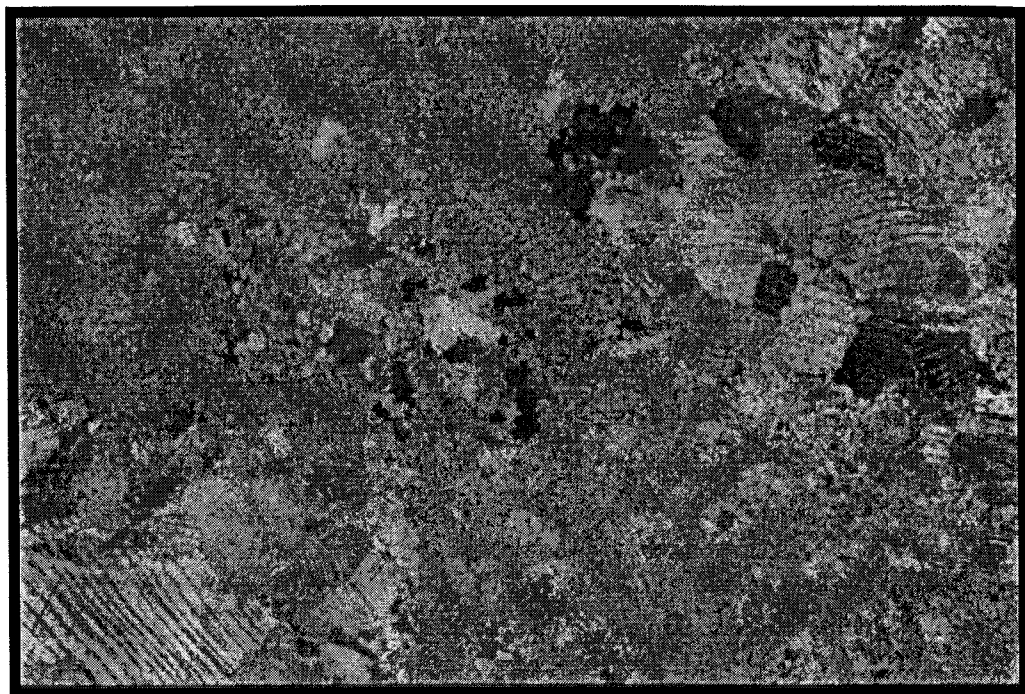
(a)



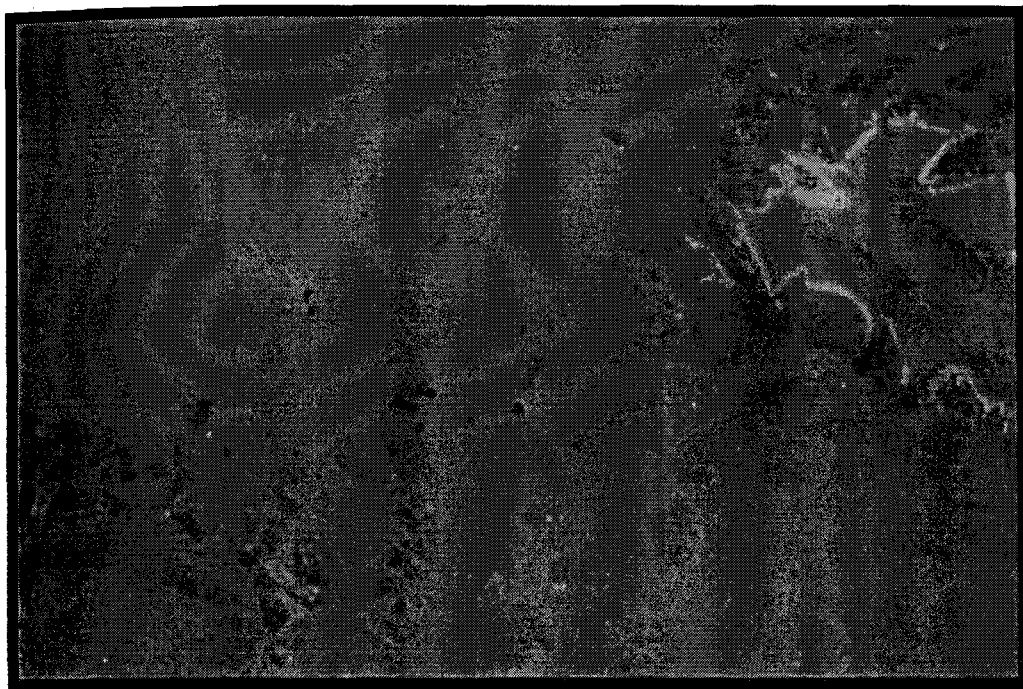
(b)

รูปที่ 6.2 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดสระบุรีด้วยกำลังขยาย 10 เท่า แสดงหินปูนชนิด Grainstone มีลักษณะ crystalline

texture, calcite plagioclase ประกอบด้วย 5-10% dolomite (สีแดงในรูป b) นอกจากนี้ยังแสดงการเกิด
ผลึกของ calcite จากกล้อง CL

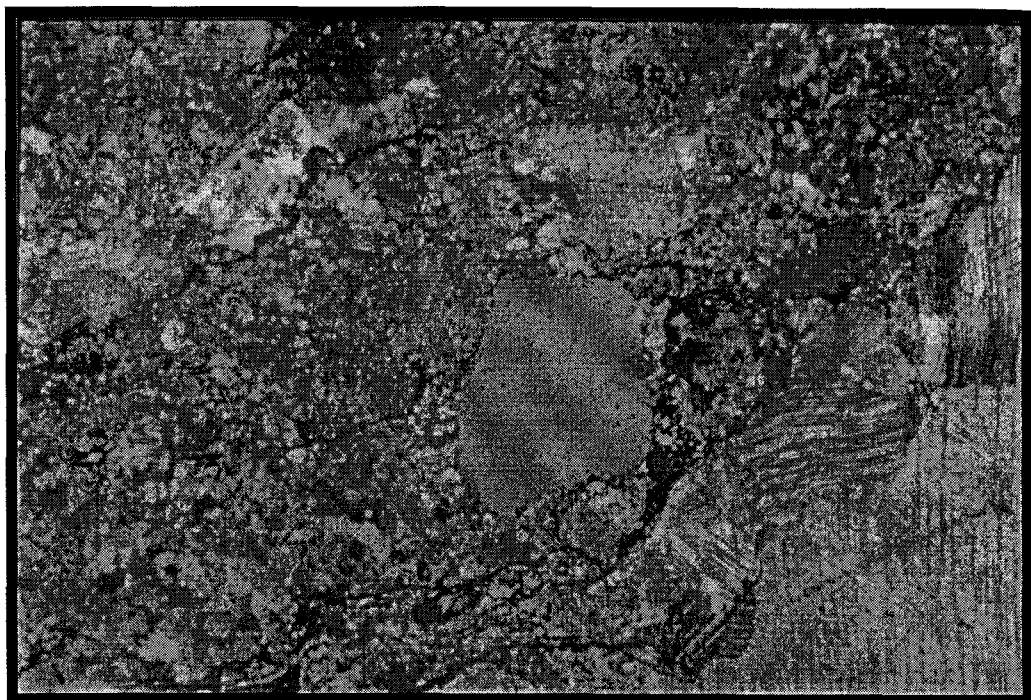


(a)

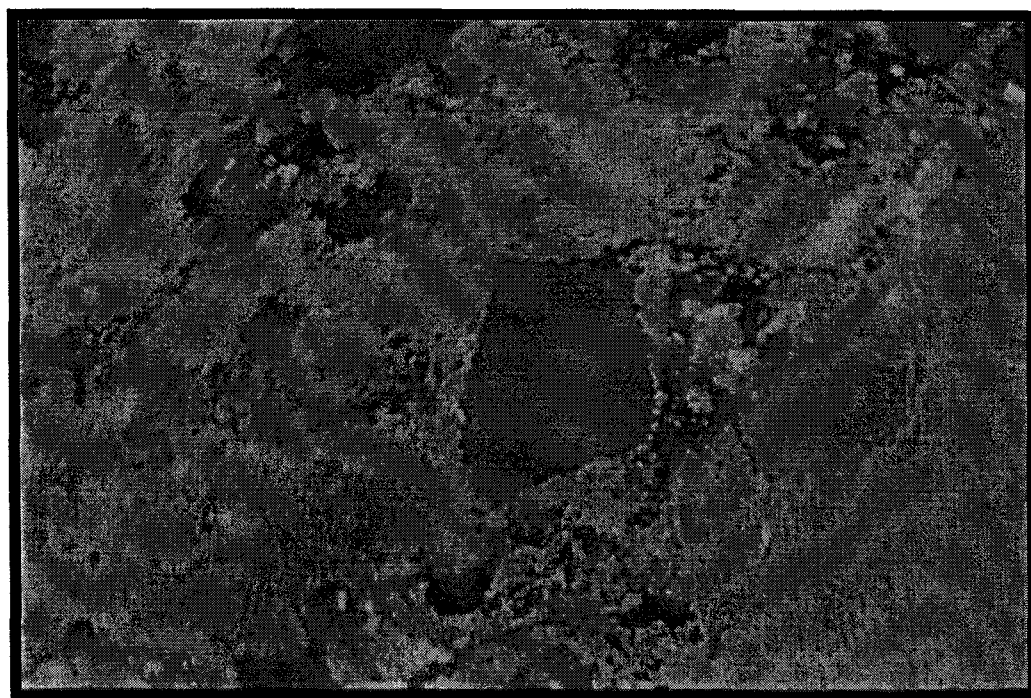


(b)

รูปที่ 6.3 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดสระบุรีด้วยกำลังขยาย 5 เท่า แสดงหินปูนชนิด Packstone มี micritic supported และเศษซากของ fusulinid ในรูป (b) แสดง calcite cavity และ dolomite (สีแดง)

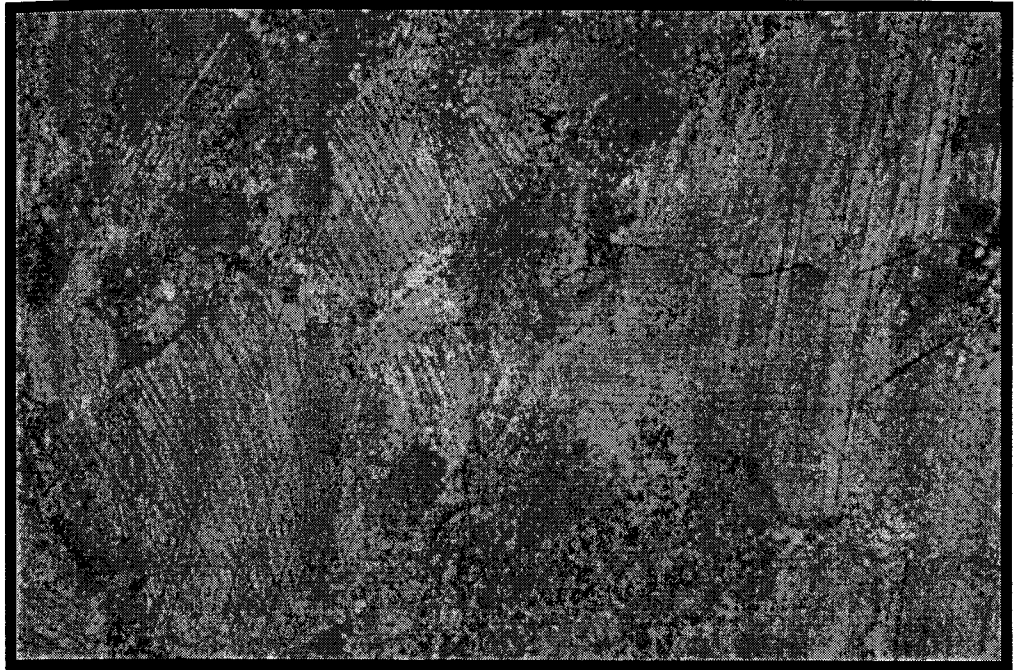


(a)

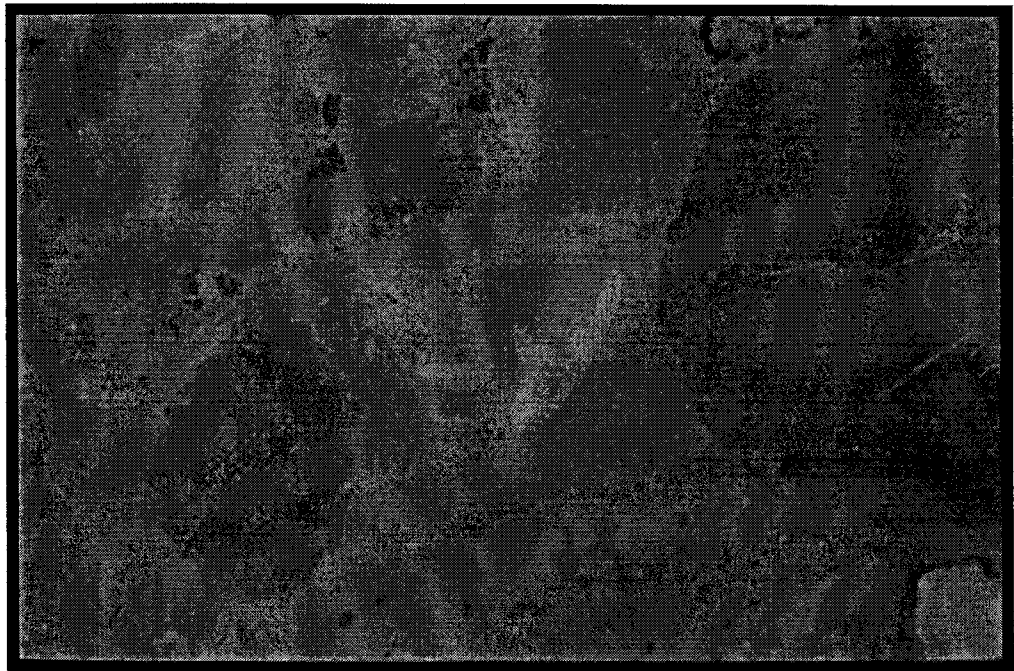


(b)

รูปที่ 6.4 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดเพชรบูรณ์ด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Packstone แสดงการ deformation และเม็ด volcanic quartz สีน้ำเงินในรูป CL

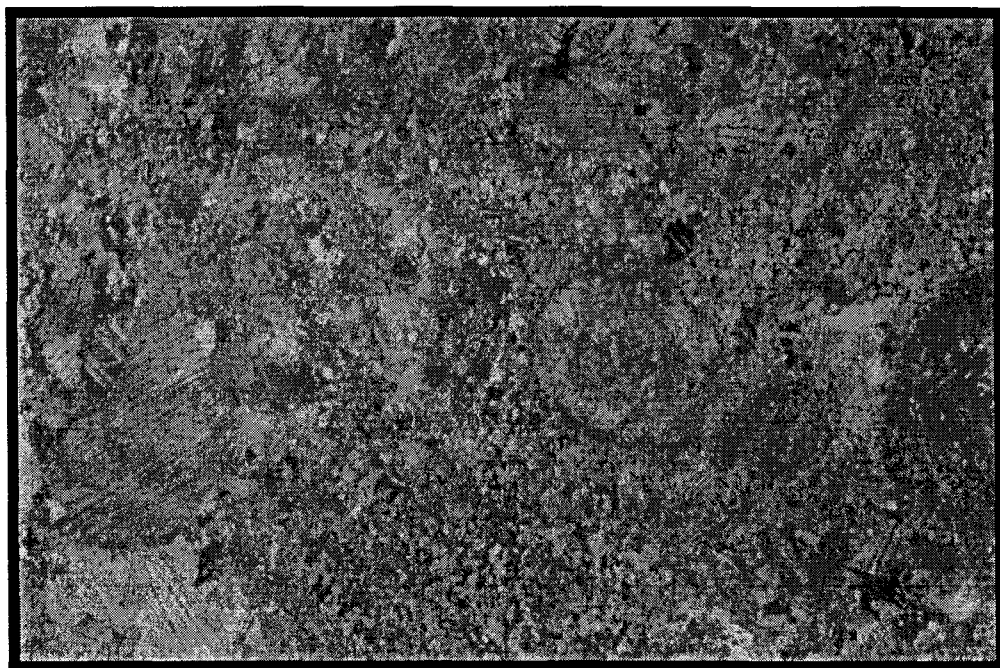


(a)

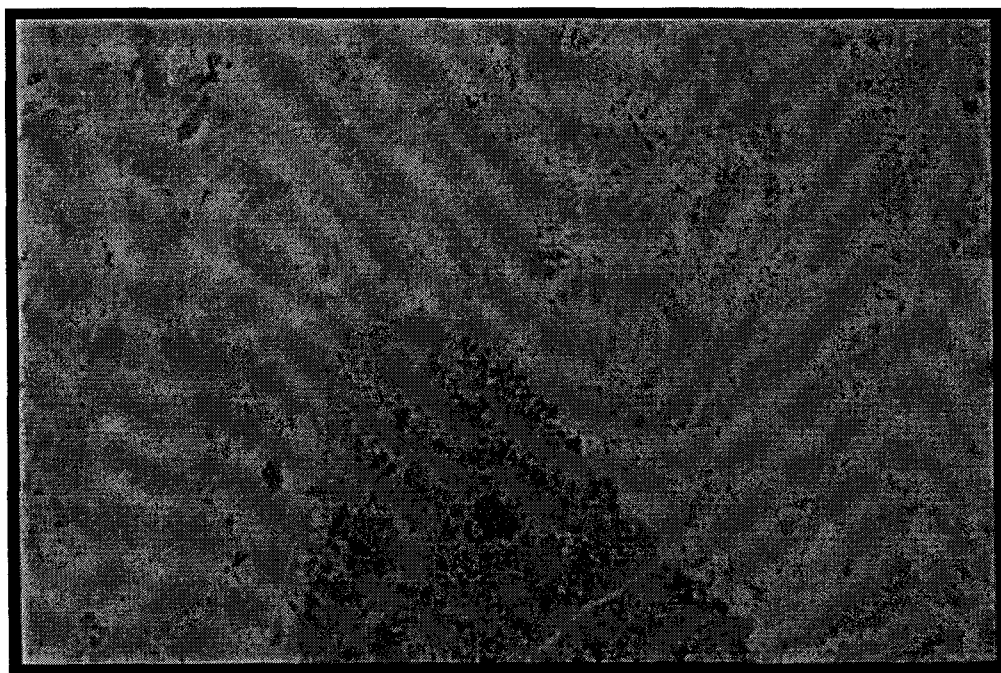


(b)

รูปที่ 6.5 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดเลยด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Grainstone แสดง crystalline fragment ของ transported foraminifera และ calcite plagioclase ในรูป CL แสดง bright luminescence ของ sparitic texture และ dull crystalline fragment ของ plagioclase

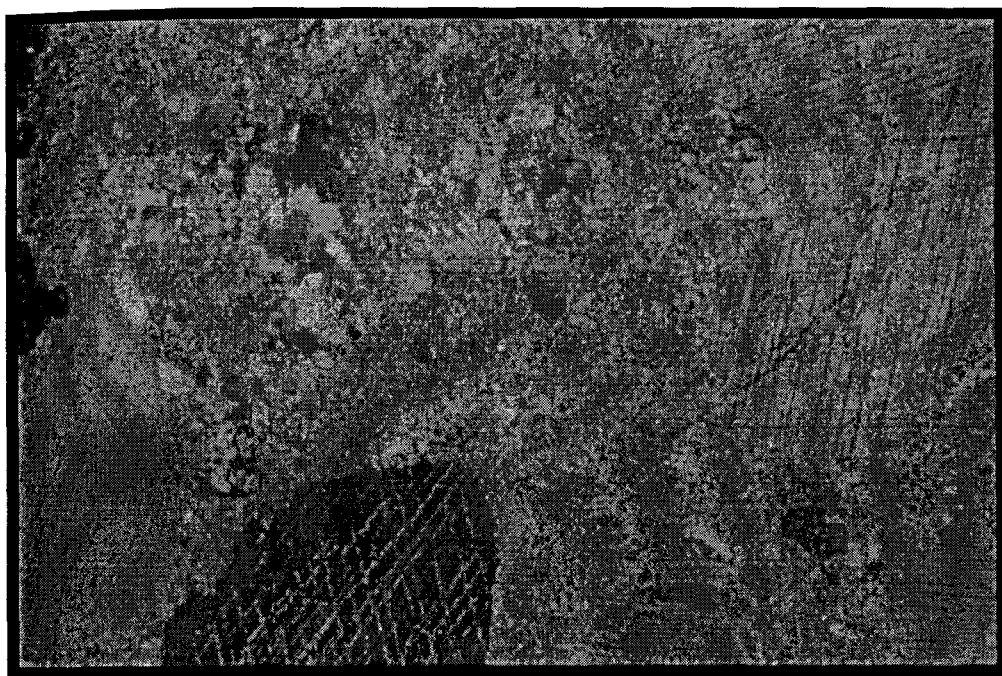


(a)



(b)

รูปที่ 6.6 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดนครราชสีมาด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Packstone แสดง crystalline fragment ของ fusulinid bioclase กับ foraminifera และ calcite plagioclase ในรูป CL แสดง 1-2 % clay mineral (blue spot)



(a)



(b)

รูปที่ 6.7 แสดงภาพถ่ายด้วยกล้อง (a) Cross polar และ (b) Cathodoluminescence (CL) ของตัวอย่าง หินปูนจากจังหวัดลพบุรี ด้วยกำลังขยาย 5 เท่า หินปูนชนิด Wackstone แสดง calcite plagioclase ใน micritic matrix supported ในรูป CL แสดง 5 % dolomite (reddish orange)

บทที่ 7

ผลการสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

7.1 บทนำ

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยมีพื้นที่ประมาณ 200,000 ตารางกิโลเมตร ซึ่งครอบคลุมที่ราบสูงโคราชและบริเวณเทือกเขาสูงที่เป็นรอยเข้มน้ำชั้นหินคดโค้งเลข-เพชรบูรณ์ไปทางตะวันตก ที่ราบสูงโคราชประกอบด้วยลำดับชั้นหินหนาพื้นทวีปสีแดง redbeds (หินชุดโคราช) ยุคมีโซโซอิก วางตัวอยู่บนลำดับหินคดตะกอนในทะเลสาป หินปูนยุคเพอร์เมียนและหินซิลิกาทะเลน้ำตื้น รวมทั้งแกรนิตที่แก่กว่าและหินแปรที่เป็นหินพื้นฐานล่างสุด

7.2 ประวัติการสำรวจ

การสำรวจปิโตรเลียมในประเทศไทยยุคใหม่เริ่มตั้งแต่ ค.ศ. 1960 เมื่อรัฐบาลไทยชักชวนบริษัทต่างประเทศเข้ามาสำรวจปิโตรเลียมในประเทศไทย บริษัทยูเนียนออยล์ออฟแคลิฟอร์เนีย (ยูโนแคล) เป็นบริษัทแรกที่ได้สัมปทานการสำรวจในปี 1962 ภายใต้กฎหมายพระราชบัญญัติแร่ เพื่อสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยในปี ค.ศ. 1969 บริษัทได้พบสำรวจสนามแม่เหล็ก (Aeromagnetic) และวัดแรงโน้มถ่วง (Gravity) รวมกัน 2,700 กิโลเมตร สำรวจวัดความไหวสะเทือน (Seismic) 67 กิโลเมตร พระราชบัญญัติปิโตรเลียมประกาศใช้ครั้งแรกเมื่อปี ค.ศ. 1971 บริษัทเมอร์ริเดียน ออยล์ได้รับสัมปทานแปลงสัมปทานด้านตะวันออกของที่ราบสูงโคราชถัดไปจากแปลงสัมปทานของบริษัทยูเนียนออยล์ บริษัทเมอร์ริเดียนฯ ได้ทำการสำรวจวัดความไหวสะเทือน 48 กิโลเมตร

หลุมสำรวจหลุมแรกในที่ราบสูงโคราชคือหลุมภูจินารายณ์ -1 ซึ่งเจาะโดยบริษัทยูเนียนออยล์ฯ ในปลายปี ค.ศ.1971 ปรากฏว่าไม่พบปิโตรเลียม บริษัทฯ จึงคืนพื้นที่แปลงสัมปทานในปีต่อมา เช่นเดียวกับบริษัทเมอร์ริเดียนออยล์ที่คืนพื้นที่แปลงสัมปทานในปี ค.ศ. 1979 โดยไม่มีการเจาะสำรวจแต่เพียงอย่างเดียว

การสำรวจยุคที่สองในที่ราบสูงโคราชเริ่มอีกครั้งใน ปี ค.ศ. 1979 เมื่อบริษัทเอสโซ่ฯ ขอสัมปทานหลายแปลงในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือครอบคลุมบริเวณ 200,000 ตารางกิโลเมตร ถึงปัจจุบันบริษัทในเครือเอสโซ่ฯ (Exxon) ได้สำรวจวัดคลื่นไหวสะเทือนของชั้นหิน (Seismic) รวมกันได้ 27,000 กิโลเมตร ปี ค.ศ. 1981 บริษัทเอสโซ่ฯ ได้เจาะหลุมสำรวจหลุมแรกคือ หลุมน้ำพอง-1 พบก๊าซธรรมชาติแห้ง (Dry Gas) ในรอยแตกหินปูนยุคเพอร์เมียนทดสอบอัตราการไหลได้ 28 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวัน แหล่งก๊าซน้ำพองที่อำเภอ น้ำพองจังหวัดขอนแก่นได้ผลิตก๊าซธรรมชาติมาจนถึงปัจจุบัน จาก ค.ศ. 1982-

1990 บริษัทเอสโซ่ฯ เจาะหลุมอีก 12 หลุม พบก๊าซธรรมชาติที่หลุมภูฮ่อม-1 (ซึ่งขณะนี้บริษัท Amerada Hess กำลังเจาะหลุมประเมินผลเพื่อประเมินหาปริมาณสำรอง) ที่หลุมชนบท-1 มีการสูญเสียน้ำโคลน วิเคราะห์มีก๊าซอยู่ในโครงสร้าง เนื่องจากมีความดันสูง (20 ปอนด์ต่อแกลลอนของน้ำโคลน) บริษัทจึงปิดหลุม ที่หลุมคงมุด -1 มีการทดสอบอัตราการไหลของก๊าซได้ แต่ก๊าซก็หยุดไหลในที่สุด ไม่มีการพบปิโตรเลียมที่สำคัญในหลุมอื่นๆ

การสำรวจยุคที่สามเริ่มขึ้นใน ค.ศ. 1991 หลายบริษัทเช่นไทยเชลล์ฯ โทเทลฯ ได้สัมปทานในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการเจาะหลุมสำรวจทั้งหมด 7 หลุม แต่ก็ไม่พบปิโตรเลียม บริษัทเหล่านี้จึงคืนสัมปทานในปี ค.ศ.1994

การสำรวจยุคที่ 4 เริ่มในปี ค.ศ.1997 เมื่อบริษัทสันท์ฯ เจาะสำรวจหลุมปากเซ-1 และบริษัทโมนูเมนต์ฯ เจาะหลุมสำรวจนาเซ-1 ในประเทศลาว แต่ก็ไม่พบปิโตรเลียมทั้งสองหลุม และไม่พบหินกักเก็บหินปูนยุคเพอร์เมียนที่หลุมปากเซ-1 ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย บริษัทอะเมอร์ราดาเฮทเจาะหลุมภูเวียง -1 (บนโครงสร้างชนบท) เป็นการเจาะหลุมชนบท-1 พบก๊าซความดันสูงอยู่บ้างในหินหลายระดับหิน ปูนยุคเพอร์เมียนเป้าหมายกลับพบว่ามีการผสมของหินชั้นที่ตกตะกอนในทะเล แทนที่จะเป็นหินปูนแผ่นราบที่มีรอยแตก เมื่อทดสอบอัตราการไหลในหินยุคเพอร์เมียนและไทรแอสสิกตอนปลายก็ไม่มีก๊าซที่มีปริมาณมากพอ บริษัทเครนเอ็นเนอร์จีเจาะหลุมศรีธาตุ-2 เหนือขึ้นไปทางความเอียงของหินที่บริษัทเอสโซ่ฯเจาะหลุมศรีธาตุ-1 ในปี ค.ศ. 1983 พบก๊าซธรรมชาติทดสอบแล้วไหลเพียงเล็กน้อย บริษัทฯ จึงต้องปิดหลุม

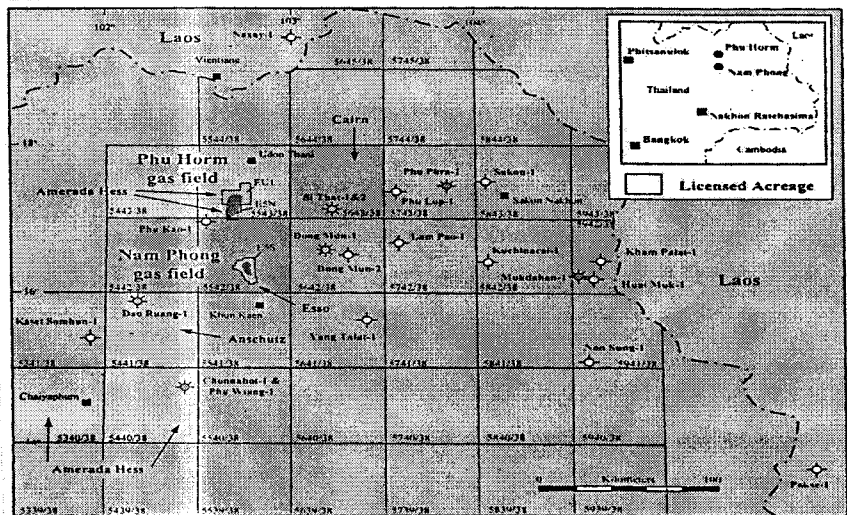


Figure 4 Locations of wells drilled in the Khorat Plateau Basin together with current licensed and open acreage. Note that 2 wells have been drilled in the Phu Horm Field and 8 to date (1 currently drilling) in the Nam Phong Field

รูปที่ 7.1 ตำแหน่งหลุมเจาะสำรวจและประเมินผลในแอ่งที่ราบสูงโคราช

ผลการสำรวจถึงปัจจุบันในภาคตะวันออกเฉียงเหนือทั้ง 17 โครงสร้างสามารถสรุปได้ดังนี้

7.2.1 โครงสร้างน้ำพอง

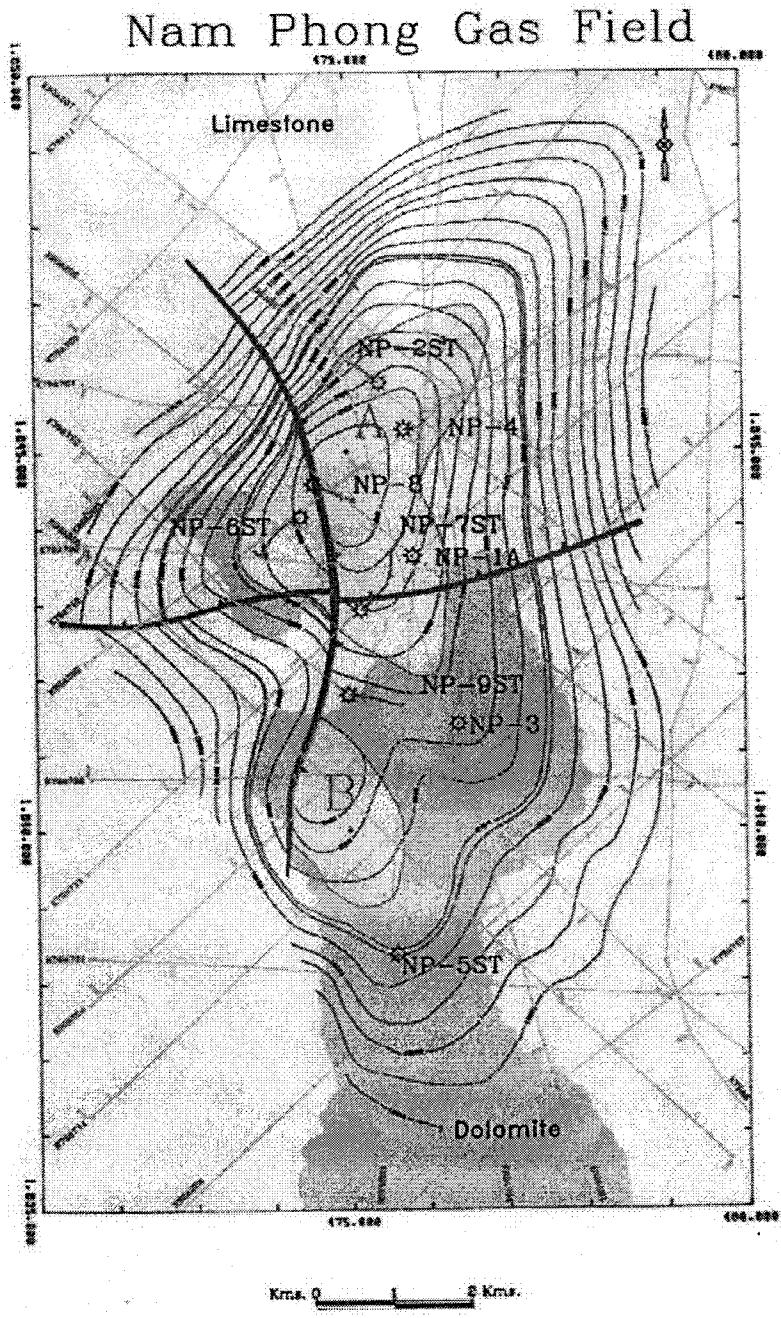
แหล่งน้ำพอง (รูป 7.2) ประกอบด้วยหินตะกอนบริเวณน้ำทะเลที่มีกำลังแรงมาก ถึงแรงปานกลางและถึงริมเนินสันดอนหินได้นำ และการตกตะกอนเนินสันดอนบริเวณถึงบริเวณหินได้นำถึงบริเวณน้ำขึ้นน้ำลง เป็นหินปูนลักษณะส่วนใหญ่เป็นหินเนื้อแน่นไปถึงหินเนื้อเป็นเม็ด ๆ และมีหินปูนเนื้อมันและโคลนผสมอยู่ ลำดับหินแบ่งออกเป็น 8 อันดับตามรอยต่อที่เห็นจากการสำรวจ Seismic และการยิงธรณีหลุมเจาะ (Logging) 5 ชั้น (รูป 7.3, 7.4) อีก 3 ชั้นดูได้จากผลการยิงธรณีหลุมเจาะและแท่งหินตัวอย่างจากหลุมเจาะลำดับหินปูนแหล่งน้ำพอง กำหนดอายุประมาณ 263.5 ล้านปีอยู่ทางทิศใต้และมีอายุน้อยสุดอยู่ทางทิศเหนือของแหล่ง 259 ล้านปี ซึ่งมีการตกตะกอนก่อนการกัดเซาะที่เกิดขึ้นในยุคการอัดตัวอิน โดซิเนียน

หลุมน้ำพอง -1 เป็นหลุมสำรวจหลุมแรกเจาะถึงความลึก 13,471 ฟุตในแปลงสัมปทานของบริษัทเอสโซ่โคราชอิง แปลง E-5 หลุมน้ำพอง-1 อยู่บนจุดบนสุดของส่วนโค้งรูปประทุน 80 ไมล์จากตะวันออกเฉียงของเทือกเขาเพชรบูรณ์ที่ถูกยกขึ้นบนแอ่งตะวันตกของแอ่งโคราช ตำแหน่งหลุมเจาะอยู่บนหินโคลนหินทรายพระวิหารยุคไตรแอสสิก อาศัยข้อมูลจากการทดสอบอัตราการผลิตและผลวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง ส่วนของหินปูนที่มีรูพรุน เกิดขึ้นในหินปูนโดโลไมท์ลำดับที่มีอายุ 262-262.7 ล้านปี ผลการวิเคราะห์การกระจายตัว (Frequency distribution) แสดงให้เห็นว่าส่วนที่เป็นรูพรุน (porosity) สูงสุดอยู่ในส่วนที่เป็นการตกตะกอนน้ำนิ่งและมีโคลนผสมอยู่มาก ร้อยละ 34-75 ของหินตัวอย่างที่วิเคราะห์จากหินลักษณะนี้มีความพรุนมากกว่า 5% ในขณะที่มีความพรุนเพียง 2-3% ในหินที่ตกตะกอนในบริเวณน้ำที่มีพลังงานมาก ลักษณะหินปูนเม็ดก็มีความพรุนมากกว่า 5% เช่นเดียวกัน ความพรุนส่วนใหญ่อยู่ระหว่างเม็ดผลึกของหินปูนมากกว่าเป็นความพรุนระหว่างเม็ดหินหรือเม็ดดิน หลุมน้ำพองได้แสดงให้เห็นว่าลักษณะหินกักเก็บที่ดีในหินปูนยุคเพอร์เมียนคือหินปูนโดโลไมท์ โดยเชื่อว่าหินปูนโคลนเป็นหินต้นกำเนิดและต่อมาเปลี่ยนเป็นหินปูนโดโลไมท์ หินปูนที่ตกตะกอนสันดอน (Shelf) และหินปูนพีดหินปะการังจะมีศักยภาพมากกว่าการตกตะกอนชนิดอื่น ๆ

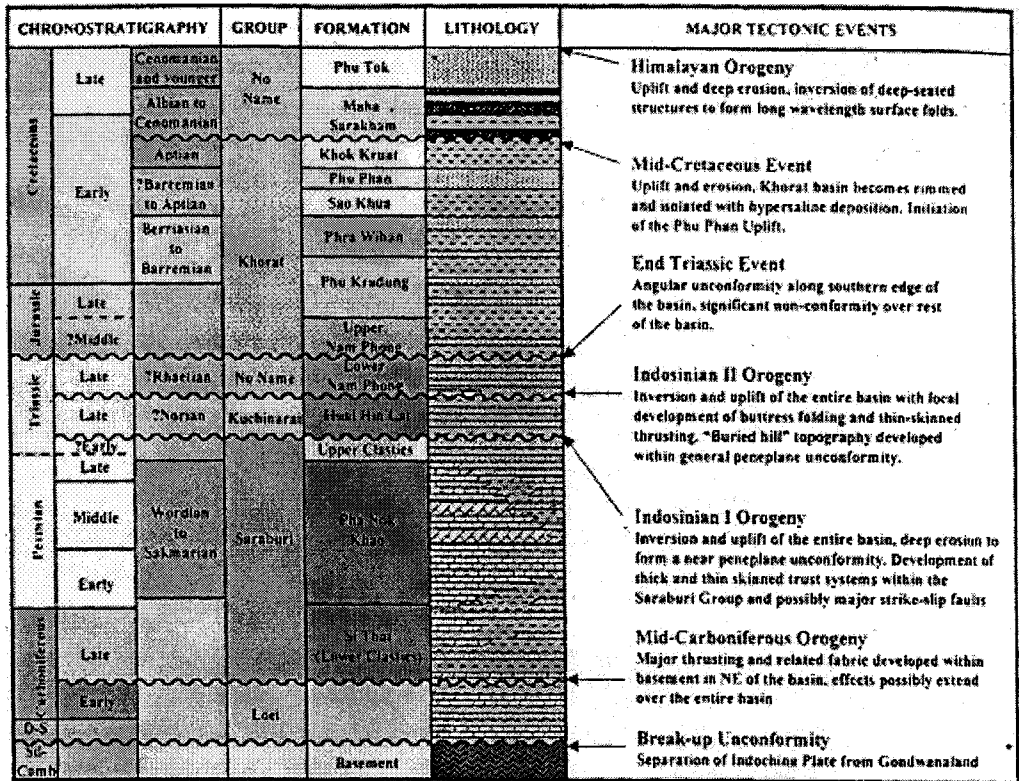
อัตราการผลิตของก๊าซที่ตีจากหลุมน้ำพอง-1 และหลุมน้ำพอง -4 มาจากหินปูนลำดับที่มีอายุอ่อนกว่า จากการวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่างแสดงให้เห็นว่าอัตราการผลิตนี้มาจากรอยแตกเล็ก ๆ ในเนื้อหิน (Microfracture) มากกว่ามาจากรูพรุนโครงสร้างหิน (Matrix Porosity)

ตารางที่ 7.1 อัตราการไหลของหลumnน้ำพอง 1-6

หลุม	ตำแหน่ง	ความลึก สุดท้าย (ฟุต)	ปริมาณ สำรอง (พันล้าน ลบ.ฟุต)	อัตราการไหล (ล้าน ลบ.ฟุต/วัน)	หมายเหตุ
น้ำพอง 1 (NP-1)	ละติจูด ลองติจูด	13,471	159	28 (จากชั้นความลึก 10,220-10,245)	
น้ำพอง 2 (NP-2)	2 กม. ที่มีเหนือ หลumnน้ำพอง -1	13,035	33	22.9 ชั้นที่ 1 ; 11,544-11,738 ฟุต ; 1.4 ชั้นที่ 2 ; 9,665-10,183 ฟุต ; 21.5	
น้ำพอง 3 (NP-3)	2 กม. ทิศใต้หลุม น้ำพอง -1	11,715	38	8.2 ชั้น 1 ; 10,853-11,578.5 ฟุต ; 1.4 ชั้น 2 ; 10,650-10,498 ฟุต ; 21.5 ชั้น 3 ; 10,130-10,590 ฟุต ; 19.6	
น้ำพอง 4 (NP-4)	1.2 กม. ตะวันออก เฉียงใต้ หลumnน้ำ พอง-1	12,288	58	29.3 ชั้น 1 ; 9,406-10,043 ฟุต ; 29.3	
น้ำพอง 5 (NP-5)	5 กม. ทิศใต้ของ หลumnน้ำพอง-1	12,013	ไม่พบก๊าซธรรมชาติ (หลุมแห้ง)		
น้ำพอง 6 (NP-6)	2 กม. ติดตะวันตก จากหลumnน้ำพอง 1	11,635	23	ชั้น 1 ; 10,050-10,143 ฟุต ; 15 MM SCF/D ชั้น 2 ; 10,638-10,721 ฟุต ;	



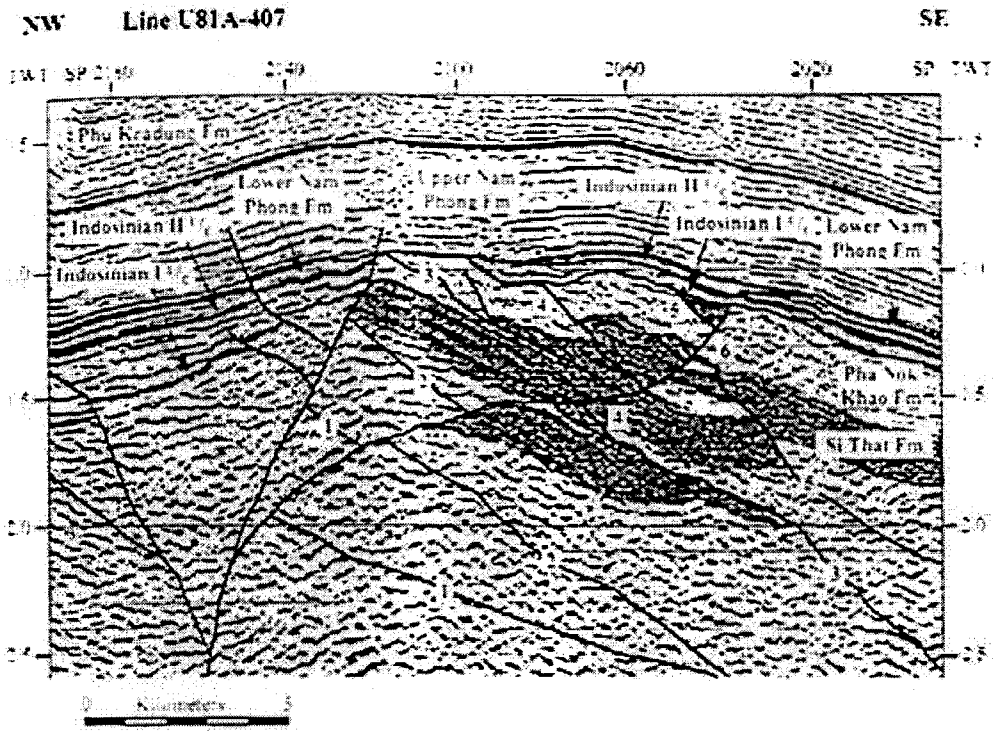
รูปที่ 7.2 แสดงแผนที่โครงสร้างแหล่งก๊าซน้ำพอง



รูป 7.3 แสดงลำดับชั้นหินแอ่งที่ราบสูงโคราช

7.2.2.2 โครงสร้างกุ่ม

หลุมกุ่ม-1 อยู่ในอำเภอโนนสูงทางทิศใต้ไป 35 กิโลเมตรจากจังหวัดอุดรธานี อยู่ในแปลงสำรวจ EU-1 ของบริษัท เอสโซ่อุดร จำกัด เริ่มเจาะสำรวจเมื่อวันที่ 4 กุมภาพันธ์ ค.ศ. 1983 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 12,557 ฟุต พบก๊าซธรรมชาติ ธรณีสถานวิทยาของแหล่งกุ่มมีลักษณะใหญ่มีเส้นขอบเขตระดับต่างกันมากและมีโครงสร้างทางธรณีวิทยาเป็นรูปประทุนคว่ำ (รูป 7.4) ลักษณะปรากฏจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์ (Seismic) และผลวิเคราะห์จากแท่งหินตัวอย่างที่กุ่มบอกว่าเป็นหินปูนที่ตกตะกอนในทะเลที่มีพลังงานน้ำปานกลางถึงมาก ตกตะกอนในบริเวณริมขอบหินได้น้ำ ลักษณะชั้นหินที่สังเกตจากแท่งหินตัวอย่างเป็นพวกหินปูนซึ่งมีซากสัตว์ซากพืชและมีลักษณะเม็ดเล็ก ๆ ของหินปูนเนื้อแน่นและหินเม็ดมีการจัดลำดับตามรอยต่อชั้นหินจากการวิเคราะห์ผลการหัยธรณีหลุมเจาะ (รูป 7.5) มีอายุอยู่ในยุคเพอร์เมียนประมาณ 271-259.5 ล้านปี ในหลุมกุ่มทั้งสองหลุมลำดับหินที่อายุ 267 ล้านปีเป็นหินปูนผิวดกดีโดโลไมท์ มีการเปลี่ยนเป็นโดโลไมท์สมบูรณ์ด้วย ตกผลึก และเปลี่ยนเส้นใยไปมากจากลักษณะผิวของการตกตะกอน

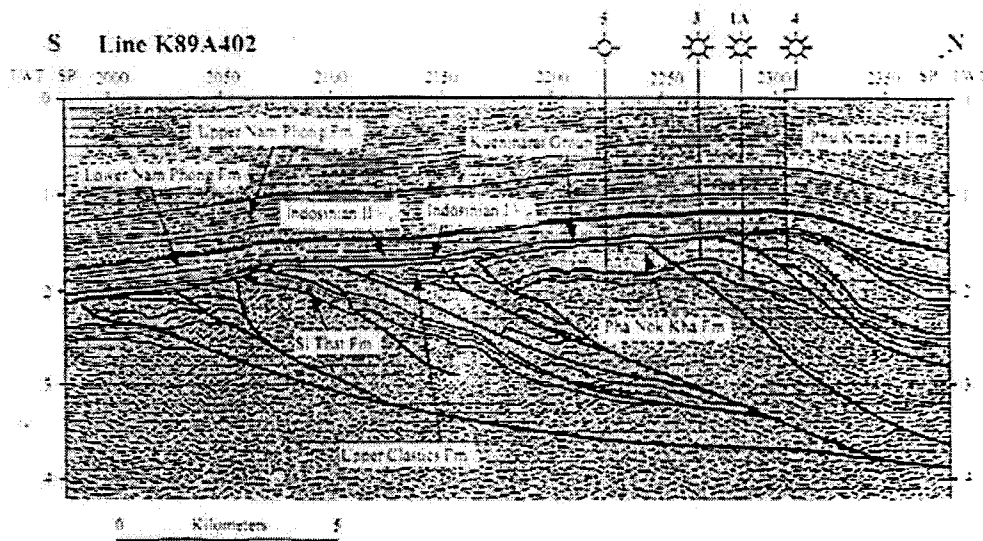


รูปที่ 7.4 ภาคตัดขวางโครงสร้างน้ำพอง

ความพรุน (porosity) ที่สำคัญเพียงหนึ่งเดียวและหายากคือรูพรุนช่องว่างระหว่างผลึกและเม็ดหินพร้อมทั้งรอยแตกในหินมีการทดสอบอัตราไหล 3 ครั้งและทดสอบระยะยาวอีก 1 ครั้ง ครั้งแรกจากช่วงความลึก 8,413-8,820 ฟุตเปิดหลุมใช้ขนาด 32/64 นิ้ว วัดอัตราการไหลได้วันละ 3.9 ล้าน ลบ.ฟุต ความดันปากหลุม 735 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว ครั้งที่ 2 ช่วงความลึก 7,964 – 8,073 ฟุต เปิดใช้ขนาด 24/46 นิ้ว วัดอัตราการไหลได้วันละ 2.42 ล้าน ลบ.ฟุต ความดันปากหลุม 787 ปอนด์ต่อตารางนิ้วทดสอบ

อัตราการไหลครั้งที่ 3 ที่ความลึก 7,780-8,093 ฟุต เปิดปากหลุมขนาด 32/64 นิ้ว วัดอัตราการไหลได้วันละ 4.08 ล้านลูกบาศก์ฟุตความดันปากหลุม 671 ปอนด์ต่อตารางนิ้วในการทดสอบอัตราการไหลระยะยาวในความลึก 7,780-8,413 ฟุต เริ่ม 8 กันยายน พ.ศ. 2527 (ค.ศ.1984) เปิดหลุมขนาด 2 นิ้วนาน 31 วัน วัดอัตราการไหลสุดท้ายได้วันละ 3.84 ล้าน ลบ.ฟุต เมื่อวันที่ 11 ธันวาคม 2527 ปิดหลุมไว้ชั่วคราวเพื่อรอการพัฒนาต่อไป การคำนวณปริมาณสำรองโดยวิธีแบบปริมาตรที่แหล่งกู่ฮ่อมเบื้องต้นมี 22 พันล้าน ลบ.ฟุตในพื้นที่ 640 เอเคอร์ (1 ตร. ไมล์) และทั้งโครงสร้างมี 200 พันล้าน ลบ.ฟุตจากการที่มีความพรุนรวมในเนื้อหิน (Matrix porosity) น้อย และการที่อัตราการไหลลดลงอย่างรวดเร็วบอกให้รู้ว่าการไหลอาจมาจากรอยแตก (Fractures) ของหิน การที่มีความดันสูงผิดปกติอย่างที่ตั้งเกตเห็น

ที่แหล่งน้ำพองและคงมูลอาจสามารถช่วยให้คงอัตราการใช้ไถ่ได้ถึงแม้จะมีความพรุนน้อยเหมือนที่แหล่งภู่อ้อม

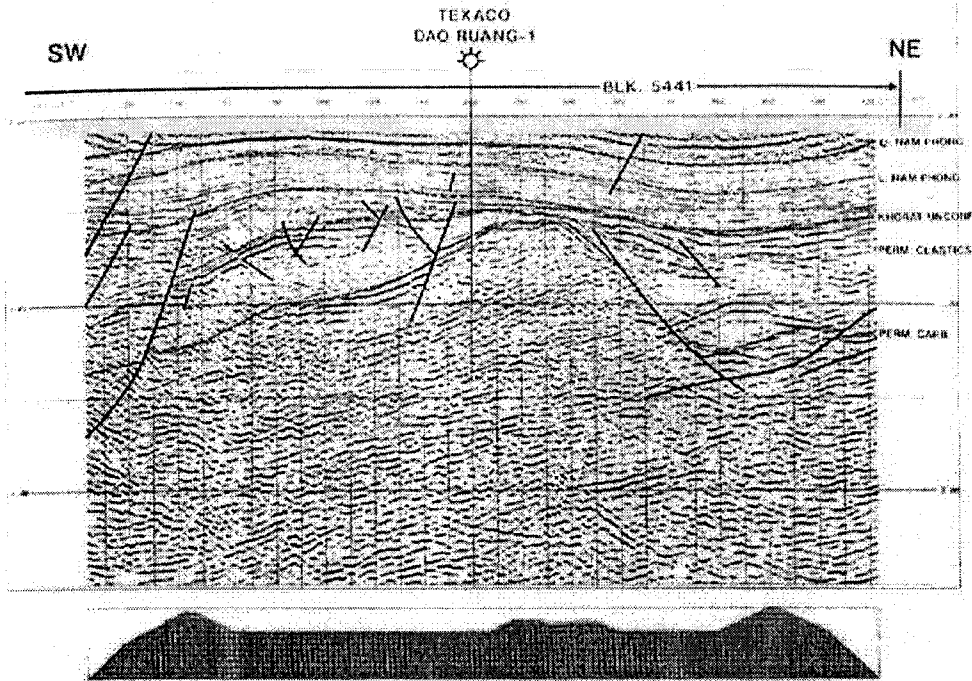


รูป 7.5 ภาคตัดขวางโครงสร้างภู่อ้อม

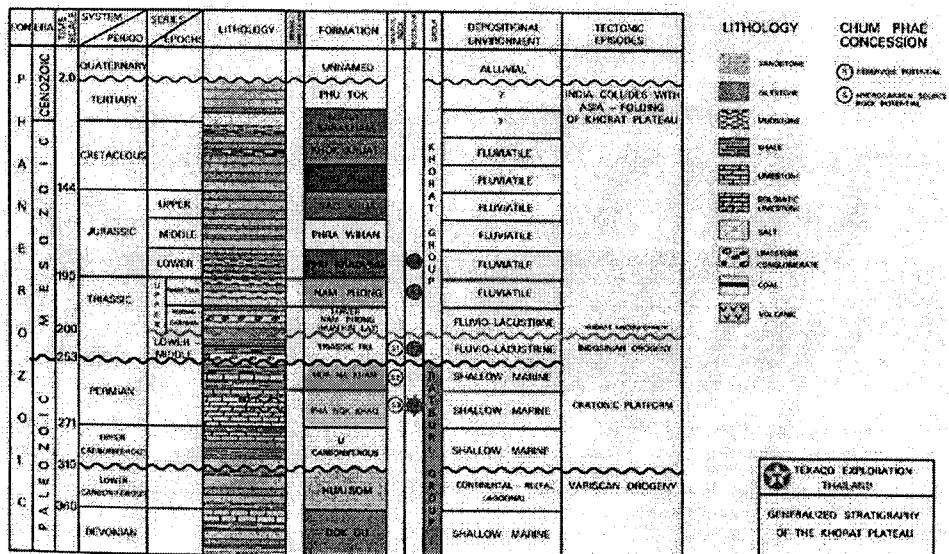
7.2.3 โครงสร้างอื่น ๆ

โครงสร้างดาวเรือง #1 เริ่มเจาะสำรวจในเดือนเมษายน พ.ศ. 2536 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 7,950 ฟุต ปิดหลุมเดือนสิงหาคมปีเดียวกัน ตำแหน่งหลุมเจาะอยู่ในแปลงสัมปทาน 5441/32/A อำเภอภูเขียวจังหวัดชัยภูมิภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แปลงสัมปทานอยู่ตอนกลางของแอ่งโคราช (รูป 7.6) แอ่งโคราชประกอบไปด้วยชั้นหินอายุตั้งแต่ต้นพาลีโอโซอิก (Paleozoic) ถึงปัจจุบันลำดับชั้นหินของที่ราบสูงโคราชโคราชของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประเทศไทยโดยทั่วไปแล้วจะเป็นลำดับตามแนวลึกดังแสดงในรูป 7.7

LINE: PK92-1

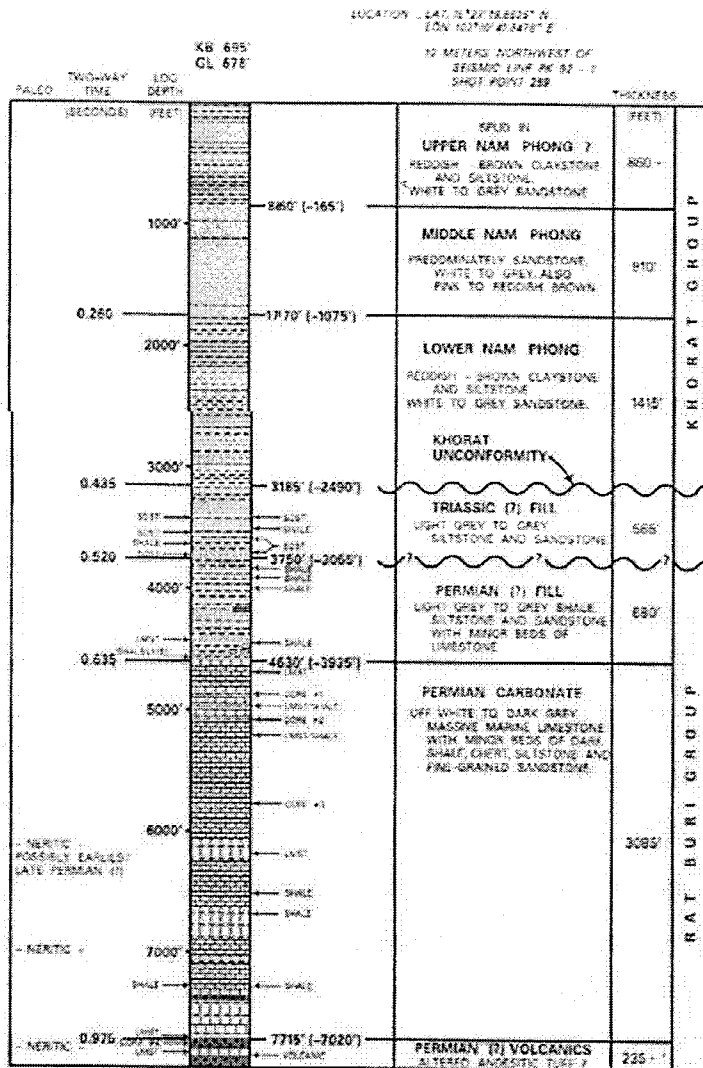


รูป 7.6 แสดงภาพหน้าตัดเส้น Seismic บริเวณหลุมเจาะดาวเรือง-1



รูป 7.7 ลักษณะลำดับชั้นหินแนวตั้งของที่ราบสูงโคราชประเทศไทย

เริ่มการเจาะสำรวจวันที่ 4 เมษายน 2536 ถึงความลึกสุดท้าย 7,950 ฟุต วันที่ 23 มิถุนายน 2536 การเจาะหลุมได้ผ่านชั้นหินภูกระดึงหรือตอนบนของชั้นหินน้ำพองจากผิวดินถึงความลึก 860 ฟุต ผ่านชั้นหินชุดน้ำพองตอนกลางจากความลึก 860 ฟุต ถึง 1,770 ฟุต ชั้นหินชุดน้ำพองตอนล่างจาก 1770-3,185 ฟุต ผ่านหินชุดก่อนโคราชยุคไทรแอสสิกจาก 3,750 - 4,630 ฟุต หินปูนยุคเพอร์เมียนจาก 4,630 ฟุตถึงความลึก 7,715 ฟุต และบางที่อาจเป็นหินภูเขาไฟยุคเพอร์เมียนจากความลึก 7,715 ฟุต ถึงความลึกสุดท้าย 7,950 ฟุต (รูป 7.8)



รูป 7.8 แสดงลำดับหินจากการหยั่งธรณีหลุมเจาะควมเรือง-1 ที่ราบสูงโคราช

มีก๊าซธรรมชาติให้เห็นตลอดการเจาะผ่านชั้นหินปูนและหินภูเขาไฟยุคเพอร์เมียน มีการเจาะเก็บแท่งหินตัวอย่าง 4 ช่วงระดับความลึกในทั้งสองช่วงของหินปูนและหินภูเขาไฟ แท่งหินตัวอย่างที่ 1 ช่วงความลึก 4,868 ถึง 4,887 ฟุต หินตัวอย่างช่วงที่ 2 ความลึก 5,057 – 5,087 ฟุต ช่วงที่ 3 ความลึก 5,772 – 5,800 ฟุต (แต่เก็บหินไม่ได้) ช่วงที่ 4 ความลึก 7,724-7,754 ฟุต (รูป 7.7) ตัวอย่างหินปูนจากเศษหินในขณะเจาะและจากแท่งหินตัวอย่างถูกวิเคราะห์และอธิบายโดยการศึกษาจากทำตัวอย่างหินบาง (Thin section) ตัวอย่างหินบางเหล่านี้ถูกแต้มสีด้วยสารอริซารินสีแดงเพื่อแยกหินปูนแคลไซต์กับโดโลไมท์และวิเคราะห์ด้านสีลาแวรณาลักษณะหินทางปิโตรเลียมทั้งแบบใช้แสงโพลาไรส์และแสงรังสีเหนือม่วง (blue-light fluorescence) ผลวิเคราะห์สีลาแวรณาของชั้นหินจากหินตัวอย่างช่วงที่ 2 และเศษหินจากการเจาะสำรวจของช่วงที่เป็นหินปูน ได้ยืนยันการศึกษาครั้งนี้ หินถูกตรวจสอบเพื่อวิเคราะห์ลักษณะเนื้อหิน บรรพชีวินวิทยา การก่อตัวใหม่ ชนิดของรูพรุน (Porosity) ความสำคัญสิ่งแวดล้อมบรรพชีวินและการปรากฏของสารประกอบไฮโดรคาร์บอน (ปิโตรเลียม)

ลักษณะหินปูนอย่างละเอียดได้อธิบายโดยใช้การบัญญัติคำศัพท์ของดันแฮม (Dunham, 1962) ลักษณะหินปูนหน่วยเล็ก ๆ ประกอบไปด้วย หินปูนเนื้อละเอียดผลึกละเอียดสีเทาเข้มผสมอยู่กับทรายเล็กขนาดเม็ดดิน อย่างไรก็ตามจะมีลักษณะย่อยหินปูนเม็ด (packstone/grainstone) ปรากฏอยู่เป็นแห่ง ๆ ในหลุมเจาะ หินปูนเป็นลักษณะส่วนใหญ่ที่ปรากฏให้เห็น โดยมีหินดินดานแทรกสลับอยู่บ้าง หินปูนโดโลไมท์ถูกพบบางแต่น้อยในช่วงบางช่วงของหินปูน ไม่มีหินปูนโดโลไมท์ที่เป็นปริมาณมากเหมือนที่พบที่หลุมน้ำพอง -1A ของบริษัทเอสโซ่ โคราซิง (Kozar et al, 1992) ซากดึกดำบรรพ์ที่เห็นได้แก่ แบริชคีโอพอด (brachiopods) ฟิชสาหร่าย หอยไครนอยด์ หอยออสตราคอด (astracods) ปะการัง (corals) ฟอรามินิเฟอร์รา (foraminifera) กัสโตรพอด (gastropods) ฟองน้ำ (sponge spicules) หอยเอชชีนอยด์ (echinoid spin) และแคลซิสเฟียร์ (calcspheres) หลักฐานลักษณะธรณีปิโตรเลียมกึ่งขาอากาศ (Subaerial) ที่ปรากฏไม่ถูกพัฒนาให้เห็นในหินตัวอย่างหลุมควาเวอ -1 ลักษณะหินปูนเนื้อแน่นและเป็นเม็ด (packstone-grainstone) บ่งบอกถึงการเกิดในสิ่งแวดล้อมทะเลเปิดที่มีความแรงน้ำปานกลางถึงสูงของแผ่นราบหินปูน หินปูนบางส่วนถูกวิเคราะห์ว่าเป็นตัวแทนที่เกิดจากสิ่งแวดล้อมทะเลพลังงานต่ำ น้ำขึ้นน้ำลงและการตกตะกอนของสิ่งที่มีชีวิตบริเวณทะเลสาบจำกัดบริเวณ (Baird, 1992) ความพรุนลำดับแรก (Primary Porosity) และอันดับสอง (Secondary Porosity) สามารถสังเกตเห็นได้จากตัวอย่างแท่งหิน แต่ความพรุนส่วนใหญ่โดนอุดซีเมนต์ด้วยแคลไซต์ ความพรุนจากรอยแตกเล็ก ๆ เป็นความพรุนหลักสำหรับสารประกอบไฮโดรคาร์บอน และสภาพตัดขวางของรอยแตกเหล่านี้ เป็นตัวแทนถึงความซับซ้อนของผิวหินความพรุนระหว่างผลึกกลับกับเป็นส่วนน้อยของหินปูนส่วนนี้อันเนื่องมาจากไม่มีการแปรสภาพเป็นหินโดโลไมท์

การศึกษาชั้นหินของสิ่งที่มีชีวิตจากตัวอย่างหิน 11 ตัวอย่าง ทั้งจากเศษหิน (cuttings) จากการเจาะและแท่งหินตัวอย่าง (core) ของหินปูนแสดงให้เห็นสัตว์เซลล์เดียว ฟอแรมินิเฟอร์ (foraminifer) ปรากฏในหินตัวอย่างช่วงความลึก 5,061.1-5,085.5 ฟุต รวมทั้งพวก *Modosaria* sp., *Pachyphlios* sp., *Globivalvulina* sp., และ *Orthovertella* sp., บ่งบอกอายุอยู่ในยุคปลายเพอร์เมียนตอนต้น ถึงยุคช่วงต้นเพอร์เมียนตอนกลาง ยุค Leonardian และ Guadalupian (Ingavat, 1988)

ความสมบูรณ์ของสารอินทรีย์ของหินปูนเพอร์เมียน และหินดินดานที่แทรกสลับบนอยู่ที่เจาะผ่านมีปานกลางถึงน้อย ปริมาณสารอินทรีย์ (TOC) ส่วนใหญ่มีน้อยกว่า 0.5% และมีมากขึ้นเล็กน้อย เมื่อเจาะลึกลงไปถึงความลึกสุดท้าย ปริมาณสารอินทรีย์ (TOC) มีปริมาณมากขึ้นตั้งแต่ความลึก 6000 ฟุต ขึ้นไปถึงความลึกสุดท้าย

หินปูนยุคเพอร์เมียนที่เจาะผ่านที่หลุมดาวเรือง-1 มีความพรุนเบื้องต้น (primary porosity) และความพรุนอันดับสอง (Secondary porosity) อยู่ต่ำและถูกอุดตันด้วยสารแคลไซต์ดังผลวิเคราะห์ การศึกษาธรณีปิโตรเลียมของชั้นหิน ความพรุนที่มากที่สุดที่วัดได้ในหลุมดาวเรือง-1 สูงถึง 16% มีความซึมผ่านได้ (Permeability) 5.8 milli-darcy ในรอยแตกของชั้นหินที่มีแคลไซต์อุดตันอยู่ ข้อมูลจากการทดสอบอัตราการไหลของก๊าซแห้ง (Dry Gas) จากรอยแตกและรอยแตกเล็ก ๆ พวกนี้วัดได้ 146,000 ลบ. ฟุตต่อวัน การที่มีอัตราการไหลต่ำแสดงให้เห็นว่าชั้นหินมีการซึมผ่านได้ต่ำหรือมีก๊าซกักเก็บอยู่น้อยเกินไปในบริเวณนี้ อาศัยข้อมูลจากการศึกษาธรณีเคมีของหินปูนเพอร์เมียนมีสารอินทรีย์น้อยถึงปานกลาง สามารถมีศักยภาพและต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่มีประสิทธิภาพได้ถ้ามีความเหมาะสมด้านการความดันและ อุณหภูมิ (Maturity)

โดยสรุปสามารถพูดได้ว่า ก๊าซที่พบที่หลุมดาวเรือง -1 มีสารต้นกำเนิดและความเหมาะสมของการเกิด แต่ต้องการหินกักเก็บ เส้นทางการไหลมารวมกันและการกักเก็บปิโตรเลียมที่เหมาะสมเท่านั้น เหตุผลที่ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ที่หลุมดาวเรือง -1 ก็คือคุณสมบัติของหินกักเก็บขาด รอยแตกที่เปิดและการกักเก็บไม่เป็นผลอันเนื่องจากหินปิดกั้นวางตัวอยู่บนชั้นหิน ไม่ต่อเนื่องชุดโคราช ไม่มีหินปิดกั้นที่มีสำเร็จให้เห็นได้ที่ตำแหน่งหลุมดาวเรือง ความพรุนส่วนใหญ่ที่เกิดมาก่อนถูกอุดด้วย แคลไซต์ อย่างไรก็ตามข้อมูลจากการวัดความไหวสะเทือนของชั้นหิน และจากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ ช่วยชี้ให้เห็นว่ามีศักยภาพการแปรสภาพเป็นหินโคลโลไมท์ในส่วนบนของโครงสร้างในระหว่างยุค ไตรแอสติกถึงจูแรสสิกและอาจมีการพบไฮโดรคาร์บอนได้บ้าง

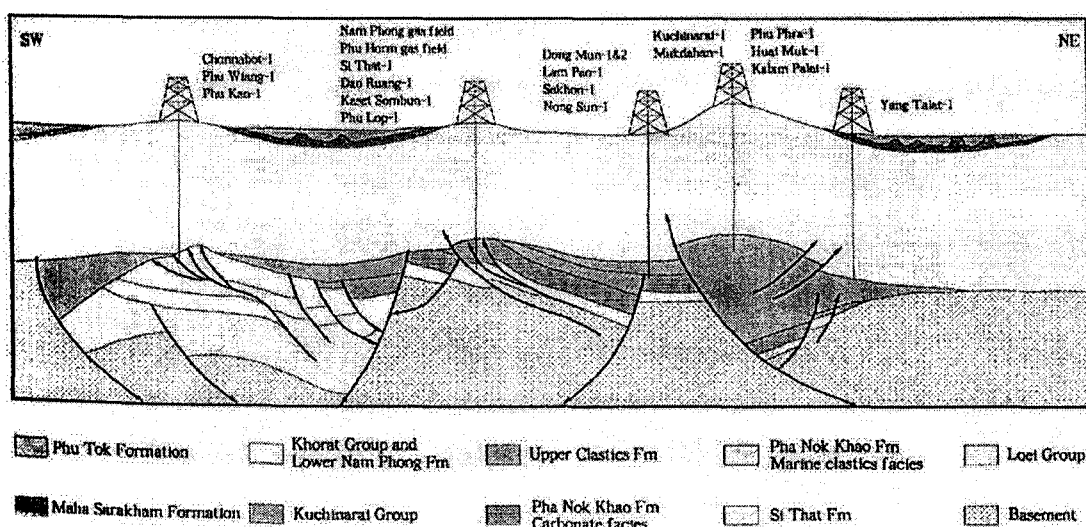
แหล่งดงมูล

แหล่งดงมูลอยู่ในพื้นที่อำเภอท่าคันโท จังหวัดกาฬสินธุ์อยู่ห่างไปทางทิศใต้ของหลุมศรีธาตุ-1 เป็นระยะทาง 40 กิโลเมตร เป้าหมายของการสำรวจอยู่ที่หินปูนปะการังยุคเพอร์เมียนที่เกิดบนลานที่ยื่นเข้าไปในทะเลของโครงสร้างสูงแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ หลุมดงมูล-1 ซึ่งเจาะ

โดยบริษัทเอสโซ่ฯ เพื่อทดสอบแหล่งก๊าซที่อยู่ในหินกักเก็บแบบ Structural/Stratigraphic ของหินปูนปะการัง (reef) ยุคเพอร์เมียน หลุมเจาะลึกถึงก้นหลุม 11,400 ฟุต เจาะพบหินปูนยุคเพอร์เมียนจากความลึก 8,876 ฟุตถึง 9,180 ฟุต มีการทดสอบอัตราการไหลของก๊าซเริ่มต้นได้ 24 ล้าน ลบ.ฟุตต่อวันและลดลงเหลืออัตราไหลสุดท้ายวันละ 4 ล้าน ลบ.ฟุตในเวลา 12 วัน เอสโซ่ฯ เจาะหลุมดงมูล-2 ห่างไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือของหลุมดงมูล-1 พบก๊าซธรรมชาติในชั้นหินชุดผานกเค้า แต่มีอัตราการไหลเพียงวันละ 0.13 ล้าน ลบ.ฟุต มีการทดสอบ DST-4 ชั้นบนสุดไม่มีก๊าซแต่น้ำไหลวันละ 1,600 บาร์เรล แสดงให้เห็นว่าหินปูนชุดผานกเค้ามีคุณภาพหินกักเก็บที่ดีเพียงแต่ไม่มีก๊าซมาสะสมอยู่โดยสรุปแหล่งดงมูลมีก๊าซมาสะสมน้อยไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

แหล่งศรีธาตุ

แหล่งศรีธาตุอยู่ในอำเภอศรีธาตุจังหวัดอุดรธานีห่างไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือของแหล่งผลิตก๊าซน้ำพองประมาณ 70 กิโลเมตร บริเวณพื้นที่นี้เข้าใจว่าเป็นหินกลุ่ม โคราชที่ถูกแรงกดดันให้ เป็นโครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (Anticline) ซึ่งมีแนวแกนอยู่ในทิศทางตะวันออกเฉียงเหนือได้ชั้นหินไม่ ต่อเนื่องชุดโคราชถูกล้อมรอบโดยรอยเลื่อนย้อนมุมที่ถูกทำให้เคลื่อนตัวอีกครั้ง มีทิศทางเอียงของชั้นหิน (dip) ชั้น Clastics ยุคเพอร์เมียนลงไปทางเหนือ บริษัท เอสโซ่ อุดร อิงค์ ได้เจาะหลุมศรีธาตุ-1 ถึงความ ลึก 13,300 ฟุต ในหินชุดผานกเค้าในปี พ.ศ.2526 (ค.ศ.1983) หินชุดผานกเค้ามีศักยภาพเป็นหินกักเก็บ ไฮโดรคาร์บอนที่ดี ทดสอบอัตราการไหลมีน้ำวันละ 8,729 บาร์เรล บริษัท เครน เอ็นเนอร์จี ฟาร์อีสท์ ลิมิต เดท มาเจาะหลุมสำรวจที่โครงสร้างอีกครั้งหนึ่งในปี พ.ศ. 2541 วัดอัตราการไหลมีน้ำวันละ 10,000 บาร์เรล และก๊าซแห้ง (Dry Gas) วันละ 1.5 ล้าน ลบ.ฟุต สรุปแล้วแหล่งศรีธาตุไม่มีก๊าซที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์



รูป 7.9 แผนที่แสดง Play concept ของหลุมสำรวจในที่ราบสูงโคราชภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

แหล่งชนบท-1

ตำแหน่งแหล่งชนบทอยู่ในเขตอำเภอชนบท อำเภอเวียงใหญ่และอำเภอเวียงน้อย จังหวัดขอนแก่น โครงสร้างประทุนคว่ำ (Anticline) ชนบทอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ มีหินชุดโคราช แอ่งครึ่งเกือบมั่วรูปไข่ ซึ่งมีหินตะกอนยุคไตรแอสสิกวางตัวอยู่บนหินปูนผานกเค้า ในปี พ.ศ. 2525 บริษัท เอสโซ่โคราชฯ อิง เจาะหลุมชนบท-1 พบชั้นหินที่มีช่องว่าง ความดันสูงได้ชั้นหินไม่ต่อเนื่องชุดโคราชที่ต้องใช้น้ำโคลนหนักถึง 19.5 ปอนด์ต่อแกลลอน (ความดัน 10000 psi) หลุมเกิดการสูญเสียโคลน (lost circulation) และเกิดก๊าซปะทุ (kick) ในขณะทดสอบอัตราการไหลแบบ DST มีก๊าซแข็งขึ้นมาสู่พื้นผิว หลุมถูกปิดลงโดยสรุปว่าไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์

ต่อมาบริษัท อะเมอร์ราดา เฮส กลับมาเจาะหลุมภูเวียง-1 ที่โครงสร้างชนบท ใกล้หลุมชนบท-1 พบก๊าซความดันสูงหลายชั้น ความลึก แต่ชั้นหินกักเก็บยุคเพอร์เมียนที่เป็นเป้าหมาย กลับเป็นหินปูนน้ำทะเลต้นแทนที่จะเป็นปูนที่มีช่องแตกที่เกิดจากลานกว้างที่ยื่นเข้าไปในทะเลตามที่คาดหวังไว้ การทดสอบอัตราการไหลของก๊าซในชั้นหินยุคเพอร์เมียนและปลายยุคไตรแอสสิกไม่พบอัตราการไหลที่มีความสำคัญ

หลุมภูพระ-1

หลุมภูพระ-1 อยู่ทางตะวันออกเฉียงของหลุมศรีธาตุ-1 ไป 70 กิโลเมตรอยู่ในตอนใต้ของอำเภอพรรณานิคม จังหวัดสกลนคร บริษัท เอสโซ่ อูธรฯ อิงค์ เจาะหลุมภูพระ-1 ถึงความลึก 8,760 ฟุตผ่านหินชุดยุคไตรแอสสิก เพื่อทดสอบหินยุคไตรแอสสิกในแอ่งครึ่งเกือบมั่วที่โครงสร้างถูกกลับด้าน หลุมเจาะได้ เจาะผ่านชั้นหินดินดานที่ตกตะกอนในทะเลสาบที่หนา คงจะมีคุณสมบัติเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่ดีโดยมีความเข้มข้นของสารอินทรีย์ (total organic Carbon) 1.2-3.7% ในช่วงความลึก 1,800 ฟุต ถึงความลึกสุดท้าย 8,760 ฟุตมีก๊าซแสดงให้เห็นบ้าง แต่ก็ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ หลุมถูกปิดลงโดยเป็นหลุมแห้งเพราะขาดหินกักเก็บที่มีคุณสมบัติที่ดีพอ

แหล่งเกษตรสมบูรณ์

หลุมเกษตรสมบูรณ์อยู่ในพื้นที่อำเภอเกษตรสมบูรณ์ จังหวัดชัยภูมิ โครงสร้างเกษตรสมบูรณ์เป็นโครงสร้างรูปประทุน (Anticline) มีแนวแกนแนวเหนือ-ใต้ หินชุดน้ำพองของหินโคราชเป็นหินที่แก่ที่สุดในบริเวณเขตอำเภอเกษตรสมบูรณ์หลุมเกษตรสมบูรณ์-1 เจาะโดยบริษัทเอสโซ่ โคราชฯ อิงค์ ถึงความลึกสุดท้าย 7,707 ฟุต พบหินปูนเนื้อแน่น ไม่พบปิโตรเลียมที่สำคัญ

หลุมโนนสูง-1

หลุมโนนสูง-1 อยู่ในส่วนที่อยู่ตะวันออกสุดของเขตสัมปทานของบริษัท เอสโซ่ฯ โครงสร้างรูปประทุน (Anticline) โนนสูงอยู่ห่างจากหลุมภูจินารายณ์-1 ไปทางตะวันตกเฉียงใต้ 80 กิโลเมตร หลุมโนนสูง-1 เจาะผ่านหินดินเหนียวทะเลสาบยุคไตรแอสสิกจากความลึก 3,997 ฟุต ถึง 6,554 ฟุต และเจาะผ่านหินชั้นและหินปูนยุคเพอร์เมียน (Permian Clastics/Carbonate) จากความลึก 6,554 ฟุต ถึงความลึกสุดท้าย 14,138 ฟุต มีก๊าซแสดงให้เห็นบ้างแต่ไม่มีหินกักเก็บปิโตรเลียม (no reservoir)

ภูเก้า-1

หลุมภูเก้า-1 อยู่ห่างไปทางตะวันตกเฉียงใต้ของแหล่งก๊าซภูซ้อม 25 กิโลเมตร หลุมถูกเจาะในโครงสร้างรูปประทุน ภูเก้าที่มีแนวแกนแนวเหนือใต้ เจาะถึงความลึกสุดท้าย 8,350 ฟุต ผ่านหินกรวดสีแดงยุคไตรแอสสิกจากความลึก 4,700 ฟุต ถึง 7,700 ฟุต หินกรวดนี้ประกอบไปด้วยเศษหินของหินอัคนีและหินภูเขาไฟมีก๊าซแสดงให้เห็นบ้างแต่ไม่มีหินกักเก็บ (Reservoir) ที่มีคุณภาพดีพอ หินกลุ่มนี้ประกอบด้วยหินเนื้อแน่นไม่มีแสดงให้เห็นว่าเป็นหินต้นกำเนิด (Source) ที่ดี

คำป่าหลาย-1

หลุมคำป่าหลาย-1 เจาะโดยบริษัท ยูโนแคลฯ ในปี ค.ศ.1993 หลุมอยู่ห่างจากจังหวัดมุกดาหารไปทางทิศตะวันตกเฉียงเหนือ 21 กิโลเมตรในอำเภอเวียงใหญ่ จุดประสงค์เพื่อทดสอบหาหินปูนแผ่นใหญ่ที่ก่อกำเนิดได้โครงสร้างประทุนคำป่าหลวงแนวเหนือ-ใต้ หลุมเจาะถึงความลึก 8,927 ฟุตพบหินทรายสีน้ำตาลแดงแทรกสลับกับหินดินดานคล้ายกับหินหน่วยห้วยหินลาดที่ปรากฏอยู่ใต้หินชุดโคราชไม่พบหินปูนเพอร์เมียนเกิดร่วมอยู่ในที่นี้ แต่พบหินตะกอนสะสมจากแม่น้ำสีแดง (Redbeds) ยุคไตรแอสสิกปรากฏอยู่ หลุมถูกปิดและสละหลุมทิ้งไป

หลุมสกล-1

หลุมสกล-1 เป็นหลุมที่ 2 ที่เจาะโดยบริษัท ยูโนแคลฯ ในปี ค.ศ.1993 อยู่ห่างจากตัวเมืองสกลนครไปทางตะวันตกเฉียงเหนือ 15 กิโลเมตร เป้าหมายอยู่ที่หินปูนเพอร์เมียนขนาดใหญ่ในโครงสร้างรูปประทุนสกลที่มีแนวตะวันตกเฉียงเหนือ ตะวันตกเฉียงใต้ หินกลุ่มยุคไตรแอสสิกได้หินชุดโคราชได้ตัดฐานของหินชุดโคราชให้บางลงไปทางตอนใต้ของพื้นที่ ในขณะที่หินกลุ่มไตรแอสสิกกลับหนาขึ้น ทางตอนใต้และแพร่ไปถึงรอยเลื่อนทางตอนใต้ของพื้นที่ ผลการเจาะสำรวจแสดงให้เห็นว่าการพบหินสีแดงห้วยหินลาดอยู่ได้ความลึก 11,603 ฟุตถึงความลึกสุดท้ายที่ 12,552 ฟุต ไม่มีก๊าซธรรมชาติที่สำคัญสำรวจพบในหลุมนี้

แหล่งมุกดาหาร

โครงสร้างรูปประทุนคว่ำ (Anticline) แกนแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ มุกดาหารอยู่ห่างไปทางตะวันตกของตัวเมืองมุกดาหาร 20 กิโลเมตร หลุมมุกดาหาร-1 อยู่ห่างไปทางตะวันตกของหลุม หัวมุก-1 ประมาณ 7 กิโลเมตร มีเป้าหมายอยู่ที่หินทรายไทรแอสสิก หลุมเจาะถึงความลึกสุดท้าย 7,515 ฟุต พบหินตะกอนไทรแอสสิกจากความลึก 5,712 ฟุตถึง 7,515 ฟุต มีก๊าซให้เห็นตลอดช่วงหินไทรแอสสิก มีการทดสอบอัตราการไหลแบบ DST ช่วงความลึก 5,776 ฟุต ถึง 6,649 ฟุต แต่ไม่มีก๊าซไหลขึ้นมาจึงทำการปิดหลุมและสละหลุมทิ้งไป หลุมหัวมุก-1 เป็นหลุมแรกในโครงสร้างมุกดาหารเพราะทดสอบหาหินปูนยุคเพอร์เมียนที่อยู่ใต้โครงสร้างมุกดาหาร หลุมเจาะหินตะกอนแม่น้ำสีแดงยุคไทรแอสสิกจากความลึก 6,198 ฟุตถึงความลึก 9,000 ฟุต ไม่พบหินปูนยุคเพอร์เมียน ถือว่าเป็นหลุมแห้งหลุมหนึ่ง

หลุมภูท-1

หลุมภูท-1 อยู่ห่างจากตะวันออกเฉียงของหลุมศรีธาตุ-1 ไป 40 กิโลเมตรเจาะถึงความลึกสุดท้าย 7,907 ฟุต เพื่อหาหินปูนยุคเพอร์เมียนในโครงสร้างรูปประทุนคว่ำยุคพาสไอซีน พบหินปูนเพอร์เมียนจากความลึก 6,950 ฟุตถึง 7,907 ฟุต มีก๊าซโซว์ตลอดชั้นหินปูน แต่ต้องปิดหลุมทิ้งไปเพราะคุณภาพของหินกักเก็บไม่ดี

ลำปาว-1

โครงสร้างของหลุมนี้ อยู่ห่างไปทางทิศเหนือของเขื่อนลำปาวตอนเหนือของอำเภอเมืองจังหวัดกาฬสินธุ์ หลุมนี้ อยู่ห่างไปทางทิศใต้ของหลุมภูท-1 40 กิโลเมตร เจาะโดยบริษัท ไทย เซลล์ฯ ในปี ค.ศ.1993 เพื่อทดสอบ bright spot ที่เห็นบนผลการสำรวจ Seismic บนโครงสร้างแนินเขาหินปูนเพอร์เมียนที่มีแกนแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ พบหินปูนยุคเพอร์เมียนช่วงความลึก 10,669-11,191 ฟุต ไม่พบสารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่สำคัญจึงปิดและสละหลุมเป็นหลุมแห้ง

ภูฉินารายณ์

โครงสร้างภูฉินารายณ์รูปร่างแนวตะวันตกเฉียงเหนือ-ตะวันออกเฉียงใต้ เป็นโครงสร้างประทุนคว่ำ (Anticline) อยู่ในพื้นที่อำเภอเขาวังจังหวัดกาฬสินธุ์ ธรณีวิทยาผิวดินบนแผ่นที่บ่งบอกว่าบริเวณนี้ประกอบไปด้วยหินชุดภูกระดึงอยู่ตอนกลางล้อมรอบด้วยหินหนืดการกักร่อนชุดพระวิหาร หลุมภูฉินารายณ์-1 เจาะโดยบริษัทยูโนแคลฯ ในปี ค.ศ.1971 เป็นหลุมแรกที่มีการเจาะสำรวจในภาคตะวันออกเฉียงเหนือถึงความลึกสุดท้าย 11,010 ฟุตลงไปใ้ในแอ่งตะกอนครั้งเกือบม้ายุคไทรแอสสิกซึ่งประกอบด้วยหินตะกอนแม่น้ำสีแดง (ชุดหัวหินลาด) มีก๊าซโซว์เล็กน้อย จึงเปิดหลุมและนับเป็นหลุมแห้ง

ธาตุทอง (ธาตุฟ)

โครงสร้างรูปประทุนคว่ำทองอยู่ห่างจากโครงสร้างภูพระไปทางทิศตะวันตกประมาณ 20 กิโลเมตร เป็นโครงสร้างหนึ่งที่ก่อกำเนินบนสันเขาภูพาน หลุมภูฟ-1X เจาะสำรวจในปี ค.ศ.1984 ถึงความลึกสุดท้าย 7,905 ฟุตในแผ่นรอยเลื่อนข้อยุม (thrust) ที่มีความเอียง (dip) ชันหินไปทางทิศตะวันออกเฉียงเหนือของหินปูนยุคเพอร์เมียน (หินชุดผานกเค้า) ซึ่งถูกปิดตัวด้านบนด้วยหินชั้นสีแดง (Clastic rock) (ที่คาดว่ามิอาอยู่ในยุคไทรแอสสิก) ผลการสำรวจ Seismic ถูกวิเคราะห์ว่าทั้งโครงสร้างถูกทำให้โค้งข้อมุม ทำให้รอยครอยโค้งของโครงสร้างรูปประทุนธาตุทองไม่สมดุลย์ไม่พบปิโตรเลียม

ยางตลาด-1

โครงสร้างยางตลาด อยู่ในเขตอำเภอยางตลาดจังหวัดกาฬสินธุ์บริษัทเอสโซ่โคราชเจาะหลุมยางตลาด-1 ในปี ค.ศ.1983 ถึงความลึกสุดท้าย 14,000 ฟุต ได้แ่งครึ่งเกือบมี มีหินตะกอนห้วยหินลาดอยู่มีหินพื้นฐาน (basement) เป็นหินแกรนิตอยู่ด้านล่าง ไม่พบหินปูนยุคเพอร์เมียน โครงสร้างนี้อยู่ลึกกว่าโครงสร้างน้ำพองและอยู่ห่างไปทางทิศตะวันออกเฉียงใต้ของโครงสร้างน้ำพองประมาณ 100 กิโลเมตร

ตารางที่ 7.2 สรุปผลการเจาะปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

หลุม Well	ผู้รับ สัมปทาน Operator	ตำแหน่ง Location	ระดับเหนือ ทะเล Elevation above MSL	วันเริ่มเจาะ/วัน เสร็จสิ้น (จำนวน วัน) Spud/Complete Date (Total days)	ความลึกสุดท้าย และอายุหินที่มี ความลึกสุดท้าย Total Depth & Age at TD	หมายเหตุ การพบปิโตรเลียม การ ทดสอบอัตราการไหล Remarks, Shows, Test
ภูจินราชณ์-1 Kuchinarai-1	Union Oil	Lat: 16° 42' 36" N Long: 104° 04' 04" E X= 613 909 E Y= 1 847 639 N	GL = 587 Ft KB = 603 Ft	13 November 71 17 April 72 (157 Days)	11,010 Ft Late Triassic	เป็นหลุมแห้ง ปิดหลุมถาวร (สละหลุม) ไม่พบก๊าซที่สำคัญใด ๆ Dry, plugged and abandoned, no significant gas shows.
น้ำพอง -1A Nam Phong-1A	Esso Khorat	Lat: 16° 40' 38" N Long: 102° 46' 22" E X= 475 822 E Y= 1 843 619 N	GL = 640 Ft KB = 622 Ft	12 April 81 15 February 82 (309 Days)	13,471 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติทดลองอัตราการ ไหล Discovery 10,220' - 10,245' test gas 27.6 MMcfd 10,778' - 10,880' test gas 9.7 MMcfd water 100-500BPD 11,386' - 11,411' test gas 1.8 MMcfd

หลุม Well	ผู้รับ ตีปทาน Operator	ตำแหน่ง Location	ระดับเหนือหน้า ทะเล Elevation above MSL	วันเริ่มเจาะ/วัน เสร็จสิ้น (จำนวน วัน) Spud/Complete Date (Total days)	ความลึกสุดท้าย และอายุหินที่มี ความลึกสุดท้าย Total Depth & Age at TD	หมายเหตุ การพบปิโตรเลียม การ ทดสอบอัตราการไหล Remarks, Shows, Test
ชนบท-1 Chonnabot-1	Esso Khorat	Lat: 15° 52' 49" N Long: 102° 26' 35" E X= 440 383 E Y= 1 757 203 N	GL = 697 Ft KB = 719 Ft	27 February 82 22 September 82 (219 Days)	11,814 Ft Permian	ปิดหลุมการมีก๊าซพุ่งขึ้นมา มีความ ลึก Plugged and abandoned Gas kicks ; 4,677 Ft 10,707 Ft 11,814 Ft
เกษตรสมบูรณ์-1 Kaset Sombun-1	Esso Khorat	Lat: 16° 12' 30" N Long: 101° 55' 43" E X= 385 485 E Y= 1 792 085 N	GL = 823 Ft KB = 845 Ft	14 October 82 11 December 83 (81 Days)	7,707 Ft Pre-Permian	หลุมแห้ง ปิดหลุมถาวร ไม่พบ ปิโตรเลียม Dry, plugged and abandoned, no significant shows
ยางตลาด-1 Yang Talat-1	Esso Khorat	Lat: 16° 19' 47" N Long: 103° 24' 49" E X= 544 162 E Y= 1 805 294 N	GL = 479 Ft KB = 501 Ft	14 February 83 1 July 83 (138 Days)	14,038 Ft Lower Carboni- ferous granite	หลุมแห้ง ปิดหลุมถาวร ไม่พบ ปิโตรเลียม Dry, plugged and abandoned, no significant shows
ภูฮ่อม-1 Phu Horm-1	Esso Udon	Lat: 17° 09' 38" N Long: 102° 42' 47" E X= 469 494 E Y= 1 897 192 N	GL = 1,728 Ft KB = 1,750 Ft	4 February 83 28 June 83 (145 Days)	12,557 Ft Upper Carboni- ferous	พบก๊าซธรรมชาติทดสอบอัตราการ ไหลวันละ 4 ล้าน ลบ.ฟุต Discovery Test 4 MMcfd
ศรีธาตุ-1 Si That-1	Esso Udon	Lat: 17° 06' 33" N Long: 103° 14' 47" E X= 526 215 E Y= 1 691 484 N	GL = 774 Ft KB = 796 Ft	9 July 83 30 December 83 (184 Days)	13,316 Ft Permian	ไม่มีปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์มีการ ทดสอบอัตราการไหลได้น้ำไหล Plugged and abandoned 7,868' - 7,788' test 2692 BPD water 9,842' - 9,863' test 2219 BPD water 10,045' - 10,140' test 3818 BPD water
น้ำพอง-2 Nam Phong-2	Esso Khorat	Lat: 16° 41' 57" N Long: 102° 45' 56" E X= 474 910 E Y= 1 846 176 N	GL = 573 Ft KB = 595 Ft	11 July 83 9 December 83 (189 Days)	13,035 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติทดสอบอัตราการ ไหลคือ Discovery 9,665' - 10,183' LTPT 17.7 MMcfd 11,544' - 11,7738' test gas 30 MMcfd
ภูพระ-1 Phu Phra-1	Esso Udon	Lat: 17° 14' 24" N Long: 103° 50' 43" E X= 589 854 E Y= 1 906 143 N	GL = 1,137 Ft KB = 1,159 Ft	7 January 84 8 March 84 (62 Days)	8,760 Ft Perno- Triassic	ปิดหลุมถาวร (ตะกอน) มีก๊าซไขว้ เล็กน้อย Plugged and abandoned Gas shows

หลุม Well	ผู้รับ สัมปทาน Operator	ตำแหน่ง Location	ระดับเหนือน้ำ ทะเล Elevation above MSL	วันเริ่มเจาะ/วัน เสร็จสิ้น (จำนวน วัน) Spud/Complete Date (Total days)	ความลึกสุดท้าย และอายุหินที่มี ความลึกสุดท้าย Total Depth & Age at TD	หมายเหตุ การพบปิโตรเลียม การ ทดสอบอัตราการไหล Remarks, Shows, Test
โนนสูง-1 Non Sung-1	Esso Sakon	Lat: 16° 02' 37" N Long: 104° 35' 35" E X= 456 457 E Y= 1 773 668 N	GL = 501 Ft KB = 523 Ft	7 June 84 11 November 84 (157 Days)	15,000 Ft Permian	ไม่พบปิโตรเลียมที่สำคัญ ปิดหลุม ถาวร (สละหลุม) Plugged and abandoned No significant shows
ภูฮ่อม-2 Phu Horm-2	Esso Udon	Lat: 17° 09' 19" N Long: 102° 43' 45" E X= 471 186 E Y= 1 896 612 N	GL = 1,312 Ft KB = 1,342 Ft	9 March 89 6 July 89 (119 Days)	11,998 Ft Permian	ปิดหลุมถาวร ทดสอบอัตราการไหล มีก๊าซเล็กน้อย Plugged and abandoned 8,530' - 8,818' test gas 0 Kcfd 9,635' - 10,462' test gas < 1 Kcfd 10,579' - 11,879' test gas 56Kcfd
น้ำพอง-3 Nam Phong-3	Esso Khorat	Lat: 16° 39' 22" N Long: 102° 46' 43" E X= 478 382 E Y= 1 841 397 N	GL = 572 Ft KB = 603 Ft	15 July 89 10 November 89 (118 Days)	11,715 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติเชิงพาณิชย์ ทดสอบอัตราการไหล 10,130' - 10,590' test gas 16.5 MMcfd 10,650' - 10,670' test gas 1.5 MMcfd , water 40BPD 10,650' - 10,798' test gas 3.8 MMcfd , water 250BPD 10,738' - 10,798' test gas 5.7 MMcfd , water 525BPD 10,853' - 11,049' test gas 1.4 MMcfd , water 50BPD 10,853' - 11,570' test gas 4.1 MMcfd , water 450BPD
น้ำพอง-4 Nam Phong-4	Esso Khorat	Lat: 16° 41' 32" N Long: 102° 46' 28" E X= 262 704 E Y= 1 846 683 N	GL = 585 Ft KB = 616 Ft	16 November 89 13 February 90 (90 Days)	12,288 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติ ทดสอบอัตราการ ไหล อัตราการไหลลดลงอย่าง รวดเร็ว ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ จึงปิดหลุมถาวร Discovery 9,406' - 10,043' test gas 29.4 MMcfd 10,633' - 10,535' test gas 0.17 MMcfd 11,128' - 11,154' test water 350BPD 11,867' - 11,973' test gas 0.03 MMcfd , water 2200BPD

หลุม Well	ผู้รับ สัมปทาน Operator	ตำแหน่ง Location	ระดับเหนือน้ำ ทะเล Elevation above MSL	วันเริ่มเจาะ/วัน เสร็จสิ้น (จำนวน วัน) Spud/Complete Date (Total days)	ความลึกสุดท้าย และอายุหินที่มี ความลึกสุดท้าย Total Depth & Age at TD	หมายเหตุ การพบปิโตรเลียม การ ทดสอบอัตราการไหล Remarks, Shows, Test
ดงมูล-1 Dong Mun-1	Eso Khorat	Lat: 16° 47' 37" N Long: 103° 11' 52" E X= 307 967 E Y= 1 857 445 N	GL = 801 Ft KB = 832 Ft	18 February 90 12 May 90 (83Days)	11,400 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติเล็กน้อย มีการ ทดสอบอัตราการไหล มีน้ำมาก จึง ปิดหลุมถาวร 8,876' - 9,180' test 10 MMcfd decline 9,321' - 9,452' test 0.27 MMcfd 26BWPD-both rates declining 9,669' - 9,870' test 0 MMcfd 10,255' - 10,310' test 0 MMcfd Extended test: 8,876' - 9,180' test 4.2 MMcfd 4.8 BWPD-both rates declining
ดงมูล-2 Dong Mun-2	Eso Khorat	Lat: 16° 45' 42" N Long: 103° 18' 27" E X= 319 633 E Y= 1 853 798 N	GL = 721 Ft KB = 752 Ft	17 May 90 8 August 90 (83 Days)	11,990 Ft Pre-Permian	พบก๊าซธรรมชาติเล็กน้อย มีการ ทดสอบอัตราการไหล มีน้ำมาก จึง ปิดหลุมถาวร 9,064' - 9,456' test gas 0.13 MMcfd water 1,614 BPD 9,557' - 10,000' test water 2,264BPD 9,988' - 10,000' test water 1,293BPD 10,300' - 10,432' test water 874BPD
ภูเก้า-1 Phu Kao-1	Eso Khorat	Lat: 16° 59' 36" N Long: 102° 33' 03" E X= 239 250 E Y= 1 880 304 N	GL = 711 Ft KB = 742 Ft	13 August 90 20 September 90 (38 Days)	8,350 Ft Permian	หลุมแห้ง ปิดหลุมถาวร Dry, plugged and abandoned, no significant shows
น้ำพอง-5 Nam Phong-5	Eso Khorat	Lat: 16° 37' 31" N Long: 102° 46' 19" E X= 262 342 E Y= 1 839 277 N	GL = 623 Ft KB = 654 Ft	20 September 90 21 December 90 (88 Days)	12,013 Ft Permian	หลุมแห้ง (ชันน้ำ) Wet, plugged and abandoned
น้ำพอง-6 Nam Phong-6	Eso Khorat	Lat: 16° 40' 38" N Long: 102° 45' 16" E X= 260 552 E Y= 1 845 047 N	GL = 637 Ft KB = 668 Ft	24 December 90 17 April 91 (115 Days)	11,635 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติเชิงพาณิชย์ ทดสอบอัตราการไหล 10,050' - 10,143' test gas 14 MMcfd water 101 BPD 10,126' - 10,721' test water 20 MMcfd

หลุม Well	ผู้รับ สัญญา Operator	ตำแหน่ง Location	ระดับเหนือ ทะเล Elevation above MSL	วันเริ่มเจาะ/วัน เสร็จสิ้น (จำนวน วัน) Spud/Complete Date (Total days)	ความลึกสุดท้าย และอายุหินที่มี ความลึกสุดท้าย Total Depth & Age at TD	หมายเหตุ การพบปิโตรเลียม การ ทดสอบอัตราการผลิต Remarks, Shows, Test
ดาวเรือง- Dao Ruang-1	Texaco	Lat: 16° 27' 20" N Long: 102° 10' 42" E X= 198 737 E Y= 1 821 284 N	GL = 678 Ft KB = 695 Ft	4 April 93 9 August 93 (127 Days)	7,950 Ft Permian	พบก๊าซธรรมชาติทดสอบอัตราการผลิต ไหล ก๊าซไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์จึงปิด หลุม 4,850' - 5,073' test gas 0.15 MMcfd 5,750' - 5,775' test gas 0.07 MMcfd 7,010' - 7,130' test gas 0.13 MMcfd 7,725' - 7,810' test gas 0 MMcfd
ภูผ-IX Phu Lop-IX	Total Khorat	Lat: 17° 11' 48" N Long: 103° 34' 04" E X= 347 707 E Y= 1 901 711 N	GL = 700 Ft KB = 730 Ft	13 May 93 15 July 93 (65 Days)	7,907 Ft Permian	หลุมแห้ง ไม่พบปิโตรเลียม Dry, plugged and abandoned, no significant shows
คำป่าหลาย-1 Kham Palai-1	Unocal	Lat: 16° 43' 35" N Long: 104° 39' 30" E X= 463 584 E Y= 1 849 170 N	GL = 586 Ft KB = 618 Ft	24 June 93 3 September 93 (72 Days)	8,927 Ft Triassic	หลุมแห้ง ไม่พบปิโตรเลียม Dry, plugged and abandoned, no significant shows
ลำปาว-1 Lam Pao-1	Thai Shell	Lat: 16° 50' 34" N Long: 103° 35' 19" E X= 349 639 E Y= 1 862 554 N	GL = 548 Ft KB = 578 Ft	23 July 93 6 October 93 (75 Days)	11,191 Ft Permian	หลุมแห้ง ไม่พบปิโตรเลียม Dry, plugged and abandoned, no significant shows
สกน-1 Sakon-1	Unocal	Lat: 17° 16' 06" N Long: 104° 03' 18" E X= 399 565 E Y= 1 909 332 N	GL = 529 Ft KB = 561 Ft	13 September 93 16 December 93 (105 Days)	12,552 Ft Triassic	หลุมแห้ง ไม่พบปิโตรเลียม Dry, plugged and abandoned, no significant shows
ห้วยมุก-1 Huai Muk-1	Unocal	Lat: 16° 36' 10" N Long: 104° 36' 11" E X= 457 665 E Y= 1 835 508 N	GL = 524 Ft KB = 556 Ft	23 December 93 11 March 94 (105 Days)	9,000 Ft Triassic	มีก๊าซไว้แต่ไม่มีสมรรถนะเชิง พาณิชย์ มีก๊าซทดสอบอัตราการผลิต แต่ไม่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์ Dry, plugged and abandoned, no significant shows

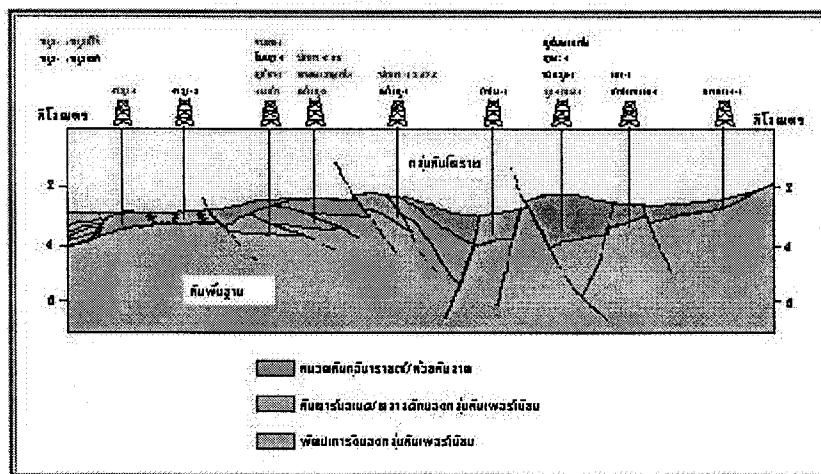
หลุม Well	ผู้รับ สัญญา Operator	ตำแหน่ง Location	ระดับเหนือหน้า ทะเล Elevation above MSL	วันเริ่มเจาะ/วัน เสร็จสิ้น (จำนวน วัน) Spud/Complete Date (Total days)	ความลึกสุดท้าย และอายุหินที่มี ความลึกสุดท้าย Total Depth & Age at TD	หมายเหตุ การพบปิโตรเลียม การ ทดสอบอัตราการผลิต Remarks, Shows, Test
มุกดาหาร-1 Mukdahan-1	Unocal	Lat: 16° 36' 48" N Long: 104° 32' 41" E X= 451 47 E Y= 1 836 688 N	GL = 521 Ft KB = 553 Ft	25 April 94 18 June 94 (78 Days)	7,515 Ft Triassic	มีก๊าซทดสอบอัตราการผลิต แต่ไม่มี สมรรถนะเชิงพาณิชย์ Discovery 5,776' - 6,649' test gas 0MMcfd Dry, plugged and abandoned

ตารางที่ 7.3 เป้าหมายการเจาะสำรวจและผลการเจาะสำรวจปิโตรเลียม ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

Well	Primary Objective	Secondary Objective	Prospects	Results
Kuchinarai-1	Permian carbonate	Khorat clastics	NW-SE trending Kuchinarai anticline	No Permian carbonate, but Triassic redbeds.
Nam Phong-1A	1) Permian carbonate 2) Basal Korat clastics	Phu Kradung sandstone	N-S trending Nam Phong anticline coincident with Permo-Triassic paleo-anticline structure	Gas=28MMcfd from fractured Permian dolomite. TD at carboniferous volcanic.
Chonnabot-1	1) Permian carbonate 2) Basal Korat clastics	1) Phra Wihan sandstone 2) Phu Kradung sandstone	N-S trending Chonnabot anticline	Loss circulation in limestone at TD. High pressure gas kick from base Khorat. Gas show from Phu Kradung sandstone.
Kaset Sombun-1	Permian carbonate reef	-	Reef buildup coincident with NE-SW trending Kaset Sombun anticline	No reef found and only the lower part of Permian carbonate present.
Yang Talat-1	1) Permian carbonate 2) Triassic clastics	Basalt Khorat clastics	Wedge-shaped stratigraphic trap (Pinch-out)	No Permian sequences, but Triassic red conglomerates.
Phu Horm-1	Permian carbonate	Basalt Khorat clastics	Tertiary anticline coincident with a Permian paleostructure	Gas=4 MMcfd from fractured Permian dolomite.
Si That-1	Permian carbonate	-	NW-SE Si That anticline coincident with Permo-Triassic paleo-anticline structure	Penetrated Permian carbonates with good fractures, but the well is too low down-dip.
Nam Phong-2	Permian carbonate	Basalt Khorat clastics	N-S trending Nam Phong anticline coincident with Permo-Triassic paleo-anticline structure	Gas=17.7 MMcfd from fractured Permian carbonate.
Phu Phra-1	Basal Korat clastics	1) Triassic clastics 2) Phu Kradung sandstone	NW-SE trending Phu Phra anticline	Gas show in Phu Kradung sandstone. Thick Triassic lacustrine sequence. TOC=1.2-3.7% but no reservoir rocks.
Non Sung-1	Permian carbonate	1) Upper Permian clastics 2) Triassic clastics 3) Basal Korat clastics	NW-SE Non Sung anticline	Penetrate Triassic, Permian clastics and carbonate, but tight.
Phu Horm-2	Permian dolomite	Basalt Khorat clastics	NW-SE Phu Horm anticline coincident with a Permian paleo high	Found Permian tight limestone. No dolomite.

Well	Primary Objective	Secondary Objective	Prospects	Results
Dong Mun-1	Permian reef	-	Structural high with reef form on platform margin	Gas=10 MMcf from Permian algal reef. Gas show in Phra Wihan / Phu Kradung sandstone and Khorat Basalt clastics.
Dong Mun-2	Permian reef	-	Structural high with reef form on platform margin	Water bearing. Good reservoir quality.
Phu Kao-1	Permian clastics	-	N-S trending Phu Kao anticline	Gas show. No reservoir quality section.
Dao Ruang-1	Permian carbonate	Triassic clastics	Structural stratigraphic trap, paleo-structural high	Non - reservoir quality section.
Phu Lop-1X	Permian carbonate	-	Permo-Triassic thrust-related anticline	Non - reservoir quality section.
Kham Palai-1	Permian carbonate	-	Large structure stratigraphic trap, N-S anticline rollover and E-W stratigraphic onlap / truncation, buried anticline	No Permian sections were encountered. TOC less than 1%. RO 1.1-1.3. TAI 3+-4 indicated overmature.
Lam Pao-1	Permian carbonate	-	Dip and fault-closed structure	No effective reservoir in Permian massive carbonate and no effective seal in upper Permian clastics.
Sakon-1	Permian carbonate	-	Buried hill	No Permian sections were encountered, but Triassic redbeds.
Huai Muk-1	Permian carbonate	Triassic clastics	Inversed structural anticline	No Permian sections were encountered, but Triassic redbeds.
Mukdahan-1	Triassic clastics	-	Inversed structural anticline	Gas show in Triassic sandstone.

รูปแบบโครงสร้างปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 7.10 รูปแบบ โครงสร้างปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

บทที่ 8

ศักยภาพทางปิโตรเลียม

8.1 อัตราความเสี่ยงในการสำรวจ

8.1.1 การวิเคราะห์ความเสี่ยงในการสำรวจ

จากโครงสร้างทั้งหมด 54 แห่งที่ปรากฏในรูปที่ 8.1 สามารถทำการประเมินอัตราความเสี่ยงในการสำรวจได้ 3 กลุ่มคือ กลุ่มที่ประสบความสำเร็จในการสำรวจ กลุ่มที่ไม่ประสบความสำเร็จ และกลุ่มที่ยังไม่มีการทดสอบ

กลุ่มที่ประสบความสำเร็จประกอบไปด้วยโครงสร้างน้ำพองและกูช่อม กลุ่มที่ไม่ประสบผลสำเร็จมี 14 โครงสร้าง กลุ่มที่ยังไม่มีการทดสอบมี 38 โครงสร้าง

ตัวประกอบอัตราเสี่ยงในแต่ละกลุ่มสรุปวิเคราะห์ไว้ในตารางที่ 8.1, 8.2, และ 8.3

การประเมินอัตราเสี่ยงของการสำรวจกลุ่มที่ประสบความสำเร็จ

โครงสร้างน้ำพองเป็นแหล่งก๊าซที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์และได้ผลิตก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ปี พ.ศ. 2533 (ค. ศ. 1990) จนถึงปัจจุบัน โครงสร้างแหล่งกูช่อม ก็คาดว่าจะมีสมรรถนะเชิงพาณิชย์เช่นเดียวกัน แต่ยังไม่มีการผลิต ขณะนี้บริษัท Amerada Hess กำลังเจาะหลุมประเมินผลเพื่อยืนยันปริมาณสำรองก๊าซและจะพัฒนาแหล่งก๊าซต่อไป อัตราเสี่ยงโดยรวมของสองโครงสร้างนี้มีค่าเท่ากับ 0.07 ดังแสดงในตาราง 8.1

การประเมินอัตราเสี่ยงของการสำรวจของกลุ่มที่ไม่ประสบผลสำเร็จ

ถึงแม้ว่าองค์ประกอบส่วนใหญ่ที่แสดงในตาราง 8.2 มีความเป็นไปได้ค่อนข้างสูง แต่ไม่มีหินกักเก็บที่เป็นหินปูนยุคเปอร์เมียน ซึ่งเป็นเป้าหมายหลักของหลุม กุฉินารายณ์-1 ชนบท-1 ยางตลาด-1 ภูลพ-1 สกล-1 และห้วยมุก-1 และการขาดการกักเก็บที่ดี (Seal) ในหลุมลำปาว-1 ฉะนั้นจึงทำให้ผลคูณความเป็นไปได้รวมออกมาเป็นศูนย์ เพราะองค์ประกอบของหินกักเก็บกับการปิดกั้นปิโตรเลียมที่ดีมีความเป็นไปได้เป็นศูนย์

การประเมินอัตราเสี่ยงในการสำรวจของโครงสร้างที่ยังไม่มีการทดสอบ

ปัญหาที่สำคัญของการสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย คือ ไม่มีหินกักเก็บหรือมีหินกักเก็บคุณภาพต่ำ โดยเฉพาะหินปูนยุคเปอร์เมียน

ลักษณะและคุณสมบัติของแหล่งปิโตรเลียมและคุณสมบัติของหินกักเก็บหินปูนยุคเปอร์เมียนสามารถสรุปได้ดังแสดงในตาราง 8.3

1. มีค่าความพรุนและการไหลผ่านได้ (porosity & permeability) น้อย เป็นที่ทราบกันโดยทั่วไปแล้วมีค่าความพรุนอยู่ระหว่าง 0-18% เฉลี่ยแล้วประมาณ 4%
2. หินปูนเหล่านี้ถูกฝังอยู่ในระดับลึกมีลักษณะเป็นตะปุ่มตะป่ำหลายชั้นและถูกกัดกร่อนอย่างมาก
3. การไหลผ่านได้ของหินปูนเหล่านี้ดูเหมือนจะมีได้ก็ต่อเมื่อมีรอยแตกเล็ก ๆ ในชั้นหินหินชุดโคราชและหินดินเหนียวทะเลสาบยุคโคราสลิกจะเป็นหินปิดกั้นที่ใช้ได้ถึงขั้นดี เป็นเหตุให้ความเป็นไปได้ (อัตราเสี่ยง) รวมของโครงสร้างที่ยังไม่มีการเจาะเป็น 0.05 หรือ 5% (ตาราง 8.3) อย่างไรก็ตามมีการเจาะหลุมสำรวจทั้งหมดประมาณ 20 หลุมในบริเวณนี้และพบแหล่งก๊าซธรรมชาติเพียงสองแหล่งคือ แหล่งก๊าซน้ำพองและแหล่งก๊าซภู่อ้อมทำให้สัดส่วนความสำเร็จเป็น 10%

ตาราง 8.1 อัตราเสี่ยงของแหล่งที่ประสบผลสำเร็จ

1. Trap, closure	0.8	ลำดับชั้นหินที่หนาสลับกันระหว่างหินทรายและหินดินดานชุดโคราช สามารถเป็นหินปิดกั้นที่ดีต่อหินกักเก็บยุคก่อนหินชุดโคราชที่เป็นรูปโดมอยู่ด้านล่างของหินชุดโคราช
2. Reservoir, porosity	0.2	หินทรายและหินกรวดชุดห้วยหินลาดและหินปูนชุดผานกเค้ามีรอยแตกและการเปลี่ยนเป็นหินโคลไลม์ที่แสดงให้เห็นว่าเป็นหินกักเก็บที่ดี
3. Source, migration	0.7	หินดินดานทะเลที่แทรกสลับอยู่ในแหล่งหินกักเก็บชุดผานกเค้าเป็นลักษณะหินกำเนิดที่ดี
4. Seal	0.8	หินกลุ่มตอนล่างของชุดโคราช หน่วยน้ำพอง และภูกระดึงประกอบด้วยหินชั้นเนื้อแน่นที่ถูกอัดตันด้วยหินเนื้อดินและหินดินเหนียวเป็นตัวปิดกั้นที่ดี
5. Timing	0.8	การเกิดและการไหลมารวมกันจากหินต้นกำเนิดยุคเปอร์เมียน ถูกคิดว่าเกิดขึ้นในหินหน่วยห้วยหินลาดที่ตกตะกอนในปลายยุคไทรแอสสิก (Kozaret al. 1992)
อัตราเสี่ยงรวม Overall Exp.Risk	0.07	

ตาราง 8.2 อัตราเสี่ยงของแหล่งที่ไม่ประสบผลสำเร็จ

1. Trap, closure	0.8	มีแบบปิดกั้นและล้อมรอบโครงสร้างปรากฏให้เห็นหลายรูปแบบ
2. Reservoir, porosity	0.0	ไม่มีความพรุนและหินกักเก็บที่ดีปรากฏ
3. Source, migration	0.7	มีหินต้นกำเนิดที่ดีปานกลางถึงดีมากจากหินหน่วยห้วยหินลาดและหินยุคเปอร์เมียน
4. Seal	0.7	หินตะกอนทะเลสาบที่แพร่หลายอย่างกว้างขวางของหินส่วนล่างสุดของหินชุดน้ำพอง เชื่อว่าจะเป็นตัวปิดกั้นสำหรับการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนที่ดีพอสมควรในบริเวณนี้
5. Timing	0.8	ช่วงการเคลื่อนที่มารวมกัน (หรือช่วงที่เกิด) ของไฮโดรคาร์บอนสูงสุดของหินต้นกำเนิดยุคเปอร์เมียนถูกวิเคราะห์ว่าได้เกิดขึ้นจากผลของตะกอนห้วยหินลาดในยุคไทรแอสสิกตอนปลาย (Kozaret et., 1992)
อัตราเสี่ยงรวม Overall Exp.Risk	0	ผลคูณของแต่ละตัวประกอบแต่ละตัวที่มีศูนย์อยู่ตัวหนึ่งทำให้อัตราเสี่ยงรวมเป็นศูนย์คือไม่มีโอกาสพบแหล่งปิโตรเลียมที่มีสมรรถนะเชิงพาณิชย์เลย

ตาราง 8.3 อัตราเสี่ยงของโครงสร้างที่ยังไม่ได้ทดสอบ

1. Trap, closure	0.8	มีแบบปิดกั้นหลายรูปแบบเกิดขึ้นให้เห็น
2. Reservoir, porosity	0.2	อาจมีหินที่มีความพรุนและเป็นหินกักเก็บที่ดีปรากฏอยู่ร้อยละ 20
3. Source, migration	0.7	หินหน่วยตอนบนของตะกอนทะเลน้ำตื้นยุคพาาลีโอ โซอิกและหินตะกอนทะเลสาบชุดก่อนหินชุดโคราซถูกวิเคราะห์ว่าเป็นหินกำเนิดเบื้องต้นที่ดี
4. Seal	0.5	ลำดับหินตะกอนทะเลสาบส่วนล่างสุดของหินชุดน้ำพองเชื่อว่าเหมาะสมจะเป็นตัวปิดกั้นสำหรับการสะสมตัวของปิโตรเลียมที่ดีในบริเวณนี้

5. Timing	0.8	การปิดกันเกิดขึ้นก่อนการเคลื่อนตัวมาสะสมกัน เกิดการกักเก็บ ที่ได้ในโครงสร้างรูปประทุนในที่ราบสูงโคราชเกิดขึ้นในยุคครี เตเชียสตอนปลายถึงเทอร์เชียรีตอนต้น (สัตยารักษ์, 1997)
อัตราเสี่ยงรวม Overall Exp.Risk	0.05	อัตราเสี่ยงรวมร้อยละ 5 หมายถึงมีโอกาสพบปิโตรเลียมเชิง พาณิชย์ร้อยละ 5 ใน โครงสร้างเหล่านี้

8.1.2 การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ของอัตราเสี่ยงสำรวจ

ในการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์อัตราเสี่ยงสำรวจประกอบไปด้วยตัวประกอบ อัตราเสี่ยง โอกาสความเป็นไปได้ การกระจายตัวของปริมาณสำรองและสถิติการเกิดปิโตรเลียม กำไรที่คาดว่าจะได้จากแหล่งปิโตรเลียมขนาดเล็กที่มีโอกาสจะพบได้ควรมีการวิเคราะห์และประเมินผลออกมาและค่าของการเจาะสำรวจและเงินลงทุนที่สัมพันธ์กับอัตราเสี่ยงก็จะต้องประเมินและวิเคราะห์เช่นเดียวกัน

เพื่อวิเคราะห์หาขนาดของแหล่งกักเก็บที่ควรจะพบในบริเวณนี้ได้ใช้การคำนวณขนาดแหล่งกักเก็บโดยวิธีทางสถิติแบบ Monte Carlo Simulation โดยใช้ซอฟต์แวร์ที่เรียกว่า FASPU ข้อมูลจากหลุมสำรวจปิโตรเลียมมากกว่า 10 หลุมถูกป้อนเข้าคอมพิวเตอร์ ความเป็นไปได้ของปริมาณสำรองขนาดต่าง ๆ ผลปรากฏว่าปริมาณก๊าซที่คาดว่าจะพบที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 95 (P_{95}) ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 (P_{50}) และความเป็นไปได้ร้อยละ 5 (P_5) มีค่าเป็น 61, 254 และ 1066 พันล้านลูกบาศก์ฟุตตามลำดับ ซึ่งค่าที่จะนำมาประเมินค่าทางเศรษฐศาสตร์จะเป็นค่ากลางคือที่ความเป็นไปได้ร้อยละ 50 (P_{50}) โดยสมมติราคาก๊าซที่ 2.52 ดอลลาร์ต่อบิตู และอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7.25 (Discounted Rate) ประเมินผลทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้เทคนิคสถิติ Monte Carlo ภายใต้กฎหมายพระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III ได้ผลสรุปดังต่อไปนี้

ค่าความคาดหวังเฉลี่ย

- | | |
|--|---------------------------|
| 1. ปริมาณสำรอง | 239 Bcf (พันล้าน ลบ.ฟุต) |
| 2. ราคาก๊าซ | 2.52 US\$/MMBTU |
| 3. อัตราดอกเบี้ย (Discounted Factor) | 7.25% |
| 4. อัตราคืนทุน IRR (Internal Rate of Return) | 18% |
| 5. กำไรที่จะได้รับ | 57 MMS (ล้านดอลลาร์สหรัฐ) |
| 6. ทุนเจาะสำรวจ 1 หลุม (@ 10% risk) | 11 MMS |
| 7. ทุนทั้งหมดอย่างน้อย (for 10% risk) | 110 MMS |

สรุปคือบริษัทที่จะมาสำรวจในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยจะต้องมีทุนอย่างน้อย 110 ล้านดอลลาร์สหรัฐและเจาะสำรวจแต่ละหลุมไม่เกิน 11 ล้านเหรียญจึงเหมาะสมที่จะลงทุน (ที่อัตราเสี่ยง 10%) และเมื่อสำรวจพบแหล่งก๊าซก็จะได้กำไรคืนทุนในอัตราร้อยละ 18

8.2 แหล่งปิโตรเลียมที่ยังไม่มีการค้นพบ

เพื่อประเมินปริมาณแหล่งปิโตรเลียมที่ยังไม่มีการค้นพบในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ข้อมูลจากหลุมสำรวจทั้งหมด 15 หลุม คือหลุม ชนบท-1 ดาวเรือง-1 เกษตรสมบูรณ์-1 โนนสูง-1 น้ำพอง-1 น้ำพอง-2 น้ำพอง-3 น้ำพอง-4 น้ำพอง-5 น้ำพอง-6 ภู่ออม-1 ภูเก้า-1 ภูพระ-1 สกล-1 ศรีธาตุ-1 และยางตลาด-1 ถูกรวบรวมเพื่อใช้ในการวิเคราะห์

ข้อมูลที่มีอยู่ประกอบไปด้วยตัวแปรทางธรณีวิทยา ทางวิศวกรรมปิโตรเลียม เช่น พื้นที่แหล่งปิโตรเลียม ความหนาของแหล่งปิโตรเลียม สัดส่วนปิโตรเลียม ความพรุนของหิน ความดันเริ่มต้น แหล่งก๊าซ อุณหภูมิแหล่งก๊าซ อัตราส่วนก๊าซและน้ำมัน ตัวประกอบเปลี่ยนปริมาตรและความกดตัวของก๊าซเป็นต้น ถูกป้อนเข้าไปในคอมพิวเตอร์เพื่อคำนวณปริมาณก๊าซธรรมชาติที่คาดว่าจะพบในบริเวณนี้ โดยใช้โปรแกรม (Software) ชื่อ FASPU (Fast Appraisal System for Petroleum University version) program ผลปรากฏออกมาว่าโอกาสที่จะพบปริมาณก๊าซ 61, 225 และ 1066 พันล้าน ลบ.ฟุตเป็นร้อยละ 95 (P_{95}), 50 (P_{50}) และ 5 (P_5) ซึ่งเป็นปริมาณน้อยสุด ปานกลาง และมากที่สุดตามลำดับ ตัวแปรทางธรณีวิทยาและทางวิศวกรรมปิโตรเลียมเหล่านี้แสดงไว้ในตาราง 8.4

ตาราง 8.4 สรุปตัวแปรทางธรณีวิทยาที่ใช้ในการคำนวณ

Input Parameter	Minimum	Most likely	Maximum
Resource (Gas : BCF)	61	255	1066
Area of closure (×1000 acres)	6.3	8.5	10
Thickness (ft)	30	100	250
Porosity (percent)	3.8	8.8	23
Trap fill (percent)	40	60	80
Depth (×1000 feet)	7	9	11
HC saturation (percent)	62	77	90

บทที่ 9

การทดลองในห้องปฏิบัติการ

9.1 จุดประสงค์

จุดประสงค์ในการทดลองในห้องปฏิบัติการคือวัดค่าความพรุน (porosity) และค่าซึมผ่านได้ (Permeability) ของตัวอย่างหินโดยใช้เครื่อง porosimeter และเครื่อง overburden poro-perm ตามลำดับ

9.2 การเก็บหินตัวอย่าง

หินตัวอย่างมากกว่า 30 ก้อนถูกสุ่มเก็บจากภาคสนามหลาย ๆ ห่องที่ที่เป็นเป้าหมายที่มีหินปรากฏให้เห็น (outcrops) เช่น จากจังหวัดสระบุรี ลพบุรี และเพชรบูรณ์ เป็นต้น หินปูนที่เป็นเป้าหมายทั้งหมดในบริเวณนี้เป็นหินปูนยุคเปอร์เมียน หินปูน Limestone ส่วนใหญ่เก็บจากจังหวัดเพชรบูรณ์ ขอนแก่น และสระบุรี โดยเฉพาะบริเวณที่เขาสมโภชน์ ส่วนหินปูน Dolomite เก็บจากหินโคล่บริเวณเขาสมโภชน์และใกล้เคียงเท่านั้น รายละเอียดการเก็บหินตัวอย่างแสดงในตาราง 9.1

9.3 การเตรียมหินตัวอย่าง

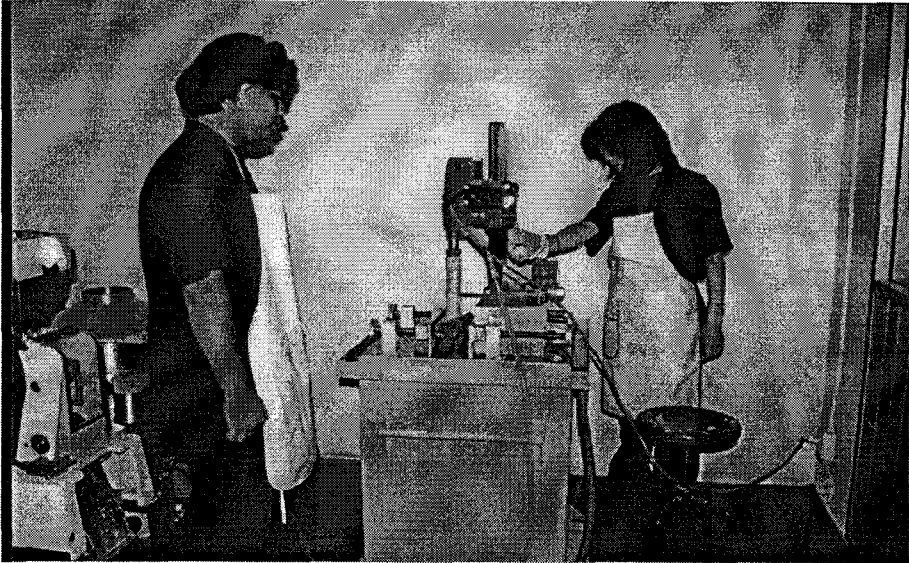
โดยใช้เครื่องเจาะหินตัวอย่าง (coring machine) เจาะเตรียมหินตัวอย่างให้อยู่ในรูปร่างและขนาดที่เหมาะสมในการวัดค่าต่าง ๆ ดังแสดงในรูป 9.1 รูปร่างหินตัวอย่างเป็นทรงกระบอกยาว 2 นิ้ว และมีเส้นผ่าศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว หินตัวอย่างเหล่านี้จะถูกอบในตู้อบอุณหภูมิประมาณ 50-60°C เป็นเวลากว่า 24 ชั่วโมงหรือกระทั่งในหินตัวอย่างแห้งสนิท หินตัวอย่างบางส่วนแสดงให้เห็นในรูป 9.2

9.4 การวัดค่าความพรุน

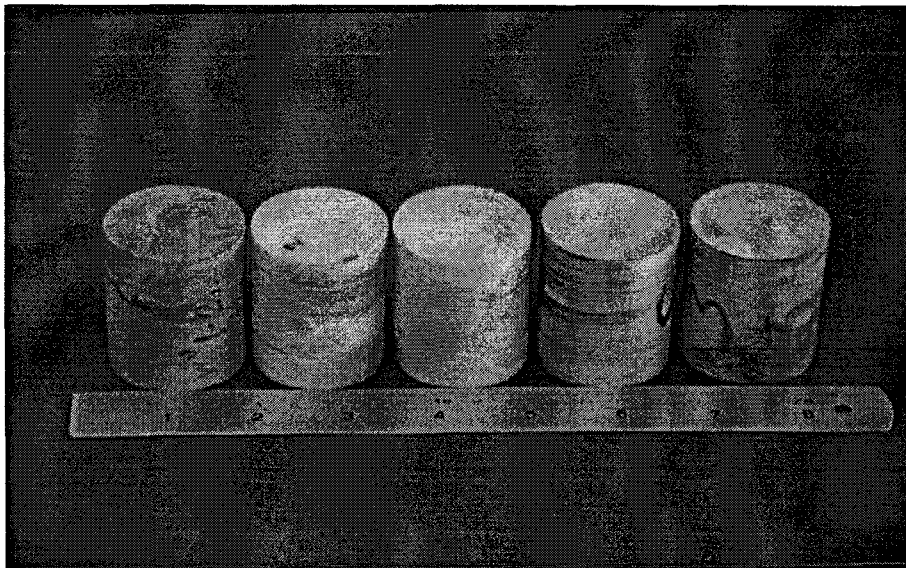
เครื่องมือ porosimeter เป็นเครื่องมือใช้วัดค่าความพรุนของหินตัวอย่าง ลักษณะเครื่องมือแสดงให้เห็นในรูป 9.3 การวัดค่าความพรุนจะต้องเกี่ยวข้องกับ การวัดคุณสมบัติทางฟิสิกส์ 3 อย่างคือ ปริมาตรเม็ดหิน ปริมาตรรวม และปริมาตรช่องว่างระหว่างเม็ดหิน ปริมาตรของเม็ดหินสามารถวัดได้จากการอัดก๊าซฮีเลียมเข้าไปช่องว่างของเม็ดหิน

ตาราง 9.1 ตำแหน่งและคำอธิบายลักษณะหินตัวอย่างจากสนาม

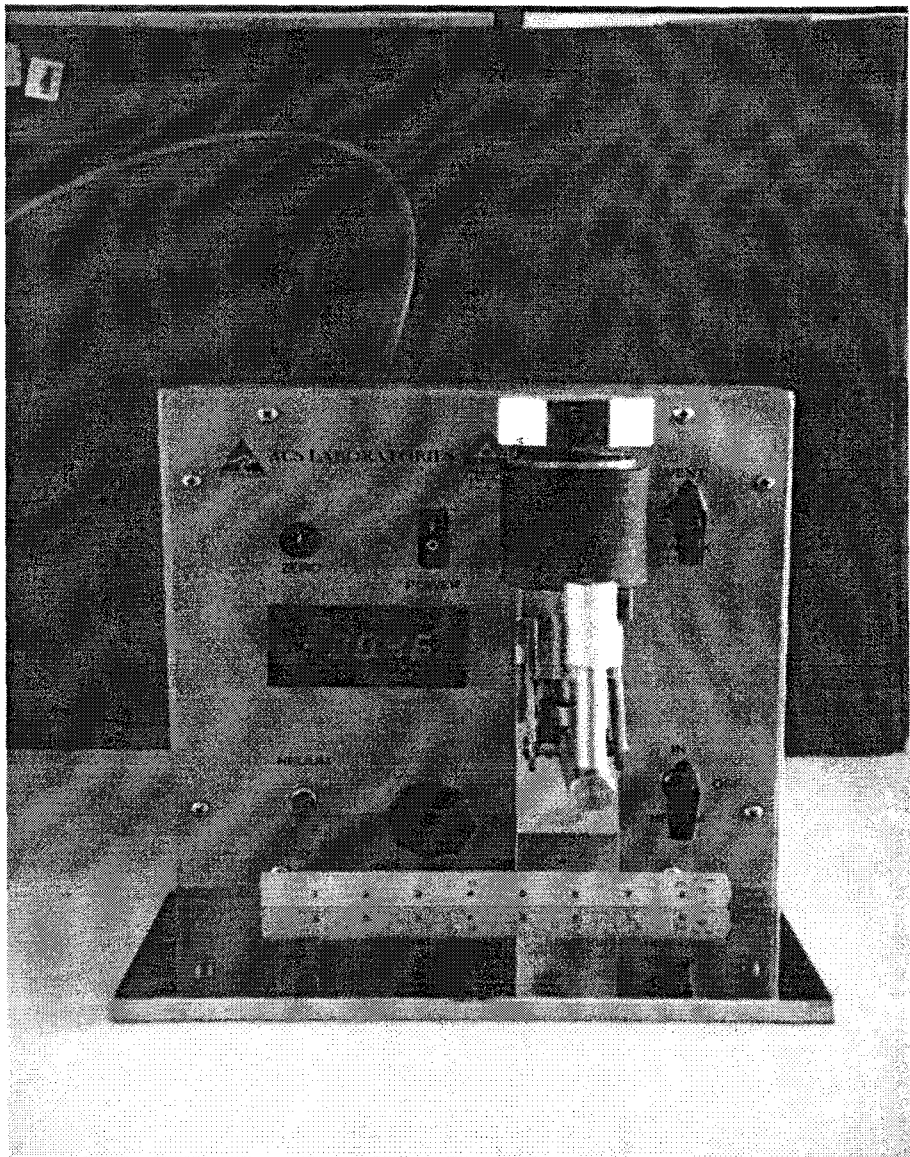
Collected Date	Stops	Outcrop	Field locations	Rock type	Fresh Color	Weathering Color
25/9/01	1	Road-cut	Kaeng Khoi, Saraburi province	Limestone	Dark Gray	Dark Gray
25/9/01	2	Mine	Khao Kho, Saraburi province	Limestone	Medium-Dark Gray	Light Gray
25/9/01	3	Mine	Kaeng Khoi, Saraburi province	Limestone	Dark Gray	Light Gray
25/9/01	4	Road-cut	Khao Kho, Saraburi province	Limestone	Light-Medium Gray	Light Gray
25/9/01	5	Mine	Khao Kho, Saraburi province	Limestone	Light Gray	Light Gray
25/9/01	6	Road-cut	Kaeng Khoi, Saraburi province	Limestone	Medium Gray	Light-Medium Gray
25/9/01	7	Road-cut	Muaklek, saraburi province	Limestone	Medium-Dark Gray	Light-Medium Gray
26/9/01	8	Mine	Pak Chong, Nakhon Ratchasima province	Limestone	Dark Gray	Medium Gray
26/9/01	9	Mine	Pak Chong, Nakhon Ratchasima province	Limestone	Medium Gray	Light-Medium Gray
26/9/01	10	Outcrop	Kaeng Khoi, Saraburi province	Limestone	Light Gray	Light Gray
29/9/01	11	Mine	Muang, Loei province	Limestone	Light Gray	Light Gray
29/9/01	12	Road-cut	Arawan, Loei province	Limestone	Medium Gray	Light Gray
29/9/01	13	Road-cut	78 km Chompae-Loamsak, Phetchabun province	Limestone	Light Gray	Light Gray
29/9/01	14	Road-cut	39 km Chompae-Loamsak, Phetchabun province	Limestone	Dark Gray	Dark Gray
30/9/01	15	Mine	Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi	Limestone	Light-Medium Gray	Light Gray
30/9/01	16	Outcrop	Muaklek, saraburi province	Limestone	Dark Gray	Dark Gray
30/9/01	17	Outcrop	Muaklek, saraburi province	Limestone	Light Gray	Light Gray



รูป 9.1 เครื่องเจาะดินตัวอย่าง (Coring Machine)



รูป 9.2 หินตัวอย่างรูปทรงกระบอก เส้นผ่าศูนย์กลาง 1.5 นิ้ว ยาว 1 นิ้ว

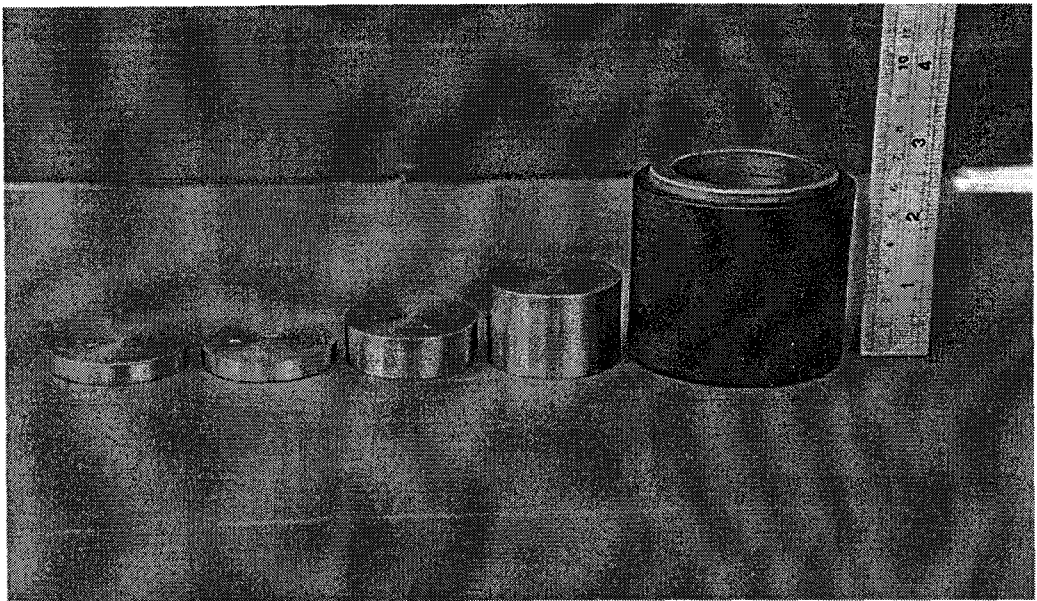


รูป 9.3 เครื่องมือ porosimeter ใช้วัดค่าความพรุน (porosity) ของหินตัวอย่าง

ฮีเลียม (Helium) เป็นก๊าซเฉื่อยและมีโมเลกุลเล็กจะสามารถแทรกเข้าไปในช่องว่างเล็ก ๆ ระหว่างเม็ดหินได้ดีกว่าก๊าซชนิดอื่น ๆ ก๊าซฮีเลียมจะไม่ทำปฏิกิริยาและไม่ถูกดูดซึมโดยหินตัวอย่าง จึงเหมาะสำหรับใช้ในการทดสอบหาค่าความพรุน ก่อนจัดทำความพรุนของหินตัวอย่างลูกเหล็ก (Billet) รูปทรงกระบอกที่รู้ปริมาตรแน่นอนจะถูกใส่ในกระบอกเหล็ก (Chamber) และอัดก๊าซฮีเลียมเข้าไป

เพื่อวัดปริมาตรของกระบอกเหล็กและปริมาตรระบบท่อก๊าซต่าง ๆ (Reference Volume) ที่ใช้ในการวัด จากนั้นค่อยนำตัวอย่างหินใส่ในกระบอกทดลอง อัดก๊าซฮีเลียมเข้าไปและเปิดวาล์วให้ก๊าซขยายตัวเข้าไปในกระบอกทดลองวัดค่าความดันของก๊าซต่าง ๆ ไว้จากการอัดก๊าซ 2 ครั้ง และปล่อยให้ก๊าซขยายตัวเข้าไปในกระบอกทดลองวัดความดันหลังปรับตัวสมดุลแล้วจะสามารถคำนวณหาปริมาตรของระบบและปริมาตรของกระบอกทดลองโดยใช้กฎก๊าซขยายตัวของบอยล์ (Boyle's Law) การอัดก๊าซครั้งที่สามและปล่อยให้ก๊าซขยายตัวเข้าไปในกระบอกที่มีตัวอย่างหินอยู่ ก๊าซฮีเลียมจะซึมเข้าสู่ช่องว่างระหว่างเม็ดหิน ปริมาตรเม็ด (Grain Volume) หินที่อยู่ในกระบอกก็จะคำนวณได้จากกฎก๊าซขยายตัวของบอยล์ เช่นเดียวกัน

ปริมาตรหินรวม (Bulk Volume) จะสามารถคำนวณได้จากขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางและความยาวของหินตัวอย่าง จากนั้นใช้ปริมาตรรวมลบปริมาตรเม็ดหินก็จะได้ปริมาตรช่องว่าง (Pore Volume) ที่อยู่ระหว่างเม็ดหิน ค่าช่องว่างหารด้วยปริมาตรหินรวมก็จะได้ค่าความพรุน (porosity) เป็นค่าสัดส่วน ถ้าคูณด้วยร้อยก็จะได้ค่าเป็นเปอร์เซ็นต์



รูป 9.4 รูปลูกเหล็ก (Billet) และกระบอกทดลอง (Chamber)

ตาราง 9.2 ปริมาณของลูกเหล็กอ้างอิง (matrix cup billets) ที่ใช้ในการวัดของเครื่อง Porosimeter

1" Billets	Billet Number	Volume (cm ³)
	1	4.63
	2	4.59
	3	9.22
	4	18.49
1 1/2" Billets	Billet Number	Volume (cm ³)
	1	10.18
	2	10.2
	3	20.39
	4	40.74

ผลการวัดค่าความพรุนจากต่าง ๆ ที่ได้จากห้องปฏิบัติการได้แสดงในตารางที่ 9.3 และ 9.4

9.5 การวัดค่าการซึมผ่าน (permeability) ของหินตัวอย่าง

เครื่อง Overburden Poro-perm ซึ่งเป็นเครื่องมือที่ใช้วัดการซึมผ่าน (Permeability) ของหินตัวอย่าง แสดงอยู่ในรูปที่ 9.5 เครื่องมือนี้ออกแบบมาให้วัดได้ทั้งค่าความพรุน (porosity) และการซึมผ่านได้ (permeability) ของหินตัวอย่างภายใต้ความกดดัน (Overburden pressure) จาก 0-10,000 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psi) โดยใช้น้ำหล่อรอบท่อใส่หินตัวอย่างและอัดอากาศเพื่อเพิ่มความดันในเซลล์ (Cell) เป็นการสร้างความดันรอบล้อมหินตัวอย่างคล้ายกับหินตัวอย่างอยู่ในสภาพใต้ดินที่มีความดันกดทับเนื่องจากน้ำหนักของหินที่อยู่ด้านบน (Overburden pressure)

การวัดค่าการซึมผ่านได้โดยใช้ก๊าซในโตรเจนอัดผ่านเข้าไปในท่อ Upstream และเปิดวาล์วให้ผ่านหินตัวอย่างที่ห่อหุ้มด้วยท่อเพื่อกันไม่ให้ก๊าซรั่วออกไป อัตราการไหลของก๊าซผ่านหินตัวอย่างวัดได้โดยให้ก๊าซที่ออกอีกด้านหนึ่งไหลผ่านหลอดแก้วที่รู้ปริมาตรจับเวลาฟองอากาศไหลผ่าน ปริมาตรในหลอดแก้วก็สามารถคำนวณหาอัตราการไหลได้ ค่าการซึมผ่านของหินตัวอย่างสามารถคำนวณได้จากสูตรกฎของดาร์ซี (Darcy's Law) โดยใช้ค่าความดันต้นทาง (Upstream pressure) อัตราการ

ไหล (flow rate) ค่าความหนืด (viscosity) ความดันบรรยากาศ (atmospheric pressure) ความยาวและพื้นที่หน้าตัดของหินตัวอย่าง

สูตรคำนวณ

$$K_{\text{gas}} = \frac{2000 \times BP \times \mu_{\text{gas}} \times ZQ \div L}{[(P_1 \times 0.06805 + BP)^2] \times A}$$

$$K_{\text{gas (actual)}} = K_{\text{gas (apparent)}} \times 0.9716^*$$

Where :

BP = Barometric pressure (atmospheres)

(BP millibars \times 0.0009869 = BP atmospheres)

μ_{air} or μ_{N_2} = viscosity of gas (varies with temperature)* (centipoises)

$$Q = \text{flow rate} = \frac{\text{flow volume (cm}^3\text{)}}{\text{flow time (sec)}} T = \frac{V}{T}$$

L = length of plug (cm)

P_1 = upstream pressure (psig)

0.6805 = conversion factor for psi to atmospheres

$$A = \text{cross sectional area of plug} = \pi \left(\frac{\text{diameter (cm)}}{2} \right)^2$$

*0.9716 = conversion factor for the expansion of air due to saturation with water vapour in the bubble tube.

$$\mu_{\text{air}} = -8 \times 10^{-7} T^2 + 8 \times 10^{-5} T + 0.0171$$

$$\mu_{\text{N}_2} = -8 \times 10^{-7} T^2 + 8 \times 10^{-5} T + 0.0158$$

T = temperature ($^{\circ}$ C)

สูตรคำนวณ

$$BV = (D/2)^2 \times L \times \pi$$

1. Pore volume determination

$$PV = BV - GV$$

The equations summary that are used for calculating the porosity values as follows;

Grain Volume

$$RV = V_{\text{bil}} / ((P_{\text{ob}}/P_b) - (P_{\text{of}}/P_f))$$

or if P_{ob} and $P_{of} = 100$ psi

$$RV = (P_f/100) \times ((P_b \times V_{bil}) / (P_f - P_b))$$

$$GV = V_{bil}^2 + ((P_{of}/P_f)RV) - ((P_{os}/P_s)RV)$$

Pore Volume

$$PV = BV - GV$$

Bulk Volume

$$BV = (D/2)^2 \times L \times \pi - \text{for whole core samples}$$

Porosity

$$\phi\% = PV/BV \times 100$$

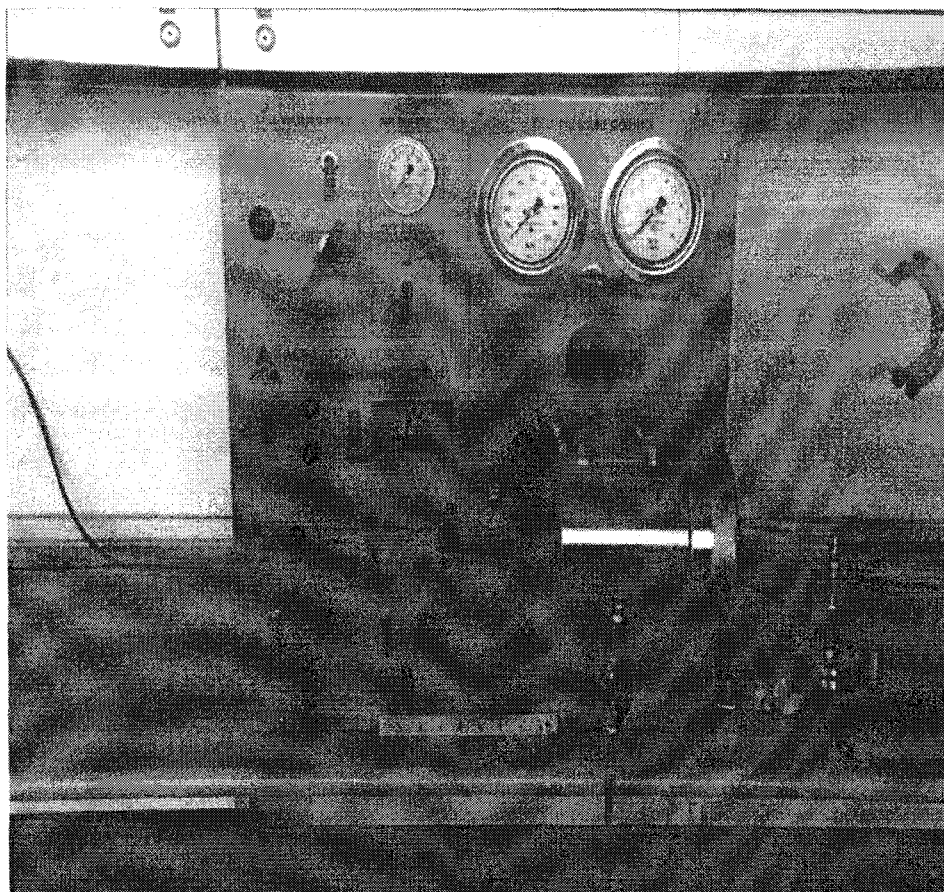
ตาราง 9.3 ผลการวัดค่าความพรุนจากเครื่อง porosimeter ชุดที่ 1

Sample Number	Field Location	Rock Type	Vol. Billet Removed (mm ³)	P _f (psia)	P _b (psia)	Dry Weight (mm)	P _{os} (psia)	P _s (psia)	Volume Removed (mm ³)	Temp (°C)	Length (mm)	Diameter (mm)	RV (mm ³)	GV (mm ³)	BV (mm ³)	PV (mm ³)	Porosity (%)	GD (g/cc)
1	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	157.29	100.00	68.97	71.33	16	51.17	38.55	40.54	58.24	59.72	2.91	4.9	2.701
2	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	158.87	100.02	69.76	71.33	16	51.02	38.53	40.54	58.89	59.49	2.26	3.8	2.698
3	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	158.13	100.00	69.32	71.33	16	51.00	38.50	40.54	58.54	59.37	2.61	4.4	2.701
4	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	159.38	100.00	70.15	71.33	16	51.15	38.57	40.54	59.23	59.76	1.92	3.2	2.691
5	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	160.76	100.01	70.75	71.33	16	51.20	38.55	40.54	59.71	59.76	1.44	2.4	2.692
6	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	160.66	100.02	70.75	71.33	16	51.10	38.55	40.54	59.71	59.64	1.44	2.4	2.691
7	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	159.06	100.01	69.93	71.33	16	51.65	38.63	40.54	59.04	60.54	2.11	3.5	2.694
8	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	159.86	100.03	70.32	71.33	16	51.60	38.53	40.54	59.35	60.16	1.80	3.0	2.694
9	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	153.57	100.02	70.01	71.33	16	51.12	38.60	40.54	59.10	59.82	2.05	3.4	2.598
10	1	Limestone	10.18	88.74	72.57	151.98	100.00	70.02	71.33	16	51.07	38.85	40.54	59.12	60.54	2.03	3.4	2.571
11	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	166.94	100.00	70.41	71.33	18	52.17	38.40	42.56	59.44	60.42	1.71	2.8	2.808
12	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	167.83	100.00	70.87	71.33	18	51.97	38.43	42.56	59.84	60.28	1.31	2.2	2.805
13	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	165.26	100.01	69.63	71.33	18	51.30	38.27	42.56	58.76	59.01	2.39	4.0	2.812
14	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	169.13	100.00	71.30	71.33	18	52.47	38.33	42.56	60.20	60.55	0.95	1.6	2.810
15	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	165.68	100.03	69.87	71.33	18	51.27	38.40	42.56	58.96	59.38	2.19	3.7	2.810
16	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	160.88	100.02	67.66	71.33	18	52.07	38.40	42.56	56.98	60.30	4.17	6.9	2.824
17	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	164.04	100.02	69.15	71.33	18	50.70	38.37	42.56	58.33	58.62	2.82	4.8	2.812
18	2	Dolomite	10.18	87.65	72.46	163.05	100.01	68.53	71.33	18	52.57	38.40	42.56	57.78	60.88	3.37	5.5	2.822

Remark : In the field location block, number 1 is the area of Saraburi, Phetchabun provinces and khao Somposhm. Number 2 is the area near kho Somposhm.

ตาราง 9.4 ผลการวัดค่าความพรุนจากเครื่อง porosimeter ชุดที่ 2

Date	Sample number	Field location	Rock type	Length (mm)	Diameter (mm)	Total weight	Bulk volume mm ³	Porosity
10/5/01	#1	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	157.28	59.72	4.90
10/5/01	#2	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	157.29	59.72	4.90
10/5/01	#3	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	158.87	59.49	3.80
10/5/01	#4	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	158.13	59.37	4.40
10/5/01	#5	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	159.27	59.58	3.40
10/5/01	#6	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	160.28	59.82	2.70
10/5/01	#7	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	160.00	59.95	2.90
10/5/01	#8	Amphur Nam Nao, Phetchabun	Limestone	51.17	38.55	160.12	59.95	2.90
10/5/01	#9	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	159.38	59.76	3.20
10/5/01	#10	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	160.76	59.76	2.40
10/5/01	#11	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	160.66	59.64	2.40
10/5/01	#12	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	159.06	60.54	3.50
10/5/01	#13	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	159.86	60.16	3.00
10/5/01	#14	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	153.57	59.82	3.40
10/5/01	#15	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	151.98	60.54	3.40
10/5/01	#16	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	160.25	60.11	2.90
10/5/01	#17	Khao Somposhn	Limestone	51.17	38.55	160.11	60.64	2.80



รูป 9.5 เครื่องมือ Overburden Poro-perm Cell ที่ใช้วัดค่าการซึมผ่านได้ (permeability)
ของหินตัวอย่าง

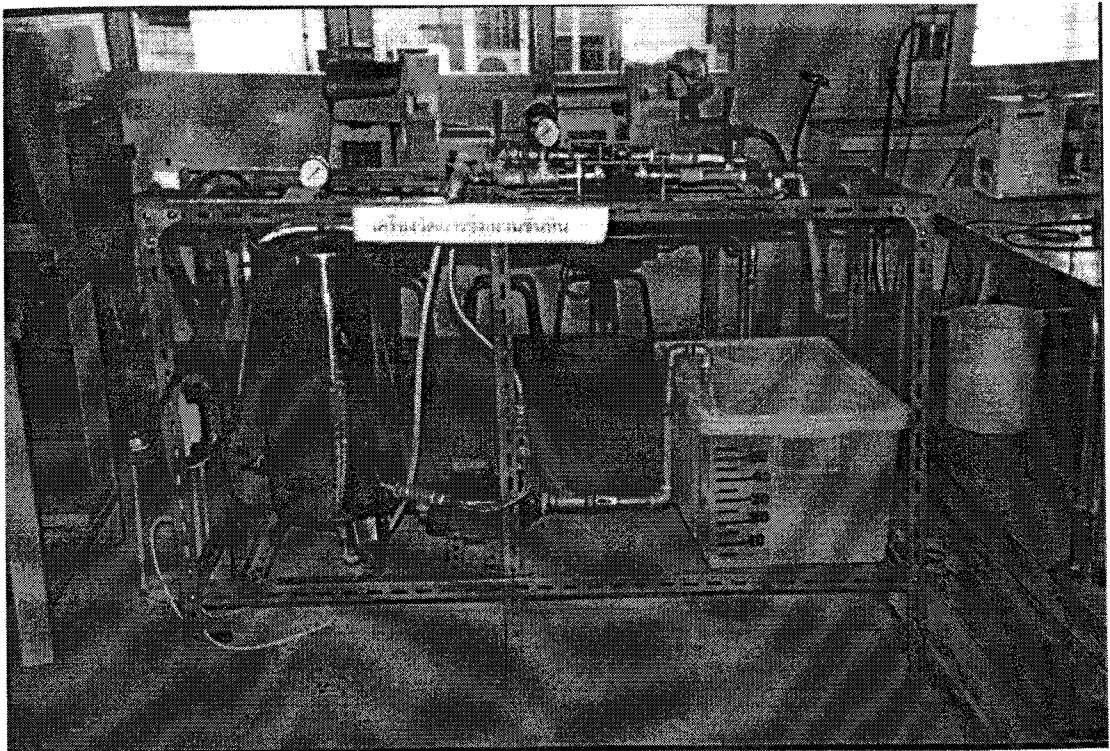
ผลการวิเคราะห์หาค่า permeability แสดงดังตาราง 9.5

ตาราง 9.5 ผลการวัดค่าการซึมผ่านได้ (permeability) ของหินตัวอย่าง

Stop	L(cm)	D (cm)	A (cm ²)	Temp (°C)	μ_g	P _i	BP	V (cm ³)	Time(Sec)	Q (cm ³ /Sec)	K(mD)	K _{actual} (mD)
1	5.005	3.835	11.55103	32	0.017541	58.08	982	0.1	226.29	0.000442	0.00027	0.000265
2	5.12	3.828	11.5089	28	0.017413	55.12	987	0.1	251	0.000398	0.00027	0.000267
3	5.215	3.812	11.41289	29	0.017447	58.17	984	0.1	240.51	0.000416	0.00026	0.000261
4	5.192	3.83	11.52093	28	0.017413	58.17	986	0.1	319.24	0.000313	0.00019	0.000194
5	4.977	3.833	11.53898	32	0.017541	58.33	982	0.1	429.75	0.000233	0.00014	0.000138
6	5.057	3.827	11.50289	27	0.017377	57.8	986	0.1	309.84	0.000323	0.00020	0.000197
7	5.035	3.833	11.53898	30	0.01748	57.78	983	0.1	239.66	0.000417	0.00026	0.000254
8	5.002	3.822	11.47285	30	0.01748	55.15	983	0.1	186	0.000538	0.00036	0.000353
9	5.068	3.823	11.47885	27	0.017377	55.45	987	0.1	67.13	0.00149	0.00100	0.000978
10	5.145	3.813	11.41888	28	0.017413	57.81	986	0.1	277.3933	0.00036	0.00023	0.000226
11	5.127	3.83	11.52093	27	0.017377	56.88	987	0.1	151.14	0.000662	0.00043	0.000420
12	5.223	3.827	11.50289	26	0.017339	57.8	988	0.1	217.3533	0.00046	0.00029	0.000289
13	5.145	3.82	11.46084	26	0.017339	57.78	987	0.1	257	0.000389	0.00024	0.000242
14	5.233	3.827	11.50289	26	0.017339	57.65	988	0.1	174.965	0.000572	0.00037	0.000362
15	5.123	3.825	11.49087	27	0.017377	57.88	987	0.1	270.92	0.000369	0.00023	0.000228
16	5.098	3.818	11.44885	27	0.017377	57.74	987	0.1	290.65	0.000344	0.00021	0.000213
17	5.043	3.828	11.5089	29	0.017447	57.81	983	0.1	427.98	0.000234	0.00014	0.000142

9.6 การสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

เนื่องจากแหล่งก๊าซธรรมชาติที่เป็นหินปูน มีค่า Porosity และ Permeability น้อยมากจนไม่สามารถจะสร้างแบบจำลองแบบย่อมาตราส่วนในห้องปฏิบัติการได้ หัวหน้าโครงการวิจัยจึงสร้างเครื่องมือวัด Permeability แทน ดังแสดงในรูปที่ 9.6 อย่างไรก็ตาม เครื่องมือที่ผลิตขึ้นมานี้ ไม่สามารถวัดค่า Permeability ของหินปูนได้ เนื่องจากมีค่าน้อยเกินไป แต่สามารถวัดค่า Permeability ของหินทรายได้



รูปที่ 9.6 เครื่องมือวัด Permeability ที่ผลิตขึ้นเอง

สรุป

หินตัวอย่างกว่า 30 หินตัวอย่างที่เป็นหินปูน limestone และ dolomite เก็บจากจังหวัดสระบุรี เพชรบูรณ์ และลพบุรี วัดค่าความพรุน (porosity) โดยใช้เครื่องมือ porosimeter (Boyle's Law) หินปูน limestone มีค่าความพรุนเฉลี่ย 3.44% และหินปูน dolomite มีค่า porosity เฉลี่ย 3.95% ส่วนค่าการซึมผ่านได้ (permeability) วัดได้โดยใช้เครื่องมือ Overburden poro-perm ในช่วงแรกตัวอย่างหินส่วนใหญ่มีค่าการซึมผ่านได้น้อยมากเครื่องมือไม่สามารถวัดได้ ต่อมามีการปรับและนำหลอดวัดปริมาตรเล็ก

0.1 cc มาวัดสามารถวัดได้แต่ค่าที่ออกมาน้อยเกินไป จึงสรุปว่าค่า permeability ที่วัดได้ไม่ตรงกับค่าที่อยู่ในหินกักเก็บจริง ๆ อย่างไรก็ตามค่า permeability ที่ควรจะเป็นจริงซึ่งได้รวบรวมจากผลการทดสอบ อัตราการไหลของแหล่งก๊าซที่พบแล้วมีค่าอยู่ประมาณ 0.2-0.8 md ฉะนั้นค่า permeability ที่จะนำไปใช้ในการจำลองแบบคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซจะใช้ค่านี้นี้แทนค่าที่ได้จากการวัดและค่าที่ได้จากการทดลอง ผลิตจำลองจากคอมพิวเตอร์ (reservoir simulation) ค่าความพรุนเฉลี่ยควรเป็น 0.6 md.

บทที่ 10

แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

10.1 ทฤษฎี

แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม (Reservoir Simulation) ได้ใช้เทคนิคสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์และใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณพฤติกรรมการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม (mathematical mode) การจำลองแหล่งปิโตรเลียมใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ (Software) ช่วยคำนวณแบบจำลองคณิตศาสตร์ของลักษณะและผลการไหลของของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจำลองให้ได้ผลออกมาสมจริงดังการไหลในแหล่งปิโตรเลียมจริง ๆ

แบบจำลองคณิตศาสตร์คอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมนี้นิยมใช้ทั่วไปและอย่างกว้างขวาง เพราะเขาสามารถแก้ปัญหาต่าง ๆ ที่วิธีคำนวณแบบอื่น ๆ ทำไม่ได้ การจำลองแหล่งคอมพิวเตอร์แบบนี้สามารถอธิบายปริมาณการไหลของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน ที่มีแผนการผลิตอย่างใดอย่างหนึ่งได้ นอกจากนี้จะสามารถอธิบายลักษณะของแหล่งปิโตรเลียมได้แล้ว ยังสามารถใช้ผลิตตามความต้องการของตลาดใช้ในการวางแผนการลงทุนและใช้ตามกฎระเบียบของรัฐบาลได้อย่างมีประสิทธิภาพตามที่ต้องการ อย่างไรก็ตามถึงแม้ว่าแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมจะใช้แก้ปัญหาที่ยุ่งยากซับซ้อนได้ดี แต่ก็นิยมใช้แก้ปัญหาที่ง่าย ๆ เหมือนกัน เพราะการจำลองแหล่งปิโตรเลียมทางคอมพิวเตอร์มักจะเป็นวิธีที่ดีที่สุด เพราะมันรวดเร็วกว่า ประหยัดกว่าและได้ผลที่สมจริงกว่าวิธีอื่น ๆ

การจัดประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

สามารถแบ่งประเภทแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมเป็น

1. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหนึ่งเดียว (ของเหลวหรือก๊าซ) (Single phase reservoir Simulator)
2. แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมของไหลหลายชนิด (Multiphase Reservoir Simulator)
 - 2.1 แบบจำลอง Black-Oil
 - 2.2 แบบจำลองแปรผันส่วนประกอบของไหล (Compositional Simulator)

การใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

- ประเมินลักษณะของแหล่งปิโตรเลียม วิเคราะห์และทำให้เข้าใจถึงพฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียม
- คำนวณปริมาณการผลิตปิโตรเลียมกับระยะเวลาการผลิต

- ประมาณอายุการผลิตของแหล่งปิโตรเลียม
- ทำการประเมินผลการเคลื่อนไหวของข้อมูล (Model sensitivity) เพื่อคาดประมาณค่าต่างๆ คือ
 - หาความจำเป็นที่จะต้องใส่ข้อมูลเพิ่ม
 - เปรียบเทียบขบวนการผลิตที่แตกต่างกันหลายแบบ
 - วางแผนเพื่อพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมและทางเลือกต่าง ๆ
 - เลือกจะออกแบบการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมที่ได้ประโยชน์สูงสุด

ประโยชน์ของการใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

- รวบรวมข้อมูลทั้งหมดที่เกี่ยวข้องกับแหล่งปิโตรเลียมมาอยู่ในฐานข้อมูล กะทัดรัดเดียวกัน
- ให้โอกาสทดลองผลิตแหล่งปิโตรเลียมก่อนที่จะมีการผลิตจริง ๆ
- สามารถผลิตแหล่งปิโตรเลียมหลายครั้ง เพื่อตรวจสอบทางเลือกต่าง ๆ
- สามารถใช้เหมือนกับเครื่องมือบริหารจัดการสำหรับที่จะเลือกแผนการพัฒนาและวิธีการดำเนินการผลิตที่มีการเปลี่ยนแปลงได้
- แสดงให้เห็นข้อมูลพื้นฐานร่วมกันระหว่างบริษัทผู้ดำเนินการและหน่วยงานที่ควบคุมดูแลทรัพยากรปิโตรเลียม

ในงานวิจัยนี้ได้ใช้ซอฟต์แวร์ที่เรียกว่า “Black-oil” เป็น โปรแกรมคอมพิวเตอร์สร้างแบบจำลองและคำนวณพฤติกรรมต่าง ๆ ของแหล่งปิโตรเลียม

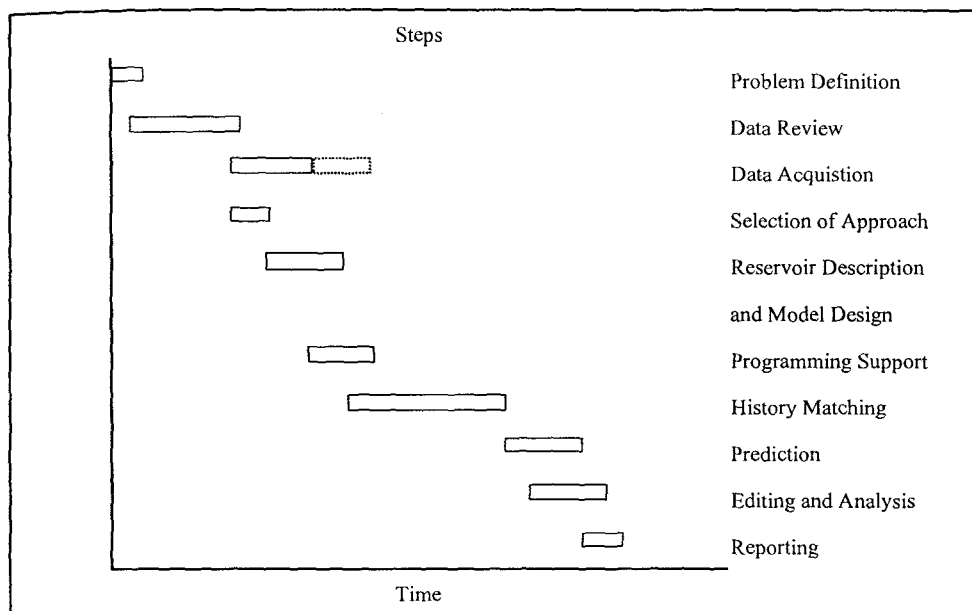
ประโยชน์ของโปรแกรมซอฟต์แวร์ “Black Oil Simulaiton”

ซอฟต์แวร์ที่นำมาใช้ในการศึกษาครั้งนี้เรียก “Work Bench” เป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่จัดทำให้กองเชื้อเพลิงธรรมชาติ (ปัจจุบันเรียกว่า กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ) โดยบริษัท Schlumberger เป็นโปรแกรมที่ใช้ในการทำแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมที่แก้ปัญหของแหล่งปิโตรเลียมที่มีของไหล หนึ่งชนิด หรือ สองชนิด หรือสามชนิดก็ได้ และมีลักษณะการไหลทิศทางเดียว สองทิศทางหรือแม้แต่การไหลแบบ 3 ทิศทาง (3-dimensions) ก็สามารถวิเคราะห์พฤติกรรมของแหล่งปิโตรเลียมได้

ซอฟต์แวร์ Black-Oil Simulators ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์รุ่นแรกๆ ที่พัฒนาขึ้นมาใช้ในการจำลองแหล่งปิโตรเลียมก็ยังคงนิยมใช้บ่อยมากจนถึงปัจจุบัน โปรแกรมคอมพิวเตอร์เหล่านี้สามารถจำลองการไหลของน้ำมัน น้ำ และก๊าซ และสามารถใช้ได้สำหรับปริมาณก๊าซที่ละลายในน้ำมันที่เปลี่ยนแปลงไปตามความดัน แต่ไม่สามารถจำลองการเปลี่ยนแปลง ส่วนประกอบ (Composition) ในน้ำมันหรือก๊าซได้ เมื่อแหล่งจำลองแบบ Black-Oil Simulators ถูกใช้อย่างถูกต้อง ผู้ใช้สามารถเชื่อมั่นได้

ว่าผลการคำนวณออกมาจะได้คำตอบที่เป็นจริงและเชื่อถือได้ ถ้าข้อมูลที่ใส่เข้าไปมีความสมบูรณ์และตรงกับความจริงอย่างสมเหตุสมผล

ในการทำกิจกรรมแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียมจะต้องมีการวางแผนและปฏิบัติตามแผนต่าง ๆ ดังแสดงในเห็นแผนการปฏิบัติตามรูป 10.1



รูป 10.1 แสดงขั้นตอนแผนกิจกรรมการปฏิบัติในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปีโตรเลียม

Problem Definition กำหนดข้อปัญหา ชั้นแรกของการศึกษาคือ

กำหนดปัญหาพฤติกรรมของแหล่งปีโตรเลียมรวมทั้งปัญหาที่เกิดขึ้นในการดำเนินการเพื่อที่จะทำเช่นนี้ จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งปีโตรเลียมและสิ่งแวดล้อมในการดำเนินการให้เพียงพอที่จะบ่งชี้ว่าพฤติกรรมการผลิตและการดำเนินการเช่นไร เป็นที่ต้องการในอนาคตและควรจะเกิดขึ้นเวลาใด และสิ่งเหล่านี้จะสามารถสนับสนุนอย่างไรต่อแผนการบริหารจัดการแหล่งปีโตรเลียม

Selecting the Study Approach การเลือกข้อมูลและวิธีการศึกษาหลังจากมีการกำหนดปัญหาลักษณะการไหลของของไหลแล้วจะต้องตัดสินใจว่าแหล่งจำลองประเภทไหนจะเหมาะสมกับแหล่งปีโตรเลียมนั้น ๆ มากที่สุด และสามารถแก้ปัญหาต่าง ๆ ได้ดีที่สุด และปกติแล้วก็ไม่จำเป็นหรือต้องตัดสินใจพยายามที่จะจำลองแหล่งปีโตรเลียมหมดทั้งแหล่ง ตัวประกอบที่จะมีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและสร้างแบบจำลองประกอบไปด้วย

1. ความสามารถของคอมพิวเตอร์โปรแกรม ซอฟแวร์ที่มีอยู่ในการแก้ปัญหาต่าง ๆ ของกลศาสตร์แหล่งปีโตรเลียม

2. การเปลี่ยนแปลงที่จะต้องกระทำในการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่าง ๆ
3. ชนิดและจำนวนที่จะทดลองผลิตในแบบจำลองเพื่อให้ครบตามจุดประสงค์ของการศึกษาวิจัย
4. เวลา กำลังคน เครื่องคอมพิวเตอร์ และงบประมาณที่มีอยู่สำหรับการศึกษาวิจัย
5. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบผลการจำลอง และ
6. ความพร้อมของทรัพยากรต่าง ๆ ที่อยู่โดยรอบที่ความต้องการที่จะช่วยให้การศึกษาวิจัยสมบูรณ์ในขณะนั้น

การรายงาน (Reporting) ขั้นตอนสุดท้ายของการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียมคือการรวบรวมผล สรุปเป็นรายงานที่ชัดเจน สั้น และกระชับ รูปแบบรายงานก็จะมีตั้งแต่ บันทึก บริคณห์สนธิระหว่างหน่วยงานอย่างสั้น ๆ สำหรับการศึกษาขนาดเล็ก ไปกระทั่งรายงานฉบับหนาที่สมบูรณ์ไปโดยรูปแสดงสีต่าง ๆ สำหรับการศึกษาแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ ไม่ว่าจะเป็นรายงานแบบไหนขนาดไหน รายงานจะต้องกำหนดเป้าหมายของการศึกษา อธิบายการใช้แบบจำลอง และแสดงผล และสรุปผลโดยมีคำอธิบายครบถ้วนเหมาะสมกับเป้าหมายการศึกษาวิจัยนั้น ๆ

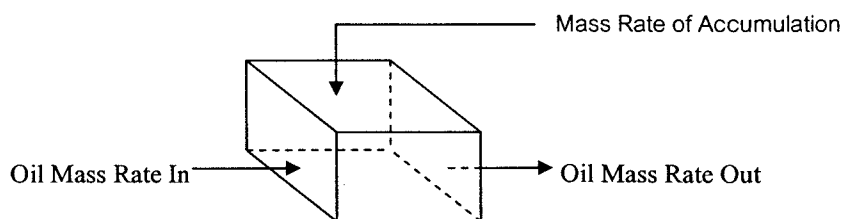
หลักการขั้นมูลฐานของแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม

- การได้มาของสมการการไหลของไหลหลายชนิด (Derivation of Multiphase Flow Equations)

สมการการไหลของไหล แต่ละชนิดถูกพัฒนามาใช้เทียบเท่ากับเหมือนมีการไหลชนิดต่าง ๆ ชนิดเดียวที่ละชนิด

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

การสมดุลย์ของสสารใช้หน่วยปริมาตรต่อเวลาเรลของน้ำมันดังแสดงต่อไปนี้



รูปที่ 10.2 การสมดุลย์มวลสารของน้ำมันการไหลเชิงเส้น (Linear system)

การไหลเชิงเส้น (Linear system)

มวลไหลเข้า - มวลไหลออก = มวลสะสมในหน่วยส่วน

$$\left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_x - \left(-A \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x+\Delta x} = V \left[\frac{\left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right)^n}{\Delta t} \right] \quad 10.1$$

เมื่อ

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

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

ใส่ข้อกำหนดขนาดให้เล็กลงเข้าใกล้ศูนย์สมการ (10.1) เขียนเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad 10.2$$

สำหรับการไหลแบบรัศมี (radial system) สมการจะเขียนเป็น

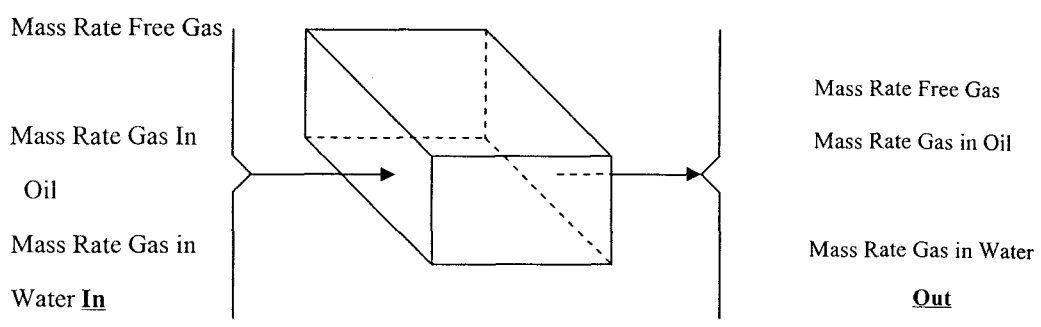
$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad 10.3$$

ก๊าซ ; การสมดุลมวลสารของก๊าซจะต้องรวมเอาก๊าซทั้งหมดที่อยู่ในระบบคือ ก๊าซอิสระ ก๊าซที่ละลายในน้ำและน้ำมัน

มวลก๊าซไหลเข้า - มวลก๊าซไหลออก = มวลก๊าซสะสมในหน่วยส่วนก๊าซจากส่วนต่าง ๆ ที่อยู่ในระบบ ดังแสดงในรูป 10.3 เขียนอยู่ในรูปของมวลน้ำหนัก ดังนี้

$$\left[-A \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{sok_o}}{\mu_o B_o} + \frac{R_{swk_w}}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_x - \left[-A \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{sok_o}}{\mu_o B_o} + \frac{R_{swk_w}}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right]_{x+\Delta x} = V \left[\frac{\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^{n+1} - \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right)^n}{\Delta t} \right] \quad 10.4$$

Free	Gas	Gas
Gas	in	in
	oil	water



รูป 10.3 การสมดุลของมวลก๊าซในหน่วยส่วน

เมื่อกำหนดส่วนให้เล็กเข้าใกล้ศูนย์สมการจะเป็น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad 10.5$$

For a radial system the following equation is obtained:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \right) \frac{\partial P}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so} S_o}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad 10.6$$

น้ำ : ของไหลที่เป็นน้ำก็จำเป็นเช่นของไหลอื่นที่จะต้องมาเขียนสมการการไหล สำหรับการไหลเชิงเส้น

$$\frac{\partial}{\partial x} \left[\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial P}{\partial x} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad 10.7$$

สำหรับการไหลแบบรอบรัศมี

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left[r \frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial p}{\partial r} \right] = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \frac{S_w}{B_w} \right] \quad 10.8$$

การขยายสมการในแบบของการไหลรอบรัศมี (Radial Form)

การทำให้สมการไหลของของไหลหลายชนิด เป็นสมการสากลของการไหลแบบไม่คงตัว (Unsteady-state) ของน้ำมัน ก๊าซ และน้ำในช่องว่างของหินได้โดยนำสมการของของไหลแต่ละชนิดมารวมกันเป็นสมการเดียวกัน ในการทำเช่นนี้ ข้อสังเกตและความสัมพันธ์หลายอย่างที่แท้จริงจะต้องทำเข้ามาใช้

ความจริงข้อที่ 1 สัดส่วนของไหลแต่ละชนิดในช่องว่างของหินรวมกันเท่ากับ 1

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad 10.9$$

ดังนั้น

$$\frac{\partial}{\partial t} [S_o + S_g + S_w] = 0 \quad 10.10$$

อัตราการเปลี่ยนแปลงความดันต่อเวลาถึงว่าน้อย เมื่อยกกำลังสองก็ยิ่งน้อยเข้าใกล้ศูนย์

$$\left(\frac{\partial P}{\partial t}\right)^2 \approx 0 \quad 10.11$$

รวมสมการเหล่านี้อยู่ในรูปของการไหลแบบบีโคมและคุณสมบัติ (10.3) ด้วย B_o

$$\begin{aligned} \frac{B_o}{r} \left[\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + r \frac{\partial P}{\partial r} \frac{k_o}{\mu_o} \left(-\frac{1}{B_o^2} \right) \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial r} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial P}{\partial r} \right] \\ = \phi B_o \left(\frac{1}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{S_o}{-B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \end{aligned} \quad 10.12$$

ขยายโดย differentiation จะได้

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} - \frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad 10.13$$

Neglecting $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ terms, Eq.(10.13) becomes

$$\frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{k_o}{\mu_o} \frac{\partial P}{\partial r} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad 10.14$$

which is:

$$\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \frac{k_o}{\mu_o} = \phi \left(\frac{\partial S_o}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad 10.15$$

สมการก๊าซ (10.6) คูณด้วย B_g และขยายเป็น

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

$$+ \frac{1}{B_g} \frac{\partial S_g}{\partial t} - \frac{S_g}{B_g^2} \frac{\partial B_g}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \quad (10.16)$$

Collecting terms:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_o B_g}{\mu_o B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 + \frac{k_w B_g}{\mu_w B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\ & - \frac{k_o R_{so}}{\mu_o B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_w B_g}{\mu_w B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{k_g}{\mu_g B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \\ & + \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \\ & = \phi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\ & + \phi \left(\frac{B_g R_{so}}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad (10.17) \end{aligned}$$

Neglecting $\left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2$ terms in the above equation:

$$\begin{aligned} & \left(\frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} + \frac{k_g}{\mu_g} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \\ & = \phi \left(\frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{R_{so} S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{R_{sw} S_w B_g}{B_w^2} \frac{\partial B_w}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right) \frac{\partial P}{\partial t} \\ & + \phi \left(\frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) \quad (10.18) \end{aligned}$$

สมการนำ (10.8) คูณด้วย B_w และขยายสมการเป็น

$$\frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{k_w}{\mu_w} \frac{\partial P}{\partial r} \frac{1}{r} = \phi \left(\frac{\partial S_w}{\partial t} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \quad (10.19)$$

รวมสมการของน้ำมัน (10.14) และ (10.19) เข้าด้วยกันจะได้

$$\left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} \right) \left(\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \phi \left[\frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_w}{\partial t} - \left(\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \right) \right] \quad (10.20)$$

รวมสมการ (10.18) and (10.20) เข้าด้วยกันจะได้

$$\begin{aligned}
& \left(\frac{\partial^2 P}{\partial t^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w} + \frac{k_g}{\mu_g} + \frac{k_o R_{so} B_g}{\mu_o B_o} + \frac{k_w R_{sw} B_g}{\mu_w B_w} \right) \\
& = \phi \left[\left(\frac{\partial S_w}{\partial t} + \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{\partial S_g}{\partial t} \right) - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_s B_g}{B_{wo}} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_s}{\partial P} \right. \\
& \quad \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} \\
& \quad + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t}
\end{aligned} \tag{10.21}$$

$$\text{แต่ } S_g + S_o + S_w = 1 \tag{10.22}$$

$$\text{และ } \frac{\partial}{\partial t} (S_g + S_o + S_w) = 0 \tag{10.23}$$

ด้านขวาของสมการ (10.21) ลดลงเหลือ

$$\begin{aligned}
\text{RHS} = \phi & \left[- \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \right) + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \left(1 + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \right) \right. \\
& \left. + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \right] \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t}
\end{aligned} \tag{10.24}$$

แทนค่าสมการ 10.15 และ 10.19 ลงในสมการ 10.24 ด้านซ้ายมือรวมอยู่ในเทอมของ $\frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} \right)$ และ

เทอม saturations ที่สัมพันธ์กับเวลา

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

$$-\frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \quad 10.25$$

รวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 10.25 และให้

$$c_t = -\frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} + \frac{S_o B_g}{B_o} \frac{\partial R_{so}}{\partial P} - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} + \frac{S_w B_g}{B_w} \frac{\partial R_{sw}}{\partial P} - \frac{S_g}{B_g} \frac{\partial B_g}{\partial P} \quad 10.26$$

จะได้สมการ 10.25 เป็น

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t + \phi \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} - \phi \frac{S_o B_g}{B_o^2} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} + \phi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \\ - \phi \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = \phi \left(c_t \frac{\partial P}{\partial t} - \frac{S_o}{B_o} \frac{\partial B_o}{\partial P} \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial P}{\partial t} \right. \\ \left. - \frac{S_w}{B_w} \frac{\partial B_w}{\partial P} \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial P}{\partial t} + \frac{R_{so} B_g}{B_o} \frac{\partial S_o}{\partial t} + \frac{R_{sw} B_g}{B_w} \frac{\partial S_w}{\partial t} \right) \quad 10.27 \end{aligned}$$

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

รวบรวมเทอมเหมือนในสมการ 10.27 และหักลบเทอมเหมือนที่มีเครื่องหมายตรงข้ามกันจะได้สมการเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) \left(\frac{k}{\mu} \right)_t = \phi c_t \frac{\partial P}{\partial t} \quad 10.28$$

และสุดท้ายเป็น

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right) = \left(\frac{k}{\mu} \right)_t \frac{\partial P}{\partial t} \quad 10.29$$

สมการนี้สมมติว่าความสามารถเคลื่อนไหลของของไหลไม่เปลี่ยนแปลงไปตามระยะรัศมี สมการ 10.29 เป็นสมการการไหลแบบไม่คงตัวของของไหล 3 ชนิดคือน้ำมัน ก๊าซ และน้ำ แบบรัศมี แก่สมการนี้จะได้อำนาจของความดัน (pressures) ที่จุดต่าง ๆ บนแนวรัศมีในเวลาต่าง ๆ สมการนี้เป็นแบบฉบับพื้นฐานสำหรับวิเคราะห์หาความดันของการไหลของไหลหลายชนิด

การกระจายในแบบแนวเส้นมิติเดียว ให้สมการแต่ละชนิดของของไหลเป็น

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) + q_o = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_o}{B_o} \right) \quad \text{สำหรับน้ำมัน} \quad 10.30$$

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \phi_w}{\partial x} \right) + q_w = V_R \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad \text{น้ำ} \quad 10.31$$

$$A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_g}{\mu_g B_g} \frac{\partial \phi_g}{\partial x} + \frac{R_{so} k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} + \frac{R_{sw} k_w}{\mu_w B_w} \frac{\partial \phi_w}{\partial x} \right) + q_g$$

$$= V_R \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_g}{B_g} + \frac{R_{so}}{B_o} + \frac{R_{sw} S_w}{B_w} \right) \right] \quad \text{ก๊าซ} \quad 10.32$$

เราสามารถรวมสมการเหล่านี้เข้าด้วยกันเพื่อให้ได้สมการการไหลในแหล่งกักเก็บ
เพื่อที่จะทำเช่นนี้ เราจะต้องใช้เงื่อนไขช่วงอย่างเข้ามาช่วยคือ

เทอมพลังงานศักย์อาจเขียนในรูปของ

The potential terms are defined as:

$$\Phi_o = P_o + \rho_o gh \quad \text{สำหรับน้ำมัน} \quad 10.33$$

$$\Phi_g = P_g + \rho_g gh \quad \text{สำหรับก๊าซ} \quad 10.34$$

$$\Phi_w = P_w + \rho_w gh \quad \text{สำหรับน้ำ} \quad 10.35$$

เทอมความดัน Capillary Pressure เขียนเป็น

$$P_{cw} = P_o - P_w \quad 10.36$$

$$P_{cg} = P_g - P_o \quad 10.37$$

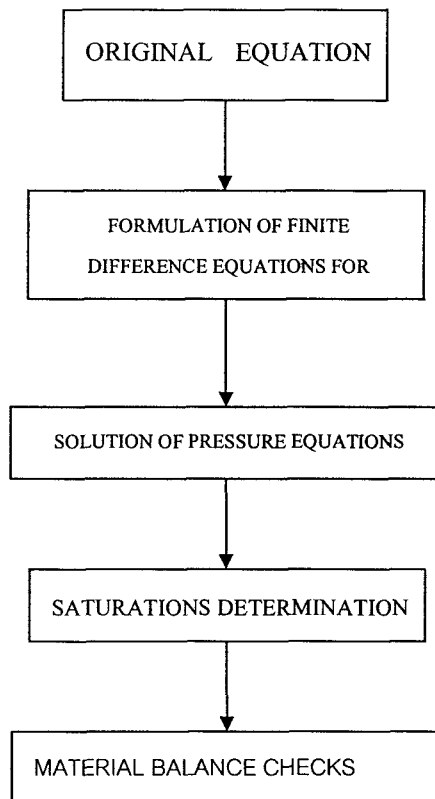
สมการ 10.30 ถึง 10.37 สามารถรวมกันได้โดยใช้สมการสัดส่วนของในผล 10.10 จะได้

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

$$+ \lambda_o \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \Big] = \beta_1 \frac{\partial P_o}{\partial t} + \beta_2 \quad 10.38$$

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

สำหรับการไหล 2 มิติ สมการ สามารถขยายเพื่อรวมการไหลแนวทาง y เข้าด้วยกัน
วิธีที่จะแก้สมการนี้ มี 2 วิธีพื้นฐาน แนวทางหนึ่งที่ใช้แก้สมการ ได้แสดงให้เห็นจากรูป
ขั้นตอนการแก้ปัญหาต่อไปนี้



รูป 10.4 ขั้นตอนการหาค่าตอบจากสมการการไหล

Finite-Difference Analog

$$\begin{aligned}
 & A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T \frac{\partial p_o}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial p_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial p_{cw}}{\partial x} \right) \\
 & + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial (\rho_g gh)}{\partial x} + \lambda_o \frac{\partial (\rho_o gh)}{\partial x} + \lambda_w \frac{\partial (\rho_w gh)}{\partial x} \right) = B_1 \frac{\partial p_o}{\partial t} + B_2 \quad 12.39
 \end{aligned}$$

สมการ finite-difference.10.39 สามารถดำเนินต่อไปโดยแทนที่ด้วยสมการ differential equation ชั้นแรกสมมติว่าไม่ใช้การทำซ้ำ noniterative เพื่อหาค่าเทอม ความดัน สัดส่วนของไหลและความดันช่องเล็ก pressure, saturation, and capillary ซึ่งในกรณีเช่นนี้เราสามารถให้ระดับช่วงเวลาดังต่อไปนี้

$$\begin{aligned} & A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_T^n \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial x} \right) + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g \frac{\partial P_{cg}}{\partial x} - \lambda_w \frac{\partial P_{cw}}{\partial x} \right)^n \\ & + A_x \frac{\partial}{\partial x} \left(\lambda_g^n \frac{\partial (\rho_{ggh})}{\partial x} + \lambda_o^n \frac{\partial (\rho_{ogh})}{\partial x} + \lambda_w^n \frac{\partial (\rho_{wgh})}{\partial x} \right) \\ & = B_1 \frac{\partial P_o^{n+1}}{\partial t} + B_2^{n+1} \end{aligned} \quad 10.40$$

แต่ละเทอมข้างบนสามารถแยก differentiate ได้ สิ่งที่สำคัญที่สุดคือ เทอมแรกที่เป็นความดันของน้ำมันที่ระดับเวลา (n+i) เมื่อทุกตัวอื่นอยู่ระดับเวลา n ต่างก็สมมติว่ารู้ค่าแล้ว สามารถรวมกลุ่มกันและย้ายมาอยู่ด้านขวามือ

สมการแบบ finite-difference ของเทอมแรกด้านซ้ายของสมการ 10.40 จะเป็น

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

10.41

สมการ 10.41 อยู่บนพื้นฐานที่พื้นที่ A_x คงตัว ถ้าพื้นที่เปลี่ยนแปลงได้ ค่าของ A_x ต้องเข้ามาอยู่ในวงเล็บดังนั้น

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

$$-A_{xi-1/2} \lambda_{Ti-1/2} \left[\left(\frac{P_{oi} - P_{oi-1}}{\frac{\Delta X_i + \Delta X_{i-1}}{2}} \right) \right] \quad 10.42$$

เทอม mobility $\lambda_{Ti\pm 1/2}$ ถูกประเมินค่าระหว่างเซลล์ที่อยู่ต่อกัน เมื่อการไหลเกิดขึ้น เทอมนี้นักคิดทั่วไปแล้วจะถูกเลือกจากค่าการเคลื่อนไหล (mobility) เซลล์ต้นทางสมการ 10.41 และ 10.43 สามารถทำให้ง่ายเข้าเพื่อให้ได้ค่าเทอมต่าง ๆ ก็รวมเข้าค่าการเคลื่อนไหลและขนาด (geometry) เข้าด้วยกัน และคงเทอมความดัน (pressure) ไว้ยกตัวอย่างทำด้านซ้ายของสมการให้ง่ายเข้าและให้เท่ากับด้านขวามือเราจะได้

$$X_{i+1/2} (P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2} (P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{\partial P_{oi}^{n+1}}{\partial t} + C^n \quad 10.43$$

ในสมการ 10.43 เทอม X อยู่บนด้านซ้ายมือได้รวมเอาเทอม Mobility และ rock geometry เข้าด้วยกันและเทอม Cⁿ บนด้านขวาของสมการได้รวมเอาค่าต่าง ๆ ที่ทราบค่าจากการคำนวณมาก่อนที่ระดับเวลา n เทอม derivative ของความดันเทียบกับเวลาสามารถเขียนได้เป็น

$$\frac{\partial P_{oi}}{\partial t} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t^n} \quad 10.44$$

และเมื่อขึ้นระดับเวลาใหม่ (n+1) ค่าความดันที่ระดับเวลาใหม่ในสมการ 10.43 เขียนได้เป็น

$$X_{i+1/2} (P_{oi+1} - P_{oi})^{n+1} - X_{i-1/2} (P_{oi} - P_{oi-1})^{n+1} = \frac{P_{oi}^{n+1} - P_{oi}^n}{\Delta t_n} + C^n \quad 10.45$$

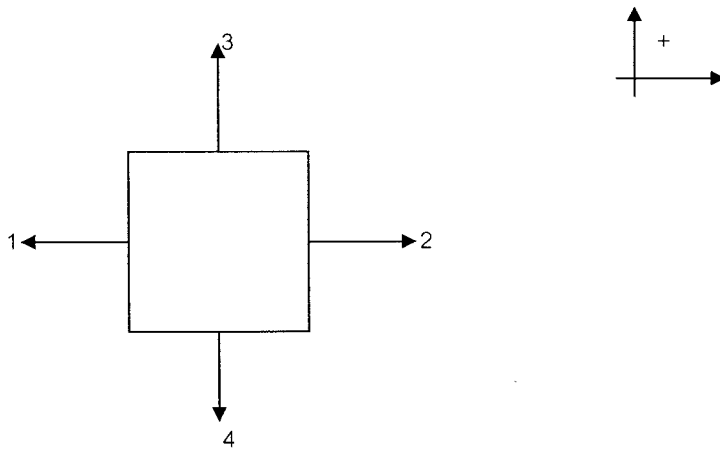
รวมเทอม (n+1) เราจะได้

$$X_{i+1/2} P_{i+1}^{n+1} - \left(X_{i+1/2} + X_{i-1/2} + \frac{1}{\Delta t^n} \right) P_{oi}^{n+1} + X_{i-1/2} P_{oi-1}^{n+1} = -\frac{P_{oi}^n}{\Delta t^n} + C^n \quad 10.46$$

นี่คือสมการหนึ่งของความดันที่เป็น finite-difference เทียบกับสมการ partial differential ดั้งเดิมที่เขียนที่เซลล์หนึ่ง (i) ในแบบจำลอง สมการคล้ายกัน สามารถเขียนได้ทุก ๆ เซลล์ในแบบจำลองและคำนวณค่าความดันทุกระดับเวลา (n+1) ในการไหล 1 มิติ จะมีตัวไม่รู้ค่าอยู่ 3 ค่าความดันข้างกันอยู่คู่หนึ่ง ใน 2 มิติจะมีตัวไม่รู้ค่าอยู่ 5 และใน 3 มิติจะมีตัวไม่รู้ค่าอยู่ 7

สมการแบบ finite-difference ของความดัน pressure สามารถแก้สมการได้ด้วยวิธีการที่เหมาะสม เช่น ADIP, LSOR, SIP เพื่อจะได้ค่าการกระจายตัวของความดันและการกระจายตัวของพลังงานศักย์ (Potential) ก็สามารถคำนวณได้จากค่า Potential ค่าสัดส่วนของไหล (Saturation) ใหม่ ก็สามารถคำนวณได้ดังต่อไปนี้

Computation of Saturation at New Level



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

$$\frac{\left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} - \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right)^n}{\Delta t} = \frac{\partial}{\partial t} \left(\phi \frac{S_o}{B_o} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \quad 10.47$$

เมื่อจัดเรียงเทอมใหม่ค่า Saturation ใหม่ก็สามารถคำนวณได้

$$\left(\frac{S_o}{B_o} \right)^{n+1} = \left(\frac{S_o}{B_o} \right)^n + \frac{\Delta t}{\phi} \left[\frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \frac{\partial \phi_o}{\partial x} \right) \right] = S_o^n + \sum \text{Fluxterms} \quad 10.48$$

รูปที่ 10.5 ถึง 10.8 ได้สรุปวิธีการแบบ IMPES (Implicit Pressure – Explicit Saturation) ความดันระดับเวลาเดิม สักส่วนของไหลอยู่ระดับเวลาใหม่

ความดันระดับเวลาเดิม Saturation ระดับเวลาใหม่

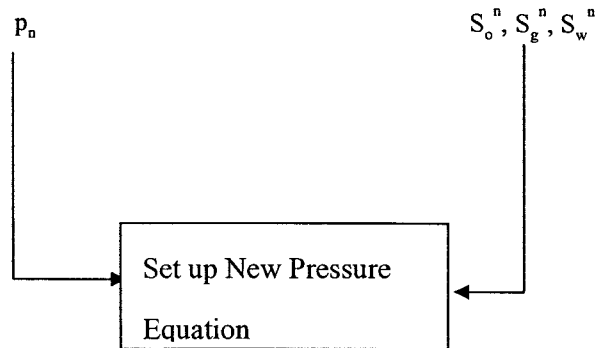
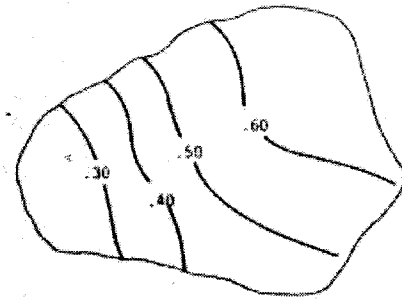
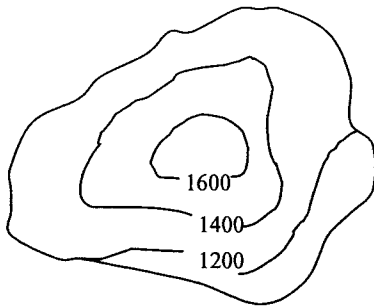
Start Time Step:

Time = t

Step1

Old Pressure Distribution

Old Saturation Distribution



รูป 10.5 กำหนดสมการเริ่มต้นของความดันที่ระดับเวลาขั้นที่ 1

Time = t ^{ขั้นที่ 2}

$$\left[\begin{array}{c} \diagup \\ \diagup \\ \diagup \\ \diagup \\ \diagup \end{array} \right] * \left[\begin{array}{c} \text{P}_i^{n+1} \\ \text{P}_i^{n+1} \\ \text{P}_i^{n+1} \\ \text{P}_i^{n+1} \\ \text{P}_i^{n+1} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{c} \text{RHS}_i \\ \text{RHS}_i \\ \text{RHS}_i \\ \text{RHS}_i \\ \text{RHS}_i \end{array} \right]$$

Solve For New Pressure : P^{n+1}

รูป 10.6 แสดงให้เห็นรูปแบบ Matrix ของความดันแบบ IMPES

Time = t + Δt ^{ขั้นที่ 3}

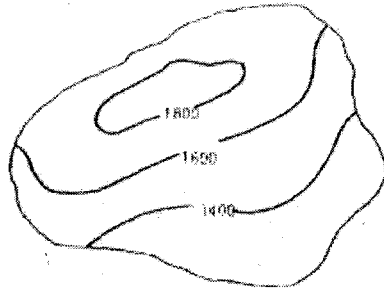
คำนวณค่า Saturations ใหม่โดยใช้ค่าระดับความดันใหม่

$$\rightarrow S_o^{n+1}, S_g^{n+1}, S_w^{n+1}$$

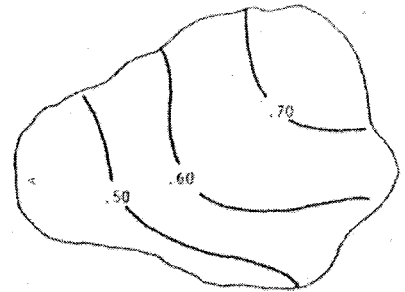
End Results

Time = $t + \Delta t$

New Pressure Distribution



New Saturation Distribution

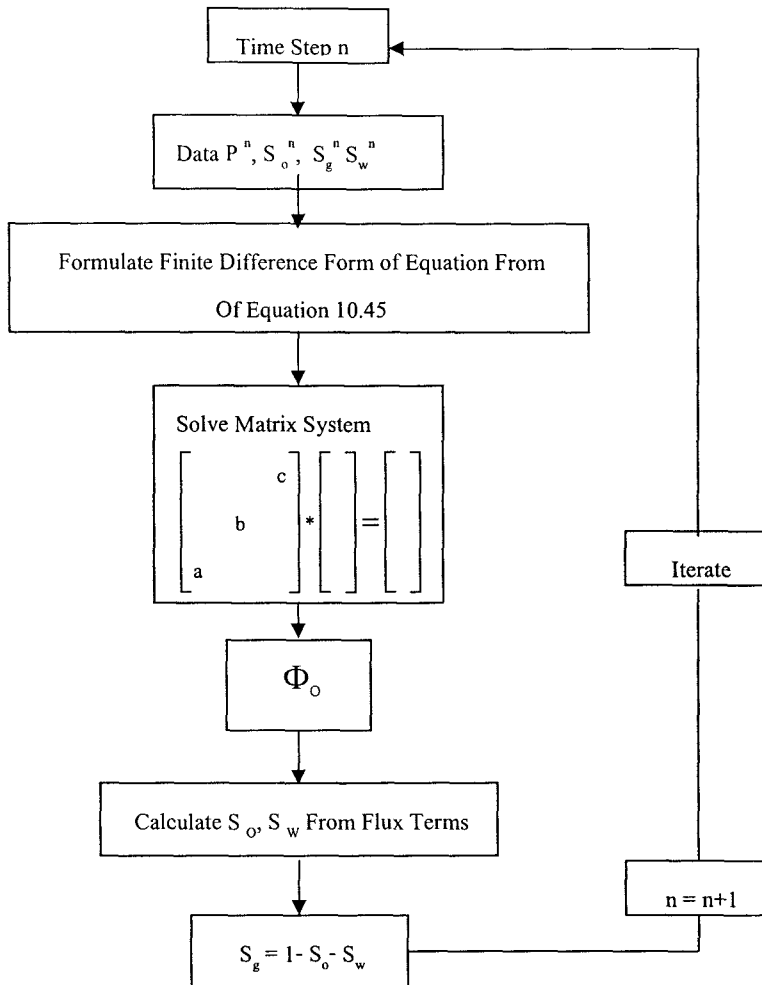


End
T
Step: F

$S_o^{n+1}, S_g^{n+1}, S_w^{n+1}$

รูป 10.7 ผลของการคำนวณเพื่อเสร็จสิ้นช่วงเวลาที่กำหนด

Summary



รูป 10.8 สรุปขั้นตอนคำนวณแบบ IMPES

10.2 การเตรียมข้อมูลสำหรับทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulator)

ข้อมูลที่จำเป็นต่อการทดลองผลิตด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์แบ่งเป็นกลุ่มได้ดังนี้

- 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. ข้อมูลอื่น ๆ ที่จำเป็น (Miscellaneous Data)

ข้อมูลของไหล (Fluid Data)

คุณสมบัติของไหลในแหล่งปิโตรเลียมจะต้องมีการประเมินหลาย ๆ ครั้งในขณะที่มีการทดลองผลิต (Simulation) ด้วยคอมพิวเตอร์ภายใต้การลดลงของพลังการผลิต (depletion) หรือภายใต้กลไกของการผลิตขั้นที่สอง (Secondary) หรือขั้นที่สาม (Tertiary)

คุณสมบัติของของไหลที่ผันแปรตามความดันได้แก่

- ตัวประกอบเทียบปริมาณ (Formation volume factors)
- ความหนืดของของไหล (Fluid Viscosity)
- อัตราก๊าซละลายในน้ำมัน (Solution gas – oil Ratio)

คุณสมบัติเหล่านี้โดยทั่วไปแล้วจะได้จากห้องปฏิบัติการในการศึกษาตัวอย่างของไหลและตัวอย่างหิน ไม่คำนึงถึงวิธีการในการป้อนข้อมูลแต่การป้อนข้อมูลเกี่ยวกับน้ำมัน ก๊าซ และน้ำจะต้องเป็นไปตามเมนูของโปรแกรมแต่ละโปรแกรมที่กำหนดหาให้

1. ค่าความกดได้ของน้ำมันที่ไม่อิ่มตัว (The under-saturated oil compressibility (back oil system only)
2. ค่าความชันของความหนืดของไหล (The under-saturated oil viscosity slope (back oil system only)
3. จุดความดันเริ่มมีก๊าซระเหย (Bubble point pressure (back oil and gas water system)
4. ความถ่วงจำเพาะ (Gravity (back oil and gas-water system)
5. ค่าความหนืดของน้ำ (Water viscosity (back oil gas-water system)
6. ค่าปรับปริมาตรของน้ำ (Water formation volume factor (black oil and gas-water system)

ข้อมูลของหิน

ข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็นต่อการหาขอบเขตของหินแหล่งปิโตรเลียมเพื่อวิเคราะห์การไหลตัวผ่านได้ (transmissibilities) ในระหว่างการทดลองผลิตจากคอมพิวเตอร์จะต้องใส่เข้าไปในโปรแกรมแบบใดแบบหนึ่ง ข้อมูลที่มีความจำเป็นเหล่านี้ได้แก่

1. ค่าความซึมผ่านได้ (Permeability) สามารถหาได้จากหลายแหล่งคือ
 - การวัดความดันเพิ่มหลังทดสอบอัตราการผลิต (Pressure build up data (drill stem test)

- การวัดความดันที่ลดลงในขณะที่ทดสอบอัตราการไหล (Pressure fall off data)
 - การวัดความดันอีกหลุมหนึ่งในขณะผลิต (Interference tests)
 - การทดสอบอัตราการไหล (Initial potential test)
 - การวิเคราะห์จากข้อมูลเก่า (Regression analysis (case history approach))
 - การวัดจากห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)
2. ค่าความพรุน (Porosity) ปกติมักได้จาก
- การวัดคุณสมบัติของหลุมเจาะ (Logging data in the form of sonic/acoustic logs)
 - การวัดจากห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)
 - ข้อมูลเผยแพร่ต่าง ๆ (Published correlations)
3. ความหนาของแหล่งปิโตรเลียม (Formation Thickness) ปกติจะได้จาก
- แผนที่ความหนาชั้นหินรวม (gross isopach map (must simulations usually use))
 - แผนที่ความหนาชั้นหินสุทธิ (net isopach map)
 - แผนที่แสดงความลึกของชั้นหิน (Structural contour map)
4. ระดับความลึกแหล่งที่มาของชั้นหิน ข้อมูลจากการขั้ธรณีหลุมเจาะและจากการบันทึกในขณะการเจาะสำรวจ
5. ข้อมูลและแหล่งข้อมูลความสามารถในการถูกกดทับทั้งข้อมูลทีวิเคราะห์จากห้องปฏิบัติและจากเอกสารตีพิมพ์ต่าง ๆ
6. ความสามารถในการซึมผ่านได้สัมพัทธ์ (Relative Permeability) ซึ่งอาจได้มาจากหนึ่งในห้าวิธีต่อไปนี้
- จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลคงตัว (Steady-state)
 - จากการวัดในห้องปฏิบัติการแบบการไหลไม่คงตัว (Unsteady-state)
 - คำนวณจากข้อมูลความดันในท่อเล็ก (Capillary Pressure)
 - คำนวณจากข้อมูลภาคสนาม
 - คำนวณจากสูตรสำเร็จที่มีการเผยแพร่
7. ความอิ่มตัวของไหลในหิน (Fluid saturation) ในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะมี 2 ระบายที่มีความสำคัญในการหาระดับความอิ่มตัวของของไหลคือ รอยต่อระหว่างก๊าซกับน้ำมันและรอยต่อระหว่างน้ำมันกับน้ำ การคำนวณระดับความอิ่มตัวของไหลในหินคำนวณจากตำแหน่งของชั้นหินในเซลล์เทียบกับบรรณานุกรมดังกล่าว ส่วนความอิ่มตัวถาวรของน้ำ (Connate Water) อาจวิเคราะห์จาก
- ตัวอย่างแท่งหิน (Core data)

- การหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Electric logs)
- ความดันในรูเล็ก (Capillary pressure)

ข้อมูลการผลิต

ข้อมูลเกี่ยวกับการผลิตปิโตรเลียมที่มีความสำคัญในการบรรจุลงในโปรแกรมแต่ละหลุมมี

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

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 การเปรียบเทียบให้เข้ากันได้ที่พื้นผิวของความดันไหลกันหลุมกับอัตราการไหลและสัดส่วนก๊าซต่อน้ำมันมีความจำเป็นในการหาค่าตัวประกอบในการไหลต่าง ๆ ในหลุมในระหว่างการทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์

ตารางที่ 10.1 ข้อมูลที่ต้องการในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล(Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดคั้น (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล(Source)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างใน ห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)
การอิ่มตัวของไหลในหิน (Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง และการทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตรา การไหล (Seismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขังดิน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของ สสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแตก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการ ไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)
การต่อเนื่อง (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)

10.3 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม (Simulation Model)

ในการสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมสามารถแบ่งออกเป็น 3 ประเภทคือ

1. แบบจำลองทางฟิสิกส์ (Physical Models)

แบบจำลองเหล่านี้จะสร้างในห้องทดลองให้มีคุณสมบัติทางฟิสิกส์ให้เหมือนแหล่ง

ปิโตรเลียมจริงแต่ละย่อส่วนลงมาให้สามารถทดลองผลิตในห้องปฏิบัติการ

2. แบบจำลองเทียบเหมือน (Analog Models)

เป็นแบบจำลองที่ใช้การไหลเทียบเหมือนกับการไหลของของไหลผ่านชั้นหิน (Porous Media) เช่นการไหลของกระแสไฟฟ้าในตัวนำ โดยทดลองวัดกระแสไฟฟ้าเทียบเหมือนปริมาณของไหลความต้านทานเทียบเหมือนชั้นหิน ความต่างศักย์ เทียบเหมือนความดัน (Pressure) เป็นต้น

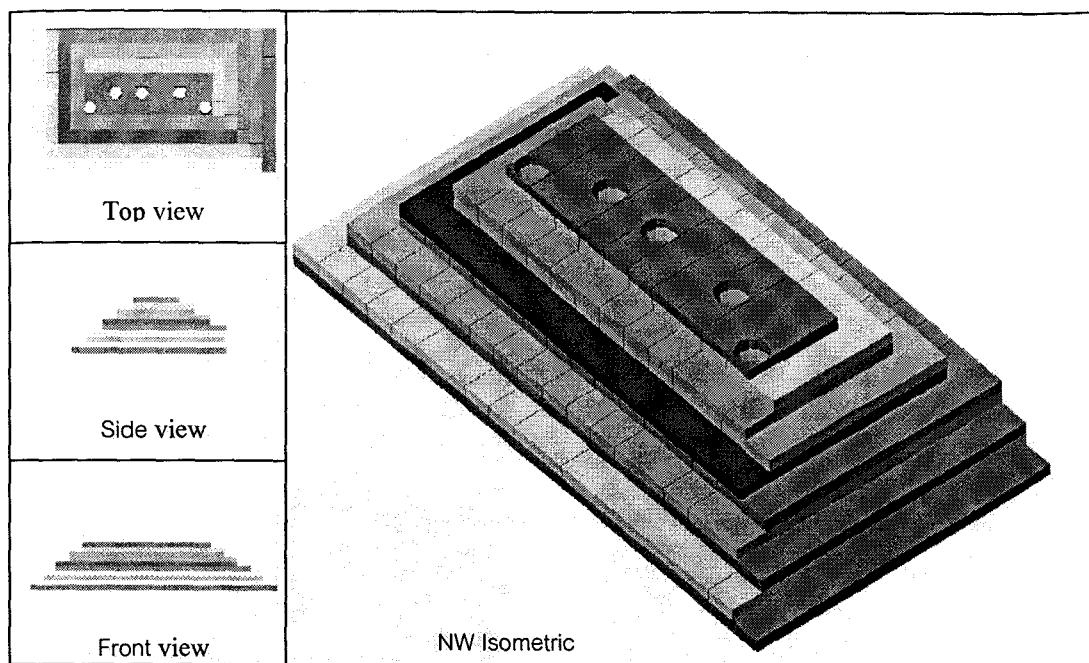
3. แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical Models)

เป็นแบบจำลองที่ต้องใช้สมการทางคณิตศาสตร์หรือกลุ่มสมการต่าง ๆ มาคำนวณและอธิบายถึงการแสดงออกทางกายภาพของขบวนการผลิตภายใต้ขอบเขตการสืบศึกษา

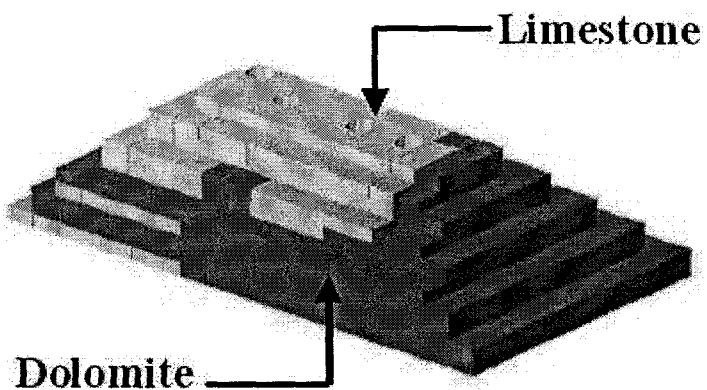
แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมเหล่านี้เป็นตัวแทนของการไหลของของไหลผ่านชั้นหินจริง ๆ แหล่งปิโตรเลียมจำลองอาจทำให้สั้นลงมาจากของจริงด้วยสมการทางคณิตศาสตร์หรือด้วยการย่อส่วนให้เล็กลงเป็นสเกลห้องปฏิบัติการ แหล่งปิโตรเลียมจำลองถูกใช้วิเคราะห์ คุณสมบัติและลักษณะการประพืดตัวของระบบแหล่งปิโตรเลียมซึ่งไม่สามารถสังเกตเห็นได้สะดวกในการผลิตจากแหล่งจริง การทำแหล่งจำลองปิโตรเลียมต้องอยู่บนพื้นฐานข้อมูลทางธรณีวิทยา ปิโตรฟิสิกส์ และข้อมูลการผลิต

แหล่งจำลองส่วนใหญ่ที่ทดลองผลิตแหล่งปิโตรเลียมมักเป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ แบบจำลองทางฟิสิกส์ในห้องปฏิบัติการมักจะใช้ศึกษาเบื้องต้นในขั้นตอนการผลิตปิโตรเลียมที่เฉพาะเจาะจงบางอย่าง ผลจากแบบจำลองทางฟิสิกส์จะนำไปผนวกกับแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ใน สเกลแหล่งปิโตรเลียมจริงสำหรับขบวนการออกแบบทางวิศวกรรมปิโตรเลียม

ในการศึกษาครั้งนี้แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมมีขนาด 3.1x6.1x0.2 ลูกบาศก์กิโลเมตร ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 20 ตารางกิโลเมตรประกอบด้วยความหนา 10 ชั้น แต่ละชั้นมีเซลล์ 200 เซลล์ แต่ละเซลล์เรียก กริดบล็อก (grid block) มีขนาดพื้นที่ 310x310 ตารางเมตร กริดบล็อกทั้งหมดของแบบจำลองมี 200 กริดบล็อก มีหลุมผลิตปิโตรเลียมแนวตั้งทั้งหมด 5 หลุม แต่ละหลุมจะอยู่ตรงกลางกริดบล็อก (ตำแหน่งดังแสดงในรูปที่ 10.1) ความหนารวม (gross) ของหลุมผลิตทั้ง 5 หลุมในแต่ละชั้นหนา 65 ฟุต (20 เมตร) แต่ความหนาสุทธิจะอยู่ระหว่าง 20-26 ฟุต พื้นที่และจำนวนกริดบล็อกในแต่ละชั้นถูกแยกและแสดงดังตารางข้างล่าง ส่วนบนสุดของโครงสร้างแหล่งจำลองอยู่ที่ความลึก 8500 ฟุต และสิ้นสุดที่ล่างสุดของโครงสร้างที่ความลึก 9,150 ฟุต



Reservoir Model Picture



รูป 10.9 แบบจำลองแหล่งปิโตรเลียม

ตาราง 10.2 รูปร่างพื้นที่และจำนวนกริดบล็อกในแต่ละชั้น

ชั้นที่ (Layer Number)	จำนวนกริดบล็อก (Number of gridblock)
1	30.0
2	42.0
3	49.0
4	57.5
5	64.0
6	70.5
7	84.5
8	94.5
9	101.5
10	116.0

บทที่ 11

แหล่งปิโตรเลียมแบบถังเดียว (TANK MODEL)

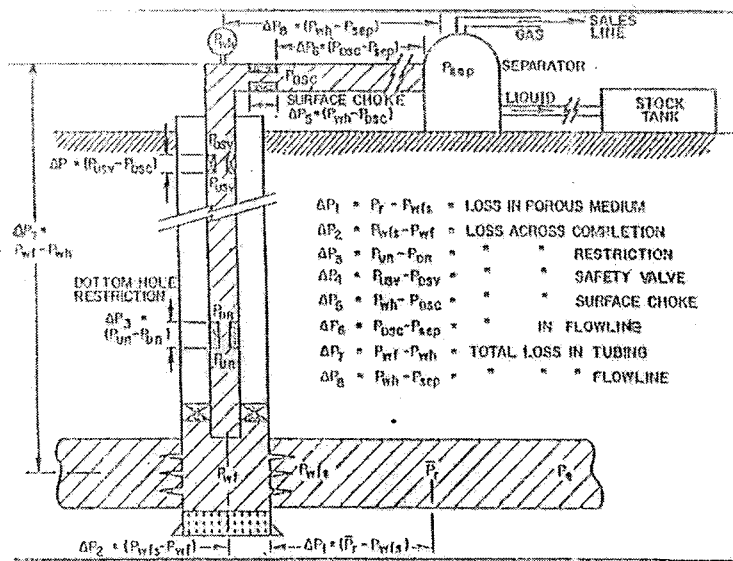
11.1 ทฤษฎี

การจำลองแหล่งปิโตรเลียมอาจสมมุติง่าย ๆ ว่าเป็นแบบถังเดียว (Tank Model) ที่เอาค่าเฉลี่ยคุณสมบัติต่าง ๆ ของชั้นหินและของไหลใส่เข้าไปในแบบจำลองโดยใช้ความรู้ทางด้านวิศวกรรมแหล่งกักเก็บ ข้อมูลอุปกรณ์การผลิตจากกันหลุมถึงปากหลุม และเทคโนโลยีทางธรณีวิทยา สมการที่ใช้ในการคำนวณในแบบจำลองเช่นนี้ประกอบไปด้วย สมการไหลในหินที่มีรูพรุน (Porous Media) สมการไหลผ่านท่อจากกันหลุมขึ้นสู่พื้นผิว และสมการการคงตัวของสสาร (Material Balance) แบบจำลองอย่างง่ายนี้ก็สามารถใช้วิเคราะห์พฤติกรรม ความดันของแหล่งปิโตรเลียมที่เปลี่ยนไปเมื่อมีการทดลองผลิตปิโตรเลียม

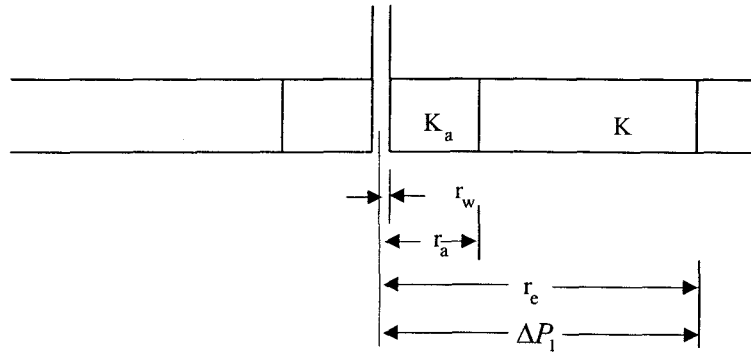
11.2 พื้นฐานของแหล่งจำลองแบบถังเดียว

1. การคำนวณความดันที่ลดลงในตัวกลางรูพรุน ΔP_1

Pressure Loss in Porous Media



รูปที่ 11.1 แสดงความดันที่ลดลงเมื่อไหลผ่านอุปกรณ์การผลิตของของไหล



ในแหล่งปิโตรเลียมจำลองจะแบ่งออกเป็น 2 โซนที่มีค่าความซึมผ่านได้เป็น 2 ค่า
 K_a = ค่าซึมผ่านได้ (Permeability) ในโซนที่ทำ Acidizing รอบหลุมผลิต
 K = ค่าซึมผ่านได้ในโซนที่เป็นแหล่งปิโตรเลียมดั้งเดิม
 ฉะนั้นจึงต้องหาค่าซึมผ่านได้เฉลี่ยจากสมการ 11.1

$$K_{avg} = \frac{K K_a \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}{K_a \ln \left(\frac{r_e}{r_a} \right) + K \ln \left(\frac{r_a}{r_w} \right)} \quad 11.1$$

∴ flow from $\bar{P}_r \rightarrow P_{wf}$

$$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424 q \mu Z T}{K h} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} \right)$$

$$\bar{P}_r^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424 q \mu Z T}{K_{avg} h} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} \right) \quad 11.2$$

q = อัตราการไหลของก๊าซ (พัน ลบ.ฟุต/วัน) (Gas Production Rate, MSCF/D)

μ = ค่าความหนืด (Viscosity, cp)

K_{avg} = ค่าความซึมผ่านได้เฉลี่ย (Average Permeability, md)

T = อุณหภูมิในแหล่งก๊าซ (Reservoir Temperature, °R (460+°F))

h = ความหนาของแหล่งก๊าซ (Reservoir Thickness, ft)

Z = ค่าปริมาตรเบี่ยงเบนของก๊าซธรรมชาติ (Compressibility Factor)

ค่า Z จะเปลี่ยนไปตามความดันในแหล่งก๊าซดังต่อไปนี้ (สำหรับก๊าซแห้งที่มีมีเทน

มากกว่า 95%)

ถ้า Rervoir มีอุณหภูมิ 670°R จะมีค่า Z จะเป็น

Reservoir temperature is 670°R . Compressibility factor is following this:

$$\text{If } 100 < P \leq 1000 \quad Z = 0.97 - 0.00006 (P - 500)$$

$$1000 < P \leq 1500 \quad Z = 0.94 - 0.00002 (P - 1000)$$

$$1500 < P \leq 2000 \quad Z = 0.93 - 0.00002 (P - 1500)$$

$$2000 < P \leq 2400 \quad Z = 0.92 - 0.000075 (P - 2000)$$

$$2400 < P \leq 3000 \quad Z = 0.917 + 0.0000117 (P - 2400)$$

$$3000 < P \leq 4000 \quad Z = 0.924 + 0.00004 (P - 3000)$$

$$4000 < P \leq 5000 \quad Z = 0.964 + 0.000056 (P - 4000)$$

$$5000 < P \leq 6000 \quad Z = 1.02 + 0.000067 (P - 5000)$$

$$6000 < P \leq 7000 \quad Z = 1.057 + 0.00006 (P - 6000)$$

Flowing temperature is 610°R . Compressibility factor is following this:

$$\text{If } 100 < P \leq 1000 \quad Z = 0.955 - 0.00005 (P - 500)$$

$$1000 < P \leq 1500 \quad Z = 0.933 - 0.000092 (P - 1000)$$

$$1500 < P \leq 2000 \quad Z = 0.884 - 0.000038 (P - 1500)$$

$$2000 < P \leq 2400 \quad Z = 0.865 - 0.00002 (P - 2000)$$

$$2400 < P \leq 3000 \quad Z = 0.855 + 0.000008 (P - 2400)$$

$$3000 < P \leq 4000 \quad Z = 0.86 + 0.000055 (P - 3000)$$

$$4000 < P \leq 5000 \quad Z = 0.915 + 0.000075 (P - 4000)$$

$$5000 < P \leq 6000 \quad Z = 0.99 + 0.00008 (P - 5000)$$

$$6000 < P \leq 7000 \quad Z = 1.07 + 0.00008 (P - 6000)$$

2. Pressure Loss across Completion, ΔP_2 , ΔP_3 and ΔP_4 ****Neglect
3. Pressure Loss in Vertical Flow Tubing, $P_{wf} \rightarrow P_{wh}$

$$P_{wf}^2 = e^{-s} P_{wh}^2 - \frac{2.685 \times 10^{-3} f_f (\overline{ZTq})^2}{\sin \theta D^5} (1 - e^{-s})$$

For vertical flow $\theta = 90^{\circ}$, $\sin 90 = 1$

$$P_{wf}^2 = e^{-s} P_{wh}^2 - 2.685 \times 10^{-3} \frac{f_f (\overline{ZTq})^2}{D^5} (1 - e^{-s}) \quad 11.3$$

$$s = \frac{-0.0375 \gamma_g L}{\overline{ZT}} \quad 11.4$$

where f_f from Eq.5

$$\frac{1}{\sqrt{f_f}} = -4 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{Re}} \log \left[\frac{\epsilon^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{Re}} \right)^{0.8981} \right] \right\}$$

Then

$$f_f = \frac{1}{\left[-4 \log \left\{ \frac{\epsilon}{3.7065} - \frac{5.0452}{N_{Re}} \log \left[\frac{\epsilon^{1.1098}}{2.8257} + \left(\frac{7.149}{N_{Re}} \right)^{0.8981} \right] \right\} \right]^2} \quad 11.5$$

And

$$N_{Re} = \frac{20.09 \gamma_g q}{D \mu} \quad 11.6$$

γ_g = ความถ่วงจำเพาะของก๊าซและเทียบกับอากาศ (Specific Gravity of Gas)

μ = ความหนืดของก๊าซ (Viscosity, cp)

q = อัตราการไหลของก๊าซ (Gas Production Rate, MSCF/D)

D = เส้นผ่าศูนย์กลางกลางของท่อผลิต (Tubing Diameter, in)

L = Tubing Length, ft

Z = Compressibility Factor

T = อุณหภูมิการไหลเฉลี่ย (Average Flowing Temperature, °R (460+°F))

$$= \frac{T_r + T_{wfs}}{2}$$

4. การไหลผ่านท่อผิวดิน

Flow through the surface pipe, $P_{wh} \rightarrow P_{sep}$

$$P_{sep}^2 = P_{wh}^2 - 1.007 \times 10^{-4} \frac{\gamma_g f_f \overline{ZTq}^2}{D_s^5} L_s \quad 11.7$$

D_s = เส้นผ่าศูนย์กลางท่อผิวดิน (Surface Pipe Diameter, in)

L_s = ความยาวท่อผิวดิน (Surface Pipe Length, ft)

ปกติความดันที่ลดลงเมื่อไหลผ่านรูท่อกรู (Completion) หรือวาล์ว (Safety Value) ต่าง ๆ มักจะ
ไม่คิดหรือคิดรวมเป็นความยาวของท่อผลิตที่เพิ่มขึ้นในข้อ 3

Gas Material balance equation

$$\frac{P}{Z} = -\frac{P_i}{Z_i G} G_p + \frac{P_i}{Z_i} \quad 11.8$$

Initial gas in place

$$G_i = \frac{43,560 A \phi (1 - S_w) h}{B_g} \quad 11.9$$

Gas formation volume factor

$$B_g = 0.02829 \frac{ZT}{P} \quad 11.10$$

Gas viscosity

$$\mu = 10^{-4} K \exp(x \rho_1^y) \quad 11.11$$

Where

$$K = \frac{(9.4 + 0.62M) T^{1.5}}{209 + 19M + T} \quad 11.12$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M, \quad 11.13$$

$$Y = 2.4 - 0.2X, \quad 11.14$$

$$M = 28.964 \gamma_g, \quad 11.15$$

$$\rho_1 = (1.4926 \times 10^{-3}) \frac{PM}{ZT} \quad 11.16$$

11.3 ประโยชน์ของแบบจำลอง Tank Model

1. เตรียมข้อมูลที่จะ Input ง่าย
2. Tank Model จะมีประโยชน์มาก เมื่อต้องการคำตอบอย่างรวดเร็วมีเพียงพฤติกรรมความดันเฉลี่ยของแหล่งปิโตรเลียมเท่านั้นที่เป็นตัวประกอบที่สำคัญในการขบวนการทำงานหรือ

การตัดสินใจในการลงทุน

3. สมการหาอัตราการไหลและความดันของแหล่งก๊าซได้จากแบบจำลองนี้

11.4 การเตรียมข้อมูลที่จะ Input ของ Tank Model

ข้อมูลในการที่จะใช้ในโปรแกรม Tank Model ประกอบไปด้วย

- ก. ข้อมูลแหล่งกักเก็บ (Reservoir data)
 - ความดัน (Temperature)
 - อุณหภูมิ (Pressure)
- ข. ข้อมูลของไหล (Fluid data)
 - ความถ่วงจำเพาะ (Specific gravity of gas)
- ค. ข้อมูลของชั้นหิน (Rock data)
 - ค่าการซึมผ่านชั้นหินแรกเริ่ม (Original reservoir permeability)
 - ค่าการซึมผ่านชั้นหินหลังการละลายด้วยกรด (Acidizing zone permeability)
- ง. ข้อมูลเกี่ยวกับท่อผลิตผิวดิน (Pipe data)
 - ความยาวท่อผลิตผิวดิน (Surface pipe length)
 - เส้นผ่าศูนย์กลางท่อผลิตผิวดิน (Surface pipe diameter)
 - ความขรุขระสัมพัทธ์ของท่อผลิต (Pipe relative roughness)
- จ. ข้อมูลท่อผลิตแนวดิ่งจากกันหลุม (Tubing data)
 - ความยาวท่อ (Tubing length)
 - เส้นผ่าศูนย์กลางท่อ (Tubing diameter)
- ฉ. ข้อมูลอื่น ๆ (Other)
 - ความหนาของแหล่งกักเก็บ (Reservoir thickness)
 - รัศมีของแหล่งกักเก็บ (Reservoir radius)
 - รัศมีของหลุมผลิต (Well radius)
 - รัศมีของโซนที่จะละลายด้วยกรด (Acidizing zone radius)
 - อุณหภูมิเฉลี่ยของการไหลของของไหล (Average flowing temperature)
 - ความดันต่ำสุดที่อุปกรณ์แยกก๊าซกับน้ำ (Minimum separator pressure)
 - ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในชั้นหิน (Gas in place)

11.5 ข้อมูลที่ใส่ในแบบจำลอง Tank Model

ก. ข้อมูลแหล่งกักเก็บ (Reservoir data)

- ความดันเริ่มต้นของแหล่งกักเก็บ (Reservoir temperature) = 6,500 psia
- อุณหภูมิแหล่งกักเก็บ (Reservoir temperature) = 670 °R

ข. ข้อมูลของไหล (Fluid data)

- ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ (Specific gravity of gas) = 0.59

ค. ข้อมูลชั้นหิน (Rock data)

- ความซึมผ่านได้เดิมของชั้นหิน (Original reservoir permeability) = 0.9 md
- ความซึมผ่านได้ในโซนที่ละลายด้วยกรด (Acidizing zone permeability) = 8 md

ง. ข้อมูลท่อผิวดิน (Pipe data)

- ความยาว (Surface pipe length) = 10,000 ft
- เส้นผ่าศูนย์กลาง (Surface pipe diameter) = 4.5 in
- ความขรุขระสัมพัทธ์ของท่อ (Pipe relative roughness) = 0.001

จ. ข้อมูลท่อผลิตแนวดิ่ง (Tubing data)

- ความยาว (Tubing length) = 10,000 ft
- เส้นผ่าศูนย์กลาง (Tubing diameter) = 3.5 in

ฉ. ข้อมูลอื่น ๆ

- ความหนาชั้นกักเก็บ (Reservoir thickness) = 200 ft
- รัศมีของชั้นกักเก็บ (Reservoir radius) = 3,000 ft
- รัศมีหลุม (Well radius) = 0.5 ft
- รัศมีโซนที่ละลายด้วยกรด (Acidizing zone radius) = 50 ft
- อุณหภูมิไหลเฉลี่ย (Average flowing temperature) = 667 °R
- ความดันต่ำสุดของอุปกรณ์แยกของไหล (Minimum separator pressure) = 500 Psia
- ปริมาณก๊าซในชั้นหิน (Gas in place) = 60,000,000 MSCF

ช. ข้อกำหนดพฤติกรรม (Performance)

- อัตราก๊าซสูงสุด (Maximum gas production rate) = 59 MMSCF/D
- อัตราก๊าซกำหนดเริ่มต้น (Constraint rate of gas production) = 23.6 MMSCF/D

รูปร่างของ Tank Model แหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติแบบ 3 มิติ แสดงในรูปที่ 11.2 และ โ้ชในการทดลองผลิตโปรแกรม Tank Model แสดงไว้ใน Appendix 11

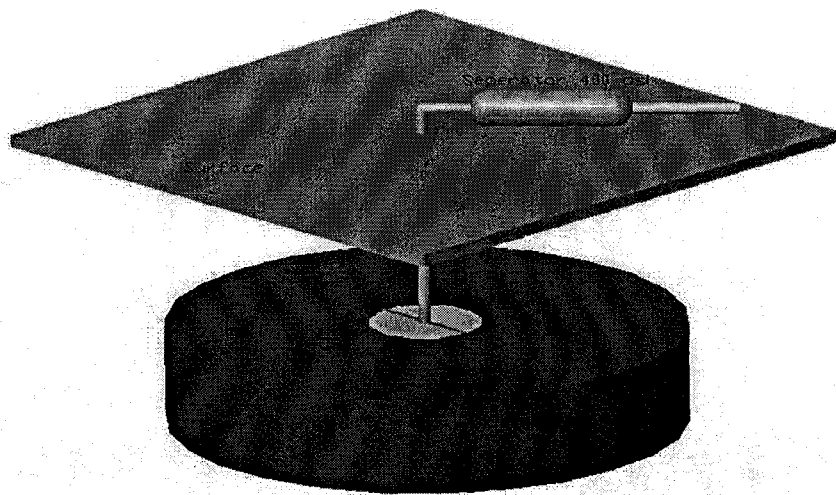
11.6 ผลของการทดลองผลิตโดยแบบจำลอง Tank Model (Result of reservoir tank model simulation)

ในการศึกษานี้แบบจำลอง Tank Model เป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติควมพื้นที่ 640 เอเคอร์ การทดลองผลิตแสดงไว้ในตารางที่ 11.1

- Q_{max} = อัตราการผลิตก๊าซสูงสุดของหลุม (Maximum Gas Production Rate, MMSCF/D)
- Q = อัตราการผลิตก๊าซที่เกิดขึ้นจากการทดลองผลิตในแต่ละปี (Gas Production Rate, $1^{st}, 2^{nd}, 3^{rd}, \dots, 20^{th}$ year, MMSCF/D)
- P = ความดันแหล่งก๊าซในแต่ละปีที่ลดลงตามเวลาที่เพิ่มขึ้น (Reservoir pressure at $1^{st}, 2^{nd}, 3^{rd}, \dots, 20^{th}$ year, Psia)

11.7 สรุป

แบบจำลองแบบ Tank Model มีประโยชน์ในการคำนวณหาอัตราการผลิตและปริมาณพลังงานก๊าซที่ผลิตได้ ส่วนบนสุดของแหล่งก๊าซอยู่ที่ความลึก 8,500 ฟุต มีปริมาณก๊าซ 60 พันล้าน ลบ.ฟุต ต่อหลุม อัตราการผลิตก๊าซวันละ 23.6 ล้าน ลบ.ฟุต (MMSCF/D) คงตัวอยู่นาน 2 ปี จากนั้นจะค่อยๆ ลดลงประมาณร้อยละ 15 ต่อปี จนถึงปีที่ 20 เป็นปีสุดท้ายของการผลิตที่อัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 1.1 ล้าน ลบ.ฟุต อัตราการผลิตแต่ละปีแสดงในตารางที่ 11.1

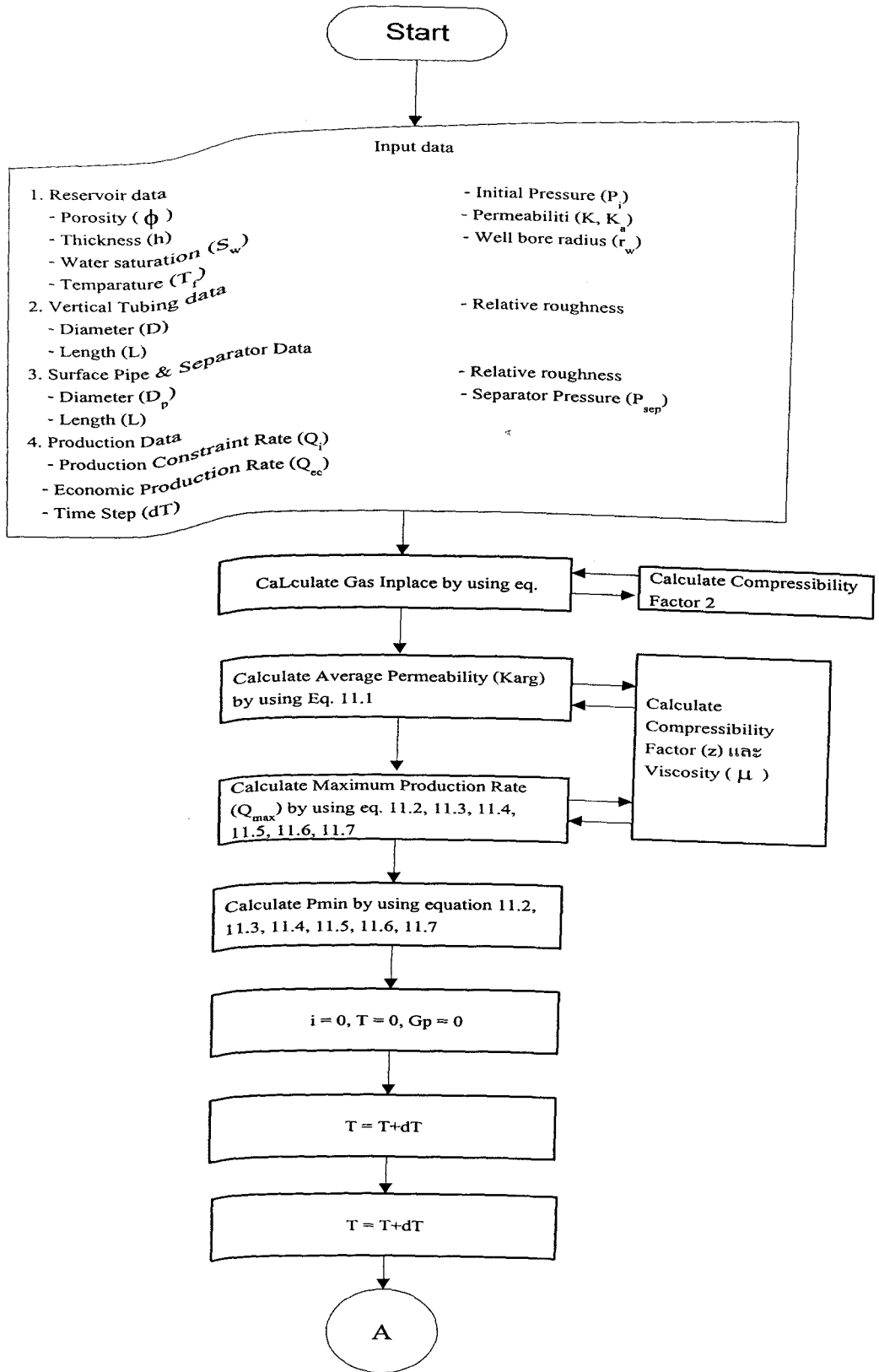


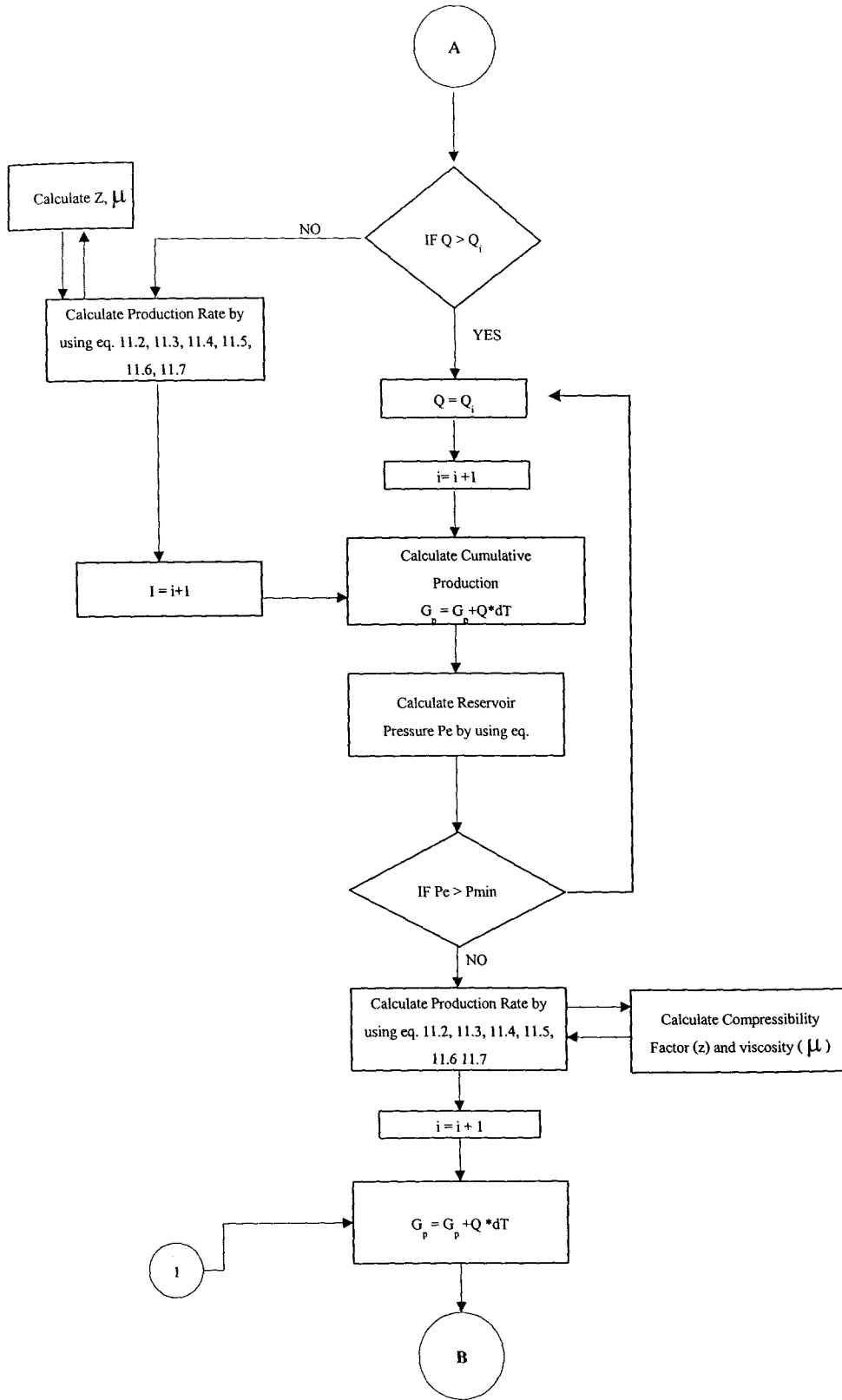
รูป 11.2 ภาพแสดงรูปร่างของแบบจำลองแหล่งก๊าซแบบ Tank Model 3 มิติ

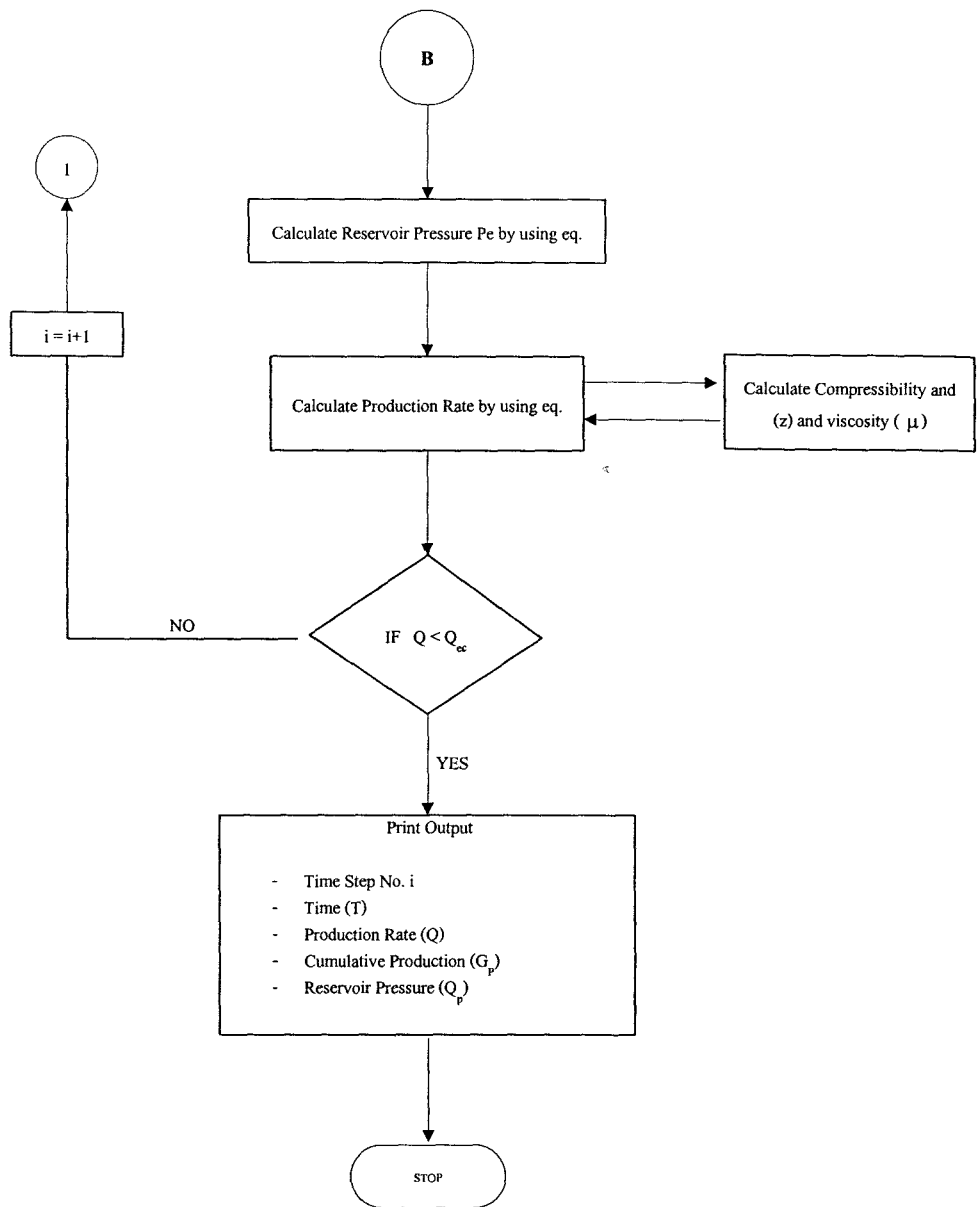
ถ้าแหล่งปิโตรเลียมมีปริมาณก๊าซทั้งหมด 240 พันล้าน ลบ.ฟุต กล่าวคือมีทั้งหมด 4 หลุม จะมีอัตราการผลิตรวมเริ่มต้นวันละ 94.4 ล้าน ลบ.ฟุต และอัตราผลิตสุดท้ายวันละ 4.4 ล้าน ลบ.ฟุต

ปริมาณการผลิตก๊าซรวม 201 พันล้าน ลบ.ฟุต คิดเป็นประสิทธิภาพร้อยละ 84 ดังแสดงในตาราง 11.2 ผล
แสดงอัตราการผลิตและอัตราการผลิตรวมของหลุมผลิต 4 หลุม

ผลที่ได้จาก Tank Model ใกล้เคียงกับ output จากการทำ Reservoir Simulation ใน
Model ที่มีปริมาณก๊าซใกล้เคียงกัน แสดงให้เห็นว่าทั้ง Tank Model และ Reservoir Simulation ต่างได้ผล
ที่ถูกต้องและเหมาะสม







รูป 11.3 แสดงฟังก์ชันการคำนวณของ Tank Model

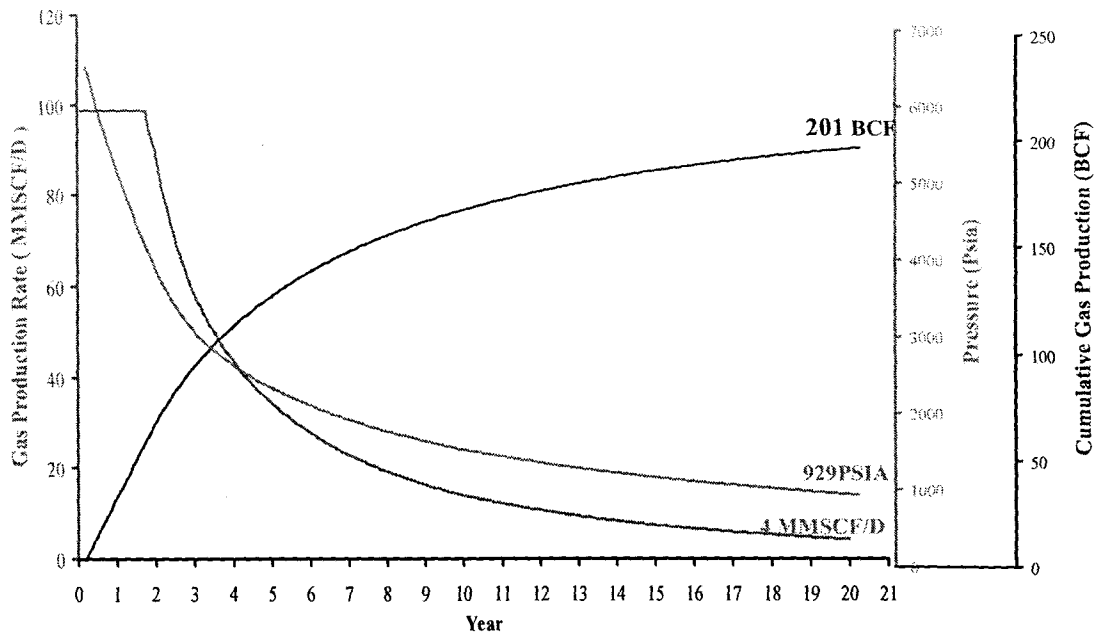
ตารางที่ 11.1 ผลอัตราการผลิตความดันแหล่งก๊าซแปรผันกับเวลา

ปีที่ Time(year)	อัตราการผลิตก๊าซ (ล้าน ลบ.ฟุต/วัน) Gas production rate(MMSCF/D)	ความดัน (ปอนด์ ต่อ ตร.นิ้ว) Pressure (Psia)
1	23.6	4956
2	23.6	3769
3	15.0	3000
4	11.2	2590
5	8.8	2298
6	7.1	2072
7	5.8	1890
8	4.9	1739
9	4.1	1611
10	3.5	1501
11	3.1	1415
12	2.7	1336
13	2.4	1265
14	2.1	1202
15	1.9	1145
16	1.7	1094
17	1.5	1048
18	1.3	1006
19	1.2	964
20	1.1	929

ตารางที่ 11.2 แสดงอัตราการผลิตและปริมาณการผลิตรวมของหลุมผลิต 4 หลุม

ปี	อัตราการผลิต (พันล้าน ลบ. ฟุต/วัน) FLOW RATE MMSCF/D	อัตราการผลิต ต่อปี (พันล้าน ลบ.ฟุต ต่อปี) YEARLY PRODUCTION MMMSCF	อัตราการผลิตรวม ต่อหลุม (พันล้าน ลบ.ฟุต) CUMULATIVE PRODUCTION MMMSCF	อัตราการผลิต รวม 4 หลุม (ล้าน ลบ.ฟุต/ปี) 4 WELLS FLOW RATE MMSCF/D	อัตราการผลิต สะสม 4 หลุม (พันล้าน ลบ.ฟุต) 4 WELLS CUMULATIVE PRODUCTION MMMSCF
1	23.6	8.61	8.61	94.4	34.46
2	23.6	8.61	17.23	94.4	68.91
3	15.0	7.04	24.27	60.0	97.09
4	11.2	4.78	29.05	44.8	116.22
5	8.8	3.65	32.70	35.2	130.82
6	7.1	2.90	35.61	28.4	142.42
7	5.8	2.35	37.96	23.2	151.84
8	4.9	1.95	39.91	19.6	159.65
9	4.1	1.64	41.56	16.4	166.22
10	3.5	1.39	42.94	14.0	171.77
11	3.1	1.20	44.15	12.4	176.59
12	2.7	1.06	45.21	10.8	180.82
13	2.4	0.93	46.14	9.6	184.54
14	2.1	0.82	46.96	8.4	187.83
15	1.9	0.73	47.69	7.6	190.75
16	1.7	0.66	48.34	6.8	193.38
17	1.5	0.58	48.93	6.0	195.71
18	1.3	0.51	49.44	5.2	197.76
19	1.2	0.46	49.90	4.8	199.58
20	1.1	0.42	50.32	4.4	201.26

Gas Production Rate, Pressure and Cumulative Gas Production VS Time



รูปที่ 11.4 แสดงอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติ ปริมาณการผลิตก๊าซรวมและ
ความดันในแหล่งก๊าซแปรผันกับเวลาการผลิต

บทที่ 12

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์

12.1 จุดประสงค์

ศึกษาและคำนวณระยะเวลาคืนทุน เงินผลประโยชน์ปัจจุบัน สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน และอัตราการคืนทุนเพื่อวิเคราะห์และคาดการณ์ทางเลือกในการลงทุน วิธีการศึกษามีดังต่อไปนี้

1. การวิเคราะห์กระแสเงินเข้าออก
2. การวิเคราะห์รายได้รับที่เป็นเงินปัจจุบันและอัตราการคืนทุน
3. ระยะเวลาการคืนทุน
4. รายรับสุทธิ
5. การเปรียบเทียบอัตราการคืนทุนต่อการเลือกและ โอกาส

12.2 แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม

แผนการสำรวจและพัฒนาแหล่งก๊าซธรรมชาติถูกกำหนดภายใต้กฎหมาย พระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III ซึ่งแบ่งช่วงเวลการสำรวจออกเป็น 3 ปี และต่อได้อีก 3 ปี การผลิตมีช่วงเวลา 20 ปี และต่อได้อีก 10 ปี แต่สำหรับแผนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมของการศึกษาครั้งนี้แบ่งการสำรวจออกเป็น 4 ปี และการผลิตเป็น 20 ปี รวมทั้งหมดเวลา 24 ปี การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ภายใต้ระบบสัมปทานของประเทศไทยมีสมมุติฐานและรายละเอียดแบ่งออกเป็น ข้อสมมุติพื้นฐาน ราคาและสมมุติฐานอื่น ๆ

แผนการสำรวจและการผลิตก๊าซธรรมชาติมีดังนี้

ปีที่ 1 (คศ.2000) ; - สำรวจ Seismic แบบ 2 มิติ จำนวน 300 กิโลเมตร

- สำรวจธรณีวิทยา

ปีที่ 2 (คศ.2001) ; - สำรวจ Seismic แบบ 3 มิติ จำนวน 60 ตารางกิโลเมตร

- เจาะหลุมสำรวจ 1 หลุม

ปีที่ 3 (คศ.2002) ; - เจาะหลุมประเมินผล 3 หลุม

- ติดตั้งท่อส่งก๊าซเฟรสที่ 1 (4 กิโลเมตร)

ปีที่ 4 (คศ.2003) ; - เจาะหลุมผลิต 2 หลุม

- คิดตั้งท่อส่งก๊าซเฟรสที่ 2 (3 กิโลเมตร)

- คิดตั้งอุปกรณ์การผลิตต่าง ๆ

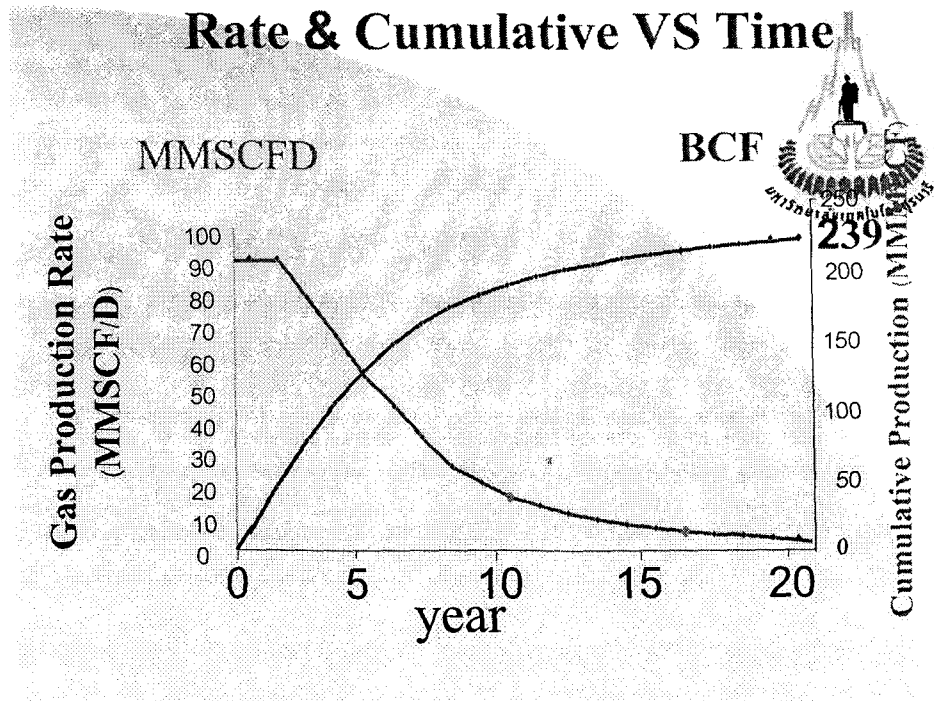
ปีที่ 5 (คศ.2004) ; - เริ่มผลิตก๊าซธรรมชาติและหยุดผลิตในปีที่ 24 (คศ.2024)

มีหลุมผลิตทั้งหมด 5 หลุมในแหล่งจำลองก๊าซธรรมชาติในการศึกษานี้ อัตราการผลิตรวมทั้ง 5 หลุม ที่ได้จากการทดลองผลิตจากแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (ในบพที่ 10) แสดงให้เห็นในตาราง 12.1 อัตราการผลิตก๊าซเริ่มต้นในปีที่ 5 ของโครงการวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต คงตัวไปเป็นระยะเวลา 2 ปี จึงเริ่มลดลงเรื่อย ๆ จนถึงปีที่ 20 ของการผลิตจึงหยุดผลิตด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 5.4 ล้าน ลบ.ฟุต อัตราการผลิตที่ลดลงแสดงให้เห็นในรูปแบบที่ 12.1 ปริมาณการผลิตก๊าซรวมได้ 239 พันล้านลูกบาศก์ฟุต ซึ่งเป็นผลมาจากการใส่ปริมาณก๊าซ ก๊าซในชั้นหินตามการศึกษากการประเมินศักยภาพของแหล่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือโดยใช้โปรแกรม FASPU (Fast Appraisal System of Petroleum Universal) โปรแกรม FASPU ได้แบ่งแหล่งปิโตรเลียมออกเป็นกลุ่ม ๆ ที่มีลักษณะทางธรณีปิโตรเลียมและแหล่งกักเก็บที่มีคล้าย ๆ กัน คุณสมบัติเหล่านั้นประกอบด้วยลักษณะแหล่งกักเก็บ (play attributes) ลักษณะโครงสร้างแหล่งกักเก็บ (prospect attributes) และขนาดปริมาณแหล่งกักเก็บ (hydrocarbon volume) คุณสมบัติลักษณะแหล่งกักเก็บและโครงสร้างใช้วิเคราะห์ลักษณะทางธรณีวิทยาปิโตรเลียม ขนาดปริมาณแหล่งกักเก็บใช้วิเคราะห์ปริมาณของปิโตรเลียมที่สะสมตัว ลักษณะทางธรณีปิโตรเลียมประกอบไปด้วย (1) ต้นกำเนิดไฮโดรคาร์บอน (Source) (2). ระยะเวลาที่เกิดการกักเก็บ (3). การเคลื่อนไหลมารวมตัวกันกับขนาดปริมาณของปิโตรเลียมที่เกิดขึ้น และ (4). สุดท้าย คุณสมบัติการเปลี่ยน (Facies) ของแหล่งกักเก็บที่บอกลักษณะขนาดช่องว่าง (Porosity) และความสามารถให้ไหลผ่านได้ (permeability) ซึ่งจะเป็นตัวควบคุมคุณภาพของแหล่งกักเก็บ ลักษณะโครงสร้างของแหล่งกักเก็บประกอบไปด้วย กลไกการเกิดการกักเก็บ (Trapping mechanism) ความพรุนที่มีผลต่อการผลิต (effective porosity) และปริมาณสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอน (hydrocarbon accumulation) ลักษณะปริมาณไฮโดรคาร์บอนประกอบไปด้วย พื้นที่โครงสร้าง (closure area) ความหนา (thickness) ความลึก (depth) ความอิ่มตัวของปิโตรเลียม (hydrocarbon saturation) สัดส่วนการเติมเข้ามาในแหล่งกักเก็บ (percent trapfill) และจำนวนแหล่งกักเก็บที่สามารถเจาะสำรวจได้ (number of drillable prospects) การกระจายตัวขององค์ประกอบเหล่านี้ได้ถูกคำนวณโดยใช้ความเป็นไปได้สะสมที่เจ็ดเฟลไทล์ (Seventh factiles

100th, 75th, 50th, 25th, 5th, 0th) การกระจายของเจ็ดเฟคไทล์เหล่านี้ถูกนำมาคำนวณปริมาณของไฮโดรคาร์บอนเป็นเจ็ดเฟคไทล์เช่นเดียวกัน

ตารางที่ 12.1 อัตราการผลิตรวมจากทั้งห้าหลุมที่ได้จากการทดลองผลิตจากแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ตลอด 20 ปี ของการผลิต

ปีที่ (Year)	อัตราการผลิต (ล้าน ลบ.ฟุต/วัน) Production Rate (MMSCF/D)
1	92
2	92
3	78
4	66
5	55
6	48
7	40
8	34
9	27
10	22
11	18
12	15
13	13
14	11
15	10
16	8.45
17	7.10
18	6.60
19	6.0
20	5.40



รูปที่ 12.1 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการผลิตกับเวลา

อัตราการผลิตเริ่มต้นวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต จะเริ่มลดลงในปีที่ 2 จนหยุดผลิตในปีที่ 20 ที่อัตราวันละ 5.4 ล้าน ลบ.ฟุต

12.3 สมมุติฐานในการศึกษาเศรษฐศาสตร์

สมมุติฐานในการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์ภายในระบบสัมปทานตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม Thailand III (Department of Mineral Resources, 1999) มีข้อสมมุติฐานแบ่งออกเป็น ราคาพื้นฐาน และราคาสมมุติอื่น ๆ ดังนี้

12.3.1 ราคาสมมุติพื้นฐาน

1. จำนวนหลุมสำรวจ (Number of exploration well) 1
- จำนวนหลุมประเมินผล (Number of appraisal well) 3
- จำนวนหลุมผลิต (Number of development well) 2
2. ปริมาณสำรองก๊าซที่ขาย (Sale gas reserve (BCF)) 239 พันล้าน ลบ.ฟุต (BCF)

3. ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติ(Gas heating value (BTU/SCF)) = 1,000	
4. อัตราแลกเปลี่ยน (Exchange rate (Bath to US\$))	= 40
5. ค่าภาคหลวง (Sliding scale royalty(%))	= 10
6. ภาษีเงินได้ (Income tax (%))	= 50
7. อัตราดอกเบี้ย (Escalation factor (%))	= 7.25
8. ราคาอุปกรณ์ครุภัณฑ์ (Discount cost (%))	= 80
9. ราคาอุปกรณ์วัสดุ (Tangible cost(%))	= 20
10.ค่าเสื่อมราคา (Intangible cost (%))	= 20
11.ค่าภาคหลวงตามขั้นบันได (Depreciation of Tangible cost(%))	

ปริมาณการขายต่อปี (ล้าน ลบ.ฟุต) (Yearly sale volume (MMSCF))	อัตรา (%) (Rate %)
0 - 600	5.00
600 - 1500	6.25
1500 - 3000	10.00
3000 - 6000	12.50
> 6000	15 .00

อัตราการผลิตต่อเดือนคำนวณเปรียบเทียบกับอัตราการผลิตต่อวันของน้ำมันดิบ

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

การคำนวณอัตราการผลิตก๊าซธรรมชาติโดยเทียบปริมาณความร้อนที่เท่ากับน้ำมัน
 ก๊าซ 1 ลบ.ฟุต มีปริมาณความร้อนเท่ากับ 1000 บีทียู และใช้ก๊าซ 10 ล้าน BTU เท่ากับน้ำมัน 1
 บาร์เรล (ตาม พรบ.ปิโตรเลียม)

ตัวอย่าง

$$200 \text{ BPD} \rightarrow 200 \frac{B}{D} \times \frac{30D}{1M} \times \frac{10 \times 10^6 \times BTU}{1B} \times \frac{1SCF}{1000 BTU} = 600 \text{ MMSCF/M}$$

สมมติฐานอื่นๆ

1. ราคาก๊าซคงตัวตลอดสัญญาซื้อขาย
2. ราคาอุปกรณ์เครื่องมือต่างๆ จะเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี (ตามอัตราเงินเฟ้อ)
3. อัตราส่วนลดของเงินเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคารคือ 7.25%
4. เริ่มผลิตก๊าซในปีที่ 5 ของโครงการ

ราคา

ราคาค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่ใช้ในการศึกษาครั้งนี้มีดังนี้

- ราคาการลงทุนพื้นฐาน

1. การสำรวจ 2-D seismic (US\$/line km)	1,000
2. การสำรวจ 3-D seismic (US\$/sq km)	5,000
3. ค่าเจาะและพัฒนาหลุมสำรวจ (ล้าน US\$/หลุม)	10
4. ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล (ล้าน US\$/หลุม)	10
5. ค่าเจาะและพัฒนาหลุมประเมินผล (ล้าน US\$/หลุม)	10
6. ค่าท่อก๊าซ (ล้านเหรียญอเมริกา/กม. MMUS\$/km)	0.5
7. อุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ (ล้านเหรียญ)	70
- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (ล้านเหรียญ)	400
- ราคาก๊าซ (เหรียญสหรัฐ/ล้าน BTU)	2.52

การผลิตและแผนการมีดังนี้

1. มีหลุมผลิตทั้งหมด 6 หลุม

2. การผลิตก๊าซธรรมชาติเริ่มที่ปีที่ 5 ด้วยอัตราวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต คิดต่อกันสองปี จากนั้นจะค่อย ๆ ลดลงจนถึงปีที่ 20 ของการผลิตจึงหยุดผลิต
3. ปริมาณการผลิตรวมเป็น 220 พันล้าน ลบ.ฟุต คิดเป็น 80% ของปริมาณก๊าซเดิมที่อยู่ในหิน

12.4 คำอธิบายตารางเศรษฐกิจ

1. จำนวนเงินเข้า (รายได้) และเงินออก (รายจ่าย) คิดเป็นเงินทั้งปีตามพื้นฐานการศึกษาทางด้านเศรษฐกิจปีโตรเลียม
2. ระยะเวลาการคืนทุนหาได้จาก เมื่อผลลัพธ์รวมเป็นเงินเริ่มเป็นบวก
3. จำนวนภาษีเงินได้จากกำไรสุทธิ
4. กำไรสุทธิหลังจากหักภาษีแล้วได้ผลลัพธ์รวมของกระแสเงินลบค่าอุปกรณ์วัสดุสิ้นเปลือง (Tangible cost)
5. ค่าอุปกรณ์วัสดุสิ้นเปลืองจะเท่ากับค่าเสื่อมราคาบวกค่าดำเนินการ
6. ค่าเสื่อมราคาคิดปีละ 20%
7. อัตราการคืนทุนคำนวณดังนี้

ตัวอย่างการคำนวณอัตราการคืนทุนของก๊าซปริมาณ 239 พันล้านลูกบาศก์ฟุต

1. การคำนวณเงินปัจจุบันสุทธิ (Net present value)

$$\text{คำนวณจากสูตร NPV} = A(1+i)^n$$

เมื่อ A เป็นผลลัพธ์กระแสเงินในปีที่ n

i^n เป็นอัตราลดหรืออัตราดอกเบี้ยของธนาคาร = 7.25%

A ปีที่ 23 (ค.ศ. 2023) เท่ากับ 1.79 ล้านเหรียญ

$$\therefore \text{NPV} = 1.79(1+0.0725)^{-23} = 0.36 \text{ ล้านเหรียญ}$$

2. สัดส่วนกำไรต่อทุน PIR (Profit Investment Ratio)

$$\text{PIR คือ กำไรสุทธิหารด้วยต้นทุนรวม} = 155.80 / 143.30 = 1.09$$

3. อัตราการคืนทุน IRR (Internal Rate of Return)

ใช้วิธีลองผิดลองถูกค่าอัตราดอกเบี้ย I ที่ทำให้สมการข้างล่างเป็นศูนย์

$$0 = -C + A_1(1+I)^{-1} + A_2(1+I)^{-2} + \dots + A_n(1+I)^{-n}$$

C เป็นค่าเงินลงทุนเริ่มต้น

A เป็นผลลัพธ์รวมในแต่ละปี

I อัตราดอกเบี้ยเป็นจุดทศนิยม (ต่อ 100 ส่วน)

และสมมุติว่า I สองค่าที่ทำให้สมการเป็นบวกและเป็นลบก็อาจหา I ที่ทำสมการให้เป็นศูนย์ได้ โดยวิธีเฉลี่ย เช่น $I_1 = 0.923$ ทำให้สมการเป็น 0.01

$$I_2 = 0.1925 \text{ ทำให้สมการเป็น } -0.01$$

∴ I ทำให้สมการเป็นศูนย์ = IRR

$$\begin{aligned} \text{IRR} &= [(NPV_{I=0.1923} / \{NPV_{I=0.923} - NPV_{I=0.1925}\}) * \\ &= 19.24\% \end{aligned}$$

ผลการวิเคราะห์จากเศรษฐศาสตร์ด้วยวิธีที่กล่าวมาแสดงไว้ในตารางในภาคผนวก 12.1

12.5 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์สำหรับแหล่งก๊าซแบบจำลอง Model kk60 (239 BCF)

คือมีปริมาณสำรอง 239 พันล้าน ลบ.ฟุต

จากตารางวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ใน Appendix 12.1 แสดงให้เห็นเวลาดำเนินการ ทั้ง 24 ปี สรุปได้ดังนี้

(1) อัตราการผลิตของแบบจำลอง kk60 (239 BCF)

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Prod. Rate (MMCF/D)	92	92	77	65	54	44	34	27	21.5	17.5	14.4	12.3	10.4	8.8	7.55	6.5	5.7	5.17	4.7

- (2) ก๊าซเริ่มผลิตในปีที่ 5 ของโครงการด้วยอัตราวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต นาน 2 ปี จึงเริ่มลดลงจนกระทั่งหยุดผลิตในปีที่ 25 ของโครงการ (ปีที่ 20 ของการผลิต) ด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 54 ล้าน ลบ.ฟุต
- (3) ผลิตก๊าซได้ปริมาณรวมทั้งหมด 239 พันล้าน ลบ.ฟุต คิดเป็นร้อยละ 87 ของปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่งกักเก็บ
- (4) ผลทางด้านเศรษฐกิจปีต่อปี
- รายได้จากการขายก๊าซ (Gross sale income) = 602.06 ล้านดอลลาร์สหรัฐ
 - เงินลงทุนทั้งหมด 241.74 ล้านดอลลาร์ แบ่งเป็น

- (1) ค่าใช้จ่ายในการสำรวจ 2.7 ล้านบาท
- (2) ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมผลิต อุปกรณ์การผลิตและแยกก๊าซ 133.5 ล้านบาทสหรัฐ
- (3) ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ (Operation Cost) 105.54 ล้านบาทสหรัฐ

- เงินที่รัฐบาลได้

1. ค่าภาพหลวง 34.51 ล้านบาทสหรัฐ
 2. ภาษีเงินได้ร้อยละ 50 ของกำไร = 162.90 ล้านบาท
- (5) จากปีที่ 1 ถึงปีที่ 4 ของโครงการ ผลลัพธ์ของกระแสเงิน (Net Cash Flow) ยังเป็นลบเพราะยังไม่มีการผลิตมีเฉพาะค่าใช้จ่าย
 - (6) เริ่มผลิตก๊าซในปีที่ 5 ของโครงการ (คศ.2004) อัตราวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต มีรายรับในการขายก๊าซในปีที่ 84.62 ล้านบาทสหรัฐ แต่ก็ยังมีกำไร สะสมเป็นลบ -21.4 ล้านบาท การผลิตยังคงตัววันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุตไปถึงปีที่ 6 ในปีที่ 6 (ของโครงการหรือ คศ.2005) สามารถขายก๊าซได้ 169.29 ล้านบาทสหรัฐ ทำให้ผลลัพธ์รวมเริ่มเป็นบวก (ที่สิ้นปีที่ 6) 27.13 ล้านบาท แสดงว่าสามารถคืนทุนได้ใน 6 ปีของโครงการหรือสิ้นปีที่ 2 ของการผลิตก๊าซธรรมชาติ
 - (7) อัตราการผลิตจะค่อย ๆ ลดลงจากปีที่ 7 ของโครงการหรือปีที่ 3 ของการผลิต (คศ.2006) ด้วยอัตราลดเฉลี่ยประมาณร้อยละ 15 ต่อปี จนกระทั่งถึงปีที่ 24 ของโครงการหรือปีที่ 20 ของการผลิตจึงหยุดผลิตด้วยอัตราการผลิตสุดท้ายวันละ 5.4 ล้าน ลบ.ฟุต มีรายได้สะสม 325.81 ล้านบาทสหรัฐ และเมื่อหักภาษีเงินได้ร้อยละ 50 จะมีกำไรสะสม 155.8 ล้านบาท และถ้าใช้ตัวประกอบลดเงินเป็นเงินในปีเริ่มต้น (คศ.2000) ด้วยอัตราลดเท่ากับดอกเบี้ยธนาคารคือ 7.25% จะได้กำไรสุทธิ 59.62 ล้านบาทสหรัฐ
 - (8) มีอัตราการคืนทุน (Internal Rate of Return) ร้อยละ 19.24 และมีสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน (Profit Investment Ratio PIR) เท่ากับ 1.09

ตารางที่ 12.2 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ Model KK60 (239 BCF)

ปริมาณก๊าซผลิตได้ทั้งหมด 239 พันล้าน ลบ.ฟุต	ปริมาณก๊าซที่มีอยู่ในแหล่ง 279 พันล้าน ลบ.ฟุต
พื้นที่ระบบปิโตรเลียม 500 เอเคอร์	ปีที่เริ่มโครงการ ; คศ. 2000
ราคาก๊าซตลอดโครงการ 2.52 เหรียญ/ปีที่ผลิต	ค่าความร้อนของก๊าซ (Gas Heating Value) 1,000 BTU ต่อ 1 ลบ.ฟุต
ค่าภาคหลวง 6.25%	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
อัตราดอกเบี้ย 7.25%	อัตราเงินเฟ้อ 7.25%
ก๊าซใช้เป็นเชื้อเพลิง 1%	ราคาก๊าซเพิ่มขึ้นปีละ 2%
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 29.75%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 19.24%
รัฐเก็บค่าภาคหลวงไม้ 34.51 ล้านเหรียญ	กำไรก่อนหักภาษี 325.81 ล้านเหรียญ
รัฐเก็บภาษีเงินได้ 162.90 ล้านเหรียญ	กำไรหลังหักภาษีเงินได้ 155.8 ล้านเหรียญ
คิดกำไรสุทธิเป็นเงินที่ คศ.2000 59.62 ล้านเหรียญ	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุนเริ่มต้น 1.09

12.6 สรุปผลการวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียม Model kk65 (260 BCF)

1. การผลิตเริ่มผลิตได้ในปีที่ 5 ของโครงการ (คศ. 2004) ด้วยอัตราการผลิตวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต ผลิตคงตัวไป 2 ปี อัตราการผลิตจะเริ่มลดลงในปีที่ 3 ของการผลิตด้วยอัตราปริมาณร้อยละ 15 ต่อปี จนไปหยุดผลิตปีที่ 20 ของการผลิตด้วยอัตราผลิตวันละ 6.4 ล้าน ลบ.ฟุต

Year	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Prod. Rate (MMCF/D)	92	92	82	72	60	51	44	37.5	31.5	27	22	18	15.4	13.4	11.8	11	9.2	8	7.2	6.4

2. สรุปผลกระแสเงิน

ค่าใช้จ่ายแบ่งออกเป็น

- ค่าสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์ = 2.7 ล้านเหรียญสหรัฐ

- ค่าเจาะหลุมสำรวจ หลุมผลิต อุปกรณ์การผลิตและอุปกรณ์

แยกก๊าซ = 133.50 ล้านเหรียญสหรัฐ

- ค่าดำเนินการ = 115.4 ล้านบาท

ผลลัพธ์การเงินแบ่งเป็น

- ค่าภาคหลวง = 37.88 ล้านบาท

- ภาษีเงินได้ 50% ของกำไร = 182.43 ล้านบาท

- กำไรหลังหักภาษี = 175.33 ล้านบาท

3. ปีที่ 5 ของโครงการ (คส.2004) ผลิตวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุต ทั้งปีขายก๊าซได้ 84.62 ล้านบาท
หนี้สูญหักค่าใช้จ่ายในปีที่เหลือ 48.8 ล้านบาท หนี้สูญหักลบยอดเงินสะสมรวมแล้วยังเป็นลบ -
21.4 ล้านบาท

4. ในปีที่ 6 ของโครงการ (คส.2005) ยังคงผลิตก๊าซวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุตทั้งปีขายก๊าซได้
84.62 ล้านบาท เมื่อหักค่าใช้จ่ายนำไปหักลบยอดสะสมรวมแล้วมีผลลัพธ์เป็นบวก 27.13 ล้านบาท
หนี้สูญแสดงว่ามีการคืนทุนหมดแล้วในปีนี้

5. จากปีที่ 7-24 ของโครงการ (คส.2006-2023) อัตราการผลิตลดลงเรื่อยประมาณร้อยละ
15 ต่อปี ทำให้รายได้จากการขายก๊าซลดลงด้วยสัดส่วนคล้ายกัน แต่เมื่อหักรายจ่ายแล้วก็ยังมีผลลัพธ์
เป็นบวกทุก ๆ ปี ได้ยอดกำไรสะสมรวมถึงปีสุดท้ายเท่ากับ 364.85 ล้านบาท

6. เมื่อหักภาษีเงินได้แล้วจะมีกำไร 175.33 ล้านบาท และถ้าลดส่วนเป็นเงินปัจจุบันที่มี
มีเริ่มต้นโครงการด้วยอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7.25 จะเป็นกำไร 66.18 ล้านบาท

7. อัตราการคืนทุนของโครงการก๊าซเป็นร้อยละ 20.3 และสัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเป็น 1.22

ตารางที่ 12.3 สรุปการวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์ปิโตรเลียมของโครงการ KK65

ปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ 260 พันล้าน ลบ.ฟุต	ปริมาณก๊าซธรรมชาติในแหล่งกักเก็บเริ่มต้น 303 พันล้าน ลบ.ฟุต
พื้นที่ระบบปิโตรเลียม 500 เอเคอร์	ปีที่เริ่มโครงการ คศ. 2000
ราคาก๊าซเริ่มต้น 2.52 เหรียญ/ล้านบีทียู	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/1เหรียญ
ราคาก๊าซเพิ่มขึ้นปีละ 2%	ก๊าซใช้เป็นเชื้อเพลิง 1%
ค่าภาคหลวงร้อยละ 6.25	ภาษีเงินได้ร้อยละ 50
อัตราเงินเฟ้อร้อยละ 7.25	อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7.25
อัตราคืนทุนก่อนเสียภาษี 30.74%	อัตราคืนทุนหลังเสียภาษี 20.30%
รัฐได้ค่าภาคหลวง 37.88 ล้านเหรียญ	กำไรก่อนหักภาษี 357.75 ล้านเหรียญ
รัฐได้ค่าภาษีเงินได้ 182.43 ล้านเหรียญ	กำไรหลังหักภาษี 175.33 ล้านเหรียญ
กำไรคิดเป็นเงินที่ คศ.2000 66.18ล้านเหรียญ	สัดส่วนกำไรต่อเงินทุน = 1.22

12.7 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมของแหล่งจำลอง 225 BCF และ PP new (558 BCF)

ในการศึกษาครั้งนี้ยังมีแบบจำลองอีก 2 แบบคือแบบจำลอง 225 BCF ที่มีปริมาณสำรอง 225 พันล้าน ลบ.ฟุต และแบบจำลอง Ppnew (558 BCF) มีปริมาณสำรองก๊าซ 558 พันล้าน ดังแสดงผลละเอียดในภาคผนวกที่ 12

ตารางที่ 12.4 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตรเลียมแหล่ง 225 BCF

ปริมาณสำรองก๊าซ 225 พันล้าน ลบ.ฟุต	ปริมาณก๊าซธรรมชาติในแหล่งกักเก็บ เริ่มต้น 250 พันล้าน ลบ.ฟุต
พื้นที่ระบบปีโตรเลียมต่อหลุม 500 เอเคอร์	ปีที่เริ่มต้นของโครงการ คศ. 2000
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณี ฟิสิกส์ = 2.55 ล้านดอลลาร์สหรัฐ	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุม อุปกรณ์การผลิต และอุปกรณ์แยกก๊าซ 133.5 ล้านดอลลาร์
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ = 98.59 ล้านดอลลาร์	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ราคาก๊าซเริ่มต้น 2.52 เหรียญ/ล้านบีทียู	ความร้อนก๊าซ 1000 บีทียู/ 1 ลบ.ฟุต
ราคาก๊าซเพิ่มขึ้นปีละ 2%	ก๊าซใช้เป็นเชื้อเพลิงร้อยละ 1
อัตราเงินเพื่อค่าใช้จ่าย 7.25%	อัตราดอกเบี้ยลดเป็นเงินปัจจุบัน 7.25% (ที่ คศ.2000)
ระยะเวลาของโครงการ 24 ปี	ระยะเวลาของการผลิตก๊าซธรรมชาติ 20 ปี
สามารถคืนทุนได้ในปีที่ 6 ของโครงการ	รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 32.8 ล้านดอลลาร์
กำไรก่อนหักภาษี = 292.43 ล้านดอลลาร์	รัฐเก็บภาษีเงินได้ 149.76 ล้านดอลลาร์
กำไรหลังหักภาษี = 142.67 ล้านดอลลาร์	กำไรคิดเป็นเงินปัจจุบัน 55 ล้านดอลลาร์
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน = 1.0	

ตารางที่ 12.5 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมแหล่ง Ppnew (533 BCF)

ปริมาณสำรองก๊าซ 533 พันล้าน ลบ.ฟุต	ปริมาณก๊าซธรรมชาติในแหล่งกักเก็บ เริ่มต้น 622 พันล้าน ลบ.ฟุต
พื้นที่ระบบปิโตรเลียมต่อหลุม 640 เอเคอร์	ปีที่เริ่มต้นของโครงการ คศ. 2000
ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและธรณี ฟิสิกส์ = 3.3 ล้านดอลลาร์สหรัฐ	ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุม อุปกรณ์การผลิต และอุปกรณ์แยกก๊าซ 227.0 ล้านดอลลาร์
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ=268.40 ล้านดอลลาร์	อัตราแลกเปลี่ยน 40 บาท/เหรียญ
ราคาก๊าซเริ่มต้น 2.52 เหรียญ/ล้านบีทียู	ความร้อนก๊าซ 1000 บีทียู/ 1 ลบ.ฟุต
ราคาก๊าซเพิ่มขึ้นปีละ 2%	ก๊าซใช้เป็นเชื้อเพลิงร้อยละ 1
อัตราเงินเพื่อค่าใช้จ่าย 7.25%	อัตราดอกเบี้ยลดเป็นเงินปัจจุบัน 7.25% (ที่ คศ.2000)
ระยะเวลาของโครงการ 33 ปี	ระยะเวลาของการผลิตก๊าซธรรมชาติ 29 ปี
สามารถคืนทุนได้ในปีที่ 8 ของโครงการ	รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ 83.98 ล้านดอลลาร์
กำไรก่อนหักภาษี = 825.16 ล้านดอลลาร์	รัฐเก็บภาษี 50% ของกำไร 412.58 ล้านดอลลาร์
กำไรหลังหักภาษี = 407.02 ล้านดอลลาร์	กำไรคิดเป็นเงินปัจจุบัน(ที่ คศ.2000) = 122.46 ล้านดอลลาร์
สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุน = 1.67	

12.8 สรุปผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปิโตรเลียมเปรียบเทียบขนาดแหล่งจำลองขนาดต่าง ๆ กัน

เพื่อศึกษาแหล่งก๊าซที่มีขนาดปริมาณก๊าซธรรมชาติในแหล่งกักเก็บที่ต่างกันหลาย ๆ ขนาด
เปรียบเทียบผลวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจปิโตรเลียม หลุมผลิตแหล่งก๊าซจึงถูกสมมติให้มีพื้นที่ระบบ
ปิโตรเลียมที่ต่างกันออกไป เพื่อให้ขนาดแหล่งกักเก็บใหญ่ขึ้นตามลำดับให้ได้ปริมาณก๊าซในแหล่ง
กักเก็บเป็นไปตามที่ต้องการ 4 ขนาดคือ 250, 279, 303 และ 622 พันล้านลูกบาศก์ฟุตดัง
ผลเปรียบเทียบในตารางที่ 12.6

ตารางที่ 12.6 ผลวิเคราะห์เศรษฐกิจปีโตรเลียมเปรียบเทียบของ 4 ขนาดแหล่งก๊าซธรรมชาติ

รายการ	ขนาดปริมาณก๊าซในแหล่งกักเก็บเริ่มต้น (พันล้าน ลบ.ฟุต)			
	250	279	303	622
1. ปริมาณสำรองก๊าซ (พันล้าน ลบ.ฟุต)	225	239	260	533
2. พื้นที่ระบายปีโตรเลียมต่อหลุม (เอเคอร์)	500	500	500	640
3. ค่าใช้จ่ายในการสำรวจธรณีวิทยาและ ธรณีฟิสิกส์ (ล้านเหรียญสหรัฐ)	2.25	2.7	2.73	3.3
4. ค่าใช้จ่ายในการเจาะหลุมปีโตรเลียม อุปกรณ์การผลิตและอุปกรณ์แยกก๊าซ (ล้านเหรียญ)	133.5	133.5	133.5	227
5. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ(ล้านเหรียญ)	98.59	105.54	115.4	268.4
6. ราคาก๊าซเริ่มต้น (เหรียญ/ล้านบีทียู)	2.52	2.52	2.52	2.52
7. ราคาก๊าซเพิ่มขึ้นปีละ (%)	2	2	2	2
8. อัตราเงินเฟ้อค่าใช้จ่าย (%)	7.25	7.25	7.25	7.25
9. ระยะเวลาโครงการ (ปี)	24	24	24	33
10. ระยะเวลาของการผลิตก๊าซ (ปี)	20	20	20	29
11. สามารถคืนทุนได้ในปีที่ของโครงการ	6	6	6	8
12. รัฐเก็บค่าภาคหลวงได้ (ล้านเหรียญ)	32.8	34.51	57.88	83.98
13. กำไรก่อนหักภาษี (ล้านเหรียญ)	292.43	325.81	357.75	825.16
14. รัฐเก็บภาษีเงินได้ 50% (ล้านเหรียญ)	149.76	162.90	182.43	412.58
15. กำไรหลังหักภาษีเงินได้ (ล้านเหรียญ)	142.67	155.8	175.33	467.02
16. กำไรคิดเป็นเงินปัจจุบัน	55.0	59.62	66.18	122.46
17. อัตราการคืนทุน (%)	18.90	19.24	20.32	26.72
18. สัดส่วนกำไรต่อเงินทุน	1.0	1.09	1.22	1.67

ลักษณะ โครงสร้างเกิดขึ้นพร้อมเหตุการณ์เหล่านี้ได้รวมทั้งรอยเลื่อนย้อนมุมต่ำและรอยเลื่อนที่เกิดขึ้นพร้อมกับการขยายตัวของการคดโค้งของชั้นหินและการกลับตัวของโครงสร้าง การคดโค้งและความดันเกินที่ไม่สัมพันธ์กันของหินดินดาน

การศึกษาผลการเจาะสำรวจของบริษัทน้ำมันหลายบริษัทรวมทั้งผลการวิเคราะห์สนับสนุนความเข้าใจลำดับชั้นหินบริเวณนี้ให้ดีขึ้น การแบ่งลำดับชั้นหินในบริเวณนี้ถูกกำหนดขึ้นโดยความสัมพันธ์กันของลักษณะ โครงสร้างและการพัฒนาของธรณีวิทยาแปรสัณฐานของหินเหล่านี้ การต่อเนื่องกันของลำดับชั้นหินของที่ราบสูงโคราชมีอายุตั้งแต่ต้นยุคพาสิโอโซอิกถึงยุคนีโอจีน การลำดับชั้นหินของแอ่งโคราชสามารถแบ่งได้เป็น 2 ส่วนคือหินชุดก่อนโคราชและหินชุดโคราช หินชุดก่อนโคราชประกอบด้วยหินชุดซิลิซิคลอสติกยุคพาสิโอโซอิกตอนบนและชุดหินปูนคาร์บอนเนตทะเลน้ำตื้น หินเหล่านี้ถูกเปลี่ยนรูปไปอย่างรุนแรง เนื่องจากการเคลื่อนที่ของเปลือกโลกยุคเพอร์โมคาร์บอนิเฟอร์รัสและไทรแอสติก ในขณะที่หินชุดโคราชมีผลเพียงเล็กน้อยจากการก่อกำเนิดเทือกเขาหิมาลัยัน ด้วยเหตุผลนี้ทำให้หินชุดก่อนโคราชมีโครงสร้างซับซ้อนมากกว่าหินชุดโคราช ลำดับชั้นตะกอนแสดงให้เห็นลักษณะการเปลี่ยนแปลงจากการตกตะกอนในสถานะแวดล้อมในทะเลถึงไหล่ทวีป

หินต้นกำเนิดของหินชุดโคราช คาดว่าจะเป็นหินที่เกิดการตกตะกอนถ้ำถมในทะเลสาบยุคไทรแอสติกตอนปลายและหินดินดานสีดำยุคเพอร์เมียนตอนบน หินต้นกำเนิดยุคไทรแอสติกและเพอร์เมียนต่างก็ผ่านมีซิมิวิ (post nature) ของการเกิดน้ำมันเป็นอย่างน้อย หินกักเก็บปิโตรเลียมจำกัดอยู่ในหินปูนคาร์บอนเตยุคเพอร์เมียน โดยเฉพาะในช่องว่างระหว่างผลึกหินที่เกิดขึ้นภายหลัง และช่องว่างเล็กระหว่างผลึกและรูเล็ก ๆ ของหินโคลโลไมท์

การสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือเริ่มต้นขึ้นใน พ.ศ. 2505 (ค.ศ. 1962) เมื่อบริษัทยูนิเวนออยล์ ออฟฟาร์วีฟอเรีย ซึ่งเป็นบริษัทต่างชาติบริษัทแรกที่ได้รับสัมปทานสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือภายใต้กฎหมายเหมืองแร่ หลุมสำรวจปิโตรเลียมหลุมแรกในที่ราบสูงโคราชคือ หลุมภูจินารายณ์-1 ซึ่งเจาะโดยบริษัท ยูนิเวนออยล์ฯ ในปี พ.ศ. 2514 (ค.ศ. 1971) แต่เป็นหลุมแห้งไม่พบปิโตรเลียมเชิงพาณิชย์ การสำรวจปิโตรเลียมยุคที่สองเริ่มในปี พ.ศ. 2522 (ค.ศ. 1979) เมื่อบริษัท เอสโซโคราชอิงค์ ได้สัมปทานภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม และเจาะหลุมแรกในปี พ.ศ. 2524 คือหลุมน้ำพอง-1 พบแหล่งก๊าซแห่งอัตรการไหลวันละ 28 ล้านลูกบาศก์ฟุต จากรอยแตกในหินคาร์บอนเตยุคเพอร์เมียน จาก พ.ศ. 2525-2533 บริษัท เอสโซฯ เจาะหลุมสำรวจอีก 12 หลุม มีเพียงหลุมภูซ่อม-1 (จังหวัดอุดรธานี) เท่านั้นที่พบก๊าซธรรมชาติทดสอบอัตรการไหลได้วันละ 4 ล้าน ลบ.ฟุต ที่เหลือเป็นหลุมแห้ง การสำรวจเฟรตที่ 3 เริ่มในปี พ.ศ. 2534 เนื่องจากมีการค้นพบตะกอนทะเลสาบยุคไทรแอสติกที่อยู่ระหว่างยุคเพอร์เมียนและหินชุดโคราช มีการเจาะหลุมสำรวจเพิ่มอีก 7 หลุม แต่ไม่พบปิโตรเลียมบริษัทผู้รับสัมปทานเหล่านี้จึงคืนพื้นที่ทั้งหมดในปี พ.ศ. 2537 (ค.ศ. 1994)

บทที่ 13

สรุปและข้อเสนอแนะ

13.1 สรุป

ธรณีวิทยาของประเทศไทยประกอบด้วยหินอายุตั้งแต่มหายุคพรีแคมเบรียนถึงยุคควอเทอร์นารี หินเหล่านี้แผ่ขยายตัวครอบคลุมอยู่บนพื้นที่ทวีป 2 แผ่นที่ก่อกำเนิดจากแผ่นดินใหญ่ก่อนวานาแผ่นฉานไทยอยู่ทางตะวันตกแผ่นอินโดจีนอยู่ทางตะวันออก แผ่นทวีปทั้งสองมาเชื่อมกันเนื่องจากการชนกันของพื้นที่ทวีปในยุค ไตรแอสซิก หลังการชนกันก็เกิดแอ่งเป็นหย่อม ๆ อยู่ระหว่างเทือกเขาต่าง ๆ มีเทือกเขาภูเขาไฟ 3 แนวหลักคือ เชียงของ-ดาก เลข-จันทบุรี และหินบะซอลท์ยุคซีโนโซอิก ความเข้าใจถึงการวางตัวของชั้นหินและการเปลี่ยนแปลงของเปลือกโลกบริเวณนี้ได้ให้สะพานเชื่อมโยงความเข้าใจในธรณีวิทยาของเอเชียตอนใต้และเอเชียแปซิฟิกเป็นอย่างดี ลำดับชั้นหินบริเวณนี้ประกอบไปด้วยลำดับของหินยุคคาร์บอนิเฟอรัสถึงหินอายุไตรแอสสิก ในช่วงเริ่มต้นตามด้วยหินยุคไตรแอสสิกตอนปลายถึงยุคครีเตเชียส ทั้งสองกลุ่มหินถูกแยกโดยรอยหินไม่ต่อเนื่องอินโดจีนิก หินยุคเพอร์เมียนของประเทศไทยส่วนใหญ่เป็นหินปูน (Limestone) อายุตั้งแต่ยุคเพอร์เมียนตอนต้นถึงเพอร์เมียนตอนกลาง สามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่มคือ ราชบุรี และสระบุรี

ที่ราบสูงโคราชเป็นแอ่งทรงกลมที่มีขอบยกขึ้นรอบๆ คล้ายกระทะแอ่งขยายตัวเข้าไปถึงประเทศลาว โครงสร้างแบ่งออกเป็น 5 แอ่งย่อยคือ แอ่งย่อยอุบล แอ่งย่อยขอนแก่น แอ่งย่อยเวียงจันทร์ แอ่งย่อยสกลนคร และแอ่งย่อยสุวรรณเขต แอ่งเหล่านี้เกิดขึ้นเนื่องจากแรงอัดที่มากปล่อยออกมาจากแผ่นทวีปอินเดีย พลังดันแผ่นทวีปเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ภูมิฐานคล้ายแอ่งกระทะของแอ่งโคราชมีผลมาจากการเคลื่อนตัวของแผ่นทวีปอินเดียเช่นเดียวกัน ที่ราบสูงโคราชถูกกระทำเหล่านี้ได้วิเคราะห์จาก 3 เหตุการณ์ คือวิเคราะห์จากภาพถ่ายทางอากาศและภาพถ่ายดาวเทียม LANDSAT-5 ที่เข้ากัน เส้นแนวโค้งครั้งแรกอยู่ในแนวเหนือใต้ในขณะที่แนวโค้งครั้งที่สองและครั้งที่สามสังเกตเห็นอยู่ในแนวตะวันตกเฉียงเหนือและตะวันออกเฉียงเหนือตามลำดับในระหว่างยุคครีเตเชียสตอนปลายถึงยุคไพลสโตซีน

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยประกอบด้วยการแปรสัณฐานหลัก 6 ครั้งต่อเนื่องกัน ผลการแปรสัณฐานเหล่านี้เสริมกันให้เกิดลักษณะโครงสร้างเฉพาะประกอบด้วย รอยหักงอของชั้นหินหลายทิศทางและหลายลักษณะ การยกตัวยุคคาร์บอนิเฟอรัสตอนปลายเป็นเหตุการณ์หลักแรกที่ชักนำให้เกิดการยุบตัวและพัฒนาแอ่งต่าง ๆ เกิดขึ้น การตกตะกอนหินปูนยุคเพอร์เมียนเกิดขึ้นเป็นหย่อม ๆ บนรอยต่อของรอยแตกบนส่วนหลังบ้ำของการยกตัว การกอดันของแผ่นทวีปยูเรเชียอินโดจีนเนียนและเทอร์เชียรีตอนต้น เป็นผลทำให้เกิดชนิดโครงสร้างย่อยต่าง ๆ มากมายส่วนใหญ่จะเป็นการโค้งกลับตัวปกติ การโค้งกลับมุมย้อนที่รวมด้วยหินพื้นฐานด้านล่าง และการโค้งงอเนื่องจากแรงกดดัน แบบ

ในการศึกษาประเมินศักยภาพของโครงสร้างที่ยังไม่ได้สำรวจใน โดยอาศัยการแบ่งกลุ่ม โครงสร้างออกเป็น 3 กลุ่ม กลุ่มที่ประสบผลสำเร็จ กลุ่มที่ไม่ประสบผลสำเร็จ และสุดท้ายกลุ่มที่ยังไม่มีการทดสอบ การศึกษาความเสี่ยงในการสำรวจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือคำนวณออกมาได้ เป็น 0.07 กล่าวคือการเจาะสำรวจในบริเวณนี้จะมีโอกาสประสบความสำเร็จร้อยละ 7

การคาดการณ์ประสิทธิภาพในการผลิตปิโตรเลียมในแหล่งหินคาร์บอนเนตของภาค ตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทยกระทำได้ยากและไม่ตรงกับที่เป็นจริง ฉะนั้นการศึกษาการกระจาย ตัวของความพรุน (Porosity) และความซึมผ่านได้ (Permeability) ในหินคาร์บอนเนตมีความจำเป็นใน การศึกษาครั้งนี้ จึงมีการเก็บตัวอย่างหินคาร์บอนเนตจากจังหวัดสระบุรี ลพบุรี และเพชรบูรณ์ มาวัดค่า ความพรุนและค่าซึมผ่านได้ในห้องปฏิบัติการของมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ผลการศึกษาได้ค่า Porosity เฉลี่ยเป็น 3.44% และ 3.95% ในหินปูนและหินโคลไไมท์ตามลำดับ ส่วนค่า Permeability ไม่ สามารถวัดได้ในห้องปฏิบัติการเพราะมีค่าน้อยมาก ฉะนั้นข้อมูลค่า Permeability ที่นำมาใช้ในการทำ แบบจำลองคอมพิวเตอร์ปิโตรเลียมได้มาจากหนังสืออ้างอิงต่าง ๆ ค่า Permeability ของหินคาร์บอนเนตที่ เกิดขึ้นตามธรรมชาติแรกเริ่มมีค่าน้อยเกิดไปจนไม่สามารถผลิตก๊าซได้ เมื่อเจาะหลุมผลิตเสร็จจึงต้องมี การละลายหินและทำให้หินแตกด้วยกรด (Acid Fracturing) ซึ่งจะทำให้ค่า Permeability เฉลี่ยมากขึ้นเป็น 0.65 มิลิดาร์ซี ทำให้สามารถผลิตก๊าซได้

ในการทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งก๊าซธรรมชาติครั้งนี้ให้มีขนาด $3.1 \times 6.2 \times 0.2$ ลูกบาศก์กิโลเมตร มีพื้นที่แหล่งปิโตรเลียมประมาณ 20 ตารางกิโลเมตร มีทั้งหมด 10 ชั้น แต่ละชั้นหนา รวม (gross) 60 ฟุต หนาสุทธิ (Net) 18 ฟุต ฉะนั้น จะมีความหนารวมทั้งหมด 600 ฟุต หนาสุทธิรวม 180 ฟุต

ลักษณะของแหล่งก๊าซเป็นรูปประทุนคว่ำซึ่งมีพื้นที่ฐานมากกว่ายอดบน แหล่งก๊าซ แบ่งเป็นบล็อกขนาด $300 \times 300 \times 60$ ลูกบาศก์เมตร 10 ชั้น มีทั้งหมด 1097 บล็อก แหล่งจำลองมีหลุมผลิต ทั้งหมด 5 หลุม ค่า porosity เฉลี่ย 0.03 (3%) ค่า permeability เฉลี่ยประมาณ 0.6 md แหล่งก๊าซจำลองถูก จำลองเป็น 4 ชุดคือ KK60 KKME KK65 และ PPnew ที่มีปริมาณสำรอง 239, 225, 260 และ 558 พันล้าน ลบ.ฟุต โดยมีก๊าซในแหล่ง 276, 250, 303 และ 650 พันล้านตามลำดับ หลังจากใช้คอมพิวเตอร์ คำนวณการผลิตแหล่ง 4 แหล่งจะมีประสิทธิภาพในการผลิตร้อยละ 87, 86, 89 และ 86 ตามลำดับ

ในการศึกษาเศรษฐกิจปิโตรเลียมสำหรับแหล่งก๊าซที่มีก๊าซ 276 พันล้าน ลบ.ฟุต มี ปริมาณสำรอง 239 พันล้าน ลบ.ฟุต การผลิตก๊าซเริ่มวันละ 92 ล้าน ลบ.ฟุตในปีที่ 5 ของโครงการ ผลิต ด้วยอัตราคงที่ไป 2 ปี ในปีที่ 7 ของโครงการอัตราการผลิตก๊าซจะเริ่มลดลงปีละ 16% จนกระทั่งปีที่ 23 ของโครงการ เหลือการผลิตวันละ 5.4 ล้าน ลบ.ฟุต จึงหยุดผลิต ผลการคำนวณทางเศรษฐกิจปรากฏว่า

โครงการสามารถคืนทุนได้ภายในเวลา 2 ปี ของการผลิตก๊าซ ตลอดโครงการมีอัตราคืนทุนร้อยละ 19.24 ต่อปี สัดส่วนกำไรต่อเงินลงทุนเท่ากับ 1 จึงสรุปได้ว่าเป็นโครงการที่คุ้มกับการลงทุน

เช่นเดียวกับแหล่งก๊าซที่มีปริมาณสำรอง 225, 260 และ 533 พันล้าน ลบ.ฟุต เมื่อวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์แล้ว ต่างก็สามารถคืนทุนได้ในปีที่ 2 ของการผลิตและมีอัตราคืนทุนร้อยละ 18, 20 และ 26 โดยมีสัดส่วนต่อเงินลงทุน 1, 1.2 และ 1.67 ตามลำดับ

ผลจากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ของ Tank Model ในแหล่งที่มีปริมาณก๊าซเท่ากัน ก็ได้ผลออกมาใกล้เคียงกับผลจาก Reservoir Simulation

13.2 ข้อเสนอแนะในการวัดค่า Porosity และ Permeability

1. ข้อสังเกตในการตรวจสอบคุณสมบัติที่ต่างกันระหว่างหินปูน(Limestone)และหิน โดโลไมท์ (Dolomite) ในสนามคือ

ก. ผลึก (Crystal)

ผลึกของหิน โดโลไมท์จะก่อตัวเป็นรูปสี่เหลี่ยมขนมเปียกปูนคล้ายอานม้า แต่ผลึกของหินปูนจะเป็นรูปสี่เหลี่ยมขนมเปียกปูนทั่ว ๆ ไป

ข. การทำปฏิกิริยากับกรด

หิน โดโลไมท์จะทำปฏิกิริยากับกรดน้อยกว่าหินปูน

ค. สี

หิน โดโลไมท์จะมีสีออกโปร่งใสเป็นหย่อม ๆ มีแร่แมกนีเซียมและยิบซัมอยู่ข้างใน ในขณะที่หินปูนมีสีเทา

ง. เส้นบนหิน โดโลไมท์จะมีลักษณะคล้ายหนังช้าง

2. เครื่องมือ Poro-Perm cell เป็นเครื่องมือวัด porosity และ permeability แต่ก็มีขีดจำกัดวัดอัตราการไหลต่ำ ๆ ไม่ได้ แต่อย่างไรก็ตามสามารถที่จะซื้อเครื่องวัดอัตราการไหลที่สามารถวัดละเอียดมา พ่วงก็จะสามารถวัดค่า Permeability ต่ำๆ ได้ อีกทั้งความดันไหลในเครื่องนี้สามารถอัดได้สูงสุดเพียง 100 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (psi) เท่านั้น ถ้าสามารถหาเครื่องมือวัด Permeability ที่สามารถอัดแรงดันได้สูงกว่านี้ ก็อาจจะวัด permeability ที่มีค่าน้อย ๆ ได้ (คือที่น้อยกว่า 0.5 md ได้)

13.3 ข้อเสนอแนะในการทดลองผลิตด้วยแบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Simulation)

1. คู่มือการใช้ Black Oil Simulation มีความสำคัญ ผู้วิจัยควรศึกษาและเรียนรู้ที่จะเข้าใจก่อน การใช้โปรแกรมทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์

2. ภาษา FORTRAN เป็นภาษาที่เขียนในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ ผู้วิจัยควรมีพื้นฐานโปรแกรม FORTRAN

3. คำเตือนสำคัญที่แสดงบนจอคอมพิวเตอร์แทบเขียวเป็นการบอกข้อผิดพลาดที่เกิดขึ้นในขณะ การเรียงลำดับตัวแปรในบล็อกต่าง ๆ ในแบบจำลอง คำเตือนนี้จะไม่เกิดขึ้นถ้าผู้ปฏิบัติใส่ตัวแปรต่าง ๆ ถูกต้อง และตามขั้นตอน ยกตัวอย่างเช่น “Net thickness set equal to thickness for 17 cells, Layers” or “TH set = to difference between HTOPs in 1 cell, layer 2” การแก้ปัญหาก็คือใส่ข้อมูลค่าความหนา (net thickness) ในแต่ละ Grid block ใหม่และใส่ตัวแปรเรียงลำดับแถว (array) อีกครั้งหนึ่ง

4. การเขียนแผนที่โครงสร้าง (structure contour interval) ด้วยมือจะมีความยากมาก จึงควรให้ คอมพิวเตอร์ใส่เส้นระดับ (Contour) ให้โดยใส่ข้อมูลพิกัด x, y ลงไปในแผนที่คุณสมบัติของเส้นระดับ ระดับจะแสดงออกมาให้เห็นในแต่ละชั้นของแหล่งจำลอง

5. ในการศึกษาให้ให้มีหลุมผลิต 5 หลุมอัตราการผลิตเริ่มต้นที่วันละ 92 ล้านลูกบาศก์ฟุต การ ผลิตจะคงอัตรานี้ไปนาน 2 ปีจึงเริ่มลดลงในปีที่ 3 แต่ถ้าหากผู้วิจัยท่านอื่นลดอัตราการผลิตเริ่มต้นลงต่ำ กว่าวันละ 90 ล้านลูกบาศก์ฟุต อัตราการผลิตอาจรักษาการคงตัวไปนานเป็น 3-4 ปี จึงจะเริ่มลดลงและ ระยะเวลาของการผลิตก็จะยาวขึ้น

6. ผลการศึกษาแหล่งจำลองก๊าซธรรมชาติสามารถนำไปอ้างอิงเพื่อประกอบการตัดสินใจใน การลงทุนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือหรือบริเวณที่มีลักษณะทาง ธรณีที่คล้ายกันได้

7. ผลการทดลองผลิตแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ (Simulation results) จะมีประโยชน์ต่อการ คาดการณ์อนาคตของธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย

8. ผลการทดลองผลิตจากคอมพิวเตอร์ (Simulation results) จะถูกต้องหรือคล้ายของจริง หรือไม่ขึ้นอยู่กับข้อมูลที่ใส่เข้าไปและลักษณะของการสร้างแหล่งจำลองว่าตรงกับที่เป็นจริงหรือไม่ อย่างไร

9. การคำนวณซ้ำๆ ด้วยมือมักจะเกิดความผิดพลาดได้ แต่การใช้คอมพิวเตอร์คำนวณจะได้ค่าที่ ถูกต้องและละเอียดมากกว่าและใช้เวลาน้อยกว่า

13.4 ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองแหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

ทั้งหมดของแหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีหินกักเก็บเป็นหินคาร์บอนेट การ คาดการณ์การผลิตแหล่งเหล่านี้จะยากและซับซ้อนเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมที่เป็นหินคาร์บอนेटจะมีรอย แตก ถ้า ขนาดใหญ่ และเล็กที่แตกต่างกัน และนอกจากนั้นหินคาร์บอนेटในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีทั้ง เป็นหินปูนและหินโดโลไมท์ลละกันและมีคุณสมบัติที่คล้าย ๆ กันอยู่ หินโดโลไมท์อาจมีรูปแบบที่เหมือน

หินปูนแต่มีแร่แมกนีเซียมเป็นส่วนประกอบ ฉะนั้นจึงเป็นการยากที่จะแยกหินโคลโลไมท์ ออกจากหินปูนได้ชัดเจน ค่า Permeability มักเป็นตัวแยกหินโคลโลไมท์ที่ออกจากหินปูนโดยมีค่า Permeability ในหินกักเก็บโคลโลไมท์จะมีค่ามากกว่าในกักเก็บที่เป็นหินปูน

ข้อเสนอแนะในการสร้างแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งก๊าซธรรมชาติในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีดังนี้

1. ศึกษาพื้นที่ที่สนใจที่จะใช้ทำแหล่งจำลองให้ทราบถึงปัญหา ขบวนการ รายละเอียดของข้อมูล และประวัติการสำรวจที่ผ่านมาแล้ว เป็นต้น
2. ค่า Porosity ในหินภาคตะวันออกเฉียงเหนือไม่ค่อยแน่นอน ค่า Porosity จะมีค่ามากในหินที่มีรอยแตก ฉะนั้นการวิเคราะห์หาค่า Porosity ในตัวอย่างหินจึงมีความสำคัญ การใช้ค่า Porosity สูงเกินไปในแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์จะทำให้ผลออกมาผิดพลาด ควรใช้ค่าเฉลี่ยในการใส่เข้าไปในแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์
3. ข้อมูลที่ครบถ้วนและสมบูรณ์ของแหล่งก๊าซในภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่มีอยู่ทั้งหมด ควรถูกเก็บรวบรวมและนำมาใช้ในการทำแหล่งจำลองเพื่อที่จะให้ผลของการทดลองผลิตออกมาตรงกับแหล่งจริง ๆ ที่ควรจะเป็นให้มากที่สุด

13.5 ข้อเสนอแนะในการนำผลการทดลองผลิต (Simulation Results) ไปใช้ในกิจกรรมสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

1. ผลของการทดลองผลิต (Simulation Results) อาจนำมาประกอบการตัดสินใจในการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย
2. ผลของการทดลองผลิตจากแหล่งจำลองคอมพิวเตอร์ (Reservoir Simulation Results) สามารถนำมาใช้คาดการณ์กิจกรรมธุรกิจปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้
3. การทดลองผลิตโดยใช้แบบจำลองคอมพิวเตอร์ (Simulation) คือการรวบรวมข้อมูลและสร้างแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมและใส่ข้อมูลเข้าไปในโปรแกรมคอมพิวเตอร์ จากนั้นก็ทดลองผลิตและเปรียบเทียบผลจากข้อมูลที่ผ่านมาของแหล่งจริง (History Match) และปรับข้อมูลที่เป็น Input ให้ถูกต้องยิ่งขึ้น โดยใช้ข้อมูลในอดีต (History) เทียบปรับเพื่อคาดการณ์การผลิตในอนาคตให้ได้ผลอย่างถูกต้องสมเหตุสมผล

การทำแบบจำลองแหล่งปิโตรเลียมและทดลองผลิตด้วยคอมพิวเตอร์จะลดเวลาและค่าใช้จ่ายจากการที่จะทดลองผลิตจริง ๆ จากแหล่งใหม่ ๆ ดังนั้นอาจพิจารณาได้ว่า การจำลองคอมพิวเตอร์แหล่งปิโตรเลียม (Simulation) เป็นวิธีการอย่างหนึ่งที่มีประโยชน์ในการคาดการณ์การผลิตปิโตรเลียม ความถูกต้องเที่ยงตรงกับแหล่งจริง ๆ ขึ้นอยู่กับปริมาณและคุณภาพของข้อมูลที่จะใส่เข้าไปในโปรแกรมคอมพิวเตอร์

REFERENCES

- Assavapatchara, S., Charusiri, P. and Khantaprab, C. (1997). The Permian carbonate rocks in Thailand. In **The International Conference on Stratigraphy and Tectonic Evolution of Southeast Asia and the South Pacific** (p.139). Bangkok.
- 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.
- Barnum, R.S. and Moore, K.S. (1985). **Results of Nam Phong 1A Production Tests, Korat Plateau, Thailand**. Exxon Production Research Company. (Unpublished manuscript).
- Bhattacharya, S. (1999). **Improved Oil Recovery in Mississippian Carbonate Reservoirs of Kansas** [on-line]. Available: http://www.kgs.ukans.edu/PRS/publication/OFR99_22/discussion.html
- Booth, J.E. (1998). The Khorat Plateau of NE Thailand-Exploration History and Hydrocarbon Potential. In **Proceedings of the SEAPEX Exploration Conference** (pp.169-203). Singapore.
- Borns, D.j. (2001). **Development of a New-Generation Petroleum Reservoir Simulator** [on-line]. Available: http://www.energylan.sandia.gov/ngotp/news/mar/2001/march/mar_01.cfm.
- Calvin, C. M. and Robert L. D. (1989). **Reservoir Simulation**. USA: Society of Petroleum Engineer.
- Chierici, G. L. (1995). **Principles of Petroleum Reservoir Engineering**. Germany.
- 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 Liengjareern, M. (1995). Permian carbonates of Loei area, Northeastern Thailand. In **Proceedings of the International Conference on Geology,**

- Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp. 577-587).
Khonkean.
- Doscher, T.M., (1993). Petroleum reservoir model. In S.P. Parker(ed). **McGraw-Hill Encyclopedia of Engineering** (pp.893-895). USA: McGraw-Hill.
- Henry, B. C. (1997). **Modern Reservoir Engineering-A Simulation Approach**. New Jersey: Englewood Cliffs.
- John, R. F. (1997). **Principles of Applied Reservoir Simulation**. Texas: Houston.
- Kozar, M.G., Crandall, G.F., and Hall, S.E. (1992). Integrated Structural and Stratigraphic Study of the Korat Basin, Rat Buri Limestone (Permian),Thailand. In **Geologic Resource of Thailand : Potential for Future Development** (pp. 692-736). Bangkok.
- Kriangkri, T. (1987). **The Reserve, Energy Production and Production Natural Gas Rate Determination**. Institute of Engineering, Suranaree University of Technology. (Unpublished manuscript).
- Mineral Fuels Division. Department of Mineral Resources. Ministry of Industry. (1999).** Petroleum Act and Petroleum Income Tax Act B.E. 1999_Thailand III. Bangkok.
- Piyasin, S. (1995). The hydrocarbon potential of Khorat plateau. In **Proceedings of the International Conference on Geology, Geotechnology and Mineral Resources of Indochina (Geo-Indo'95)** (pp.551-562). Khon Kaen.
- 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.
- Roger, B. (2001). **Oil Technology: Reservoir Efficiency Processes** [on-line]. Available: http://fossil.energy.gov/techline/tl_baa2001_oil.shtml.
- 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.

- Sattayarak, N., Praditjan, 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.
- Shannon, P. (1988). **Fundamentals of Core Analysis and Special Core Analysis**. PTTEP Short Course: Bangkok. Thailand.
- 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>.
- Booth, John (2000). **PETROLEUM GEOLOGY OF THE KHORAT PLATEAU BASIN N.E. THAILAND, Amerada Hess Thailand, August 2000 DMR Presentation...** (Unpublished manuscript).
- Bhattacharya, S. (1999). **Improved Oil Recovery in Mississippian Carbonate Reservoirs of Kansas** [on-line]. Available: http://www.kgs.ukans.edu/PRS/publication/OFR99_22/discussion.html
- Booth, J.E. (1998). The Khorat Plateau of NE Thailand-Exploration History and Hydrocarbon Potential. In **Proceedings of the SEAPEX Exploration Conference** (pp.169-203). Singapore.
- Petroleum Act and Petroleum Income Tax Act B.E. 1999_Thailand III**. Mineral Fuels Division. Department of Mineral Resources. Ministry of Industry.

ภาคผนวก ก

GLOSSARY TERMS OF EVALUATION

Amortization - An accounting term referring to the process of writing off the cost or value of an asset over its expected service life. Intangible assets such as acquisition cost for non producing properties, lease bonuses, title clearing expenditures, geological and geophysical cost are "written off" or "amortized" in amortization accounts. Tangible assets such as physical equipment or in-place reserves are written off through depreciation or depletion accounts.

Capital Expenditure (CAPEX) - An accounting term usually applied to expenditure on fixed assets i.e. items that have a life beyond the current year. The value of such items is usually depreciated over its life. Other items with short life, and expenses such as operating costs, are treated as revenue items and are deducted in full immediately.

Depreciation - An accounting and tax term for allocating a portion of tangible asset cost to a time period. Property, plant and equipment are depreciated, as well as all the costs of developing producing wells and related facilities. Commonly used depreciation methods include straight-line and accelerated depreciation methods such as declining balance or sum-of-the-year's digits.

Discount Cash Flow (DCF) - Cash flows are estimates of future payments and receipts - usually on an annual basis. These are generally calculated in **MOD** terms. The DCF method then takes account of the fact that we would prefer to have a "real" sum of money in our hands now rather than later, because if we did, it could be re-invested to make more money. Thus it "costs" us something to receive it later (opportunity cost). The converse is true of capital costs (they cost less tomorrow than today because - inflation apart - the money can be kept in use in our financial system earning money). The purpose of DCF is to measure this time effect on value and cost, and it is a separate process from looking at inflation effects. Discounting is the exact mathematical inverse of compounding.

Discount Rate - The rate used to discount fund flows in the DCF method and evaluation (e.g., for a discount rate of 5% , year n fund flow is divided by 1.05 to the (n-1) power). It should be chosen to represent the real rate of return the business can expect to make and as such represents the rate that can be expected by investing in other (or opportunity) projects. The following points need to be taken into account when choosing the discount rate:

1. Historic company earnings rates are a guide, but future opportunities may differ.

2. If most of a company's capital is borrowed, the rate should at least exceed the loan rate! Where a company's capital is from several sources sometimes an average cost of capital may be used to derive a minimum discount rate.

3. The relative risk of one business to another.

4. Future investment opportunities - limited, anticipated rate of return?

Expense or Expensed - A disbursement of outlay which is subtracted from current revenue. In book or taxable income computations, this may be either OPEX (e.g., salaries and wages) or expensed investments. The entire amount receives tax relief in the year the cost is incurred.

Income Tax - A monetary assessment levied by a government, based upon taxable income.

Intangible Assets (ICAP). Intangible assets are the class of assets that includes all types of minerals. No value may be established by direct inspection and the asset does not necessarily depreciate with time. It loses value only when produced and furthermore cannot be replaced. The exact differentiation between a tangible (capital) asset and an intangible asset is somewhat arbitrary. From a practical standpoint, such differentiation depends on the current applicable tax provisions governing a specific type of property. Evaluations should not rely solely on past evaluations since the laws regarding intangible assets change.

Internal Rate of Return (IRR or DCF-ROR) - The discount rate which sets the Present Value of a cash flow stream equal to zero.

Investment - An expenditure of funds to acquire physical or financial assets from which benefits are expected to occur for more than one year.

Operating Expense (OPEX) - Generally, a cost of conducting business activities or, specifically, cost directly involved with production or services.

Profit - An imprecise term generally perceived to reflect the financial return from an investment. Profit is commonly defined as the excess of revenues over all costs and is also considered to be equivalent to income.

Revenue - The amount received for the sale of production of manufactured products. Generally, the mathematical product of unit price and volume. The chief source of cash inflow in most investment evaluations.

Royalty - Royalty is the interest of a party owning minerals in the ground where another party (the working interest) has gained the right to capture such minerals under a lease agreement. Such royalty interest is normally free of all costs of capture except for special treating costs that might be specified in the lease or assignment. This term is often used as an abbreviation for the term landowner's royalty. There are many specific forms of royalty.

Sensitivity Analysis - An analytic procedure which quantifies the impact various items of cash flow have upon investment return.

Sliding Scale Royalty - A royalty varying in accordance with the amount of production, e.g., a 1/8 royalty if the production is 100 barrels per day or less, and 3/16 royalty if the production is greater than 100 barrels per day. Difficult problems of interpretation of the sliding scale royalty clause arise when government regulations on a unitization agreement limit production on the amount of oil allocated to a particular tract. See Chapter 6 (Norway).

Tangible - Refers to an asset having material substance, as for example, equipment. A property whose value can be determined by objective appraisal.

Taxable Income - The computation of income in accordance with tax codes so as to serve as the basis for computing income taxes. Generally differs from book income (as reported in financial statement) because of different depreciation and depletion accounting procedures.

Write Off - An accounting term for a non-cash or book expense. It is the cost of a long-term asset allocated, period-by-period, over its deemed life. Also called an "Extinguishment." For example, depreciation, depletion and amortization expenses.

ภาคผนวก ข

POROSIMETER OPERATION

- a. Connect Helium gas supply to the port at the rear of the instrument.
- b. The instrument should be set up in a constant temperature environment. The pressure transducer should be calibrated and equipment leak checked on set up and checked periodically after that.
(See calibration section following)
- c. Turn on the electronic and allow to warm up. (5-10 minutes)
- d. Zero the digital readout.
- e. With the Helium value in the *off* position and the top value in vent position, adjust the zero potentiometer to a point where the digital readout reads 0.00.
- f. Turn on the Helium supply at the bottle and the Porosimeter. (red toggle value)
- g. Warm up the transducer by pressuring up and down several times.
- h. Determine the Reference Volume of the reference chamber (RV')
 1. Fill the matrix cup with billets and seal the cup in the porosimeter. The matrix cup must be the same position for each reading (for reference and grain volume measurements) to ensure that there is no change in volume.
 2. Fill the reference chamber with Helium to 100.00 psig*.
Record pressure as Pof.
 3. Open the reference chamber to the sample chamber.
Record the equilibrated pressure as Pf.
 4. Remove the appropriate billet from the sample chamber. The volume of the billet removed should be approximately equal to the pore volume of the samples being tested. (typically billet 3 for porous sandstones)
Record the volume of the billet removed as V_{bil} (cm³).
 5. Repeat steps 2 and 3, however, this time record the reference chamber pressure as Pob and the equilibrated pressure of the sample chamber as Pb.
 6. These pressure measurements are repeated until three consecutive identical readings are obtained. The RV is obtained at the start of each sample run and then at 20 sample intervals.

*Always use 100.00 psig for the reference pressure.

Calculations -RV

$$RV = V_{bil} / ((Pob/Pb)-(Pof/Pf))$$

or if P_{ob} and P_{of} = 100.00 psi

$$RV = P_f / 100 \times ((P_b \times V_{bil}) / (P_f - P_b))$$

i. Grain Volume Determination (GV)

1. Place the clean and dried core sample in the matrix cup. If the sample is short, then fill the excess space with a billet(s).

Record the identification number of the billets left out of the cup. The volume of these billets (V_{bil}^2) is used in the calculation and are found in " Matrix Cup Billet Volumes " Seal the cup at atmospheric conditions and isolate the cup from the atmosphere.

2. Fill the reference chamber with Helium to 100.00 psig.

Record the pressure as P_{os} .

3. Introduce the Helium into the matrix cup and allow the pressure to stabilise.

Record the stabilised pressure as P_s .

4. Through knowledge of the previously determined RV, the P_s is used to calculate the grain volume.

$$GV (cm^3) = V_{bil}^2 + ((P_{of}/P_f)RV) - ((P_{os}/P_s)RV)$$

$$V_{bil}^2 = \text{Billet removed}$$

j. Sample Weight Determination

After measurement of grain volume, the sample is weighed to 2 decimal places (grams), with care being taken with friable to ensure that there is no grain loss between the porosimeter and the electronic balance.

Record the weight as Dry Weight (Dry Wt) on the work sheet.

k. Bulk volume determination (BV)

Bulk volume is calculated from the relationship of length and diameter following this:

$$BV = (D/2)^2 \times L \times \pi$$

l. Pore volume determination

$$PV = BV - GV$$

Porosity Calculations

Grain Volume

$$R_v = V_{bil} / ((P_{ob}/P_b) - (P_{of}/P_f))$$

or if P_{ob} and P_{of} = 100 psi

$$RV = Pf/100 \times ((Pb \times V_{bil}) / (Pf - Pb))$$

$$GV = V_{bil}^2 + ((P_{of}/Pf)RV) - ((P_{os}/P_s)RV)$$

Pore Volume

$$PV = BV - GV$$

Bulk Volume

$$BV = (D/2)^2 \times L \times \pi - \text{for whole core samples, } (\pi=3.1416)$$

Porosity

$$\phi\% = PV/BV \times 100$$

Matrix Cup Billet Volumes

1" Billets	Billet Number	Volume (cm3)
	1	4.63
	2	4.59
	3	9.22
	4	18.49
1 1/2 " Billets	Billet Number	Volume (cm3)
	1	10.18
	2	10.2
	3	20.39
	4	40.74

ภาคผนวก ก

OVERBURDEN PORO-PERM CELL OPERATION

- a) The Overburden Poro-Perm Cell should be set up in a constant temperature environment. The pressure transducers should be calibrated and the equipment leak checked on installation. The transducers calibration should be checked from time to time and recalibrated as need be.
- b) Connect external helium, air and water supplies to the entry ports at the rear of the instrument.
- c) Connect the water drain port to an external drain line.

Sample Loading and Cell Pressuring.

- a) Place thick walled rubber sleeve over the platen end of the down stream end piece and secure with retaining ring.
- b) Insert right cylinder sample into the thick walled rubber sleeve, ensuring the sample is butted neatly up against the platen.
- c) Insert upstream platen into the rubber sleeve end, ensuring the platen is butted neatly up against the sample, and secure with retaining ring.
- d) The sample holder is then inserted into the hydrostatic cell, to a point where the base of the downstream end platen is flush with the lip of the cell.
- e) Secure the cell by screwing on the end cap.
- f) Pressure up hydrostatic cell.
 - 1. Open "OB DRAIN" valve and turn on "WATER" supply valve (blue toggle valve).
 - 2. Close the drain valve at the bottom of the hydrostatic cell.
 - 3. When the cell is full close the "OB DRAIN" valve. A full cell will be evidenced by the noise of water draining though the drain hose at the back of the equipment.
 - 4. Turn on "AIR SUPPLY" valve (black toggle valve).
 - 5. Select the correct "CELL PRESSURE CONTROL" gauge to cover the pressure you intend to go up to.
 - 6. Turn the "CELL PRESSURE CONTROL" air supply regulator in a clockwise direction until the desired pressure is obtained.
 - 7. The cell is now pressured up and you are ready to perform your porosity or permeability tests.

Cell Depressuring and Sample Unloading

- a) De-pressure the hydrostatic cell
 1. Completely back off the "CELL PRESSURE CONTROL" air supply regulator in an anti-clockwise direction and turn off the "AIR" supply valve (black toggle valve).
 2. Turn off the "WATER" supply valve (blue toggle valve).
 3. Release the pressure in the cell by opening the drain valve on the bottom of the cell.
 4. Open the "OB DRAIN" valve to allow the water to drain from the cell.
- b) Once the water is completely drained from the hydrostatic cell, unscrew the cell end cap and remove the sample holder from the cell.
- c) Remove the retainer rings and the end platens from the rubber sleeve and extract the sample. It is important to have a towel handy at this point to wipe excess water from the sample holder as you remove the sample to stop the sample getting wet.

Equipment

Air and water supply plumbed into the instrument.

Overburden Poro-Perm cell - equipped with a hydrostatic cell with necessary pressure gauges, and an air driven hydraulic pump to allow permeability measurements to be made at high confining pressures. It includes the following components:

- valves to control and direct gas and water flow.
- regulator to control gas pressure.
- stainless steel hydrostatic cell to withstand 10,000 psi.
- an air driven hydraulic pump to pressure up the cell.
- pressure gauges to monitor cell pressure.
- rubber sleeve and stainless steel end pieces to hold the sample in the cell.

A series of calibrated flow tubes of different volumes to monitor the flow rate of air through the plug (unit - cm^3/sec).

Stop Watch

Vernier callipers to measure the plug dimensions (unit-cm).

Thermometer.

Procedure

- a) Measure the plug sample dimensions.

The sample must be a right cylinder. Take several measurements of the length and diameter of the plug with Vernier callipers. **Record** the average length (l) and diameter (d) of the sample in centimetres to two decimal places.

- b) Turn on external Air and Water supply.
- c) Turn on the electronics, "POWER" switch, and allow to warm up. (5 -10 minutes)
- d) Switch "TRANSDUCER SELECT" switch to "AIR Ka"
- e) Switch "TRANSDUCER SELECT" valve to "Ka"
- f) Switch "REGULATOR SELECT" valve to "Ka"
- g) Zero the digital readout by adjusting the "AIR Ka" potentiometer.
- h) Load the sample into the sample holder assembly and load into the hydrostatic cell.
- i) Fill the hydrostatic cell with water, ensure the correct "CELL PRESSURE CONTROL" gauge is selected.
- j) Pressure up to the desired overburden pressure.
- k) Connect and tighten the supply tube to the upstream side of the cell.
- l) Open the vent valve on the down stream side of the cell.
- m) With the valves on either side of the "Ka FLOW PATH" open, turn on the air supply valve (black toggle valve).
- n) Attach the bubble tube, via a rubber hose, to the down stream end of the hydrostatic cell, that is, the downstream end of the sample. The bubble tube must be clean and wet before a measurement is made. The rubber hose must be checked regularly during testing to ensure it is not partially blocked with water from the bubble tube or sand from friable samples.
- o) Adjust the "AIR" regulator (upstream pressure - P_1) to obtain the desired flow rate. A very high flow rate causes turbulence in the air flow which leads to inaccurate results. Ideally the upstream pressure and flow tube should be chosen in conjunction to achieve a repeatable flow-rate measurement of around 20 second, (eg. 1 psig upstream pressure / flow volume of 100 cm³ / flow time of 20.00 seconds).
- p) Once a stabilised flow-rate is established record the following:
 1. Upstream Pressure (p_1) - psig
 2. Flow Volume - cm³
 3. Flow Time - seconds

4. Barometric Pressure - atmospheres
 5. Temperature - ° Celcius
- q) On completion of the test, turn off the "AIR" supply valve, disconnect the supply tube from the upstream side of the hydrostatic cell and disconnect the flow tube on the down stream side of the cell.
- r) Depressurise the hydrostatic cell, allow the cell to drain, remove the sample holder and remove the sample from the sample holder.

Overburden permeability can be determined at numerous confining pressures by increasing the confining pressure prior to each flow measurement.

Overburden Permeability Calculations

The following equation, a form of Darcy's Law is used to calculate permeability. All pressures need to be in units of atmospheres (atm):

$$K_{\text{gas}} = \frac{2000 \times BP \times \mu_{\text{gas}} \times Q \times L}{[(P_1 \times 0.06805 + BP)^2 - (BP)^2] \times A}$$

$$K_{\text{gas (actual)}} = K_{\text{gas (apparent)}} \times 0.9716^*$$

where:

$$BP = \begin{aligned} &= \text{Barometric pressure (atmospheres)} \\ &(\text{BP millibars} \times 0.0009869 = \text{BP atmospheres}) \end{aligned}$$

$$\mu_{\text{air}} \text{ or } \mu_{\text{N}_2} = \text{viscosity of gas (varies with temperature)* (centipoises)}$$

$$Q = \text{flow rate} = \frac{\text{flowvolume (cm}^3\text{)}}{\text{flowtime (sec)}} = \frac{V}{T}$$

$$L = \text{length of plug (cm)}$$

$$P_1 = \text{upstream pressure (psig)}$$

$$0.6805 = \text{conversion factor for psi to atmospheres}$$

$$A = \text{cross sectional area of plug} = \pi \left(\frac{\text{diameter (cm)}}{2} \right)^2$$

$$*0.9716 = \text{conversion factor for the expansion of air due to saturation with}$$

water vapour in the bubble tube.

$$\mu_{\text{air}} = -8 \times 10^{-7} T^2 + 8 \times 10^{-5} T + 0.0171$$

$$\mu_{\text{N}_2} = -8 \times 10^{-7} T^2 + 8 \times 10^{-5} T + 0.0158$$

$$T = \text{temperature (} ^\circ\text{C)}$$

ภาคผนวก ง

PRESSURE DISTRIBUTION OF PROJECT KK60

Table D.1 Pressure Distribution of layer 1 of Project KK60

At 1 Year

5083	4657	3819
5035	4712	4516
4927	4387	4715
5029	4845	4944
5049	4849	4973
4933	4329	4853
5084	4809	4990
5147	4646	4998
5349	5117	5029
5404	5167	4748

At 2 Year

4062	3611	2716
4007	3666	3455
3892	3318	3662
4004	3805	3903
4034	3820	3944
3929	3287	3835
4109	3818	4001
4202	3675	4040
4434	4191	4098
4505	4257	3820

At 5 Year

2413	2128	1607
2335	2090	1987
2209	1743	2049
2298	2134	2214
2331	2173	2252
2264	1831	2176
2364	2127	2248
2386	1899	2186
2545	2283	2130
2581	2289	1722

At 10 Year

1369	1213	923
1322	1185	1125
1248	990	1153
1287	1195	1238
1296	1208	1249
1251	1015	1195
1292	1159	1220
1290	1026	1166
1360	1213	1123
1375	1216	913

At 20 Year

776	694	536
749	679	648
707	572	661
726	680	701
728	685	705
704	581	677
723	659	689
721	586	662
759	685	638
768	684	520

Table D.2 Pressure Distribution of layer 2 of Project KK60

At 1 Year

5453	5283	4998	4668
5378	5128	4702	3904
5311	5066	4730	4553
5262	4959	4399	4739
5278	5065	4855	4958
5281	5074	4858	4988
5271	4964	4340	4873
5344	5107	4819	5006
5441	5174	4657	5018
5557	5377	5133	5056
5599	5436	5192	4786

At 2 Year

4459	4276	3972	3621
4376	4110	3658	2807
4302	4040	3684	3492
4249	3926	3330	3687
4269	4042	3815	3918
4282	4060	3829	3959
4287	3962	3299	3856
4386	4134	3828	4017
4513	4230	3686	4060
4657	4463	4207	4125
4714	4539	4282	3858

At 5 Year

2707	2583	2389	2173
2633	2448	2162	1667
2554	2359	2103	2012
2494	2237	1753	2068
2505	2326	2142	2227
2519	2351	2180	2264
2527	2289	1840	2192
2591	2385	2136	2261
2674	2413	1911	2207
2775	2576	2301	2160
2810	2618	2316	1766

At 10 Year

1532	1464	1360	1242
1488	1389	1233	957
1439	1335	1193	1139
1400	1263	995	1163
1399	1303	1200	1245
1397	1308	1212	1255
1391	1265	1020	1204
1414	1303	1164	1227
1447	1306	1032	1178
1490	1378	1225	1140
1505	1396	1231	937

At 20 Year

871	831	772	708
844	787	704	555
814	756	683	655
791	715	575	666
787	734	683	704
784	735	687	708
779	712	584	681
791	730	662	692
808	730	589	668
831	769	690	647
840	779	692	534

Table D.3 Pressure Distribution of layer 3 of Project KK60

At 1 Year

5471	5302	5024	4721	4960
5395	5165	4747	4010	4734
5325	5091	4754	4618	4912
5271	4982	4418	4785	5033
5287	5087	4866	4981	5131
5293	5092	4868	5014	5188
5283	4985	4349	4909	5197
5360	5126	4829	5039	5263
5452	5192	4667	5055	5297
5570	5398	5155	5104	5291
5619	5471	5232	4865	5247
5723	5621	5423	5343	5432

At 2 Year

4479	4296	4000	3676	3922
4394	4148	3706	2919	3681
4316	4067	3708	3560	3864
4260	3952	3349	3734	3990
4279	4065	3826	3942	4096
4295	4080	3839	3986	4165
4301	3984	3308	3894	4192
4402	4155	3839	4052	4283
4526	4250	3697	4098	4346
4671	4486	4229	4174	4364
4735	4576	4324	3940	4332
4845	4721	4550	4387	4523

At 5 Year

2722	2598	2408	2210	2361
2646	2477	2196	1739	2192
2565	2380	2120	2058	2263
2504	2259	1769	2106	2311
2514	2346	2153	2248	2373
2529	2368	2189	2285	2417
2538	2308	1849	2221	2429
2605	2403	2146	2291	2469
2686	2434	1924	2246	2468
2789	2602	2329	2218	2425
2832	2658	2364	1865	2350
2950	2929	2645	2467	2580

At 10 Year

1541	1473	1371	1262	1342
1496	1404	1252	997	1246
1446	1347	1202	1165	1277
1406	1275	1004	1184	1295
1404	1314	1207	1257	1321
1403	1317	1219	1267	1333
1397	1275	1025	1220	1326
1422	1314	1171	1243	1333
1454	1318	1040	1200	1316
1499	1394	1242	1173	1281
1518	1419	1258	990	1238
1595	1512	1403	1305	1351

At 20 Year

876	837	778	718	760
849	796	714	577	708
818	762	688	668	721
794	721	579	676	728
791	740	686	710	740
788	740	690	713	745
783	716	586	689	740
795	736	665	700	741
812	737	594	678	732
836	778	699	663	714
847	792	706	564	694
886	844	784	727	751

Table D.4 Pressure Distribution of layer 4 of Project KK60

At 1 Year

5736	5649	5516	5363	5257	5309
5676	5503	5333	5068	4790	5002
5606	5421	5197	4792	4089	4773
5537	5345	5112	4777	4678	4941
5477	5281	4997	4437	4816	5044
5464	5296	5097	4873	4991	5134
5480	5311	5106	4876	5031	5198
5510	5304	5000	4358	4933	5211
5566	5376	5137	4837	5060	5273
5620	5467	5202	4672	5078	5311
5705	5586	5411	5173	5143	5315
5785	5653	5511	5286	4947	5293
5845	5746	5638	5492	5367	5465

At 2 Year

4729	4634	4494	4309	4160	4221
4665	4514	4330	4046	3748	3965
4585	4423	4183	3752	3000	3721
4512	4339	4090	3733	3622	3893
4451	4271	3968	3370	3766	4001
4441	4289	4076	3834	3952	4099
4470	4315	4096	3847	4004	4175
4504	4324	4001	3319	3919	4206
4583	4422	4169	3849	4075	4293
4669	4543	4261	3703	4122	4360
4778	4689	4501	4248	4214	4387
4885	4773	4621	4382	4026	4380
4962	4883	4766	4608	4473	4571

At 5 Year

2950	2882	2780	2667	2587	2613
2895	2749	2624	2441	2259	2391
2823	2669	2503	2228	1791	2219
2749	2583	2397	2136	2098	2202
2689	2514	2274	1788	2132	2319
2676	2524	2356	2162	2259	2377
2708	2547	2381	2197	2301	2425
2739	2558	2323	1859	2241	2440
2995	2623	2416	2156	2312	2477
2859	2704	2449	1935	2276	2484
2944	2810	2623	2357	2267	2451
3029	2871	2706	2428	1966	2402
3094	2976	2847	2665	2493	2606

At 10 Year

1674	1635	1579	1513	1469	1482
1640	1557	1488	1389	1289	1358
1597	1509	1419	1270	1025	1260
1549	1455	1356	1212	1187	1287
1507	1412	1283	1014	1198	1299
1494	1410	1321	1213	1263	1323
1502	1413	1325	1224	1275	1338
1509	1408	1284	1030	1231	1332
1532	1433	1322	1177	1254	1337
1558	1466	1328	1047	1219	1325
1598	1514	1408	1260	1201	1296
1639	1542	1446	1294	1043	1266
1670	1600	1522	1415	1318	1370

At 20 Year

954	933	900	863	834	841
935	887	846	789	733	770
909	856	805	723	593	715
878	824	768	693	679	726
853	798	726	584	682	731
843	795	744	689	712	741
841	794	744	693	716	747
848	790	721	589	694	742
859	802	741	668	705	744
873	820	743	598	687	737
894	846	787	708	677	722
920	861	808	724	593	708
935	895	850	790	735	762

Table D.5 Pressure Distribution of layer 5 of Project KK60

At 1 Year

5741	5656	5524	5373	5269	5320	5395
5684	5549	5374	5127	4880	5079	5281
5614	5458	5227	4835	4155	4839	5170
5548	5381	5134	4804	4720	4984	5190
5492	5312	5012	4454	4836	5070	5226
5479	5323	5109	4882	5002	5155	5277
5496	5338	5116	4880	5042	5217	5340
5513	5332	5009	4361	4946	5232	5381
5568	5402	5145	4839	5072	5291	5428
5629	5483	5203	4668	5086	5327	5463
5714	5598	5410	5176	5172	5352	5507
5798	5687	5537	5320	4998	5349	5550
5859	5769	5655	5511	5391	5498	5623
5946	5896	5816	5731	5682	5718	5760

At 2 Year

4780	4685	4539	4372	4254	4301	4376		2955	2887	2786	2674	2596	2621	2667
4716	4565	4375	4109	3842	4045	4253		2900	2790	2659	2488	2325	2446	2576
4636	4464	4215	3797	3066	3788	4132		2829	2701	2529	2262	1835	2265	2479
4563	4378	4114	3761	3665	3938	4150		2758	2615	2417	2159	2129	2314	2460
4502	4306	3985	3387	3787	4028	4188		2701	2543	2289	1803	2149	2340	2462
4492	4320	4089	3844	3964	4121	4246		2689	2550	2368	2172	2270	2394	2490
4521	4346	4108	3853	4016	4195	4322		2713	2574	2393	2205	2313	2441	2537
4555	4357	4013	3324	3934	4228	4382		2742	2586	2335	1866	2255	2457	2571
4634	4452	4179	3852	4089	4313	4454		2801	2649	2426	2160	2324	2494	2608
4720	4561	4264	3699	4131	4376	4516		2865	2722	2455	1936	2291	2503	2633
4829	4702	4500	4251	4242	4424	4582		2953	2828	2629	2371	2308	2495	2664
4936	4810	4649	4418	4079	4438	4645		3042	2911	2739	2471	2026	2467	2702
5013	4909	4784	4628	4498	4605	4732		3111	3002	2865	2685	2519	2642	2784
5110	5025	4931	4824	4754	4788	4865		3220	3159	3054	2941	2867	2904	2950

At 5 Year

At 10 Year

1676	1638	1582	1518	1474	1486	1509
1643	1581	1508	1415	1325	1388	1457
1600	1527	1433	1288	1048	1285	1397
1554	1474	1368	1226	1204	1304	1380
1515	1428	1291	1023	1208	1310	1373
1501	1425	1327	1219	1269	1332	1380
1505	1428	1332	1228	1282	1346	1392
1511	1425	1291	1034	1238	1341	1395
1534	1449	1328	1180	1261	1345	1400
1562	1479	1333	1048	1230	1336	1400
1602	1527	1415	1271	1226	1321	1406
1646	1567	1466	1318	1074	1300	1420
1680	1615	1532	1427	1331	1389	1461
1736	1700	1646	1577	1520	1530	1556

At 20 Year

956	935	902	865	838	844	858
937	901	858	804	754	787	826
911	868	814	733	606	728	790
882	835	775	699	688	736	776
857	807	731	589	687	737	770
847	803	748	691	715	746	772
845	805	749	695	719	751	777
849	799	725	591	697	747	777
860	812	745	669	708	749	778
875	827	747	598	691	743	777
898	854	791	713	689	735	780
923	876	819	737	610	725	789
942	904	856	796	743	773	811
973	953	915	874	848	852	861

Table D.7 Pressure Distribution of layer 7 of Project KK60

At 1 Year

5894	5850	5782	5695	5612	5557	5562	5594	5632
5852	5769	5684	5555	5412	5315	5362	5433	5540
5801	5711	5597	5422	5193	4975	5157	5313	5442
5748	5641	5500	5266	4890	4236	4910	5201	5370
5702	5580	5423	5167	4841	4765	5029	5216	5359
5675	5530	5360	5044	4480	4865	5107	5255	5381
5659	5516	5366	5134	4900	5029	5193	5308	5425
5651	5517	5364	5126	4883	5054	5238	5357	5463
5662	5529	5354	5013	4357	4953	5247	5391	5498
5703	5578	5416	5141	4835	5075	5302	5436	5547
5768	5650	5499	5210	4681	5103	5349	5485	5603
5845	5740	5621	5423	5195	5212	5401	5538	5668
5922	5829	5732	5580	5372	5062	5421	5589	5729
5989	5902	5826	5715	5584	5478	5583	5680	5805
6036	5978	5920	5840	5759	5712	5746	5794	5927
6076	6044	5994	5933	5878	5849	5861	5893	5927

At 2 Year

4935	4886	4810	4704	4594	4524	4525	4554	4597
4885	4811	4714	4572	4412	4303	4345	4415	4494
4823	4743	4617	4427	4179	3941	4126	4286	4387
4760	4665	4511	4258	3855	3148	3861	4163	4305
4709	4595	4425	4150	3800	3711	3983	4176	4290
4678	4542	4358	4018	3414	3816	4066	4217	4314
4664	4532	4367	4118	3863	3992	4159	4277	4366
4667	4543	4377	4121	3857	4030	4218	4339	4416
4693	4572	4382	4019	3319	3941	4244	4392	4471
4755	4642	4468	4175	3848	4092	4323	4460	4540
4846	4740	4578	4271	3711	4146	4395	4535	4624
4952	4856	4727	4514	4269	4282	4472	4612	4709
5054	4970	4861	4696	4472	4145	4513	4685	4794
5141	5062	4975	4851	4708	4592	4695	4793	4890
5204	5159	5091	4998	4904	4848	4878	4926	4981
5257	5231	5174	5100	5032	4994	5002	5030	5045

At 5 Year

3094	3062	2996	2930	2858	2804	2805	2821	2848
3052	2978	2909	2811	2703	2630	2652	2695	2752
2998	2921	2831	2700	2539	2393	2501	2599	2675
2940	2850	2739	2563	2305	1892	2315	2500	2600
2892	2785	2655	2449	2193	2165	2350	2479	2561
2860	2733	2587	2319	1827	2174	2371	2483	2571
2845	2721	2590	2394	2191	2294	2423	2512	2595
2848	2731	2601	2408	2215	2327	2460	2549	2520
2871	2755	2609	2345	1870	2265	2471	2579	2652
2923	2809	2666	2430	2165	2333	2506	2614	2703
3000	2884	2740	2466	1954	2314	2526	2651	2762
3090	2978	2853	2648	2397	2359	2550	2693	2824
3181	3074	2963	2789	2532	2096	2546	2741	2890
3259	3158	3066	2931	2767	2619	2737	2845	2983
3320	3250	3178	3076	2969	2899	2929	2981	3075
3370	3330	3264	3185	3110	3064	3068	3100	3138

At 10 Year

1753	1733	1702	1664	1623	1595	1591	1600	1616
1729	1689	1651	1596	1535	1493	1504	1526	1562
1696	1655	1605	1532	1443	1362	1418	1469	1507
1661	1612	1549	1453	1312	1079	1312	1409	1462
1629	1570	1497	1386	1245	1226	1323	1390	1437
1606	1533	1453	1308	1036	1223	1327	1384	1426
1590	1518	1446	1341	1229	1281	1346	1390	1429
1582	1515	1444	1340	1234	1289	1355	1398	1433
1587	1519	1439	1297	1037	1244	1348	1400	1439
1606	1540	1460	1332	1185	1267	1353	1405	1450
1641	1573	1491	1342	1061	1244	1350	1411	1468
1684	1618	1545	1428	1288	1257	1352	1423	1491
1727	1664	1599	1497	1353	1114	1344	1442	1522
1764	1706	1652	1571	1473	1385	1440	1495	1570
1794	1754	1712	1650	1583	1534	1544	1570	1601
1822	1792	1754	1706	1656	1621	1620	1634	1652

At 20 Year

1001	990	972	949	926	910	907	913	923
986	964	942	910	875	850	855	868	891
967	944	915	872	821	775	805	834	877
948	918	881	825	746	622	744	797	828
927	892	849	785	709	698	746	782	808
913	868	822	741	596	694	745	776	801
900	857	816	756	696	720	754	777	799
894	853	812	754	697	723	756	780	798
896	854	808	730	592	699	751	779	797
904	864	819	748	671	711	753	781	803
923	882	835	752	605	698	751	783	815
946	907	865	799	721	705	751	789	825
969	933	895	836	756	630	748	801	844
990	956	925	878	822	773	801	831	873
1005	983	959	923	884	856	860	873	890
1016	1002	980	953	925	905	903	911	924

Table D.8 Pressure Distribution of layer 8 of Project KK60

At 1 Year

5928	5896	5841	5773	5709	5668	5662	5676	5695
5899	5858	5789	5701	5614	5559	5564	5596	5638
5857	5794	5705	5582	5446	5354	5398	5468	5545
5806	5731	5614	5440	5216	5001	5182	5338	5447
5753	5663	5516	5281	4908	4252	4930	5225	5375
5708	5604	5439	5182	4857	4774	5042	5237	5364
5680	5560	5380	5057	4490	4874	5121	5277	5386
5663	5546	5383	5147	4909	5039	5208	5332	5430
5656	5542	5378	5134	4890	5062	5250	5377	5468
5667	5552	5364	5018	4361	4958	5255	5407	5504
5708	5598	5425	5141	4838	5080	5310	5452	5552
5773	5671	5508	5215	4685	5110	5359	5503	5610
5850	5763	5634	5429	5205	5227	5419	5560	5671
5927	5852	5749	5596	5390	5082	5445	5617	5732
5993	5927	5847	5738	5612	5511	5614	5711	5806
6041	5994	5932	5852	5773	5727	5760	5811	5879
6081	6049	5999	5938	5883	5854	5866	5898	5931

At 2 Year

4998	4960	4894	4813	4736	4684	4669	4680	4698
4963	4914	4834	4732	4631	4565	4563	4592	4635
4913	4839	4738	4600	4449	4344	4383	4453	4532
4851	4765	4636	4445	4202	3967	4152	4311	4425
4788	4688	4527	4273	3873	3164	3882	4188	4343
4737	4622	4443	4165	3815	3720	3996	4197	4328
4706	4575	4379	4033	3424	3825	4080	4239	4352
4692	4563	4386	4131	3873	4003	4175	4302	4404
4695	4570	4391	4130	3865	4038	4230	4359	4454
4721	4595	4392	4024	3324	3947	4252	4408	4509
4783	4664	4477	4175	3851	4097	4330	4476	4578
4874	4763	4587	4275	3713	4153	4405	4553	4662
4980	4881	4740	4519	4281	4297	4490	4634	4747
5082	4995	4880	4714	4492	4167	4538	4713	4832
5169	5092	5000	4877	4738	4627	4729	4827	4928
5232	5175	5103	5011	4919	4864	4893	4944	5019
5285	5247	5186	5113	5047	5010	5017	5048	5083

At 5 Year

3128	3100	3051	2992	2935	2895	2882	2886	2897
3098	3063	3000	2931	2859	2809	2806	2823	2841
3056	3000	2928	2832	2730	2660	2680	2722	2794
3002	2938	2845	2715	2556	2412	2520	2617	2699
2945	2868	2752	2576	2320	1905	2331	2517	2644
2896	2806	2670	2463	2208	2175	2361	2496	2607
2864	2759	2605	2332	1837	2183	2382	2501	2603
2849	2746	2606	2406	2199	2303	2435	2531	2610
2852	2753	2613	2416	2221	2334	2469	2564	2637
2875	2774	2618	2351	1874	2271	2477	2591	2670
2927	2827	2674	2431	2169	2339	2513	2628	2711
3004	2904	2749	2471	1960	2322	2537	2668	2760
3095	3000	2866	2654	2409	2375	2569	2715	2829
3185	3098	2982	2807	2553	2118	2572	2770	2907
3264	3186	3090	2957	2798	2656	2771	2879	2994
3324	3265	3188	3087	2983	2914	2943	2997	3076
3375	3335	3269	3190	3114	3068	3073	3105	3141

At 10 Year

1771	1756	1731	1699	1668	1646	1637	1639	1645
1754	1735	1704	1665	1624	1596	1592	1601	1617
1731	1701	1661	1608	1551	1510	1519	1541	1571
1699	1664	1613	1540	1453	1373	1429	1479	1518
1664	1622	1557	1460	1320	1087	1320	1419	1472
1632	1582	1506	1393	1254	1232	1330	1399	1446
1608	1548	1463	1316	1042	1229	1333	1393	1436
1592	1533	1455	1348	1234	1286	1352	1399	1439
1585	1527	1451	1345	1237	1292	1359	1405	1441
1589	1531	1444	1301	1040	1247	1351	1406	1445
1609	1551	1465	1334	1187	1271	1357	1412	1455
1643	1586	1497	1346	1063	1250	1357	1420	1472
1686	1631	1553	1433	1295	1267	1363	1435	1495
1729	1678	1610	1508	1365	1127	1358	1458	1526
1767	1722	1665	1586	1490	1405	1459	1514	1573
1798	1763	1718	1652	1586	1540	1550	1576	1602
1826	1800	1760	1711	1661	1628	1625	1639	1657

At 20 Year

1011	1003	989	971	953	941	936	937	941
1002	991	973	950	927	911	908	914	924
988	971	948	918	884	860	865	877	896
969	949	920	877	827	781	811	839	862
949	924	886	830	751	626	748	802	832
929	899	854	790	713	700	750	788	814
914	877	828	745	599	696	749	781	806
902	866	821	759	699	723	757	782	804
896	861	816	756	699	724	759	784	803
897	861	812	732	594	701	753	783	802
906	871	822	749	673	713	755	785	808
924	890	839	755	607	701	754	788	817
947	915	869	802	725	709	757	796	829
970	941	902	843	763	636	756	809	847
991	965	933	887	832	784	812	841	874
1006	988	962	927	889	860	864	879	892
1021	1007	985	958	930	910	908	916	927

Table D.10 Pressure Distribution of layer 10 of Project KK60

At 1 Year

5972	5951	5897	5836	5779	5719	5716	5727	5750	5776
5938	5907	5851	5785	5720	5678	5675	5686	5705	5730
5910	5869	5799	5709	5619	5563	5569	5603	5655	5699
5873	5819	5729	5608	5476	5388	5430	5500	5593	5633
5822	5755	5637	5463	5243	5036	5213	5368	5506	5547
5768	5686	5537	5302	4936	4298	4964	5255	5437	5490
5724	5631	5461	5200	4873	4808	5069	5269	5426	5478
5694	5592	5404	5073	4492	4892	5148	5313	5443	5491
5677	5577	5407	5165	4925	5059	5234	5366	5476	5524
5672	5572	5399	5152	4908	5079	5271	5405	5508	5562
5680	5577	5381	5034	4376	4973	5270	5429	5533	5584
5721	5623	5441	5158	4851	5091	5324	5473	5574	5625
5785	5694	5523	5226	4694	5121	5374	5524	5625	5678
5863	5788	5653	5451	5224	5245	5440	5585	5687	5738
5939	5876	5771	5617	5413	5106	5474	5647	5752	5704
6006	5954	5873	5764	5642	5545	5647	5742	5819	5868
6048	6006	5941	5859	5779	5732	5767	5819	5865	5935
6092	6059	6012	5949	5894	5863	5878	5907	5940	5989
6156	6120	6059	5994	5936	5902	5929	5958	5986	6034

At 2 Year

5043	5016	4962	4900	4844	4807	4778	4793	4828	4863
5008	4970	4902	4819	4739	4688	4672	4695	4738	4773
4973	4924	4842	4738	4634	4569	4566	4597	4648	4683
4928	4865	4763	4627	4480	4378	4415	4485	4579	4614
4867	4790	4659	4469	4230	4002	4182	4341	4483	4518
4803	4712	4549	4294	3900	3211	3914	4217	4405	4440
4752	4649	4465	4183	3830	3753	4022	4228	4389	4424
4719	4607	4403	4048	3425	3842	4106	4274	4409	4444
4706	4596	4410	4149	3888	4022	4200	4335	4450	4485
4710	4601	4413	4147	3883	4055	4250	4387	4494	4529
4733	4621	4409	4039	3338	3961	4266	4429	4537	4572
4795	4688	4493	4192	3863	4107	4344	4496	4600	4635
4885	4786	4602	4286	3723	4163	4419	4573	4676	4711
4992	4907	4760	4543	4299	4315	4511	4659	4762	4797
5093	5021	4903	4735	4515	4192	4568	4743	4851	4886
5181	5120	5027	4905	4769	4662	4762	4858	4937	4972
5237	5187	5111	5016	4922	4866	4897	4949	4995	5030
5290	5259	5194	5118	5050	5012	5021	5053	5053	5088
5343	5331	5277	5220	5178	5158	5145	5157	5111	5146

At 5 Year

3180	3143	3095	3046	2986	2947	2932	2937	2949	2962
3136	3108	3059	3000	2943	2901	2890	2895	2905	2924
3104	3069	3009	2934	2861	2813	2808	2825	2857	2871
3066	3020	2946	2851	2752	2683	2702	2744	2805	2823
3013	2956	2862	2732	2575	2436	2540	2637	2729	2745
2955	2886	2768	2591	2337	1934	2352	2537	2659	2671
2906	2826	2686	2475	2216	2195	2379	2517	2628	2649
2873	2784	2624	2344	1836	2194	2401	2526	2625	2644
2859	2771	2625	2420	2211	2318	2453	2555	2643	2665
2862	2776	2630	2430	2235	2347	2484	2585	2667	2689
2883	2794	2632	2363	1885	2281	2488	2607	2691	2717
2936	2847	2687	2445	2179	2348	2524	2644	2730	2751
3012	2924	2762	2481	1967	2332	2550	2685	2780	2798
3104	3023	2884	2675	2426	2392	2589	2737	2841	2863
3193	3121	3002	2827	2575	2141	2600	2798	2913	2931
3273	3211	3114	2982	2826	2689	2802	2908	2992	3002
3326	3274	3193	3089	2982	2913	2944	2999	3078	3091
3385	3345	3277	3200	3122	3076	3083	3115	3149	3167
3435	3395	3326	3247	3173	3119	3127	3166	3198	3209

At 10 Year

1776	1763	1737	1704	1673	1651	1642	1644	1651	1662
1773	1760	1734	1701	1670	1648	1639	1641	1648	1656
1758	1739	1707	1667	1626	1598	1594	1603	1620	1631
1736	1712	1672	1619	1563	1524	1532	1554	1588	1608
1706	1674	1623	1550	1464	1386	1440	1490	1540	1591
1670	1632	1566	1468	1330	1103	1332	1429	1493	1531
1638	1593	1515	1400	1259	1243	1339	1410	1467	1521
1613	1563	1474	1322	1041	1235	1343	1406	1456	1510
1597	1547	1466	1355	1240	1293	1361	1411	1455	1504
1590	1541	1460	1352	1244	1299	1367	1415	1456	1503
1594	1542	1452	1307	1046	1253	1357	1415	1457	1505
1614	1563	1473	1341	1193	1276	1363	1421	1465	1515
1648	1597	1505	1352	1070	1256	1364	1430	1479	1529
1691	1644	1564	1445	1306	1277	1374	1448	1503	1553
1733	1692	1622	1520	1378	1141	1374	1474	1535	1585
1772	1736	1679	1601	1506	1423	1476	1530	1576	1621
1799	1768	1720	1657	1590	1542	1552	1580	1606	1654
1835	1811	1772	1721	1671	1642	1639	1652	1667	1694
1891	1872	1825	1779	1723	1694	1689	1705	1720	1749

At 20 Year

1042	1036	1023	1001	987	976	965	970	976	972
1015	1007	995	979	955	943	938	939	943	952
1004	993	975	952	929	913	910	916	926	939
991	977	954	924	892	868	872	886	906	926
973	955	925	883	833	789	818	846	875	895
952	930	892	834	756	634	755	808	844	870
932	906	859	794	715	706	755	794	825	859
916	886	834	748	598	699	754	789	816	856
905	874	827	764	702	726	761	789	813	854
900	869	822	760	702	728	763	789	812	853
899	868	816	735	597	704	757	788	811	852
909	878	827	753	676	715	758	790	814	856
927	897	844	758	609	704	758	794	821	862
950	923	875	808	730	714	763	803	834	884
972	949	909	850	770	643	764	818	852	899
994	973	941	896	841	794	821	850	876	918
1008	991	963	927	889	859	864	879	896	927
1031	1017	995	965	939	919	918	925	933	956
1039	1030	1012	989	957	934	930	939	943	965

Table D.11 Pressure Distribution of layer 1 of Project KK65**At 1 Year**

5161	4761	3978
5118	4817	4631
5020	4520	4821
5115	4946	5036
5135	4950	5063
5028	4467	4953
5170	4914	5080
5229	4762	5086
5415	5198	5113
5464	5243	4851

At 2 Year

4192	3771	2942
4144	3826	3627
4039	3511	3824
4144	3961	4050
4174	3976	4089
4078	3488	3990
4247	3978	4145
4334	3849	4182
4549	4322	4234
4612	4382	3975

At 5 Year

2506	2222	1699
2431	2187	2082
2310	1846	2150
2401	2240	2322
2439	2284	2363
2377	1948	2294
2480	2249	2374
2511	2032	2329
2680	2432	2300
2722	2451	1939

At 10 Year

1549	1378	1057
1499	1353	1288
1418	1139	1320
1465	1367	1410
1476	1382	1424
1428	1173	1371
1475	1335	1396
1474	1188	1342
1554	1389	1293
1569	1387	1053

At 20 Year

808	722	566
781	709	678
739	603	691
759	711	730
761	714	734
736	613	707
757	690	717
755	617	692
792	714	669
800	712	554

Table D.12 Pressure Distribution of layer 2 of Project KK65

At 1 Year

5510	5350	5081	4770
5440	5206	4806	4062
5379	5149	4836	4667
5334	5051	4532	4845
5350	5151	4956	5050
5353	5160	4960	5079
5344	5059	4479	4973
5413	5193	4925	5095
5503	5256	4773	5106
5612	5442	5215	5140
5650	5496	5268	4888

At 2 Year

4566	4393	4109	3780
4489	4240	3818	3031
4420	4176	3845	3665
4373	4073	3524	3849
4393	4182	3971	4065
4406	4200	3986	4105
4412	4111	3501	4011
4505	4272	3989	4161
4625	4362	3860	4203
4759	4578	4339	4261
4810	4647	4407	4013

At 5 Year

2801	2677	2481
2729	2544	2258
2653	2458	2201
2597	2340	1855
2610	2432	2249
2627	2460	2292
2639	2403	1924
2707	2503	2259
2794	2539	2045
2901	2711	2450
2939	2759	2478

At 10 Year

1730	1657	1538	1406
1685	1574	1399	1097
1635	1515	1361	1304
1594	1437	1146	1333
1594	1483	1373	1418
1594	1490	1387	1431
1590	1445	1179	1380
1617	1490	1341	1405
1654	1494	1196	1356
1701	1576	1402	1313
1715	1594	1406	1082

At 20 Year

908	866	805	738
881	821	734	586
850	789	713	685
826	748	606	696
823	768	713	734
820	768	717	738
816	744	616	712
827	764	693	721
844	764	621	698
867	803	719	678
875	813	721	567

Table D.13 Pressure Distribution of layer3 of Project KK65

At 1 Year					At 2 Year					At 5Year				
5528	5369	5108	4824	5047	4585	4414	4137	3835	4062	2817	2693	2502	2305	2455
5457	5243	4852	4167	4839	4507	4278	3866	3140	3842	2743	2574	2294	1837	2291
5392	5175	4861	4732	5006	4435	4204	3871	3732	4013	2664	2479	2221	2158	2365
5343	5075	4551	4891	5120	4384	4099	3544	3896	4133	2606	2363	1875	2211	2416
5358	5173	4967	5074	5214	4403	4205	3984	4089	4233	2619	2452	2262	2357	2481
5365	5179	4970	5105	5267	4418	4221	3997	4132	4298	2638	2477	2302	2399	2529
5356	5079	4489	5009	5277	4425	4133	3510	4049	4324	2651	2422	1967	2341	2547
5428	5212	4935	5129	5338	4522	4293	4000	4197	4410	2721	2522	2270	2418	2596
5515	5274	4785	5143	5369	4638	4383	3872	4240	4470	2807	2560	2057	2389	2608
5625	5464	5238	5189	5362	4773	4602	4363	4310	4486	2915	2737	2477	2386	2580
5670	5531	5308	4966	5321	4832	4684	4449	4093	4455	2962	2799	2526	2077	2518
5756	5617	5394	5052	5407	4935	4820	4665	4207	4633	3065	2936	2750	2563	2711
At 10 Year					At 20 Year									
1740	1668	1552	1430	1520	913	872	811	750	794					
1694	1593	1422	1145	1416	886	831	745	609	740					
1642	1529	1373	1333	1452	854	796	718	699	755					
1600	1451	1157	1356	1474	830	755	611	707	763					
1600	1497	1381	1433	1505	827	775	717	741	776					
1601	1501	1393	1445	1521	824	774	720	744	781					
1597	1457	1186	1397	1516	820	751	619	719	775					
1627	1503	1349	1424	1524	832	771	697	730	777					
1663	1509	1207	1381	1506	849	772	626	710	767					
1711	1595	1423	1350	1467	873	813	729	695	748					
1730	1622	1439	1146	1419	884	827	737	597	725					
1793	1705	1579	1447	1539	901	858	796	741	783					

Table D.14 Pressure Distribution of layer 4 of Project KK65

At 1 Year

5740	5661	5502	5253	4993	5189
5639	5560	5401	5152	4892	5088
5563	5484	5275	4897	4245	4878
5492	5413	5196	4885	4792	5035
5432	5353	5089	4571	4921	5132
5446	5367	5183	4975	5083	5217
5462	5383	5193	4979	5122	5278
5455	5376	5094	4499	5032	5290
5524	5445	5224	4945	5150	5348
5610	5531	5284	4792	5167	5384
5721	5642	5478	5257	5228	5387
5783	5704	5571	5361	5047	5366
5869	5790	5690	5553	5437	5527

At 2 Year

4822	4733	4602	4429	4287	4344
4762	4620	4448	4183	3905	4106
4687	4536	4313	3913	3221	3882
4618	4458	4227	3896	3793	4042
4562	4396	4115	3565	3928	4144
4553	4413	4216	3993	4100	4236
4580	4438	4236	4006	4150	4308
4614	4449	4151	3522	4074	4339
4689	4542	4307	4011	4220	4421
4770	4656	4395	3879	4265	4484
4872	4791	4618	4383	4350	4509
4972	4870	4728	4506	4177	4503
5044	4973	4864	4717	4591	4681

At 5 Year

3010	2942	2847	2723	2626	2661
2956	2845	2721	2538	2356	2486
2895	2767	2602	2328	1893	2319
2825	2683	2498	2239	2201	2385
2773	2617	2379	1895	2238	2425
2768	2630	2463	2272	2369	2485
2793	2656	2491	2310	2414	2538
2825	2671	2438	1978	2362	2559
2889	2740	2536	2281	2440	2605
2965	2825	2575	2068	2418	2624
3057	2937	2758	2505	2433	2606
3125	3001	2846	2590	2174	2570
3207	3104	2983	2814	2660	2763

At 10 Year

1862	1821	1767	1689	1628	1648
1827	1759	1685	1574	1462	1540
1780	1709	1610	1443	1179	1433
1732	1653	1541	1384	1358	1464
1691	1607	1461	1170	1372	1480
1679	1607	1504	1387	1440	1508
1685	1613	1511	1399	1455	1527
1694	1610	1468	1193	1410	1523
1719	1639	1513	1357	1437	1530
1749	1676	1522	1219	1402	1518
1794	1728	1613	1445	1383	1485
1843	1757	1654	1482	1212	1453
1883	1820	1737	1622	1513	1573

At 20 Year

976	955	924	898	854	865
958	923	882	823	767	805
923	894	840	756	625	749
898	860	802	723	710	761
875	834	761	617	714	766
866	831	779	720	745	777
867	831	779	723	749	784
869	827	756	622	725	779
880	839	776	701	737	780
893	857	779	631	718	773
914	884	823	740	710	757
936	899	844	758	627	741
954	931	888	826	771	799

Table D.15 Pressure Distribution of layer 5 of Project KK65

At 1 Year

5786	5707	5583	5442	5342	5390	5459
5733	5606	5442	5212	4980	5165	5354
5668	5521	5306	4940	4309	4943	5252
5606	5449	5219	4912	4834	5078	5271
5553	5385	5105	4588	4942	5159	5304
5541	5395	5196	4985	5095	5238	5351
5557	5409	5203	4983	5133	5297	5411
5574	5404	5103	4504	5045	5311	5448
5626	5470	5232	4947	5163	5367	5493
5683	5547	5286	4788	5177	5400	5528
5762	5654	5478	5261	5257	5424	5569
5840	5737	5598	5395	5097	5422	5609
5897	5813	5707	5573	5460	5560	5677
6008	6000	5946	5872	5756	5783	5827

At 2 Year

4874	4785	4648	4492	4380	4424	4494
4814	4672	4494	4246	3998	4186	4380
4739	4578	4346	3958	3286	3949	4268
4670	4498	4252	3925	3836	4087	4284
4614	4430	4133	3583	3949	4172	4320
4605	4444	4230	4003	4113	4258	4374
4632	4469	4249	4013	4163	4328	4446
4666	4481	4163	3529	4089	4361	4504
4741	4572	4318	4016	4234	4441	4573
4822	4674	4399	3876	4274	4501	4631
4924	4806	4618	4387	4378	4546	4693
5024	4907	4757	4542	4230	4560	4752
5096	4999	4882	4737	4616	4715	4834
5187	5090	4973	4828	4707	4806	4925

At 5 Year

3053	2985	2884	2772	2694	2720	2766
2999	2888	2758	2587	2424	2545	2677
2929	2801	2629	2363	1940	2367	2582
2860	2718	2520	2264	2235	2420	2565
2804	2648	2395	1912	2257	2448	2570
2795	2657	2476	2282	2381	2503	2601
2821	2684	2504	2319	2427	2556	2653
2854	2700	2451	1986	2376	2578	2693
2917	2768	2547	2285	2452	2623	2737
2984	2844	2581	2088	2432	2643	2769
3074	2954	2763	2517	2471	2649	2808
3165	3041	2878	2632	2233	2633	2851
3233	3130	3002	2835	2685	2799	2932
3325	3240	3142	3029	2948	2982	3062

At 10 Year

1888	1847	1786	1720	1671	1685	1712
1853	1785	1708	1605	1505	1577	1656
1806	1729	1627	1465	1209	1463	1592
1758	1674	1555	1398	1378	1485	1574
1719	1625	1471	1180	1383	1494	1567
1707	1623	1512	1393	1447	1519	1577
1713	1630	1519	1404	1463	1537	1595
1722	1629	1477	1198	1419	1534	1602
1747	1657	1521	1361	1446	1542	1609
1777	1690	1528	1222	1414	1533	1610
1822	1743	1621	1459	1411	1516	1618
1871	1785	1678	1512	1251	1495	1633
1911	1838	1749	1636	1530	1596	1678
1968	1907	1812	1754	1692	1707	1757

At 20 Year

990	969	938	902	876	884	899
972	937	895	840	789	824	865
947	906	850	767	638	764	828
920	872	810	731	719	771	814
897	844	766	621	719	772	808
888	841	783	723	748	782	810
889	841	784	726	753	789	816
891	838	761	625	730	785	817
902	850	781	702	741	786	818
915	866	783	632	724	780	817
936	893	828	747	722	771	820
958	914	856	773	644	761	828
976	940	894	833	779	811	852
999	972	936	898	870	876	886

Table D.16 Pressure Distribution of layer 6 of Project KK65

At 1 Year

5900	5887	5824	5741	5662	5610	5614	5645
5853	5793	5714	5591	5452	5355	5401	5468
5806	5741	5632	5467	5248	5035	5209	5363
5742	5676	5544	5326	4972	4358	4983	5260
5706	5617	5471	5236	4934	4855	5099	5276
5674	5568	5410	5124	4609	4957	5178	5315
5663	5556	5417	5208	4994	5108	5258	5365
5654	5563	5423	5207	4982	5138	5307	5416
5666	5577	5416	5104	4498	5048	5318	5450
5704	5625	5477	5228	4942	5163	5371	5494
5762	5691	5554	5289	4795	5186	5411	5536
5841	5773	5666	5485	5270	5280	5451	5582
5910	5853	5761	5620	5423	5132	5461	5626
5970	5914	5839	5733	5603	5496	5598	5698
6013	6007	5951	5877	5801	5760	5790	5832

At 2 Year

4964	4928	4839	4703	4549	4440	4482	4549
4917	4881	4792	4656	4502	4393	4435	4502
4857	4821	4700	4521	4285	4055	4231	4388
4783	4747	4603	4368	3991	3317	3991	4276
4717	4681	4522	4270	3948	3859	4109	4290
4665	4629	4458	4153	3605	3965	4191	4331
4656	4620	4469	4245	4014	4127	4278	4387
4675	4639	4486	4255	4014	4169	4340	4452
4706	4670	4496	4165	3523	4092	4369	4506
4775	4739	4580	4315	4011	4234	4446	4572
4864	4828	4682	4402	3883	4282	4510	4638
4971	4935	4818	4625	4395	4400	4573	4706
5074	5038	4934	4782	4571	4266	4601	4769
5150	5114	5029	4911	4770	4654	4755	4856
5241	5205	5120	5002	4861	4745	4846	4947

At 5 Year

3147	3119	3066	2989	2909	2855	2853	2853
3106	3058	2991	2890	2780	2703	2728	2728
3056	3005	2912	2781	2617	2466	2578	2578
2999	2935	2823	2649	2390	1978	2390	2390
2950	2869	2740	2538	2287	2255	2478	2478
2918	2817	2673	2413	1933	2272	2465	2465
2907	2808	2679	2489	2294	2394	2528	2528
2918	2827	2700	2512	2323	2435	2564	2564
2946	2857	2714	2455	1985	2381	2589	2589
3005	2915	2776	2548	2287	2456	2629	2629
3078	2990	2852	2586	2078	2443	2654	2654
3167	3084	2967	2772	2528	2498	2689	2689
3255	3178	3069	2905	2664	2272	2678	2678
3292	3251	3159	3030	2869	2726	2841	2841
3352	3343	3269	3170	3063	2989	3004	3004

At 10 Year

1932	1910	1874	1829	1785	1755	1745	1747
1904	1892	1851	1790	1724	1677	1690	1716
1868	1856	1800	1723	1624	1531	1598	1660
1849	1810	1743	1639	1482	1233	1482	1596
1814	1764	1688	1567	1413	1390	1497	1577
1789	1727	1641	1483	1193	1392	1504	1573
1773	1714	1637	1520	1399	1455	1528	1583
1767	1716	1640	1524	1407	1468	1543	1597
1773	1724	1638	1481	1199	1423	1539	1603
1798	1747	1663	1523	1364	1451	1547	1610
1838	1782	1697	1534	1231	1424	1543	1615
1888	1829	1753	1629	1470	1432	1538	1626
1939	1880	1806	1697	1536	1277	1524	1644
1985	1923	1858	1768	1658	1557	1623	1693
2020	1980	1927	1831	1776	1719	1734	1772

At 20 Year

1011	1010	993	973	947	929	930	935
997	991	971	940	905	879	887	901
981	973	944	903	850	802	835	867
973	949	913	856	776	649	774	830
953	924	881	816	738	725	777	816
936	902	853	772	628	723	778	811
926	892	848	788	726	752	787	813
923	891	847	787	728	756	792	817
924	892	843	764	625	732	787	818
934	902	854	783	704	743	789	819
948	917	870	786	636	728	785	820
969	939	899	832	752	732	782	824
991	963	925	866	784	656	776	834
1008	982	950	904	845	793	825	860
1020	1005	982	946	910	884	890	904

Table D.18 Pressure Distribution of layer 8 of Project KK65

At 1 Year

5965	5936	5884	5821	5761	5723	5716	5730	5747
5938	5899	5835	5753	5672	5621	5625	5655	5694
5899	5839	5756	5641	5514	5427	5468	5534	5606
5850	5780	5671	5508	5299	5098	5267	5412	5514
5801	5716	5580	5361	5013	4405	5033	5307	5446
5759	5662	5508	5268	4965	4888	5136	5318	5435
5732	5621	5452	5151	4625	4981	5210	5355	5456
5717	5607	5454	5234	5012	5133	5291	5406	5498
5711	5604	5449	5222	4995	5154	5329	5447	5533
5720	5612	5436	5114	4506	5059	5334	5476	5568
5759	5656	5493	5229	4948	5172	5386	5519	5613
5820	5725	5573	5299	4807	5202	5433	5568	5668
5893	5811	5690	5499	5292	5312	5490	5623	5725
5966	5895	5799	5657	5465	5179	5516	5676	5783
6028	5966	5891	5790	5673	5579	5675	5765	5852
6073	6028	5971	5896	5823	5780	5810	5857	5920
6110	6080	6034	5977	5926	5899	5910	5939	5970

At 2 Year

5083	5047	4985	4909	4836	4787	4773	4783	4799
5050	5004	4929	4833	4739	4677	4675	4702	4741
5003	4933	4838	4710	4569	4470	4506	4571	4645
4945	4864	4743	4565	4339	4120	4291	4438	4544
4886	4791	4642	4405	4034	3384	4041	4324	4468
4838	4730	4563	4305	3981	3892	4146	4332	4453
4809	4686	4503	4182	3622	3989	4224	4371	4475
4796	4676	4510	4273	4033	4153	4312	4430	4525
4799	4682	4515	4272	4027	4187	4364	4484	4573
4824	4706	4517	4176	3531	4104	4385	4531	4625
4883	4771	4597	4317	4017	4243	4460	4595	4691
4969	4865	4701	4411	3894	4297	4531	4669	4770
5069	4976	4844	4639	4418	4433	4612	4746	4852
5165	5084	4977	4821	4617	4316	4659	4821	4932
5247	5175	5089	4975	4846	4743	4838	4929	5022
5307	5254	5186	5100	5015	4964	4991	5038	5108
5357	5321	5264	5197	5135	5100	5107	5135	5168

At 5 Year

3226	3198	3150	3091	3035	2996	2983	2987	2998
3197	3162	3103	3031	2960	2913	2908	2924	2952
3156	3101	3028	2932	2831	2761	2781	2823	2875
3103	3039	2946	2816	2659	2514	2623	2720	2793
3047	2971	2855	2680	2424	2014	2436	2623	2724
3000	2911	2775	2569	2316	2284	2468	2604	2695
2970	2866	2712	2440	1949	2294	2492	2611	2696
2958	2855	2715	2516	2312	2416	2548	2645	2724
2963	2863	2725	2529	2337	2450	2586	2682	2755
2988	2888	2733	2466	1994	2392	2600	2714	2792
3043	2944	2792	2552	2294	2466	2642	2757	2840
3122	3024	2871	2598	2091	2461	2676	2804	2901
3214	3123	2993	2788	2554	2535	2721	2860	2968
3306	3222	3112	2947	2712	2324	2738	2920	3040
3385	3310	3219	3096	2949	2821	2928	3028	3128
3445	3388	3316	3222	3125	3063	3091	3142	3215
3495	3456	3395	3321	3251	3209	3214	3244	3278

At 10 Year

2001	1984	1954	1917	1881	1856	1846	1848	1854
1982	1960	1924	1879	1835	1805	1800	1809	1825
1954	1920	1875	1817	1755	1713	1723	1746	1777
1918	1878	1822	1744	1650	1563	1625	1682	1724
1879	1832	1763	1659	1504	1256	1506	1618	1677
1844	1790	1710	1586	1431	1408	1516	1597	1651
1819	1756	1665	1500	1204	1405	1521	1593	1643
1803	1741	1658	1536	1410	1468	1545	1602	1648
1797	1737	1655	1535	1416	1477	1555	1611	1653
1803	1743	1650	1489	1206	1431	1549	1615	1660
1828	1766	1674	1528	1371	1459	1558	1624	1673
1868	1805	1711	1544	1242	1438	1560	1635	1693
1918	1856	1772	1642	1489	1459	1568	1652	1719
1969	1911	1836	1725	1570	1312	1565	1678	1751
2015	1962	1898	1811	1709	1619	1679	1738	1800
2050	2010	1958	1888	1816	1767	1778	1807	1853
2079	2052	2007	1951	1896	1859	1855	1872	1894

At 20 Year

1043	1035	1021	1004	988	976	972	973	977
1034	1023	1007	985	964	949	948	952	961
1020	1004	983	954	922	899	905	918	935
1003	984	955	915	864	818	850	879	903
984	960	924	867	787	660	786	842	873
965	937	894	827	747	734	787	827	855
951	917	866	781	633	730	786	821	847
941	907	860	796	732	758	795	823	847
935	903	855	793	732	760	797	825	846
936	903	851	768	628	735	792	824	847
945	912	861	786	707	747	794	826	852
961	929	878	792	641	735	793	830	861
983	952	909	840	761	744	796	838	874
1005	977	940	882	801	672	796	852	894
1025	1000	969	926	871	824	854	886	920
1040	1022	997	964	928	903	909	924	947
1053	1040	1020	993	967	950	948	956	967

Table D.19 Pressure Distribution of layer 9 of Project KK65

At 1 Year

5969	5941	5886	5822	5762	5724	5718	5734	5755	5762
5942	5904	5837	5754	5673	5623	5626	5658	5705	5712
5906	5853	5770	5656	5532	5447	5486	5549	5627	5634
5858	5793	5683	5521	5315	5116	5283	5423	5553	5560
5808	5730	5591	5372	5027	4422	5049	5315	5486	5493
5767	5677	5520	5278	4975	4901	5148	5326	5467	5474
5740	5640	5466	5161	4628	4989	5225	5370	5482	5489
5724	5626	5468	5244	5021	5144	5305	5421	5519	5526
5719	5621	5461	5232	5004	5164	5341	5459	5558	5565
5727	5628	5446	5122	4512	5066	5342	5483	5581	5588
5765	5671	5502	5239	4954	5178	5394	5526	5627	5634
5826	5738	5581	5304	4810	5208	5441	5575	5674	5681
5900	5826	5702	5512	5302	5322	5502	5632	5738	5745
5972	5909	5811	5669	5478	5193	5533	5690	5797	5804
6034	5982	5906	5805	5691	5600	5695	5780	5859	5866
6076	6035	5975	5899	5824	5781	5813	5858	5922	5929
6116	6085	6039	5982	5931	5904	5915	5944	5975	5982
6189	6152	6092	6061	6008	5983	6001	6047	6058	6065

At 2 Year

5086	5051	4987	4910	4840	4788	4775	4785	4801	4812
5053	5008	4931	4834	4742	4675	4674	4699	4738	4777
5010	4948	4852	4725	4587	4490	4525	4586	4660	4699
4952	4878	4756	4579	4354	4139	4307	4449	4559	4598
4893	4805	4654	4417	4048	3401	4057	4332	4483	4522
4845	4746	4575	4315	3990	3904	4157	4340	4468	4507
4816	4707	4519	4192	3624	3998	4238	4386	4490	4529
4803	4696	4525	4284	4042	4165	4327	4444	4540	4579
4807	4701	4527	4282	4036	4197	4376	4495	4588	4627
4830	4722	4527	4184	3537	4111	4393	4538	4640	4679
4889	4786	4606	4327	4023	4249	4467	4602	4706	4745
4975	4879	4709	4416	3897	4303	4539	4675	4785	4824
5076	4992	4856	4653	4428	4443	4625	4756	4867	4906
5171	5099	4990	4834	4630	4330	4677	4835	4947	4986
5253	5192	5106	4992	4865	4765	4859	4944	5037	5076
5308	5260	5189	5102	5015	4965	4992	5039	5117	5156
5358	5327	5267	5199	5135	5101	5108	5136	5206	5276
5408	5394	5345	5296	5255	5236	5243	5233	5266	5299

At 5 Year

3228	3200	3151	3092	3033	2994	2981	2984	2995	3106
3199	3164	3104	3032	2958	2911	2906	2921	2949	2977
3161	3112	3039	2944	2844	2776	2795	2834	2872	2910
3109	3050	2956	2826	2670	2528	2635	2728	2790	2852
3053	2982	2864	2689	2434	2025	2447	2629	2721	2813
3005	2923	2785	2577	2323	2293	2477	2610	2692	2774
2975	2883	2725	2448	1951	2301	2503	2622	2693	2764
2963	2871	2728	2525	2319	2425	2559	2656	2721	2786
2969	2879	2735	2537	2344	2458	2595	2691	2752	2813
2993	2901	2741	2473	1999	2397	2606	2720	2789	2858
3048	2957	2800	2560	2300	2471	2648	2762	2837	2912
3126	3036	2878	2603	2093	2466	2683	2810	2898	2986
3219	3138	3004	2802	2564	2545	2733	2868	2965	3062
3310	3237	3125	2959	2726	2338	2755	2933	3037	3141
3390	3326	3235	3112	2967	2842	2948	3042	3125	3208
3444	3393	3318	3223	3124	3061	3090	3139	3212	3285
3494	3461	3397	3322	3250	3207	3213	3241	3275	3309
3544	3529	3476	3421	3376	3353	3336	3343	3338	3333

At 10 Year

2002	1985	1955	1918	1883	1857	1847	1849	1855	1863
1983	1961	1924	1878	1836	1806	1801	1811	1827	1834
1957	1927	1882	1824	1764	1722	1731	1753	1785	1802
1922	1885	1828	1751	1658	1571	1633	1686	1736	1784
1882	1839	1769	1664	1510	1263	1513	1621	1689	1741
1847	1797	1716	1591	1435	1414	1522	1601	1669	1723
1822	1766	1673	1506	1205	1409	1528	1599	1655	1619
1806	1751	1666	1542	1415	1473	1551	1608	1647	1689
1801	1746	1661	1540	1421	1482	1561	1616	1661	1716
1806	1751	1655	1493	1209	1434	1554	1619	1667	1721
1830	1774	1680	1533	1374	1463	1562	1627	1679	1733
1870	1813	1716	1548	1244	1443	1565	1639	1697	1751
1921	1866	1780	1651	1497	1466	1576	1658	1723	1787
1971	1921	1845	1734	1579	1321	1577	1686	1756	1810
2018	1973	1909	1821	1721	1632	1692	1747	1802	1856
2050	2013	1959	1888	1818	1769	1779	1809	1859	1903
2085	2056	2012	1956	1901	1892	1899	1886	1897	1959
2179	2142	2107	2054	2001	1997	2001	2010	2015	2020

At 20 Year

1046	1040	1026	1011	989	977	973	977	987	1005
1034	1024	1007	985	963	949	947	951	962	979
1022	1008	986	957	926	904	910	922	944	962
1005	987	959	918	868	823	854	882	913	935
985	963	927	870	790	664	789	844	884	907
967	941	897	830	750	737	790	829	864	887
953	923	871	784	633	732	790	825	856	882
942	913	864	799	734	761	798	826	853	879
937	908	859	796	734	763	800	827	852	878
937	907	854	771	630	737	794	826	851	876
946	916	864	789	709	749	796	828	854	880
963	933	880	794	642	737	796	832	862	891
984	957	913	844	765	748	801	841	875	900
1006	982	944	887	805	677	802	857	895	935
1026	1005	974	931	877	831	861	891	921	931
1040	1023	998	964	927	902	908	923	949	953
1054	1041	1021	994	968	952	950	958	969	975
1066	1050	1026	996	987	962	968	986	985	1000

Table D.20 Pressure Distribution of layer 10 of Project KK65

At 1 Year

6003	5985	5942	5897	5855	5829	5813	5812	5817	5824
5976	5948	5893	5829	5766	5727	5722	5737	5764	5771
5949	5911	5844	5761	5677	5625	5631	5662	5711	5718
5915	5864	5780	5668	5545	5461	5500	5566	5653	5660
5867	5804	5694	5532	5327	5133	5297	5442	5572	5579
5816	5740	5601	5382	5041	4450	5066	5337	5507	5514
5775	5688	5530	5286	4982	4922	5162	5349	5498	5505
5747	5652	5475	5167	4628	4998	5237	5391	5513	5520
5731	5638	5478	5252	5029	5153	5316	5440	5544	5551
5726	5633	5470	5240	5013	5172	5351	5475	5573	5590
5734	5638	5454	5130	4521	5074	5350	5498	5596	5613
5772	5681	5510	5247	4961	5185	5401	5540	5636	5653
5832	5748	5588	5311	4816	5214	5449	5589	5684	5701
5906	5835	5710	5521	5311	5331	5511	5647	5742	5759
5978	5919	5820	5678	5487	5204	5545	5707	5803	5820
6041	5992	5916	5816	5702	5612	5707	5795	5865	5882
6080	6042	5980	5904	5829	5785	5818	5866	5929	5946
6119	6089	6043	5985	5934	5907	5919	5948	5979	5996
6193	6155	6097	6069	6016	5989	6008	6056	6063	6080

At 2 Year

5120	5100	5049	4991	4937	4899	4875	4869	4885	4901
5090	5057	4993	4915	4841	4789	4777	4788	4804	4820
5060	5014	4937	4839	4743	4679	4679	4707	4755	4794
5018	4959	4863	4737	4600	4504	4538	4603	4691	4730
4961	4889	4766	4590	4367	4156	4321	4468	4601	4629
4901	4816	4664	4426	4062	3430	4074	4353	4529	4553
4853	4757	4585	4323	3996	3925	4172	4362	4516	4538
4822	4718	4528	4198	3624	4006	4250	4407	4533	4555
4809	4708	4535	4292	4049	4173	4337	4463	4571	4593
4814	4712	4537	4290	4045	4204	4385	4512	4612	4634
4836	4732	4535	4192	3546	4118	4401	4552	4653	4675
4895	4796	4613	4334	4030	4255	4474	4616	4713	4735
4981	4888	4717	4422	3903	4308	4546	4689	4785	4807
5082	5002	4865	4663	4436	4451	4634	4771	4867	4889
5176	5109	4999	4843	4639	4340	4689	4852	4951	4973
5259	5203	5116	5002	4876	4777	4871	4960	5033	5055
5312	5266	5194	5106	5019	4967	4996	5044	5087	5109
5362	5333	5272	5203	5139	5103	5110	5141	5211	5281
5412	5400	5350	5300	5259	5239	5246	5238	5271	5304

At 5 Year

3262	3240	3203	3154	3112	3080	3059	3053	3051	3049
3233	3204	3156	3094	3037	2997	2984	2990	3005	3160
3204	3168	3109	3034	2962	2914	2909	2927	2959	3031
3167	3121	3047	2953	2854	2785	2804	2846	2907	2964
3115	3058	2964	2834	2679	2539	2644	2741	2833	2906
3058	2990	2871	2695	2443	2044	2458	2644	2766	2867
3011	2932	2792	2582	2325	2305	2486	2626	2739	2828
2980	2892	2732	2452	1949	2306	2512	2638	2738	2818
2968	2881	2735	2531	2325	2431	2567	2671	2758	2840
2974	2888	2743	2543	2351	2464	2602	2704	2785	2867
2998	2909	2747	2479	2006	2403	2611	2731	2814	2912
3052	2964	2806	2566	2305	2476	2654	2773	2858	2966
3130	3044	2884	2608	2099	2471	2689	2822	2914	3040
3224	3146	3011	2810	2571	2552	2741	2882	2981	3116
3314	3246	3132	2967	2734	2347	2766	2949	3056	3195
3395	3336	3244	3121	2977	2853	2959	3057	3135	3262
3446	3397	3321	3224	3126	3064	3092	3144	3189	3339
3496	3465	3400	3323	3252	3210	3215	3246	3252	3363
3546	3533	3479	3422	3378	3356	3338	3348	3315	3387

At 10 Year

2020	2010	1987	1959	1933	1911	1897	1890	1886	1899
2003	1987	1957	1920	1885	1860	1850	1852	1857	1867
1986	1964	1927	1881	1837	1809	1803	1814	1828	1835
1961	1932	1887	1829	1769	1728	1736	1760	1795	1812
1925	1890	1833	1755	1663	1578	1639	1695	1747	1795
1885	1844	1773	1668	1516	1274	1520	1630	1701	1753
1850	1802	1720	1594	1436	1421	1527	1610	1676	1730
1824	1771	1677	1508	1203	1412	1533	1608	1666	1630
1809	1757	1670	1545	1418	1477	1556	1617	1667	1709
1804	1752	1666	1544	1424	1486	1565	1624	1670	1725
1809	1755	1659	1497	1215	1438	1557	1625	1673	1728
1833	1779	1683	1537	1378	1466	1566	1634	1684	1738
1873	1818	1720	1551	1247	1446	1569	1646	1701	1755
1924	1872	1784	1657	1502	1471	1582	1666	1726	1790
1974	1927	1850	1739	1585	1327	1584	1696	1761	1815
2021	1979	1915	1827	1727	1639	1699	1756	1804	1858
2051	2016	1961	1889	1819	1770	1780	1810	1865	1909
2088	2059	2015	1958	1903	1895	1902	1894	1902	1964
2180	2145	2109	2056	2003	2000	2004	2015	2020	2025

At 20 Year

1060	1058	1046	1036	1014	999	998	1003	1013	1031
1048	1042	1027	1012	990	975	974	979	989	1007
1036	1026	1008	986	964	949	948	953	963	981
1024	1010	989	960	929	908	913	926	945	963
1007	990	961	921	870	826	857	887	918	940
987	966	929	872	793	669	793	849	889	911
969	944	899	831	750	740	793	834	869	891
954	926	873	785	632	733	792	829	860	886
944	916	866	801	735	763	801	830	857	883
939	910	861	797	736	764	802	831	856	882
938	909	856	772	632	739	796	829	855	881
947	919	866	790	710	751	798	832	858	884
964	936	882	795	644	739	798	836	866	896
986	960	915	847	767	750	803	846	879	905
1007	985	947	890	808	680	805	862	900	938
1028	1008	977	934	880	835	864	897	923	936
1041	1025	999	965	928	903	909	925	940	955
1055	1042	1022	996	970	954	952	960	971	977
1067	1052	1027	998	989	965	970	988	987	1002

Table D.21 Pressure Distribution of layer 1 of Project KKME

At 1 year			At 2 year			At 5 year		
5059	4623	3766	4027	3569	2662	2387	2103	1579
5009	4680	4480	3970	3622	3410	2308	2063	1960
4898	4345	4683	3850	3262	3617	2182	1715	2022
5002	4814	4915	3965	3760	3861	2269	2105	2185
5023	4818	4944	3994	3774	3902	2301	2142	2221
4904	4284	4822	3885	3225	3789	2233	1798	2144
5059	4777	4963	4070	3771	3960	2332	2095	2215
5123	4610	4972	4165	3625	4001	2354	1864	2151
5331	5094	5005	4403	4154	4061	2512	2248	2094
5387	5146	4720	4475	4223	3777	2548	2254	1687
At 10 year			At 20 year					
1408	1249	944	768	686	527			
1360	1220	1157	741	672	640			
1283	1013	1185	700	563	653			
1325	1231	1274	718	673	694			
1334	1244	1286	720	678	698			
1287	1039	1231	697	573	670			
1330	1192	1256	715	651	682			
1328	1049	1201	713	577	654			
1402	1251	1157	751	677	631			
1419	1253	936	759	676	512			

Table D.22 Pressure Distribution of layer 2 of Project KKME

At 1 year

5434	5261	4971	4634
5359	5104	4668	3852
5290	5040	4697	4517
5239	4930	4358	4707
5256	5039	4824	4930
5259	5048	4827	4960
5249	4935	4295	4842
5324	5082	4787	4978
5423	5150	4621	4992
5541	5358	5110	5032
5585	5419	5170	4757

At 2 year

4430	4243	3936	3580
4345	4075	3616	3753
4268	4002	3640	3447
4214	3884	3274	3642
4234	4002	3770	3876
4247	4021	3783	3917
4252	3918	3237	3810
4353	4095	3781	3976
4482	4193	3635	4021
4629	4432	4171	4088
4687	4509	4248	3816

At 5 year

2681	2557	2363	2147
2606	2422	2136	1639
2527	2332	2075	1985
2467	2209	1728	2041
2477	2298	2113	2197
2490	2322	2149	2233
2497	2258	1502	2160
2560	2353	2103	2228
2642	2381	1875	2171
2743	2542	2266	2124
2778	2584	2281	1731

At 10 year

1583	1510	1398	1276
1535	1429	1268	979
1484	1374	1228	1171
1443	1299	1018	1196
1442	1341	1236	1281
1440	1346	1248	1292
1434	1301	1044	1240
1459	1342	1197	1263
1494	1344	1056	1214
1540	1421	1262	1175
1558	1441	1269	961

At 20 year

861	822	763	700
835	779	696	647
806	748	675	647
782	708	566	658
779	726	675	697
775	726	680	701
771	704	575	674
782	722	654	685
799	721	581	660
822	760	683	639
830	771	684	626

Table D.23 Pressure Distribution of layer 3 of Project KKME

At 1 year					At 2 year					At 5 year				
5453	5280	4997	4688	4932	4449	4264	3963	3635	3884	2696	2572	2382	2183	2334
5375	5140	4714	4359	4700	4363	4113	3664	2865	3640	2620	2450	2169	1710	2165
5303	5065	4721	4582	4883	4283	4029	3664	3515	3824	2537	2353	2092	2030	2235
5249	4954	4376	4752	5006	4224	3910	3293	3689	3951	2475	2231	1740	2078	2282
5265	5060	4835	4953	5106	4244	4026	3781	3900	4058	2485	2317	2124	2219	2344
5271	5066	4837	4986	5163	4260	4041	3793	3944	4127	2500	2338	2158	2255	2387
5261	4956	4304	4879	5173	4265	3940	3246	3849	4154	2508	2277	1816	2189	2397
5339	5100	4796	5012	5241	4369	4115	3792	4012	4247	2574	2371	2113	2258	2436
5434	5168	4631	5029	5276	4495	4213	3647	4058	4312	2654	2401	1889	2210	2433
5554	5379	5131	5080	5270	4642	4454	4193	4137	4330	2756	2568	2294	2181	2388
5605	5453	5210	4837	5226	4709	4547	4290	3928	4298	2800	2624	2328	1829	2314
5748	5546	5304	5263	5248	4794	4635	4387	4309	4315	2849	2685	2394	2246	2351

At 10 year					At 20 year				
1591	1519	1409	1297	1380	867	827	769	711	752
1543	1446	1287	1019	1281	839	788	706	569	700
1490	1386	1237	1197	1313	809	754	680	660	714
1449	1311	1027	1219	1332	785	714	571	668	720
1447	1353	1242	1293	1359	782	732	678	702	732
1446	1356	1253	1304	1373	779	732	682	706	736
1441	1312	1048	1255	1366	775	709	575	681	731
1468	1353	1203	1280	1373	786	727	657	692	733
1502	1358	1065	1237	1356	803	728	585	670	724
1550	1438	1279	1208	1320	827	769	691	655	707
1571	1465	1296	1013	1276	838	783	698	556	686
1575	1470	1300	1289	1295	845	795	706	694	699

Table D.24 Pressure Distribution of layer 4 of Project KKME

At 1 year

5700	5535	5294	4890	4759	4899
5695	5526	5283	4861	4725	4873
5581	5401	5172	4758	4638	4739
5472	5324	5085	4744	4642	4911
5364	5259	4968	4397	4783	5016
5381	5274	5070	4842	4962	5109
5399	5289	5080	4844	5003	5174
5392	5282	4971	4814	4903	5187
5467	5356	5112	4805	5033	5251
5578	5449	5177	4637	5052	5290
5642	5570	5391	5149	5119	5294
5769	5639	5494	5264	4919	5272
5824	5733	5623	5474	5348	5447

At 2 year

4592	4543	4371	4306	4218	4345
4504	4484	4297	4009	3706	3928
4419	4392	4147	3710	2946	3679
4338	4305	4051	3688	3577	3853
4263	4236	3926	3315	3721	3962
4285	4254	4036	3789	3910	4061
4210	4280	4056	3802	3962	4138
4218	4289	3958	3358	3874	4169
4429	4389	4129	3802	4034	4257
4654	4512	4224	3653	4082	4326
4739	4660	4469	4211	4177	4354
4865	4747	4591	4347	3984	4346
4976	4859	4739	4578	4441	4541

At 5 year

2989	2849	2672	2625	2452	2576
2815	2723	2597	2414	2232	2363
2723	2642	2475	2201	1761	2191
2674	2555	2369	2108	2069	2253
2569	2486	2246	1759	2103	2290
2576	2495	2327	2133	2230	2347
2609	2517	2351	2166	2270	2395
2620	2527	2292	1826	2209	2408
2694	2592	2384	2123	2278	2444
2775	2672	2416	1901	2240	2449
2819	2777	2589	2322	2230	2415
2906	2838	2671	2392	1929	2366
3017	2943	2813	2629	2457	2570

At 10 year

1863	1749	1675	1504	1399	1458
1752	1607	1534	1429	1324	1397
1648	1556	1461	1305	1048	1295
1601	1501	1395	1247	1221	1323
1576	1455	1319	1038	1233	1336
1568	1454	1359	1248	1299	1361
1572	1457	1364	1258	1312	1377
1569	1453	1321	1053	1266	1371
1591	1479	1362	1211	1291	1377
1642	1515	1368	1074	1255	1365
1689	1566	1453	1298	1238	1335
1726	1595	1494	1333	1070	1304
1805	1654	1574	1462	1358	1413

At 20 year

973	924	889	831	775	812
925	876	836	780	724	761
895	847	796	714	524	707
862	815	759	685	671	718
830	789	718	576	674	722
827	786	736	681	705	733
825	785	736	685	710	739
821	781	714	581	686	734
834	793	732	660	697	735
859	810	734	589	679	729
881	836	778	700	669	714
914	851	798	716	585	700
921	884	840	781	727	754

Table D.25 Pressure Distribution of layer 5 of Project KKME

At 1 year

5726	5639	5505	5351	5243	5296	5373
5669	5530	5352	5100	4846	5050	5256
5597	5438	5202	4801	4104	4805	5143
5530	5359	5107	4770	4684	4955	5164
5473	5290	4984	4413	4803	5043	5202
5460	5301	5082	4851	4974	5130	5254
5477	5316	5089	4848	5014	5193	5319
5494	5310	4980	5319	4916	5208	5360
5550	5382	5119	4807	5045	5269	5408
5613	5464	5179	4632	5061	5306	5445
5700	5582	5390	5151	5148	5332	5489
5786	5672	5520	5299	4973	5328	5533
5847	5756	5640	5494	5372	5481	5608
5893	5791	5685	5603	5512	5542	5641

At 2 year

4754	4657	4509	4340	4218	4267	4343
4688	4535	4342	4072	3800	4007	4218
4607	4432	4179	3755	3013	3746	4095
4532	4345	4075	3716	3620	3897	4113
4470	4270	3943	3332	3742	3989	4152
4460	4285	4050	3799	3922	4082	4210
4489	4311	4068	3807	3975	4158	4287
4524	4321	3970	3264	3890	4191	4349
4604	4419	4139	3806	4048	4277	4421
4692	4530	4227	3649	4091	4341	4484
4803	4674	4467	4213	4204	4390	4551
4911	4784	4620	4384	4038	4405	4615
4990	4885	4758	4599	4465	4575	4705
5046	4974	4836	4717	4682	4725	4781

At 5 year

2928	2859	2758	2646	2567	2593	2639
2873	2762	2632	2460	2296	2417	2548
2801	2674	2501	2233	1805	2236	2450
2730	2587	2389	2130	2100	2285	2430
2673	2515	2260	1774	2119	2311	2432
2661	2521	2339	2142	2240	2364	2460
2683	2544	2363	2174	2282	2411	2506
2712	2555	2304	1833	2223	2425	2539
2770	2618	2394	2127	2291	2460	2574
2834	2690	2422	1902	2256	2468	2597
2921	2795	2595	2336	2271	2459	2628
3010	2878	2704	2435	2339	2429	2665
3079	2969	2830	2650	2482	2605	2748
3105	3057	2946	2803	2638	2762	2819

At 10 year

1728	1689	1632	1567	1519	1532	1558
1695	1631	1555	1456	1361	1428	1501
1650	1576	1476	1324	1072	1321	1439
1604	1520	1406	1260	1239	1341	1419
1564	1472	1328	1045	1242	1348	1412
1550	1469	1366	1253	1305	1370	1420
1555	1473	1371	1262	1318	1385	1434
1562	1470	1328	1058	1273	1380	1438
1586	1495	1368	1214	1298	1385	1444
1614	1527	1374	1077	1266	1376	1444
1656	1579	1460	1309	1263	1361	1451
1701	1620	1514	1358	1104	1340	1467
1735	1669	1585	1474	1373	1434	1511
1789	1751	1685	1529	1484	1505	1548

At 20 year

947	925	892	854	828	834	847
928	891	848	794	744	777	815
901	858	804	724	697	720	780
872	826	766	691	679	727	767
847	798	722	580	679	728	761
837	794	740	684	708	737	763
837	794	740	687	713	743	767
839	790	717	583	689	739	768
850	802	736	661	700	740	769
865	818	738	590	683	734	768
889	844	782	705	681	727	771
913	866	809	728	691	716	779
932	894	846	787	734	764	802
961	927	892	836	784	796	827

Table D.27 Pressure Distribution of layer 7 of Project KKME

At 1 year										At 2 year									
5984	5858	5724	5641	5596	5554	5586	5609	5687		4917	4852	4773	4686	4573	4497	4508	4537	4579	
5869	5754	5667	5536	5390	5289	5338	5411	5574		4861	4784	4686	4541	4380	4266	4310	4382	4476	
5745	5695	5578	5400	5165	4939	5128	5289	5405		4804	4716	4587	4394	4141	3896	4087	4250	4371	
5703	5624	5480	5241	4856	4186	4876	5174	5281		4748	4635	4479	4221	3812	3098	3819	4125	4278	
5681	5561	5402	5141	4808	4730	4999	5190	5317		4674	4565	4392	4111	3755	3666	3942	4138	4279	
5624	5511	5338	5015	4439	4832	5080	5231	5423		4642	4510	4322	3976	3358	3771	4026	4180	4295	
5576	5497	5344	5108	4869	5000	5167	5285	5409		4638	4500	4332	4078	3818	3950	4121	4241	4354	
5591	5499	5343	5099	4851	5026	5214	5336	5518		4645	4511	4342	4080	3812	3988	4180	4305	4403	
5624	5511	5332	4984	4313	4923	5223	5371	5541		4671	4540	4347	3976	3260	3897	4206	4358	4459	
5682	5560	5396	5115	4803	5048	5280	5416	5617		4735	4612	4435	4136	3801	4051	4287	4428	4523	
5734	5634	5480	5185	4636	5077	5327	5466	5683		4828	4712	4546	4233	3661	4106	4361	4503	4612	
5853	5726	5605	5403	5170	5188	5380	5520	5739		4936	4830	4698	4481	4232	4245	4438	4581	4697	
5964	5817	5718	5563	5350	5054	5401	5573	5772		5029	4946	4835	4666	4438	4108	4479	4655	4774	
5993	5891	5813	5700	5566	5459	5566	5665	6794		5127	5040	4950	4824	4678	4560	4666	4766	4878	
6031	5968	5909	5827	5745	5697	5731	5780	5862		5197	5138	5068	4974	4878	4821	4851	4900	4924	
6063	6032	5971	5912	5829	5784	5846	5882	5903		5249	5207	5149	5061	5002	4974	4986	5014	5056	
At 5 year										At 10 year									
3061	3013	2951	2874	2800	2746	2745	2770	2798		1795	1777	1735	1708	1672	1640	1639	1645	1665	
3009	2951	2881	2783	2676	2601	2624	2666	2713		1772	1741	1702	1646	1584	1539	1550	1575	1605	
2953	2893	2802	2672	2510	2362	2472	2570	2651		1742	1707	1655	1580	1486	1399	1460	1515	1557	
2900	2822	2710	2534	2276	1862	2286	2471	2563		1706	1663	1598	1496	1349	1108	1349	1451	1508	
2843	2756	2626	2420	2164	2135	2320	2450	2542		1670	1619	1543	1425	1279	1259	1361	1431	1482	
2806	2704	2558	2290	1997	2144	2341	2453	2536		1644	1583	1498	1345	1059	1257	1364	1424	1471	
2792	2691	2560	2365	2161	2264	2393	2482	2554		1628	1568	1492	1380	1263	1317	1385	1431	1474	
2800	2701	2571	2378	2184	2296	2429	2518	2585		1624	1566	1489	1379	1267	1325	1393	1440	1483	
2823	2725	2578	2314	1833	2233	2439	2547	2629		1629	1571	1485	1334	1061	1279	1387	1443	1485	
2871	2778	2634	2398	2133	2300	2472	2581	2647		1650	1592	1507	1372	1220	1305	1392	1449	1496	
2956	2852	2708	2433	1921	2279	2491	2616	2720		1685	1625	1539	1382	1090	1281	1390	1456	1512	
3041	2946	2820	2614	2362	2322	2513	2657	2771		1728	1671	1596	1473	1326	1295	1392	1468	1522	
3137	3042	2930	2754	2496	2059	2508	2704	2835		1774	1719	1652	1546	1394	1146	1384	1490	1563	
3204	3125	3032	2897	2731	2582	2699	2808	2917		1816	1763	1707	1624	1521	1429	1488	1546	1607	
3273	3218	3144	3042	2934	2862	2892	2944	3021		1852	1815	1769	1705	1636	1588	1598	1624	1668	
3321	3281	3225	3099	3008	2944	2968	3037	3082		1885	1858	1815	1862	1710	1675	1672	1685	1704	
At 20 year																			
985	974	957	934	909	892	889	894	903											
971	954	932	900	864	839	844	856	873											
955	934	905	862	811	764	795	823	845											
933	908	871	816	737	613	734	787	816											
911	881	839	776	701	689	737	773	799											
895	858	812	732	587	686	737	767	791											
883	847	806	747	688	713	745	768	790											
878	843	803	745	689	715	748	771	791											
879	844	799	721	583	692	743	770	791											
889	854	809	739	663	703	744	772	795											
907	872	825	743	596	690	742	774	802											
929	897	854	789	713	696	742	780	812											
952	923	884	826	747	623	739	791	828											
972	946	915	867	812	764	792	821	854											
992	973	948	913	872	845	849	863	890											
1006	992	971	944	915	896	894	901	912											

Table D.28 Pressure Distribution of layer 8 of Project KKME

At 1 year

5915	5883	5826	5758	5692	5650	5643	5658	5678
5886	5844	5774	5684	5595	5538	5544	5576	5619
5844	5779	5689	5562	5424	5329	5374	5446	5524
5792	5715	5595	5418	5188	4967	5154	5313	5425
5737	5645	5496	5256	4874	4203	4897	5198	5352
5692	5586	5418	5155	4823	4739	5012	5211	5340
5663	5542	5358	5029	4450	4842	5094	5253	5365
5646	5527	5361	5120	4877	5011	5183	5310	5411
5640	5524	5356	5108	4859	5035	5226	5355	5448
5651	5533	5342	4990	4320	4929	5231	5386	5486
5692	5581	5404	5115	4806	5053	5288	5432	5534
5759	5655	5489	5190	4650	5084	5338	5484	5593
5838	5748	5617	5408	5181	5203	5398	5542	5655
5916	5839	5735	5579	5369	5053	5425	5600	5717
5983	5916	5835	5724	5595	5492	5597	5696	5793
6032	5983	5920	5839	5759	5712	5745	5797	5866
6072	6040	5989	5927	5871	5841	5854	5886	5920

At 2 year

4973	4935	4867	4785	4706	4653	4639	4650	4668
4937	4889	4807	4703	4600	4533	4531	4560	4604
4887	4812	4710	4569	4416	4308	4348	4419	4500
4825	4738	4605	4412	4164	3925	4114	4275	4391
4761	4658	4495	4237	3830	3113	3840	4150	4308
4709	4592	4409	4126	3770	3675	3955	4159	4292
4677	4543	4344	3991	3268	3780	4040	4202	4317
4663	4532	4351	4091	3827	3961	4137	4266	4370
4666	4538	4356	4089	3819	3997	4192	4324	4421
4692	4564	4357	3982	3265	3903	4214	4374	4477
4755	4634	4443	4136	3804	4056	4295	4443	4548
4848	4735	4556	4238	3656	4112	4371	4521	4632
4955	4854	4711	4486	4243	4259	4457	4604	4719
5059	4971	4854	4684	4458	4255	4505	4684	4805
5148	5069	4976	4850	4709	4595	4699	4799	4902
5212	5154	5081	4986	4893	4836	4866	4918	4995
5266	5227	5165	5091	5023	4985	4993	5024	5060

At 5 year

3100	3072	3023	2963	2906	2867	2853	2858	2869
3070	3035	2976	2902	2831	2783	2778	2794	2822
3028	2972	2900	2804	2701	2630	2650	2693	2745
2974	2910	2816	2686	2527	2382	2490	2587	2660
2916	2840	2723	2547	2290	1875	2301	2488	2588
2867	2777	2641	2434	2178	2145	2331	2466	2556
2834	2730	2575	2303	1807	2153	2352	2470	2555
2819	2717	2576	2376	2169	2273	2405	2500	2579
2822	2722	2583	2386	2191	2303	2438	2533	2605
2844	2744	2587	2320	1842	2238	2445	2559	2638
2896	2796	2642	2399	2137	2305	2479	2594	2680
2973	2872	2717	2439	1926	2287	2501	2633	2733
3063	2968	2833	2621	2374	2338	2532	2679	2793
3153	3066	2948	2772	2516	2380	2534	2733	2861
3232	3153	3056	2922	2761	2618	2733	2841	2949
3292	3233	3155	3053	2947	2877	2906	2961	3040
3344	3302	3237	3156	3079	3032	3037	3069	3105

At 10 year

1828	1811	1784	1750	1719	1696	1688	1689	1695
1809	1789	1756	1716	1675	1647	1643	1652	1667
1784	1753	1713	1658	1599	1556	1567	1590	1620
1751	1716	1663	1588	1496	1410	1471	1525	1567
1716	1673	1606	1504	1357	1288	1358	1461	1518
1683	1632	1553	1433	1288	1265	1367	1440	1491
1659	1598	1508	1352	1065	1262	1371	1434	1481
1643	1583	1501	1386	1267	1322	1391	1441	1484
1636	1578	1496	1384	1271	1329	1398	1448	1487
1641	1582	1490	1338	1064	1282	1390	1450	1492
1662	1603	1512	1374	1223	1308	1396	1456	1503
1697	1638	1545	1386	1094	1286	1396	1465	1521
1740	1684	1605	1479	1334	1305	1403	1481	1545
1786	1733	1664	1558	1406	1359	1399	1506	1579
1828	1779	1721	1639	1539	1450	1507	1566	1627
1861	1824	1775	1711	1643	1596	1606	1633	1677
1891	1864	1821	1768	1717	1683	1679	1694	1713

At 20 year

1002	993	979	961	943	930	926	927	930
992	981	963	941	918	902	899	904	913
978	961	938	907	873	849	854	866	883
960	939	909	867	817	771	801	828	850
939	914	875	820	742	688	739	792	821
919	889	844	781	705	692	741	778	804
904	867	818	736	650	688	740	772	796
892	856	811	751	691	715	748	773	795
886	851	807	747	691	716	750	774	794
886	851	802	723	635	693	745	774	795
896	861	812	740	664	705	746	776	799
914	879	829	745	658	693	745	779	807
937	905	859	792	716	701	748	787	819
960	931	891	832	753	677	746	800	837
981	955	922	875	821	774	802	831	864
997	978	952	916	876	849	853	868	895
1011	997	975	947	919	900	898	906	917

Table D.29 Pressure Distribution of layer 9 of Project KKME.

At 1 year										At 2 year									
5908	5889	5803	5757	5620	5608	5647	5673	5655	5666	4980	4940	4902	4851	4715	4620	4662	4682	4708	4746
5890	5848	5777	5685	5594	5537	5543	5574	5627	5675	4941	4892	4808	4703	4599	4530	4529	4557	4609	4732
5851	5793	5702	5577	5441	5349	5393	5460	5555	5597	4894	4827	4723	4585	4434	4328	4367	4434	4528	4718
5799	5728	5607	5430	5203	4985	5170	5324	5466	5544	4832	4751	4618	4425	4180	3943	4130	4285	4439	4551
5745	5659	5507	5267	4888	4743	4913	5207	5394	5512	4768	4672	4507	4248	3844	3129	3855	4158	4361	4498
5700	5601	5430	5165	4833	4751	5024	5220	5380	5485	4716	4607	4421	4137	3779	3687	3967	4168	4347	4482
5671	5561	5372	5038	4452	4850	5108	5268	5401	5452	4684	4564	4359	4001	3370	3788	4054	4217	4366	4485
5654	5546	5375	5130	4886	5022	5198	5325	5438	5476	4670	4552	4366	4102	3836	3973	4151	4281	4403	4585
5648	5542	5368	5117	4868	5045	5238	5367	5472	5512	4673	4558	4369	4099	3828	4007	4204	4336	4457	4610
5658	5549	5351	4997	4326	4936	5239	5394	5499	5527	4698	4580	4367	3989	3270	3910	4222	4381	4494	4658
5699	5596	5413	5125	4812	5059	5295	5439	5542	5558	4761	4649	4452	4145	3810	4061	4302	4449	4552	4719
5765	5669	5497	5195	4652	5089	5345	5491	5594	5635	4853	4749	4563	4242	3668	4117	4378	4527	4628	4751
5844	5764	5628	5422	5191	5213	5411	5552	5656	5678	4962	4871	4723	4501	4253	4269	4469	4613	4715	4803
5922	5854	5747	5591	5383	5070	5443	5613	5720	5781	5065	4986	4867	4697	4472	4140	4523	4697	4814	4809
5989	5932	5850	5739	5613	5513	5617	5711	5789	5830	5154	5087	4992	4867	4728	4618	4720	4815	4907	4933
6034	5990	5924	5842	5760	5713	5748	5798	5844	5883	5213	5160	5084	4988	4893	4836	4867	4917	4950	4978
6089	6043	5997	5938	5885	5842	5794	5889	5905	5898	5287	5239	5169	5126	5054	4997	5034	5038	5064	5072
6123	6086	6005	5989	5913	5884	5869	5893	5956	5909	5371	5284	5253	5158	5060	5007	5042	5053	5071	5084
At 5 year										At 10 year									
3109	3075	3047	2996	2923	2868	2872	2869	2871	2904	1838	1826	1790	1779	1752	1702	1692	1695	1703	1716
3072	3036	2976	2902	2829	2781	2776	2792	2825	2853	1810	1790	1757	1717	1675	1647	1643	1652	1668	1682
3033	2983	2910	2815	2714	2644	2664	2703	2761	2700	1787	1759	1719	1665	1607	1565	1575	1596	1629	1644
2979	2920	2826	2696	2538	2394	2501	2594	2684	2780	1754	1722	1669	1594	1502	1417	1477	1529	1573	1578
2921	2850	2732	2555	2300	1886	2311	2493	2601	2716	1719	1679	1611	1509	1363	1211	1363	1464	1529	1565
2871	2789	2650	2442	2185	2154	2340	2472	2573	2667	1686	1639	1559	1438	1292	1270	1372	1444	1502	1531
2839	2746	2587	2311	1808	2159	2363	2481	2571	2662	1661	1608	1515	1357	1066	1265	1377	1440	1490	1513
2824	2732	2588	2384	2176	2281	2415	2511	2593	2684	1646	1592	1507	1390	1271	1326	1396	1446	1492	1507
2827	2737	2593	2394	2198	2310	2446	2541	2619	2708	1640	1587	1502	1388	1275	1333	1402	1452	1495	1515
2849	2756	2595	2326	1847	2244	2451	2564	2647	2731	1643	1589	1495	1342	1062	1285	1393	1453	1498	1520
2900	2808	2650	2407	2142	2310	2485	2599	2688	2775	1664	1610	1517	1379	1226	1311	1400	1459	1508	1525
2976	2884	2724	2443	1929	2293	2508	2638	2739	2820	1699	1645	1550	1389	1095	1290	1401	1469	1525	1536
3068	2983	2844	2634	2384	2349	2544	2687	2798	2891	1743	1693	1611	1486	1340	1311	1410	1487	1550	1563
3157	3080	2961	2784	2530	2552	2745	2870	2900		1788	1742	1671	1566	1415	1368	1409	1513	1584	1599
3237	3169	3071	2938	2780	2640	2753	2856	2952	3042	1831	1789	1729	1648	1550	1463	1519	1574	1629	1648
3292	3237	3157	3053	2945	2874	2905	2957	3053	3093	1861	1827	1776	1711	1642	1594	1605	1632	1679	1691
3346	3310	3240	3160	3082	3047	3040	3077	3124	3168	1892	1868	1826	1770	1721	1690	1678	1679	1718	1722
3363	3238	3269	3186	3114	3108	3083	3146	3192	3230	1897	1870	1837	1812	1732	1692	1680	1710	1724	1726
At 20 year																			
1013	1004	990	972	954	941	937	938	941	952	993	982	964	940	917	901	899	903	913	923
980	964	941	911	877	854	858	870	892	911	961	943	912	870	820	775	804	831	860	889
940	917	878	823	745	620	742	794	830	853	940	917	878	823	745	620	742	794	830	853
921	893	847	783	707	695	743	780	811	848	921	893	847	783	707	695	743	780	811	848
905	872	822	738	591	690	743	775	803	832	894	861	815	753	692	717	751	776	800	829
888	856	810	750	693	718	752	777	799	828	888	856	810	750	693	718	752	777	799	828
888	855	805	725	582	695	746	775	798	827	888	855	805	725	582	695	746	775	798	827
898	865	815	742	666	706	748	777	801	832	898	865	815	742	666	706	748	777	801	832
915	883	831	747	585	695	748	781	808	840	915	883	831	747	585	695	748	781	808	840
938	910	863	796	719	704	752	789	819	850	938	910	863	796	719	704	752	789	819	850
961	936	896	837	758	591	751	803	837	867	961	936	896	837	758	591	751	803	837	867
982	960	927	880	827	781	808	836	862	892	982	960	927	880	827	781	808	836	862	892
997	979	952	916	876	848	853	867	885	903	997	979	952	916	876	848	853	867	885	903
1014	1010	979	968	913	906	897	882	906	919	1014	1010	979	968	913	906	897	882	906	919
1026	1023	1014	991	950	942	935	909	928	935	1026	1023	1014	991	950	942	935	909	928	935

Table D.30 Pressure Distribution of layer 10 of Project KKME.

At 1 year

5943	5931	5857	5815	5781	5748	5735	5763	5789	5797
5915	5896	5809	5763	5726	5614	5653	5672	5694	5705
5897	5855	5783	5691	5600	5543	5549	5583	5636	5684
5859	5804	5713	5589	5454	5363	5406	5478	5573	5615
5808	5739	5618	5441	5216	5003	5184	5343	5485	5563
5753	5669	5517	5277	4902	4249	4930	5229	5416	5534
5708	5613	5440	5173	4839	4772	5039	5244	5404	5509
5677	5573	5382	5044	4452	4859	5121	5289	5422	5473
5661	5559	5385	5138	4894	5031	5208	5343	5456	5494
5656	5554	5378	5125	4877	5053	5247	5384	5489	5529
5664	5559	5359	5005	4355	4944	5247	5409	5514	5538
5706	5605	5420	5132	4819	5065	5302	5453	5556	5572
5771	5679	5504	5201	4659	5095	5353	5505	5608	5649
5851	5773	5637	5431	5199	5221	5420	5567	5671	5683
5928	5863	5756	5600	5392	5080	5454	5630	5737	5798
5996	5943	5860	5750	5625	5526	5630	5727	5805	5846
6039	5996	5930	5846	5764	5717	5752	5806	5852	5891
6094	6049	5983	5942	5849	5748	5798	5847	5893	5906
6128	6092	6011	5993	5917	5819	5826	5881	5904	5917

At 2 year

5027	4983	4968	4989	4894	4796	4809	4856	4875	4903
4986	4929	4914	4857	4726	4624	4675	4708	4726	4768
4947	4898	4814	4709	4603	4535	4534	4565	4617	4742
4902	4838	4734	4596	4447	4342	4380	4451	4547	4629
4840	4762	4629	4436	4192	3960	4143	4304	4450	4572
4775	4682	4517	4258	3858	3158	3872	4179	4371	4516
4723	4618	4431	4144	3785	3708	3982	4190	4355	4503
4690	4576	4368	4006	3369	3797	4066	4238	4376	4509
4676	4564	4376	4109	3843	3981	4161	4299	4417	4614
4680	4569	4378	4107	3837	4014	4213	4352	4461	4675
4704	4590	4375	3997	3279	3917	4229	4395	4505	4719
4767	4658	4459	4152	3817	4067	4308	4463	4569	4772
4859	4758	4571	4248	3675	4123	4385	4541	4646	4816
4968	4881	4731	4509	4261	4277	4478	4628	4734	4871
5070	4996	4876	4705	4481	4150	4535	4714	4823	4929
5160	5098	5003	4878	4740	4630	4733	4831	4911	4958
5217	5166	5088	4992	4896	4839	4870	4923	4970	4999
5301	5256	5174	5049	4918	4902	4914	4956	4992	5049
5397	5308	5261	5165	5067	5013	5054	5063	5073	5087

At 5 year

3168	3121	3098	3076	3021	2997	2974	2925	2941	3054
3116	3102	3059	3025	2945	2869	2883	2876	2883	2957
3077	3041	2981	2906	2832	2784	2779	2797	2828	2856
3038	2991	2918	2823	2723	2654	2672	2715	2776	2715
2985	2927	2833	2703	2546	2406	2510	2607	2700	2796
2926	2857	2739	2561	2308	1913	2322	2507	2629	2745
2877	2797	2657	2446	2187	2165	2349	2486	2598	2692
2843	2755	2594	2314	1806	2164	2371	2495	2594	2687
2829	2742	2595	2390	2181	2287	2422	2524	2611	2704
2832	2746	2600	2399	2203	2315	2452	2553	2635	2726
2853	2764	2601	2331	1854	2249	2456	2575	2659	2749
2905	2815	2655	2413	2147	2314	2490	2610	2697	2793
2980	2892	2729	2448	1973	2297	2514	2650	2745	2836
3072	2991	2851	2641	2391	2355	2552	2701	2806	2897
3161	3088	2969	2792	2538	2103	2562	2761	2876	2906
3241	3178	3080	2947	2790	2651	2765	2870	2955	3048
3294	3241	3160	3055	2946	2875	2907	2962	3011	3099
3342	3319	3235	3146	3087	3042	3019	3080	3135	3176
3389	3245	3278	3192	3125	3116	3103	3176	3204	3251

At 10 year

1895	1879	1826	1803	1785	1762	1745	1714	1791	1798
1848	1835	1797	1751	1726	1689	1675	1668	1687	1696
1813	1793	1759	1718	1676	1648	1644	1653	1670	1684
1790	1764	1723	1669	1612	1571	1580	1603	1638	1653
1757	1726	1673	1598	1507	1424	1482	1536	1589	1594
1722	1683	1615	1512	1367	1118	1369	1472	1540	1576
1689	1643	1562	1440	1293	1277	1377	1452	1513	1542
1664	1612	1519	1359	1155	1268	1381	1448	1502	1524
1648	1598	1511	1393	1274	1329	1399	1454	1501	1517
1642	1592	1506	1390	1278	1335	1405	1458	1503	1523
1646	1594	1498	1345	1170	1288	1396	1459	1504	1526
1667	1614	1520	1382	1229	1314	1403	1465	1513	1530
1701	1649	1553	1391	1199	1293	1404	1476	1529	1542
1745	1698	1615	1491	1345	1315	1415	1495	1555	1568
1790	1747	1676	1570	1420	1378	1416	1523	1589	1600
1833	1794	1734	1654	1556	1469	1525	1583	1630	1649
1862	1829	1777	1713	1643	1595	1606	1634	1661	1673
1883	1872	1793	1759	1685	1649	1627	1668	1679	1684
1898	1864	1842	1817	1736	1701	1681	1673	1683	1698

At 20 year

1024	1021	1001	996	993	991	987	990	997	1008
1006	1002	987	979	972	953	951	956	964	975
994	983	965	942	918	902	900	905	915	925
981	967	944	914	880	857	861	873	895	914
963	945	915	872	823	778	807	835	864	893
942	920	880	824	747	623	745	798	834	857
922	896	849	784	708	698	746	784	815	852
906	875	824	739	620	691	745	779	807	836
895	864	817	755	694	718	752	780	804	833
889	858	812	751	694	719	754	780	802	831
889	857	806	726	658	696	748	778	801	830
899	867	817	744	667	708	750	780	804	835
916	886	833	749	650	696	749	784	811	843
940	912	865	799	721	706	754	794	824	855
963	939	898	839	760	733	755	808	842	872
984	963	930	883	830	784	811	840	866	896
998	981	953	916	876	848	853	868	886	904
1015	1012	980	968	913	906	897	883	907	920
1027	1025	1015	991	950	942	935	910	929	936

Table D.31 Pressure Distribution of layer 1 of Project KKNEW

At 1 Year										At 2 Year									
0	0	6777	6731	6620	6567	6673	6858	0	0	0	0	6539	6463	6307	6253	6408	6699	0	0
0	0	6586	6535	6396	6369	6547	0	0	0	0	0	6278	6189	5964	5927	6169	0	0	0
0	0	6345	6202	6225	6176	6264	0	0	0	0	0	5921	5746	5761	5693	5756	0	0	0
0	6441	6274	5927	6021	5868	6077	0	0	0	0	0	6025	5836	5437	5530	5351	5530	0	0
0	0	6299	6092	5939	5335	5856	0	0	0	0	0	0	5846	5614	5444	4781	5267	0	0
0	6480	6333	6178	6066	5895	6051	0	0	0	0	0	0	6013	5856	5697	5582	5379	5489	0
0	6484	6352	6239	6139	6135	6211	0	0	0	0	0	0	6032	5820	5764	5677	5660	5702	0
6596	6499	6363	6227	6081	6197	6322	0	0	0	0	6278	6055	5701	5749	5642	5766	5882	0	0
6585	6503	6385	6185	5801	6195	6376	0	0	0	0	6278	6114	5878	5761	5390	5808	5997	0	0
6595	6521	0	6256	6156	6305	6425	6546	0	0	0	6299	6149	0	5889	5798	5966	6099	6275	0
6681	6636	0	6370	6340	6393	6469	6555	0	0	0	6482	6398	0	6050	6028	6097	6190	6301	0
6720	6694	6522	6454	6426	6413	6466	6547	0	0	0	6570	6506	6216	6166	6147	6144	6210	6303	0
6697	6658	6566	6474	6348	6305	6410	6524	6603	6637	0	6581	6506	6323	6215	6096	6047	6157	6286	6436
6668	6632	6588	6470	6409	6042	6331	6483	6594	6633	0	6575	6502	6392	6226	6147	5784	6075	6245	6431
6661	6633	6577	6506	6414	6296	6386	6501	6603	6638	0	6577	6511	6388	6280	6174	6047	6133	6270	6452
6665	6643	6597	6539	6478	6423	6452	6560	6624	6649	0	6595	6542	6422	6324	6248	6183	6209	6375	6500
6666	6651	6634	6596	6543	6518	6562	6613	6645	6659	0	6614	6585	6521	6432	6335	6303	6383	6480	6551
6664	6657	6650	6633	6614	6606	6620	6639	6656	6665	0	6624	6612	6584	6531	6482	6469	6503	6550	6590
0	6659	6657	6651	6645	6641	6645	6652	6663	6669	0	0	0	6625	6612	6586	6563	6555	6568	6591
0	0	6659	6658	6655	6653	6655	6659	6665	6670	0	0	0	6623	6609	6595	6590	6597	6612	6628
0	0	5407	5302	5116	5075	5289	5730	0	0	0	0	0	3637	3557	3427	3409	3580	3966	0
0	0	5092	4974	4698	4655	4943	0	0	0	0	0	0	3357	3265	3081	3062	3297	0	0
0	0	4656	4457	4473	4392	4431	0	0	0	0	0	0	2968	2760	2844	2823	2852	0	0
0	4750	4562	4119	4229	4020	4185	0	0	0	0	0	0	3077	2845	2331	2586	2503	2616	0
0	0	4576	4327	4146	3393	3892	0	0	0	0	0	0	0	2817	2568	2480	2010	2309	0
0	4737	4598	4426	4313	4073	4159	0	0	0	0	0	0	0	2946	2776	2545	2486	2249	2380
0	4780	4577	4529	4446	4419	4435	0	0	0	0	0	0	0	2995	2684	2292	2445	2078	2477
5123	4857	4472	4550	4453	4585	4696	0	0	0	0	3466	3129	2615	2628	2518	2582	2808	0	0
5130	4936	4683	4614	4237	4690	4889	0	0	0	0	3479	3241	2899	2808	2339	2855	3115	0	0
5161	4974	0	4806	4726	4923	5070	5355	0	0	0	3519	3288	0	3076	2975	3213	3403	3842	0
5474	5365	0	5031	5029	5127	5246	5405	0	0	0	3841	3723	0	3347	3331	3489	3667	3891	0
5677	5580	5194	5198	5263	5235	5322	5436	0	0	0	4083	3973	3537	3507	3444	3609	3782	3938	0
5816	5697	5429	5321	5211	5183	5302	5454	5720	5878	0	4312	4169	3817	3587	3165	3518	3768	3980	4317
5947	5841	5632	5378	5251	4936	5237	5435	5738	5901	0	4577	4466	4186	3738	3535	3313	3708	3978	4358
6035	5888	5641	5478	5362	5229	5315	5486	5801	5952	0	4768	4555	4207	3942	3797	3693	3818	4055	4462
6111	5988	5712	5552	5463	5391	5418	5689	5918	6034	0	4905	4730	4327	4084	3975	3913	3970	4334	4637
6196	6138	5965	5777	5599	5563	5720	5905	6052	6131	0	5061	4997	4727	4457	4196	4169	4386	4642	4843
6248	6236	6157	6017	5906	5888	5970	6075	6166	6219	0	5160	5169	5047	4821	4650	4627	4747	4896	5023
0	6287	6248	6167	6101	6086	6125	6184	6245	6282	0	0	5262	5197	5058	4945	4920	4977	5064	5151
0	0	6284	6232	6187	6174	6197	6241	6286	6316	0	0	0	5253	5158	5077	5052	5086	5150	5218
0	0	1812	1786	1726	1734	1822	2049	0	0	0	0	0	1621	1603	1521	1528	1688	0	0
0	0	1372	1282	1373	1396	1423	0	0	0	0	0	0	1412	1284	1033	1216	1219	1285	0
0	0	1237	1142	1148	974	1111	0	0	0	0	0	0	0	1222	1176	1109	1137	1070	1136
0	1247	1090	975	1113	992	1185	0	0	0	0	0	0	0	0	1247	1090	975	1113	992
1557	1328	977	1126	1148	1228	1362	0	0	0	0	1557	1328	977	1126	1148	1228	1362	0	0
1570	1413	1200	1252	1094	1373	1514	0	0	0	0	1570	1413	1200	1252	1094	1373	1514	0	0
1607	1450	0	1418	1402	1543	1658	1918	0	0	0	1607	1450	0	1418	1402	1543	1658	1918	0
1789	1718	0	1550	1558	1665	1786	1921	0	0	0	1789	1718	0	1550	1558	1665	1786	1921	0
1942	1884	1625	1605	1571	1681	1809	1919	0	0	0	1942	1884	1625	1605	1571	1681	1809	1919	0
2108	2016	1826	1623	1552	1542	1739	1906	2104	2235	0	2108	2016	1826	1623	1552	1542	1739	1906	2104
2341	2276	2069	1707	1543	1314	1647	1870	2114	2252	0	2341	2276	2069	1707	1543	1314	1647	1870	2114
2547	2361	2068	1843	1719	1614	1716	1915	2178	2309	0	2547	2361	2068	1843	1719	1614	1716	1915	2178
2693	2558	2188	1942	1844	1783	1830	2094	2302	2409	0	2693	2558	2188	1942	1844	1783	1830	2094	2302
2871	2866	2588	2293	2029	1998	2140	2317	2458	2535	0	2871	2866	2588	2293	2029	1998	2140	2317	2458
2993	3048	2917	2629	2410	2350	2414	2513	2603	2656	0	2993	3048	2917	2629	2410	2350	2414	2513	2603
0	3150	3059	2855	2662	2587	2602	2649	2709	2748	0	0	3150	3059	2855	2662	2587	2602	2649	2709
0	0	3088	2926	2774	2697	2690	2721	2766	2796	0	0	0	3088	2926	2774	2697	2690	2721	2766

Table D.33 Pressure Distribution of layer 3 of Project KKNEW

At 1 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	6234	6041	6071	6013	6153	0	0	0	0	0
0	6443	6192	5824	5848	5653	5917	0	0	0	0	0
0	0	6254	6027	5789	5163	5837	0	0	0	0	0
0	6482	6303	6154	5975	5757	6048	0	0	0	0	0
0	6491	6337	6226	6085	6050	6201	0	0	0	0	0
6598	6499	6358	6215	6041	6149	6327	0	0	0	0	0
6589	6505	6388	6189	5778	6164	6383	0	0	0	0	0
6597	6520	6427	6276	6145	6284	6433	6548	0	0	0	0
0	0	6461	6371	6320	6379	6471	6557	0	0	0	0
0	0	6523	6464	6422	6413	6472	6549	0	0	0	0
0	0	6569	6485	6360	6314	6420	6526	6607	6641	0	0
6668	6636	6591	6476	6420	6357	6338	6486	6599	6638	0	0
6663	6637	6581	6510	6423	6306	6389	6503	6607	6642	0	0
6667	6647	6599	6542	6482	6426	6455	6565	6628	6652	0	0
6669	6656	6638	6600	6545	6520	6566	6616	6647	6661	0	0
6668	6660	6655	6638	6618	6610	6624	6643	6659	6668	0	0
0	6662	6661	6656	6649	6645	6649	6657	6666	6671	0	0
0	0	6664	6662	6659	6657	6659	6663	6669	6673	0	0

At 2 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	5690	5460	5469	5388	5510	0	0	0	0	0
0	6026	5668	5258	5259	5037	5294	0	0	0	0	0
0	0	5745	5487	5215	4556	5239	0	0	0	0	0
0	6012	5799	5643	5438	5194	5483	0	0	0	0	0
0	6038	5804	5731	5583	5540	5687	0	0	0	0	0
6279	6041	5707	5718	5575	5692	5886	0	0	0	0	0
6280	6107	5901	5751	5351	5756	6003	0	0	0	0	0
6301	6139	6020	5889	5766	5925	6105	6277	0	0	0	0
0	0	6093	6026	5981	6061	6183	6303	0	0	0	0
0	0	6215	6172	6129	6132	6209	6305	0	0	0	0
0	0	6326	6225	6105	6050	6165	6289	6441	6520	0	0
6580	6506	6396	6229	6156	5796	6078	6247	6435	6521	0	0
6579	6516	6391	6282	6181	6055	6136	6272	6456	6534	0	0
6598	6546	6424	6326	6251	6187	6212	6380	6503	6560	0	0
6617	6589	6525	6437	6338	6306	6387	6483	6554	6590	0	0
6628	6615	6588	6536	6486	6473	6508	6554	6594	6615	0	0
0	6627	6616	6591	6567	6559	6573	6596	6619	6632	0	0
0	0	6627	6613	6599	6594	6601	6616	6631	6641	0	0

At 5 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	4318	4067	4064	3967	4060	0	0	0	0	0
0	4749	4317	3875	3875	3627	3889	0	0	0	0	0
0	0	4421	4150	3854	3123	3855	0	0	0	0	0
0	4736	4508	4344	4124	3851	4149	0	0	0	0	0
0	4784	4538	4471	4319	4270	4416	0	0	0	0	0
5124	4817	4466	4496	4362	4488	4697	0	0	0	0	0
5130	4918	4705	4581	4180	4614	4893	0	0	0	0	0
5162	4960	4863	4772	4662	4853	5073	5353	0	0	0	0
0	0	4983	4967	4941	5058	5224	5406	0	0	0	0
0	0	5191	5197	5269	5201	5309	5437	0	0	0	0
0	0	5431	5328	5170	5177	5307	5456	5725	5881	0	0
6014	5845	5654	5375	5253	4944	5234	5437	5742	5906	0	0
6037	5893	5644	5477	5366	5234	5314	5488	5805	5956	0	0
6113	5992	5716	5554	5464	5393	5421	5693	5921	6037	0	0
6199	6139	5969	5784	5602	5566	5725	5909	6054	6133	0	0
6252	6237	6158	6022	5910	5892	5975	6079	6169	6221	0	0
0	6288	6250	6171	6105	6090	6129	6189	6248	6285	0	0
0	0	6287	6236	6191	6178	6202	6245	6289	6318	0	0

At 10 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	2593	2341	2415	2388	2457	0	0	0	0	0
0	3075	2566	2058	2226	2114	2322	0	0	0	0	0
0	0	2628	2346	2180	1753	2273	0	0	0	0	0
0	2944	2659	2439	2258	2027	2368	0	0	0	0	0
0	2997	2624	2222	2260	1939	2456	0	0	0	0	0
3467	3061	2600	2533	2388	2466	2805	0	0	0	0	0
3478	3209	2927	2756	2261	2755	3115	0	0	0	0	0
3520	3267	3136	3026	2883	3115	3401	3835	0	0	0	0
0	0	3282	3255	3205	3389	3631	3892	0	0	0	0
0	0	3532	3501	3388	3558	3757	3938	0	0	0	0
0	0	3817	3590	3166	3504	3768	3982	4322	4527	0	0
4716	4471	4184	3724	3523	3310	3694	3979	4363	4575	0	0
4770	4560	4208	3932	3792	3691	3811	4058	4466	4662	0	0
4907	4735	4342	4084	3972	3911	3973	4339	4641	4795	0	0
5064	4995	4732	4462	4201	4176	4391	4646	4845	4953	0	0
5164	5168	5045	4825	4654	4631	4751	4900	5026	5099	0	0
0	5262	5197	5061	4949	4924	4981	5068	5154	5207	0	0
0	0	5255	5162	5081	5057	5090	5154	5221	5263	0	0

At 20 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1102	998	1070	1092	1162	0	0	0	0	0
0	1411	1087	849	983	972	1102	0	0	0	0	0
0	0	1107	996	965	810	1088	0	0	0	0	0
0	1220	1106	1040	1005	942	1130	0	0	0	0	0
0	1246	1060	924	1008	911	1172	0	0	0	0	0
1558	1280	972	1070	1077	1160	1360	0	0	0	0	0
1568	1395	1226	1211	1043	1308	1513	0	0	0	0	0
1607	1436	1378	1365	1332	1481	1654	1917	0	0	0	0
0	0	1470	1481	1473	1598	1759	1921	0	0	0	0
0	0	1622	1599	1532	1644	1789	1919	0	0	0	0
0	0	1825	1624	1349	1530	1737	1907	2108	2238	0	0
2476	2281	2068	1697	1534	1308	1634	1871	2118	2256	0	0
2549	2365	2068	1833	1713	1609	1709	1920	2182	2313	0	0
2695	2561	2213	1942	1840	1781	1832	2099	2305	2412	0	0
2874	2861	2589	2296	2046	2014	2145	2321	2461	2538	0	0
2996	3047	2913	2631	2414	2354	2419	2517	2606	2658	0	0
0	3151	3057	2854	2666	2591	2606	2654	2712	2750	0	0
0	0	3086	2929	2778	2701	2694	2725	2769	2799	0	0

Table D.34 Pressure Distribution of layer 4 of Project KKNEW

At 1 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	6234	6029	6074	6018	0	0	0	0	0
0	6444	6195	5823	5846	5641	5920	0	0	0	0
0	0	6260	6033	5785	5145	5831	0	0	0	0
0	6481	6303	6156	5979	5745	6048	0	0	0	0
0	6496	6339	6214	6089	6048	6180	0	0	0	0
6599	6504	6560	6219	6044	6151	6331	0	0	0	0
6590	6509	6394	6194	5780	6166	6387	0	0	0	0
6599	6514	6431	6280	6150	6287	6437	6549	0	0	0
0	0	6461	6373	6320	6383	6476	6558	0	0	0
0	0	6524	6468	6427	6419	6478	6550	0	0	0
0	0	6571	6490	6426	6319	6425	6528	6609	6643	0
0	6638	6593	6477	6366	6066	6341	6487	6601	6640	0
6663	6640	6583	6511	6427	6311	6389	6505	6609	6644	0
6667	6649	6604	6543	6483	6427	6456	6567	6629	6654	0
6670	6638	6640	6603	6547	6525	6568	6618	6649	6663	0
6670	6663	6657	6641	6620	6612	6626	6643	6661	6669	0
0	6665	6663	6658	6651	6648	6652	6659	6667	6672	0
0	0	6666	6664	6661	6660	6661	6666	6670	6674	0

At 2 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	5690	5445	5471	5393	0	0	0	0	0
0	6027	5670	5253	5256	5025	5296	0	0	0	0
0	0	5750	5493	5210	4537	5231	0	0	0	0
0	6009	5797	5640	5442	5180	5481	0	0	0	0
0	6042	5806	5709	5587	5537	5659	0	0	0	0
6281	6045	5713	5719	5578	5693	5889	0	0	0	0
6280	6109	5905	5755	5353	5757	6007	0	0	0	0
6302	6122	6022	5892	5769	5926	6109	6277	0	0	0
0	0	6090	6025	5977	6064	6188	6304	0	0	0
0	0	6214	6175	6133	6137	6214	6305	0	0	0
0	0	6328	6230	6108	6055	6170	6290	6443	6522	0
0	6508	6397	6225	6162	5803	6077	6248	6437	6523	0
6580	6518	6393	6281	6184	6059	6135	6276	6458	6536	0
6598	6548	6435	6327	6251	6187	6213	6382	6504	6562	0
6618	6591	6527	6440	6341	6314	6390	6485	6556	6591	0
6630	6617	6590	6538	6488	6475	6510	6556	6595	6616	0
0	6630	6618	6593	6569	6561	6575	6598	6620	6634	0
0	0	6629	6615	6601	6596	6604	6618	6632	6642	0

At 5 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	4316	4050	4066	3970	0	0	0	0	0
0	4749	4318	3868	3870	3613	3890	0	0	0	0
0	0	4425	4155	3847	3098	3843	0	0	0	0
0	4731	4503	4341	4128	3834	4145	0	0	0	0
0	4787	4538	4444	4322	4265	4384	0	0	0	0
5125	4819	4471	4495	4364	4487	4699	0	0	0	0
5129	4919	4706	4584	4182	4613	4897	0	0	0	0
5164	4937	4864	4776	4665	4852	5076	5350	0	0	0
0	0	4977	4963	4933	5059	5228	5407	0	0	0
0	0	5188	5198	5272	5205	5314	5437	0	0	0
0	0	5433	5332	5171	5181	5311	5457	5727	5883	0
0	5848	5634	5366	5249	4946	5226	5437	5745	5908	0
6037	5895	5645	5472	5366	5236	5311	5498	5807	5958	0
6113	5994	5738	5554	5463	5393	5423	5696	5923	6039	0
6200	6140	5972	5787	5614	5584	5727	5910	6056	6134	0
6254	6239	6159	6024	5912	5894	5977	6081	6171	6222	0
0	6290	6252	6173	6107	6092	6131	6191	6250	6286	0
0	0	6289	6238	6193	6180	6204	6247	6291	6319	0

At 10 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	2591	2322	2416	2390	0	0	0	0	0
0	3075	2563	2055	2219	2099	2322	0	0	0	0
0	0	2628	2346	2173	1701	2262	0	0	0	0
0	2938	2649	2382	2257	2006	2363	0	0	0	0
0	2997	2619	2128	2255	1925	2422	0	0	0	0
3469	3061	2604	2521	2388	2459	2805	0	0	0	0
3475	3208	2926	2758	2261	2750	3118	0	0	0	0
3521	3237	3134	3028	2882	3109	3402	3826	0	0	0
0	0	3272	3245	3190	3387	3633	3892	0	0	0
0	0	3528	3500	3388	3560	3761	3938	0	0	0
0	0	3818	3592	3168	3507	3770	3983	4324	4528	0
0	4473	4182	3701	3505	3305	3675	3980	4365	4577	0
4770	4562	4209	3918	3785	3688	3803	4079	4468	4664	0
4907	4737	4371	4085	3969	3910	3975	4341	4642	4796	0
5065	4995	4734	4465	4225	4197	4394	4647	4847	4954	0
5165	5168	5045	4827	4657	4633	4753	4902	5028	5100	0
0	5262	5198	5063	4951	4926	4983	5070	5156	5208	0
0	0	5256	5164	5083	5059	5092	5156	5222	5264	0

At 20 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1101	988	1070	1093	0	0	0	0	0
0	1411	1085	841	979	963	1101	0	0	0	0
0	0	1106	995	962	799	1081	0	0	0	0
0	1216	1101	1008	1004	930	1127	0	0	0	0
0	1246	1058	878	1005	903	1151	0	0	0	0
1562	1279	976	1063	1077	1156	1359	0	0	0	0
1566	1393	1224	1211	1044	1304	1514	0	0	0	0
1609	1416	1375	1365	1330	1477	1654	1915	0	0	0
0	0	1464	1474	1463	1597	1760	1921	0	0	0
0	0	1620	1597	1532	1645	1791	1918	0	0	0
0	0	1825	1624	1350	1531	1737	1907	2111	2240	0
0	2284	2066	1681	1523	1305	1618	1872	2120	2259	0
2530	2368	2069	1821	1706	1605	1703	1932	2184	2315	0
2695	2562	2234	1944	1838	1780	1834	2101	2307	2414	0
2875	2855	2590	2298	2063	2026	2148	2323	2462	2539	0
2997	3042	2907	2633	2416	2356	2421	2519	2607	2660	0
0	3147	3053	2855	2668	2593	2608	2656	2714	2751	0
0	0	3086	2931	2780	2703	2696	2727	2770	2800	0

Table D.35 Pressure Distribution of layer 5 of Project KKNEW

At 1 Year										At 2 Year														
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0					
0	0	6232	6010	5979	5910	0	0	0	0	0	0	5687	5424	5371	5286	0	0	0	0					
0	6442	6102	5824	5847	5639	5721	0	0	0	0	0	6019	5545	5254	5256	5021	5067	0	0					
0	0	6218	6038	5778	5150	5650	0	0	0	0	0	0	5689	5497	5200	4540	5010	0	0					
0	6481	6304	6221	5983	5745	5874	0	0	0	0	0	0	6004	5797	5643	5446	5178	5274	0	0				
0	6470	6365	6160	6093	6013	6151	0	0	0	0	0	0	5958	5810	5714	5590	5492	5623	0	0				
6600	6471	6343	6221	6048	6116	6234	0	0	0	0	0	6274	5946	5720	5718	5581	5641	5752	0	0				
6591	6476	6400	6200	5786	6144	6287	0	0	0	0	0	6279	6010	5909	5761	5359	5713	5854	0	0				
6602	6508	6418	6286	6156	6256	6344	6550	0	0	0	0	6304	6102	5985	5898	5775	5868	5952	6277	0	0			
0	0	6458	6377	6323	6339	6385	6559	0	0	0	0	0	0	6081	6027	5977	5985	6029	6304	0	0			
0	0	6523	6420	6381	6363	6400	6551	0	0	0	0	0	0	0	6213	6090	6099	6034	6076	6306	0	0		
0	0	6573	6451	6372	6312	6378	6530	6611	6645	0	0	0	0	0	6330	6157	6048	6013	6082	6293	6445	6523		
0	6640	6594	6476	6395	6079	6342	6488	6603	6642	0	0	0	0	0	6510	6398	6220	6109	5813	6074	6249	6439	6525	
6664	6642	6584	6511	6430	6371	6389	6510	6611	6646	0	0	0	0	0	6581	6520	6394	6279	6186	6064	6134	6283	6460	6538
6668	6651	6609	6544	6484	6429	6458	6569	6631	6653	0	0	0	0	0	6599	6550	6441	6328	6252	6189	6215	6385	6506	6563
6671	6661	6642	6605	6552	6530	6571	6620	6650	6664	0	0	0	0	0	6619	6593	6529	6443	6348	6320	6392	6487	6557	6592
6672	6666	6659	6643	6622	6614	6629	6648	6663	6670	0	0	0	0	0	6631	6620	6592	6540	6490	6477	6512	6558	6597	6618
0	6668	6666	6660	6653	6650	6654	6661	6669	6673	0	0	0	0	0	0	6633	6621	6595	6571	6563	6577	6600	6622	6635
0	0	6669	6667	6663	6662	6664	6668	6672	6675	0	0	0	0	0	0	0	6632	6617	6603	6598	6606	6620	6634	6643

At 5 Year										At 10 Year																	
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0								
0	0	4313	4027	3967	3875	0	0	0	0	0	0	0	0	2586	2295	2300	2272	0	0	0	0	0	0				
0	4735	4182	3867	3868	3607	3643	0	0	0	0	0	0	0	3066	2410	2081	2215	2090	2087	0	0	0	0				
0	0	4357	4158	3834	3100	3595	0	0	0	0	0	0	0	0	2530	2345	2159	1723	2025	0	0	0	0				
0	4726	4501	4341	4131	3830	3911	0	0	0	0	0	0	0	0	2931	2644	2385	2256	1997	2154	0	0	0	0			
0	4685	4541	4447	4324	4211	4344	0	0	0	0	0	0	0	0	2882	2619	2132	2251	1863	2382	0	0	0	0			
5113	4693	4477	4492	4366	4422	4530	0	0	0	0	0	0	0	3458	2910	2608	2519	2387	2375	2608	0	0	0	0			
5127	4787	4709	4589	4186	4552	4697	0	0	0	0	0	0	0	3471	3040	2927	2761	2264	2662	2869	0	0	0	0			
5163	4911	4813	4780	4669	4767	4857	5347	0	0	0	0	0	0	3513	3201	3068	3031	2884	2981	3105	3818	0	0	0	0		
0	0	4963	4961	4928	4940	4992	5407	0	0	0	0	0	0	0	0	3252	3237	3175	3201	3289	3891	0	0	0	0		
0	0	5186	5072	5160	5040	5097	5436	0	0	0	0	0	0	0	0	3524	3299	3189	3297	3425	3936	0	0	0	0		
0	0	5435	5212	5040	5082	5159	5460	5729	5885	0	0	0	0	0	0	3820	3395	3023	3317	3518	3984	4326	4530	0	0		
0	5850	5635	5352	5243	4952	5213	5439	5747	5910	0	0	0	0	0	0	4475	4180	3673	3482	3301	3647	3981	4367	4579	0	0	
6038	5897	5647	5466	5365	5238	5307	5507	5809	5960	0	0	0	0	0	0	4771	4565	4210	3902	3776	3684	3794	4088	4470	4666	0	0
6114	5996	5748	5556	5462	5394	5425	5699	5924	6040	0	0	0	0	0	0	4908	4739	4382	4087	3967	3909	3983	4344	4644	4798	0	0
6201	6142	5974	5791	5623	5593	5730	5912	6057	6136	0	0	0	0	0	0	5066	4995	4736	4468	4236	4207	4396	4649	4848	4955	0	0
6255	6241	6161	6026	5914	5896	5979	6083	6172	6223	0	0	0	0	0	0	5167	5169	5045	4829	4659	4635	4755	4904	5029	5101	0	0
0	6293	6254	6175	6109	6094	6133	6193	6252	6287	0	0	0	0	0	0	0	5263	5200	5065	4952	4928	4985	5072	5157	5209	0	0
0	0	6291	6240	6195	6182	6206	6248	6292	6320	0	0	0	0	0	0	0	0	5258	5166	5085	5061	5094	5158	5224	5265	0	0

At 20 Year									
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1099	975	1005	1024	0	0	0	0
0	1408	1001	838	976	957	968	0	0	0
0	0	1065	993	953	796	943	0	0	0
0	1211	1099	1008	1003	924	1010	0	0	0
0	1157	1057	881	1003	868	1126	0	0	0
1560	1166	978	1060	1075	1102	1220	0	0	0
1563	1269	1222	1211	1044	1232	1334	0	0	0
1606	1393	1327	1366	1328	1373	1432	1914	0	0
0	0	1450	1467	1450	1455	1501	1920	0	0
0	0	1617	1470	1403	1459	1541	1917	0	0
0	0	1826	1502	1245	1411	1553	1908	2113	2242
0	2286	2065	1663	1509	1303	1596	1873	2123	2261
2550	2370	2071	1807	1698	1600	1697	1937	2186	2317
2696	2564	2243	1965	1837	1780	1861	2104	2308	2415
2876	2854	2592	2301	2071	2032	2150	2324	2464	2540
2998	3040	2906	2635	2419	2358	2423	2521	2609	2661
0	3146	3053	2856	2669	2595	2610	2658	2715	2752
0	0	3087	2933	2782	2705	2698	2729	2772	2801

Table D.36 Pressure Distribution of layer 6 of Project KKNEW

At 1 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	6235	6004	5981	5914	0	0	0	0	0
0	6444	6098	5739	5789	5567	5722	0	0	0	0
0	0	6169	5924	5769	5145	5651	0	0	0	0
0	6482	6272	6153	5892	5707	5874	0	0	0	0
0	6473	6339	6226	5988	5937	6150	0	0	0	0
6603	6474	6354	6219	5977	6060	6236	0	0	0	0
6579	6479	6373	6164	5763	6096	6289	0	0	0	0
6605	6509	6418	6262	6125	6228	6347	6552	0	0	0
0	0	6458	6341	6285	6324	6389	6560	0	0	0
0	0	6525	6422	6383	6367	6404	6553	0	0	0
0	0	6576	6455	6380	6318	6382	6532	6613	6647	0
0	6642	6596	6478	6401	6116	6345	6493	6605	6645	0
6663	6644	6585	6513	6434	6322	6391	6513	6613	6648	0
6669	6653	6612	6552	6486	6432	6469	6572	6632	6656	0
6672	6663	6644	6608	6558	6536	6573	6621	6652	6665	0
6673	6668	6662	6645	6624	6616	6631	6650	6664	6671	0
0	6670	6669	6662	6655	6652	6656	6664	6671	6675	0
0	0	6671	6669	6665	6664	6666	6670	6674	6676	0

At 2 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	5690	5417	5371	5290	0	0	0	0	0
0	6019	5538	5149	5181	4932	5066	0	0	0	0
0	0	5608	5354	5186	4518	5009	0	0	0	0
0	6003	5725	5630	5332	5116	5273	0	0	0	0
0	5959	5757	5716	5458	5410	5621	0	0	0	0
6275	5946	5663	5710	5481	5558	5754	0	0	0	0
6238	6010	5840	5700	5306	5639	5856	0	0	0	0
6306	6100	5982	5841	5709	5815	5955	6278	0	0	0
0	0	6079	5958	5903	5953	6033	6305	0	0	0
0	0	6214	6089	6103	6037	6080	6308	0	0	0
0	0	6332	6160	6049	6018	6086	6295	6447	6525	0
0	6512	6400	6220	6115	5842	6075	6256	6442	6527	0
6582	6522	6396	6280	6190	6068	6134	6289	6462	6540	0
6600	6552	6445	6340	6254	6192	6231	6387	6508	6565	0
6621	6595	6531	6446	6355	6328	6394	6488	6558	6594	0
6633	6622	6594	6542	6492	6479	6514	6561	6598	6619	0
0	6635	6623	6597	6572	6565	6580	6602	6623	6636	0
0	0	6634	6620	6605	6600	6608	6622	6636	6645	0

At 5 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	4316	4019	3966	3879	0	0	0	0	0
0	4733	4174	3732	3783	3505	3642	0	0	0	0
0	0	4256	3990	3816	3067	3592	0	0	0	0
0	4725	4408	4323	4000	3750	3908	0	0	0	0
0	4685	4472	4447	4171	4108	4341	0	0	0	0
5111	4692	4402	4481	4240	4315	4530	0	0	0	0
5066	4785	4616	4509	4105	4451	4699	0	0	0	0
5166	4908	4806	4693	4568	4689	4859	5347	0	0	0
0	0	4958	4858	4814	4889	4994	5407	0	0	0
0	0	5187	5069	5164	5042	5099	5438	0	0	0
0	0	5437	5214	5063	5086	5162	5462	5731	5887	0
0	5852	5636	5350	5244	4963	5210	5449	5749	5912	0
6039	5899	5648	5465	5366	5239	5306	5515	5811	5962	0
6115	5998	5753	5576	5464	5396	5449	5701	5926	6041	0
6202	6144	5976	5794	5633	5602	5732	5914	6059	6137	0
6257	6243	6163	6028	5917	5898	5981	6085	6173	6224	0
0	6295	6256	6177	6110	6096	6136	6195	6253	6288	0
0	0	6293	6242	6197	6184	6208	6251	6294	6321	0

At 10 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	2589	2287	2300	2275	0	0	0	0	0
0	3059	2400	1936	2119	1974	2084	0	0	0	0
0	0	2470	2226	2139	1668	2022	0	0	0	0
0	2929	2567	2386	2157	1903	2152	0	0	0	0
0	2881	2609	2172	2162	1784	2380	0	0	0	0
3451	2907	2329	2522	2269	2271	2608	0	0	0	0
3396	3035	2818	2673	2163	2553	2871	0	0	0	0
3514	3196	3057	2918	2753	2890	3105	3812	0	0	0
0	0	3245	3104	3032	3138	3290	3891	0	0	0
0	0	3525	3293	3185	3296	3426	3938	0	0	0
0	0	3823	3395	3005	3319	3519	3984	4328	4532	0
0	4477	4179	3665	3473	3279	3637	3992	4369	4581	0
4772	4567	4214	3898	3771	3679	3792	4096	4472	4668	0
4909	4741	4388	4116	3969	3912	4012	4347	4646	4799	0
5067	4997	4738	4471	4246	4217	4399	4651	4849	4956	0
5168	5170	5046	4831	4661	4638	4758	4906	5031	5102	0
0	5265	5201	5067	4954	4930	4987	5074	5159	5210	0
0	0	5260	5168	5087	5063	5096	5160	5225	5267	0

At 20 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1101	971	1003	1025	0	0	0	0	0
0	1407	995	775	914	885	966	0	0	0	0
0	0	1014	930	940	757	940	0	0	0	0
0	1210	1039	1008	959	862	1009	0	0	0	0
0	1154	1014	892	963	812	1124	0	0	0	0
1559	1163	901	1057	1011	1037	1220	0	0	0	0
1509	1264	1141	1151	974	1161	1335	0	0	0	0
1605	1389	1318	1283	1233	1310	1432	1913	0	0	0
0	0	1446	1382	1356	1413	1500	1921	0	0	0
0	0	1618	1466	1400	1457	1540	1918	0	0	0
0	0	1828	1502	1248	1412	1553	1908	2115	2244	0
0	2288	2064	1657	1504	1293	1589	1881	2125	2263	0
2552	2372	2081	1805	1692	1595	1696	1943	2188	2319	0
2697	2566	2247	1988	1843	1785	1879	2107	2310	2416	0
2878	2855	2593	2304	2080	2040	2153	2326	2465	2541	0
3000	3041	2906	2637	2421	2360	2425	2523	2610	2662	0
0	3147	3054	2857	2671	2597	2612	2660	2717	2753	0
0	0	3089	2935	2784	2707	2700	2731	2774	2802	0

Table D.38 Pressure Distribution of layer 8 of Project KKNEW

At 1 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	6257	6092	6046	5954	0	0	0	0	0
0	6451	6100	5714	5661	5432	5723	0	0	0	0
0	0	6175	5872	5657	5044	5638	0	0	0	0
0	6493	6277	6094	5817	5622	5960	0	0	0	0
0	6481	6332	6197	5946	5943	6180	0	0	0	0
6612	6480	6334	6168	5943	6063	6261	0	0	0	0
6599	6486	6378	6132	5722	6097	6348	0	0	0	0
6613	6545	6418	6220	6084	6233	6361	6555	0	0	0
0	0	6472	6339	6284	6334	6399	6568	0	0	0
0	0	6535	6428	6426	6377	6414	6564	0	0	0
0	0	6581	6465	6390	6334	6394	6543	6618	6651	0
0	6647	6599	6515	6423	6263	6371	6509	6610	6649	0
6667	6649	6601	6536	6464	6362	6420	6526	6617	6652	0
6671	6657	6620	6570	6518	6472	6488	6577	6636	6659	0
6675	6668	6648	6614	6569	6547	6578	6625	6655	6667	0
6677	6674	6666	6650	6628	6620	6635	6654	6667	6673	0
0	6676	6674	6667	6659	6656	6661	6668	6674	6677	0
0	0	6677	6673	6670	6668	6670	6674	6677	6679	0

At 2 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	5715	5509	5432	5327	0	0	0	0	0
0	6025	5536	5120	5035	4790	5065	0	0	0	0
0	0	5608	5280	5043	4407	4992	0	0	0	0
0	6001	5679	5507	5223	5016	5351	0	0	0	0
0	5961	5691	5621	5385	5401	5651	0	0	0	0
6282	5946	5373	5590	5416	5556	5776	0	0	0	0
6263	6008	5834	5633	5233	5636	5938	0	0	0	0
6314	6167	5971	5772	5642	5819	5971	6280	0	0	0
0	0	6097	5948	5895	5962	6042	6312	0	0	0
0	0	6227	6091	6129	6045	6090	6318	0	0	0
0	0	6338	6168	6095	6033	6097	6306	6452	6529	0
0	6517	6403	6266	6157	5973	6095	6273	6446	6532	0
6584	6527	6414	6307	6220	6108	6166	6301	6466	6544	0
6602	6556	6455	6362	6291	6235	6253	6392	6511	6568	0
6623	6600	6535	6452	6368	6340	6399	6492	6561	6596	0
6637	6628	6599	6547	6496	6483	6519	6565	6601	6621	0
0	6641	6628	6602	6576	6570	6584	6607	6627	6638	0
0	0	6639	6624	6609	6605	6612	6626	6639	6647	0

At 5 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	4339	4111	4025	3913	0	0	0	0	0
0	4736	4169	3721	3640	3381	3639	0	0	0	0
0	0	4252	3904	3662	2964	3570	0	0	0	0
0	4727	4339	4155	3874	3648	3981	0	0	0	0
0	4684	4379	4305	4077	4096	4373	0	0	0	0
5116	4687	4288	4320	4149	4308	4549	0	0	0	0
5091	4778	4603	4414	4000	4443	4821	0	0	0	0
5173	4988	4788	4598	4473	4688	4878	5347	0	0	0
0	0	4981	4841	4796	4895	5002	5411	0	0	0
0	0	5201	5066	5183	5047	5107	5449	0	0	0
0	0	5444	5217	5030	5096	5170	5474	5735	5890	0
0	5856	5639	5410	5287	5064	5229	5467	5754	5916	0
6041	5904	5672	5497	5397	5281	5346	5529	5816	5966	0
6117	6002	5766	5603	5511	5450	5476	5707	5929	6044	0
6205	6148	5980	5801	5650	5618	5738	5917	6061	6139	0
6260	6248	6167	6033	5921	5903	5986	6090	6177	6227	0
0	6300	6261	6182	6114	6100	6140	6200	6256	6291	0
0	0	6298	6247	6201	6188	6212	6254	6297	6324	0

At 10 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	2609	2380	2362	2301	0	0	0	0	0
0	3055	2396	1908	2001	1890	2081	0	0	0	0
0	0	2469	2170	2010	1392	2010	0	0	0	0
0	2942	2560	2359	2070	1836	2209	0	0	0	0
0	2880	2556	2208	2106	1768	2419	0	0	0	0
3452	2900	2430	2443	2200	2258	2655	0	0	0	0
3420	3024	2801	2593	2060	2539	3010	0	0	0	0
3520	3295	3031	2817	2650	2883	3125	3809	0	0	0
0	0	3290	3082	3014	3141	3296	3887	0	0	0
0	0	3537	3287	3191	3299	3432	3942	0	0	0
0	0	3830	3394	3134	3330	3521	3993	4332	4535	0
0	4481	4179	3759	3525	3357	3671	4010	4374	4585	0
4774	4572	4239	3944	3803	3726	3851	4110	4476	4672	0
4911	4745	4401	4147	4029	3978	4041	4353	4649	4802	0
5070	5000	4742	4478	4265	4234	4405	4654	4852	4959	0
5172	5174	5050	4836	4666	4642	4762	4910	5034	5105	0
0	5270	5206	5071	4958	4934	4992	5079	5162	5212	0
0	0	5264	5172	5091	5067	5101	5164	5229	5269	0

At 20 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1122	1024	1036	1067	0	0	0	0	0
0	1401	992	764	863	846	963	0	0	0	0
0	0	1010	900	872	722	933	0	0	0	0
0	1234	1007	989	908	828	1041	0	0	0	0
0	1150	955	881	923	804	1175	0	0	0	0
1558	1154	815	990	965	1028	1284	0	0	0	0
1530	1254	1125	1103	911	1152	1389	0	0	0	0
1609	1454	1299	1230	1179	1305	1438	1911	0	0	0
0	0	1482	1371	1348	1413	1502	1918	0	0	0
0	0	1634	1462	1403	1457	1542	1920	0	0	0
0	0	1835	1500	1336	1421	1555	1914	2120	2248	0
0	2293	2064	1730	1576	1379	1641	1894	2129	2267	0
2554	2377	2103	1861	1725	1650	1761	1954	2192	2323	0
2699	2570	2259	2015	1894	1838	1900	2112	2314	2419	0
2880	2856	2597	2311	2095	2053	2158	2330	2468	2543	0
3003	3044	2908	2641	2425	2365	2430	2527	2613	2664	0
0	3150	3057	2860	2675	2601	2616	2664	2720	2756	0
0	0	3092	2939	2788	2711	2704	2735	2777	2805	0

Table D.39 Pressure Distribution of layer 9 of Project KKNEW

At 1 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	6426	6384	6301	6221	0	0	0	0	0
0	6551	6298	6135	6105	5998	6106	0	0	0	0
0	6473	6376	5702	5664	5434	5962	0	0	0	0
0	6482	6201	5862	5611	5037	5932	6349	0	0	0
0	6516	6284	6100	5811	5625	6051	0	0	0	0
0	6562	6334	6202	5930	5898	6210	0	0	0	0
6631	6592	6337	6173	5925	5991	6341	6532	0	0	0
6626	6582	6321	6124	5722	6022	6395	6541	0	0	0
6630	6584	6529	6222	6086	6165	6443	6568	0	0	0
6675	6608	6508	6337	6282	6276	6491	6587	6690	6715	0
0	0	6558	6563	6533	6529	6542	6585	6653	6677	0
6706	6667	6599	6574	6439	6431	6504	6564	6634	6666	0
6681	6662	6615	6553	6522	6194	6411	6532	6626	6665	0
6682	6664	6625	6566	6495	6395	6452	6547	6633	6668	0
6685	6672	6639	6593	6543	6497	6513	6593	6651	6674	0
6690	6683	6663	6631	6589	6567	6595	6640	6669	6682	0
6692	6690	6682	6665	6644	6636	6651	6669	6682	6688	0
0	6692	6690	6682	6674	6671	6676	6683	6689	6692	0
0	0	6692	6689	6685	6684	6686	6689	6692	6694	0

At 2 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	5912	5874	5711	5597	0	0	0	0	0
0	6168	5763	5557	5490	5367	5441	0	0	0	0
0	6045	5897	5106	5038	4791	5312	0	0	0	0
0	6005	5611	5261	5008	4401	5324	5878	0	0	0
0	6024	5683	5512	5205	5018	5456	0	0	0	0
0	6071	5679	5625	5353	5320	5677	0	0	0	0
6301	6168	5571	5393	5382	5450	5874	6176	0	0	0
6296	6224	5673	5599	5229	5524	5981	6208	0	0	0
6334	6220	6146	5772	5643	5709	6078	6290	0	0	0
6441	6301	6142	5943	5888	5857	6169	6332	6530	6596	0
0	0	6253	6298	6260	6255	6271	6342	6489	6555	0
6599	6523	6359	6333	6198	6175	6247	6329	6468	6544	0
6586	6532	6419	6309	6269	5922	6141	6299	6463	6547	0
6598	6544	6440	6339	6251	6142	6199	6325	6482	6559	0
6616	6572	6477	6387	6317	6262	6281	6410	6526	6583	0
6638	6615	6551	6471	6391	6363	6417	6507	6576	6611	0
6651	6643	6613	6563	6512	6499	6534	6580	6616	6636	0
0	6657	6644	6617	6591	6585	6600	6622	6642	6653	0
0	0	6655	6639	6625	6620	6628	6641	6654	6662	0

At 5 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	4514	4487	4266	4133	0	0	0	0	0
0	4869	4388	4158	4066	3946	3983	0	0	0	0
0	4753	4565	3708	3642	3381	3892	0	0	0	0
0	4691	4251	3883	3630	2961	3974	4777	0	0	0
0	4742	4342	4159	3856	3648	4111	0	0	0	0
0	4780	4356	4307	4035	3996	4393	0	0	0	0
5133	4956	4277	4320	4102	4168	4671	5113	0	0	0
5126	5054	4391	4360	3990	4290	4839	5169	0	0	0
5196	5047	4981	4596	4471	4524	5005	5351	0	0	0
5405	5186	5030	4830	4780	4721	5160	5430	5798	5942	0
0	0	5232	5341	5375	5309	5344	5475	5757	5898	0
5954	5812	5471	5437	5301	5296	5372	5499	5752	5905	0
5989	5871	5652	5458	5331	5070	5281	5496	5771	5931	0
6055	5922	5703	5533	5430	5316	5382	5558	5833	5981	0
6131	6019	5794	5633	5539	5479	5511	5727	5945	6059	0
6219	6161	5997	5823	5679	5647	5758	5933	6076	6154	0
6275	6262	6179	6048	5939	5920	6001	6104	6191	6241	0
0	6315	6275	6196	6129	6115	6155	6215	6271	6305	0
0	0	6312	6262	6216	6203	6227	6270	6312	6338	0

At 10 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	2759	2740	2548	2449	0	0	0	0	0
0	3079	2661	2421	2385	2331	2352	0	0	0	0
0	3064	2872	1903	2003	1890	2300	0	0	0	0
0	2949	2515	2174	2005	1599	2393	3318	0	0	0
0	2960	2564	2364	2059	1838	2319	0	0	0	0
0	3018	2532	2209	2071	1722	2433	0	0	0	0
3470	3319	2415	2441	2155	2132	2785	3398	0	0	0
3458	3441	2569	2527	2043	2375	3037	3489	0	0	0
3541	3360	3302	2812	2644	2699	3292	3803	0	0	0
3766	3508	3339	3071	2999	2963	3509	3904	4370	4573	0
0	0	3574	3696	3564	3685	3749	3969	4335	4525	0
4616	4387	3863	3703	3247	3599	3793	4017	4349	4549	0
4674	4496	4186	3813	3566	3402	3726	4039	4392	4600	0
4788	4591	4272	3985	3837	3761	3888	4141	4494	4687	0
4925	4762	4434	4182	4059	4009	4080	4375	4665	4817	0
5083	5010	4760	4501	4298	4267	4427	4670	4867	4973	0
5186	5186	5060	4851	4684	4661	4777	4925	5048	5119	0
0	5283	5218	5084	4973	4949	5006	5094	5177	5227	0
0	0	5278	5186	5106	5081	5116	5179	5243	5283	0

At 20 Year

0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
0	0	1232	1261	1168	1121	0	0	0	0	0
0	1348	1174	1065	1104	1101	1161	0	0	0	0
0	1402	1248	773	864	846	1185	0	0	0	0
0	1294	1028	920	887	732	1355	2623	0	0	0
0	1258	1007	993	917	830	1202	0	0	0	0
0	1342	933	880	917	784	1205	0	0	0	0
1576	1525	801	988	948	966	1403	1854	0	0	0
1563	1597	1002	1069	901	1077	1500	1792	0	0	0
1626	1511	1459	1227	1175	1222	1593	1901	0	0	0
1777	1598	1518	1367	1344	1368	1683	1937	2333	2491	0
0	0	1676	1740	1695	1765	1790	1943	2187	2303	0
2503	2251	1861	1754	1590	1724	1782	1934	2137	2263	0
2485	2309	2072	1779	1615	1370	1684	1918	2146	2282	0
2567	2396	2133	1895	1758	1679	1791	1978	2209	2338	0
2713	2585	2288	2047	1922	1866	1929	2132	2329	2435	0
2893	2863	2612	2332	2124	2079	2178	2345	2483	2558	0
3016	3053	2915	2655	2444	2382	2444	2542	2628	2678	0
0	3160	3067	2872	2690	2615	2631	2679	2735	2770	0
0	0	3104	2953	2803	2726	2719	2750	2791	2819	0

Table D.40 Pressure Distribution of layer 10 of Project KKNEW

At 1 Year

Table with 10 columns and 30 rows of numerical data for 'At 1 Year'.

At 2 Year

Table with 10 columns and 30 rows of numerical data for 'At 2 Year'.

At 5 Year

Table with 10 columns and 30 rows of numerical data for 'At 5 Year'.

At 10 Year

Table with 10 columns and 30 rows of numerical data for 'At 10 Year'.

At 20 Year

Table with 10 columns and 30 rows of numerical data for 'At 20 Year'.

ภาคผนวก จ

PRESSURE DISTRIBUTION GRAPH OF PROJECT KK60

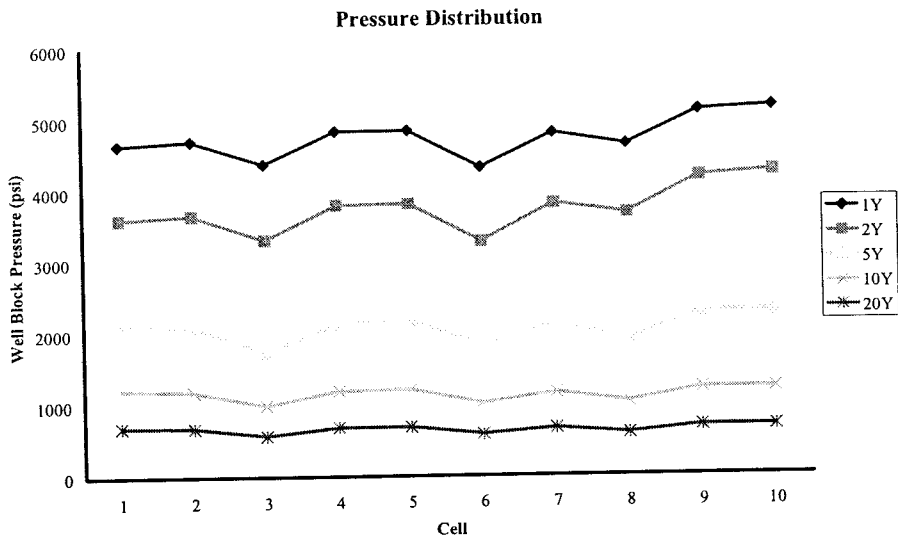


Figure E.1a. Graph Pressure distribution of layer 1 in project kk60 (3 wells)

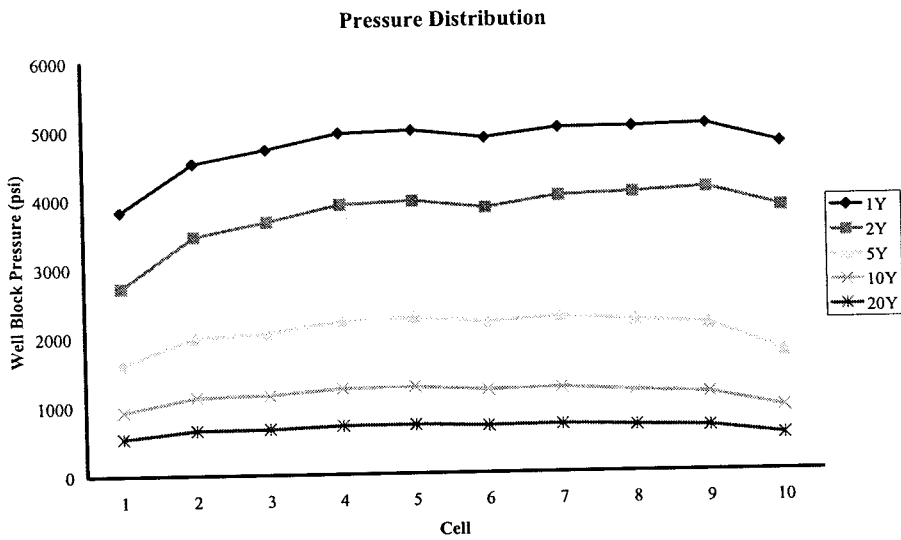


Figure E.1b. Graph Pressure distribution of layer 1 in project kk60 (2 wells)

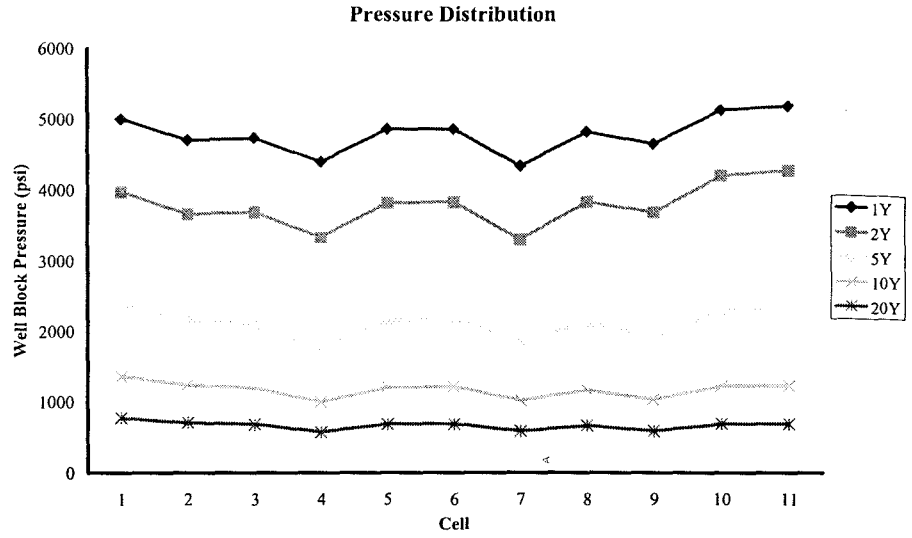


Figure E.2a. Graph Pressure distribution of layer 2 in project kk60 (3 wells)

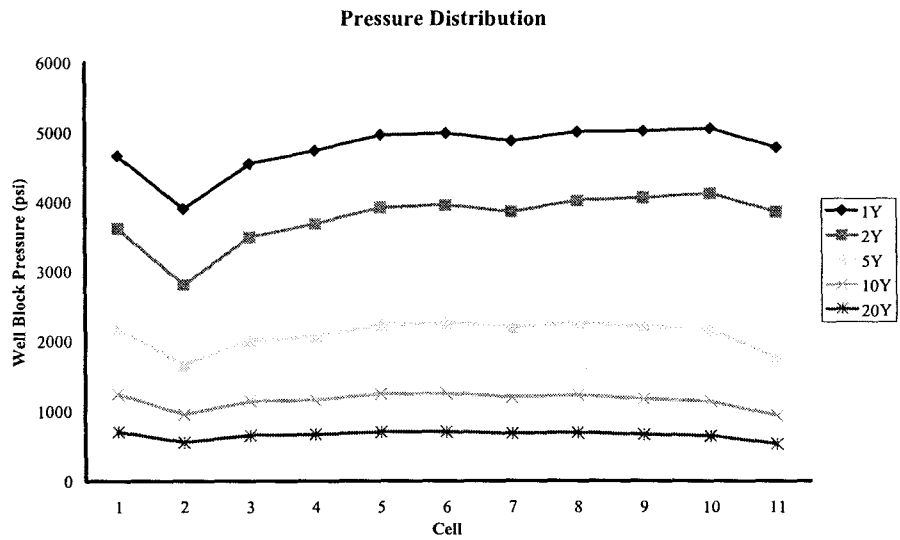


Figure E.2b. Graph Pressure distribution of layer 2 in project kk60 (2 wells)

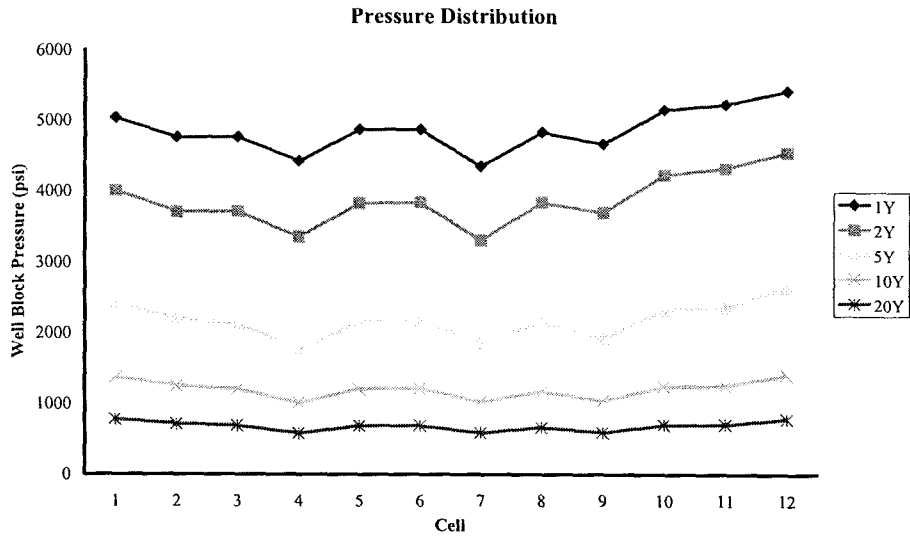


Figure E.3a. Graph Pressure distribution of layer 3 in project kk60 (3 wells)

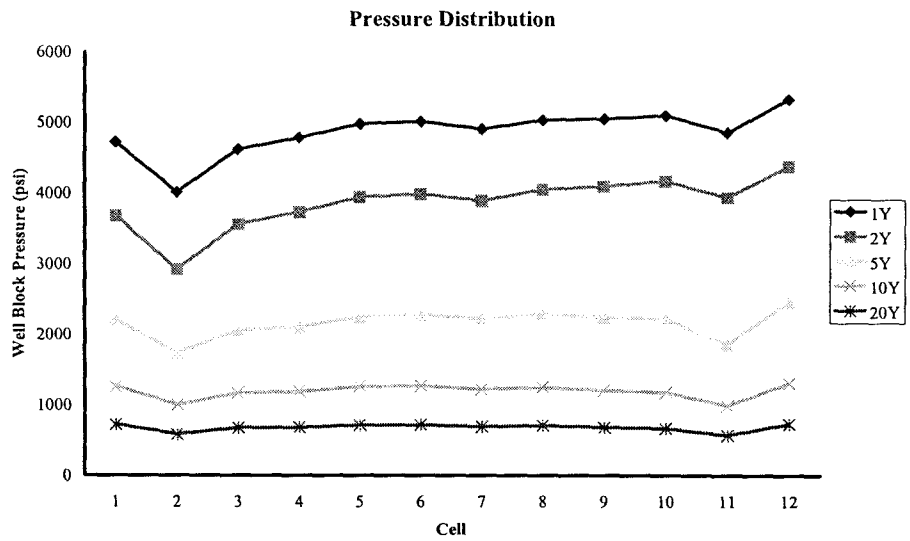


Figure E.3b. Graph Pressure distribution of layer 3 in project kk60 (2 wells)

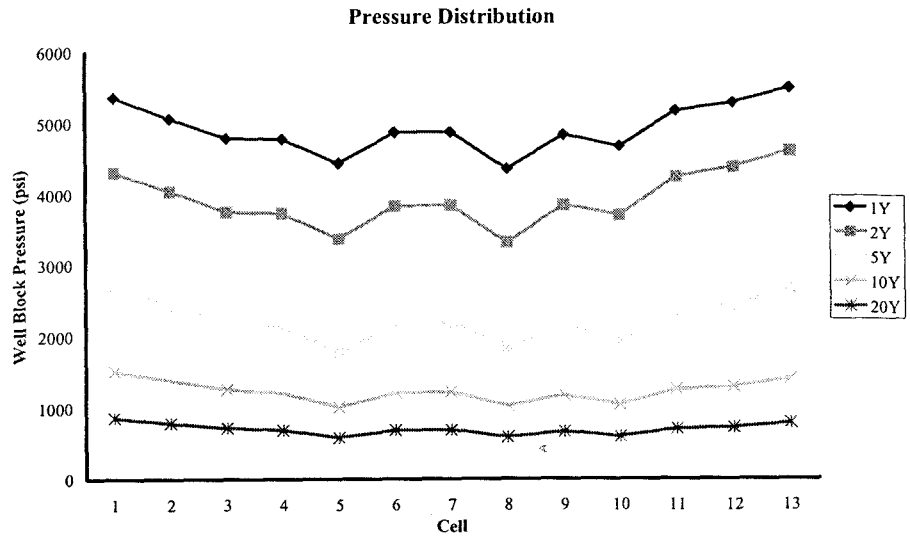


Figure E.4a. Graph Pressure distribution of layer 4 in project kk60 (3 wells)

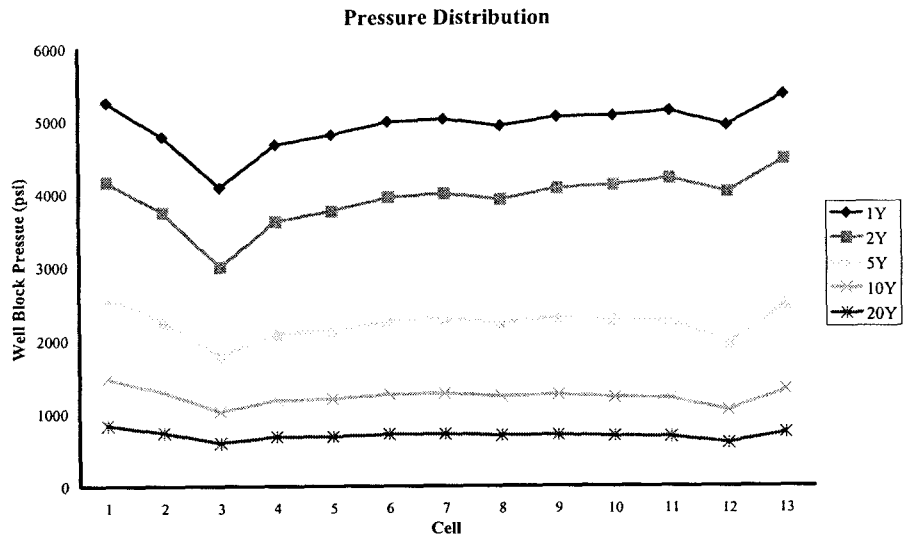


Figure E.4b. Graph Pressure distribution of layer 4 in project kk60 (2 wells)

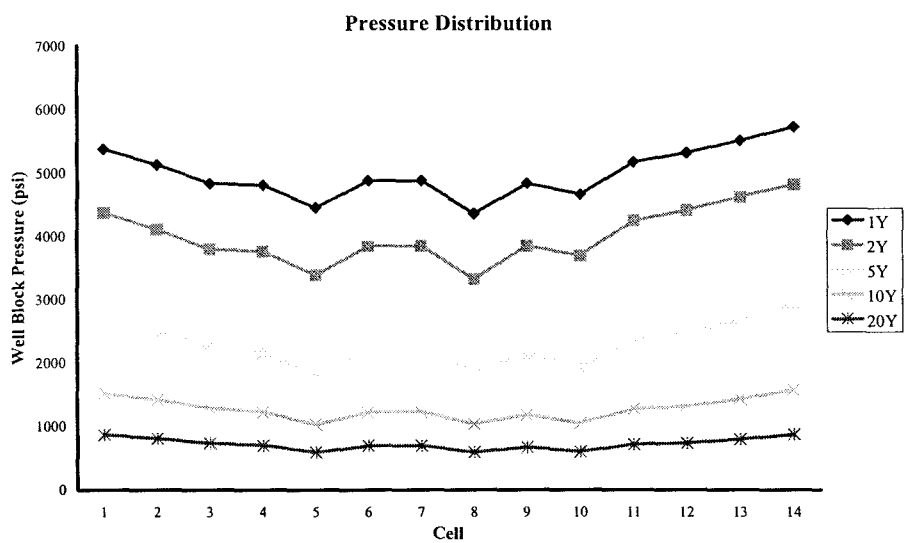


Figure E.5a. Graph Pressure distribution of layer 5 in project kk60 (3 wells)

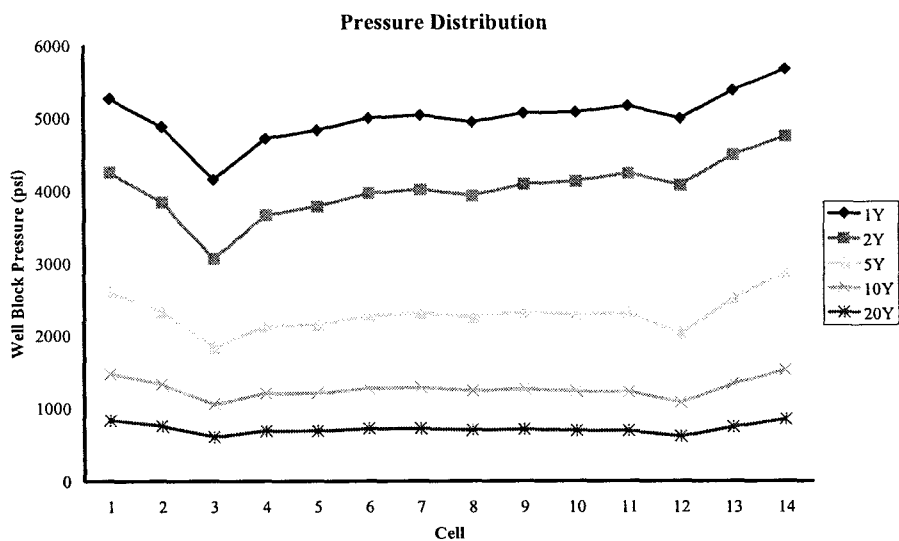


Figure E.5b. Graph Pressure distribution of layer 5 in project kk60 (2 wells)

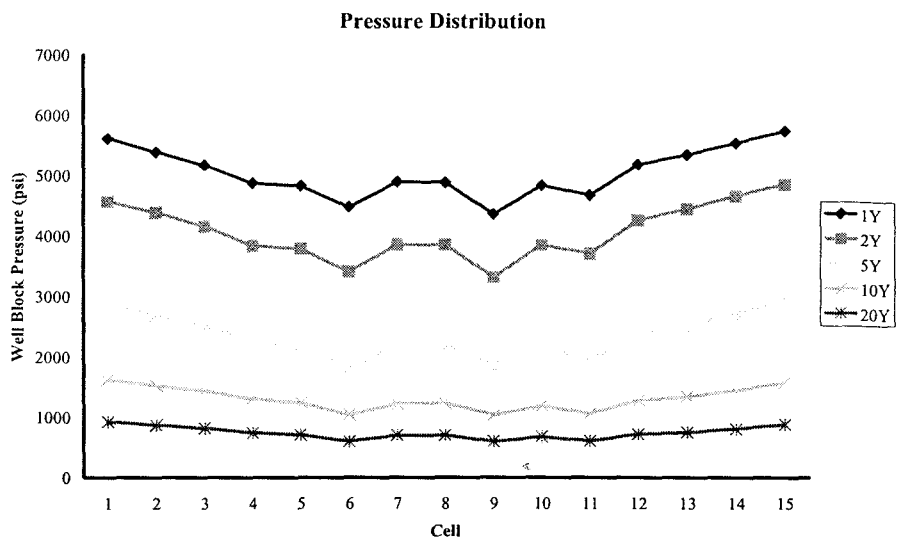


Figure E.6a. Graph Pressure distribution of layer 6 in project kk60 (3 wells)

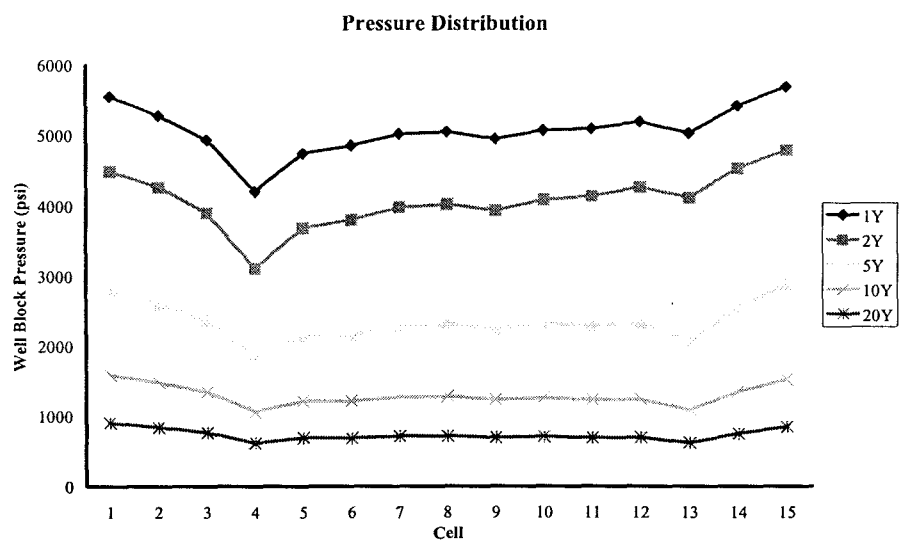


Figure E.6b. Graph Pressure distribution of layer 6 in project kk60 (2 wells)

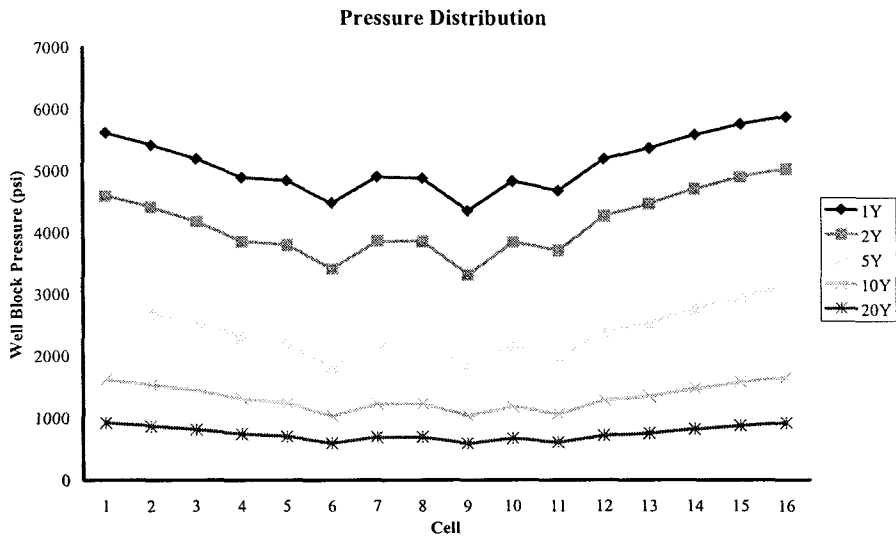


Figure E.7a. Graph Pressure distribution of layer 7 in project kk60 (3 wells)

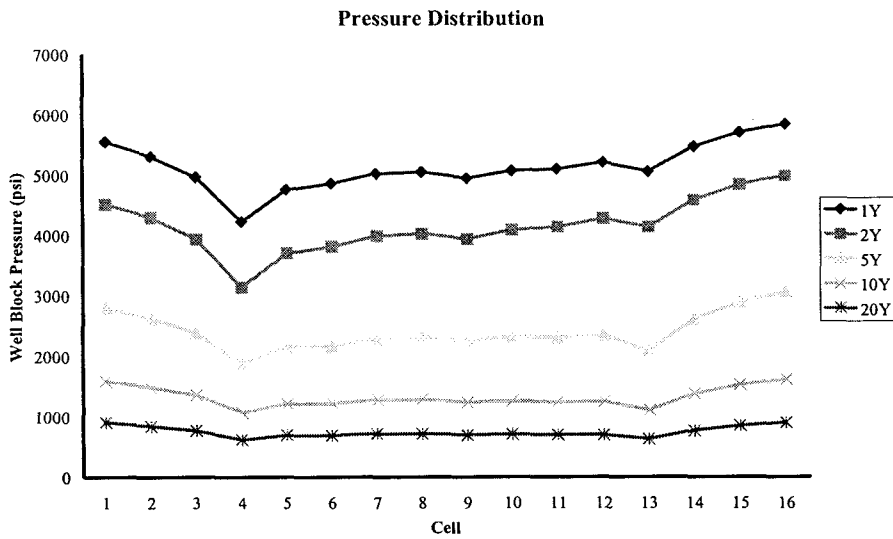


Figure E.7b. Graph Pressure distribution of layer 7 in project kk60 (2 wells)

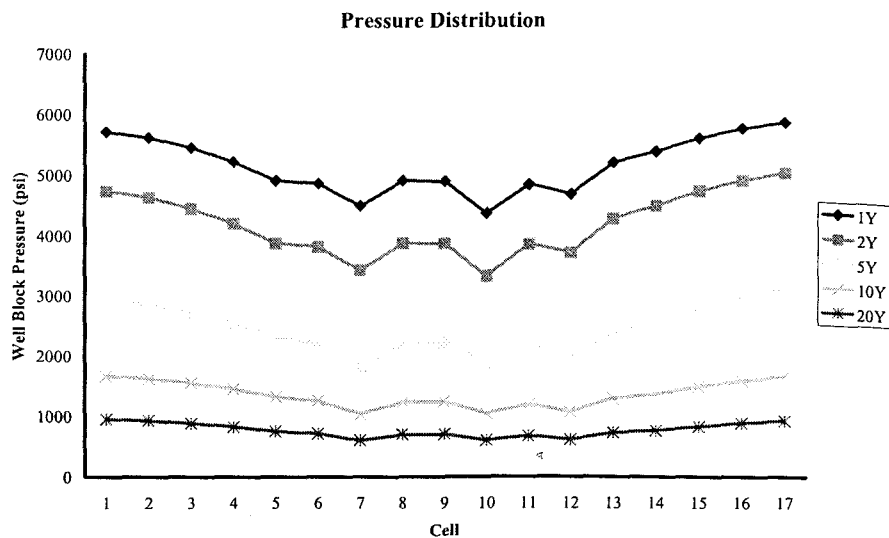


Figure E.8a. Graph Pressure distribution of layer 8 in project kk60 (3 wells)

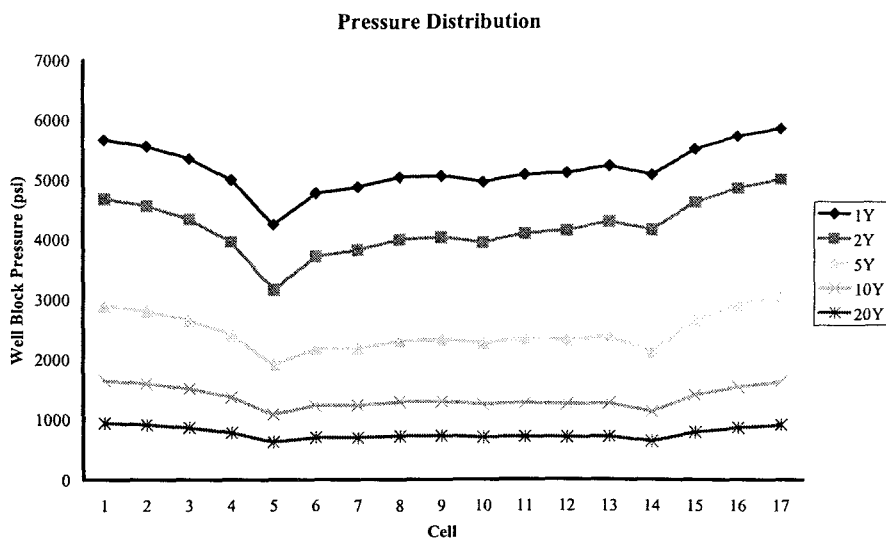


Figure E.8b. Graph Pressure distribution of layer 8 in project kk60 (2 wells)

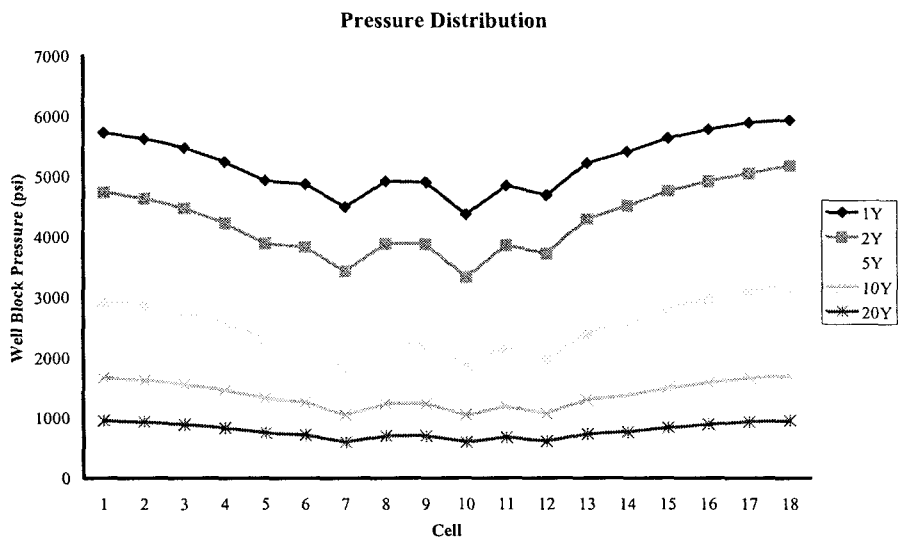


Figure E.9a. Graph Pressure distribution of layer 9 in project kk60 (3 wells)

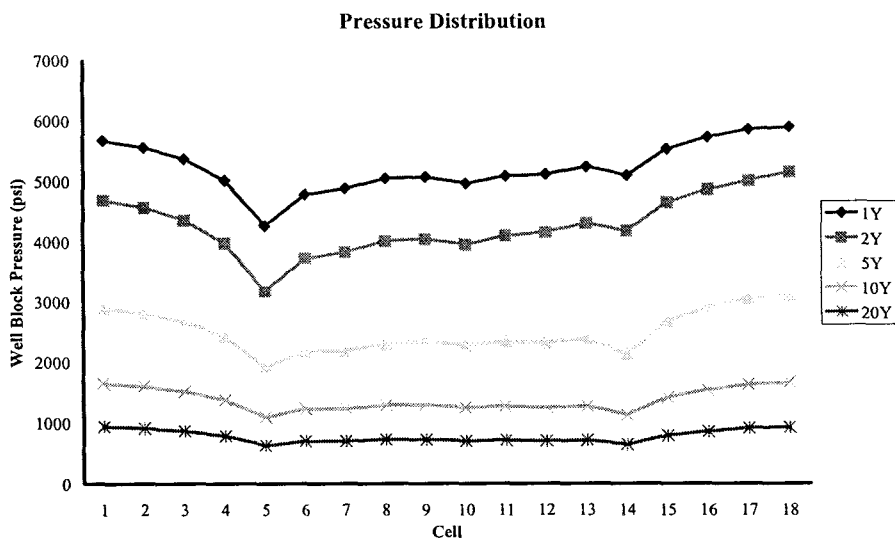


Figure E.9b. Graph Pressure distribution of layer 9 in project kk60 (2 wells)

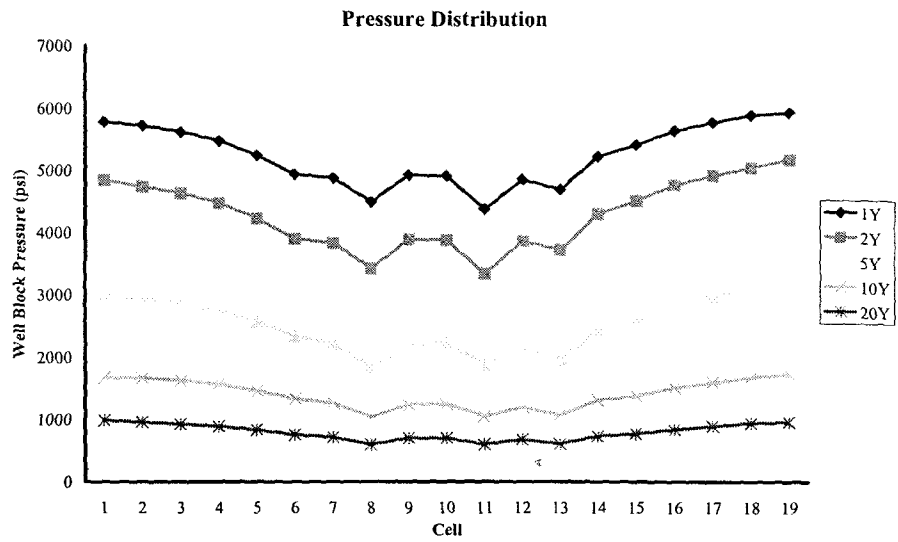


Figure E.10a. Graph Pressure distribution of layer 10 in project kk60 (3 wells)

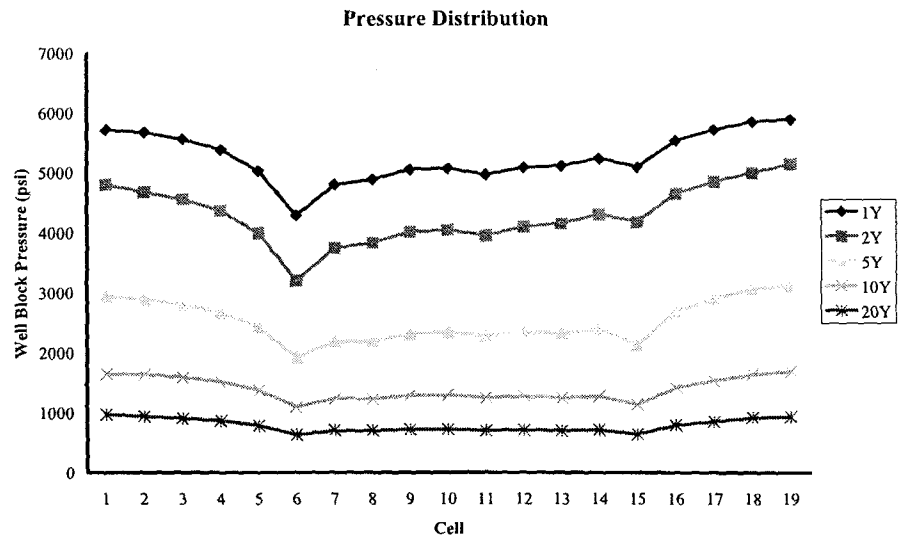


Figure E.10b. Graph Pressure distribution of layer 10 in project kk60 (2 wells)

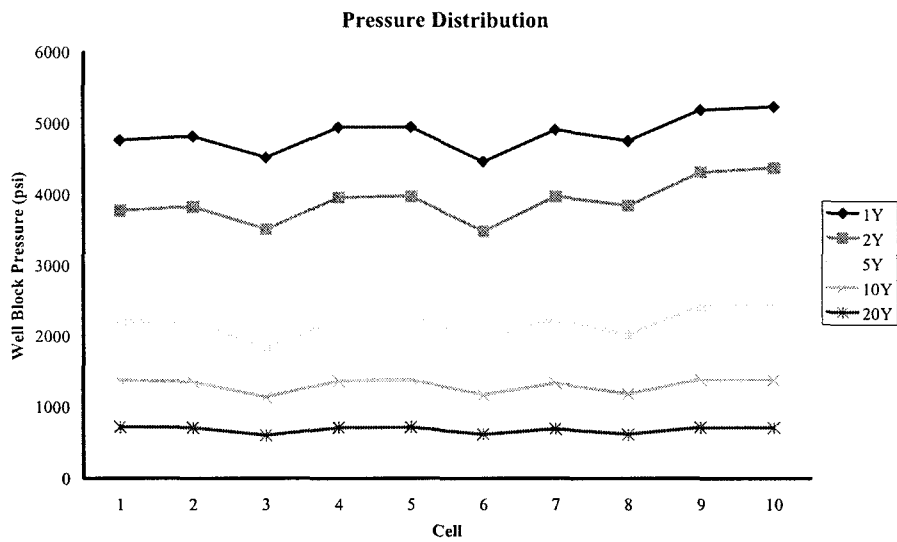


Figure E.11a. Graph Pressure distribution of layer 1 (3 wells)

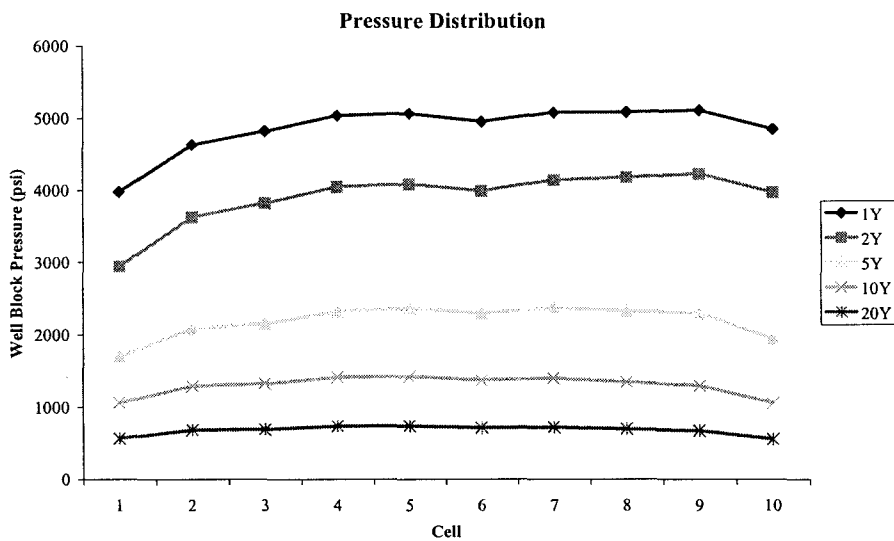


Figure E.11b. Graph Pressure distribution of layer 1 (2 wells)

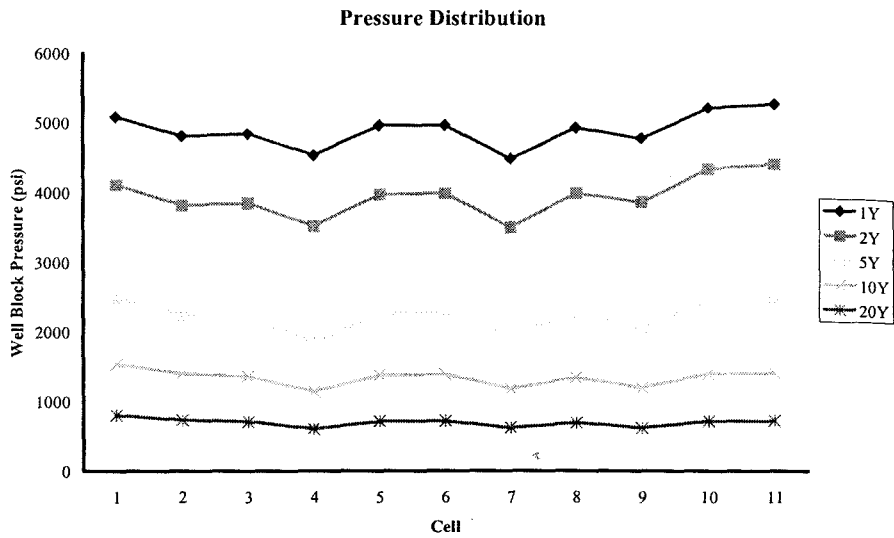


Figure E.12a. Graph Pressure distribution of layer 2 (3 wells)

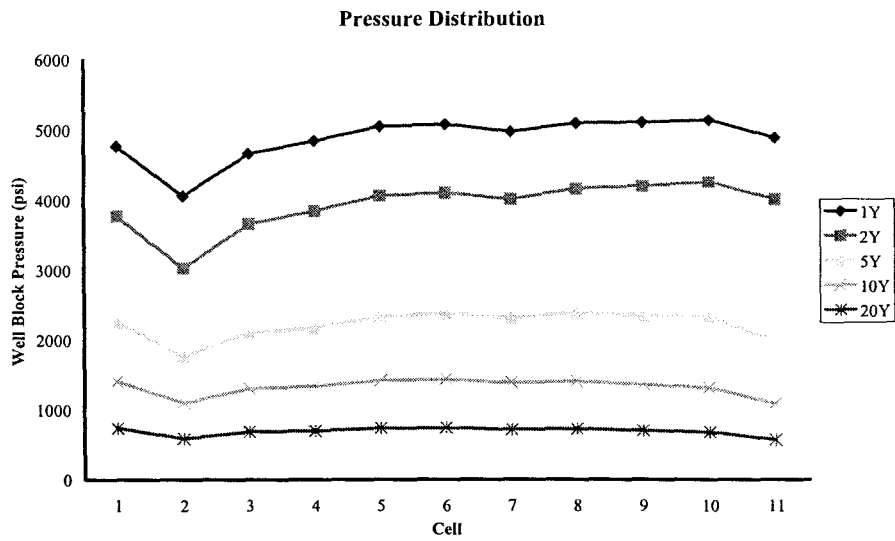


Figure E.12b. Graph Pressure distribution of layer 2 (2 wells)

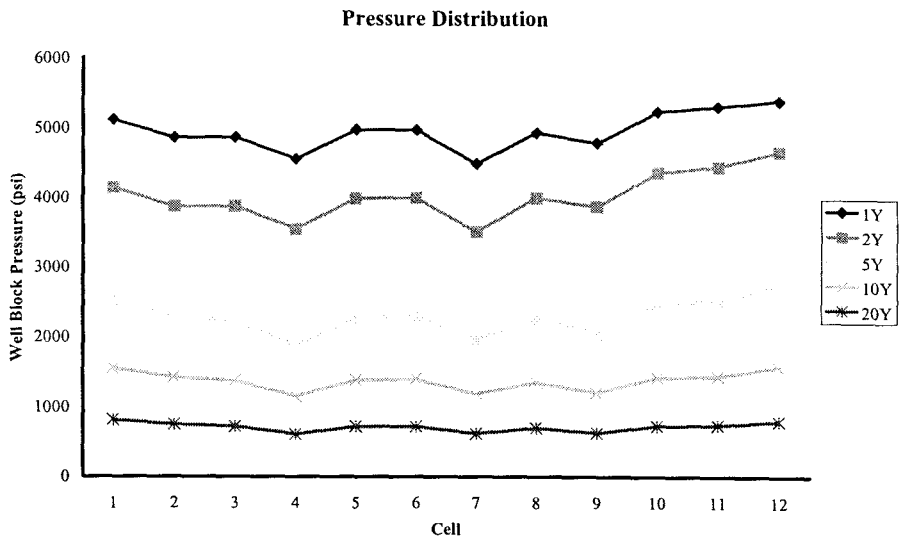


Figure E.13a. Graph Pressure distribution of layer 3 (3 wells)

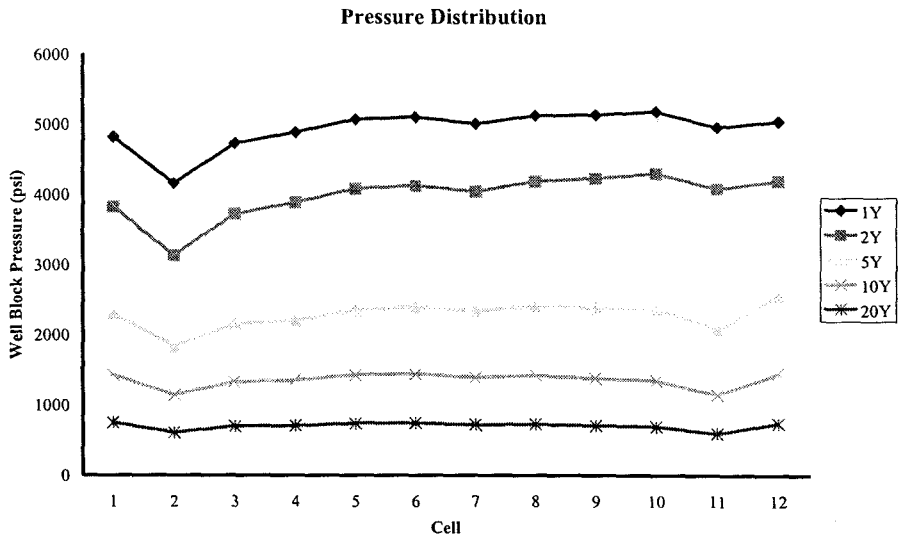


Figure E.13b. Graph Pressure distribution of layer 3 (2 wells)

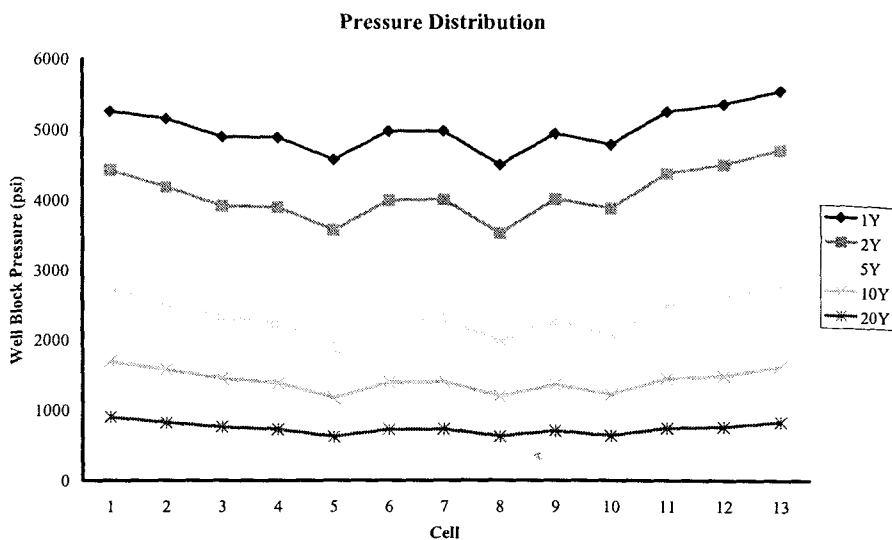


Figure E.14a. Graph Pressure distribution of layer 4 (3 wells)

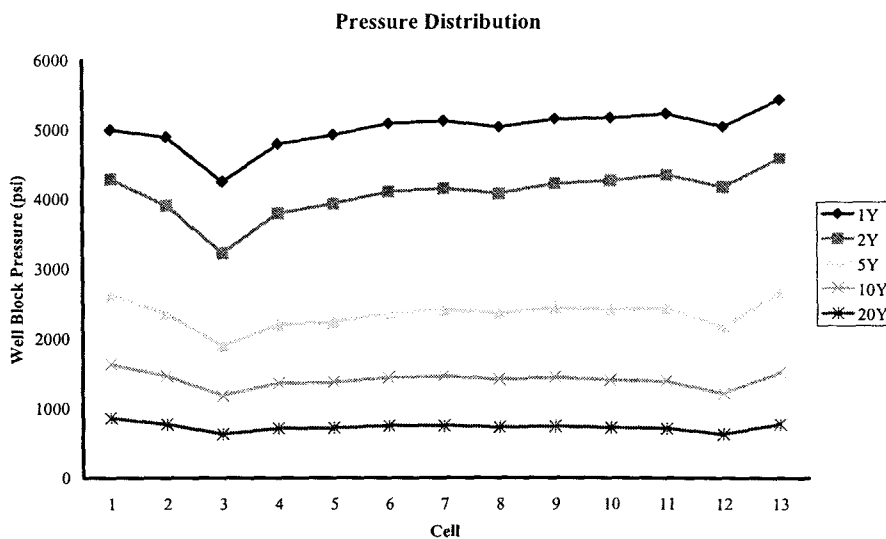


Figure E.14b. Graph Pressure distribution of layer 4 (2 wells)

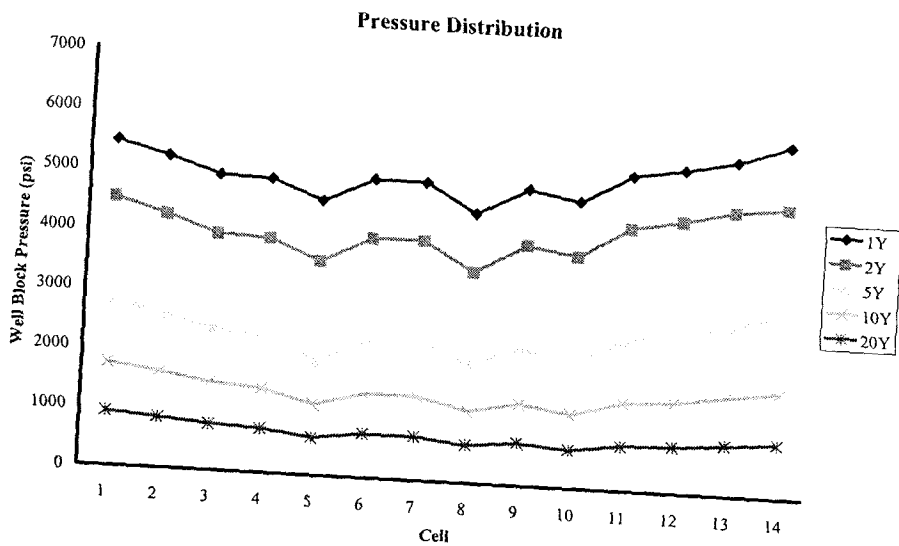


Figure E.15a. Graph Pressure distribution of layer 5 (3 wells)

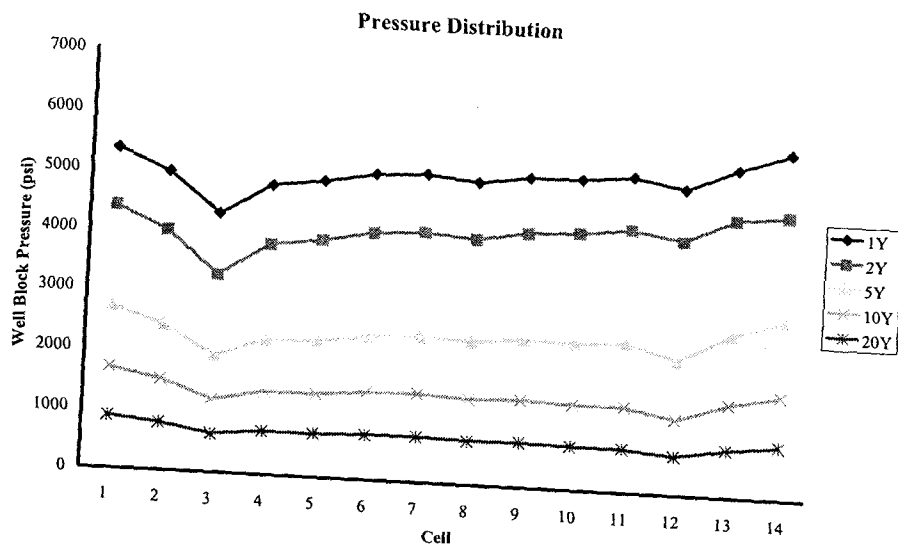


Figure E.15b. Graph Pressure distribution of layer 5 (2 wells)

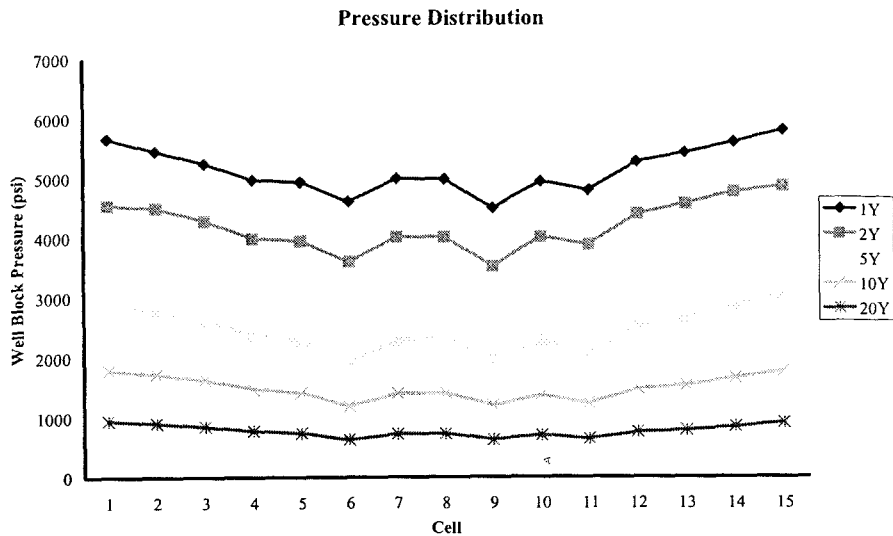


Figure E.16a. Graph Pressure distribution of layer 6 (3 wells)

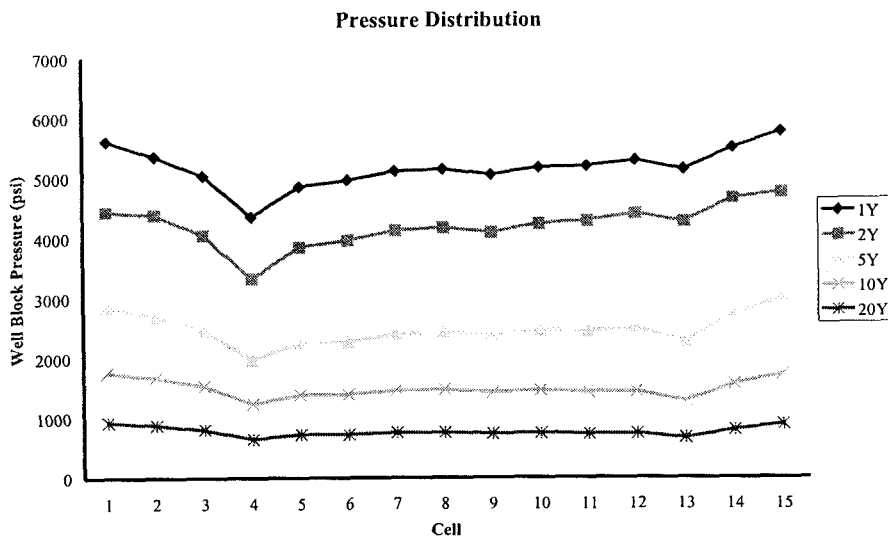


Figure E.16b. Graph Pressure distribution of layer 6 (2 wells)

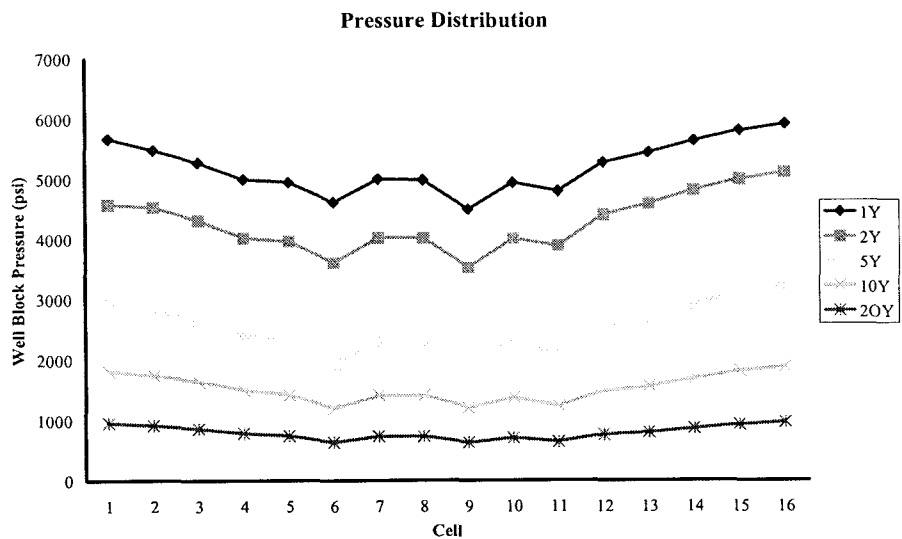


Figure E.17a. Graph Pressure distribution of layer 7 (3 wells)

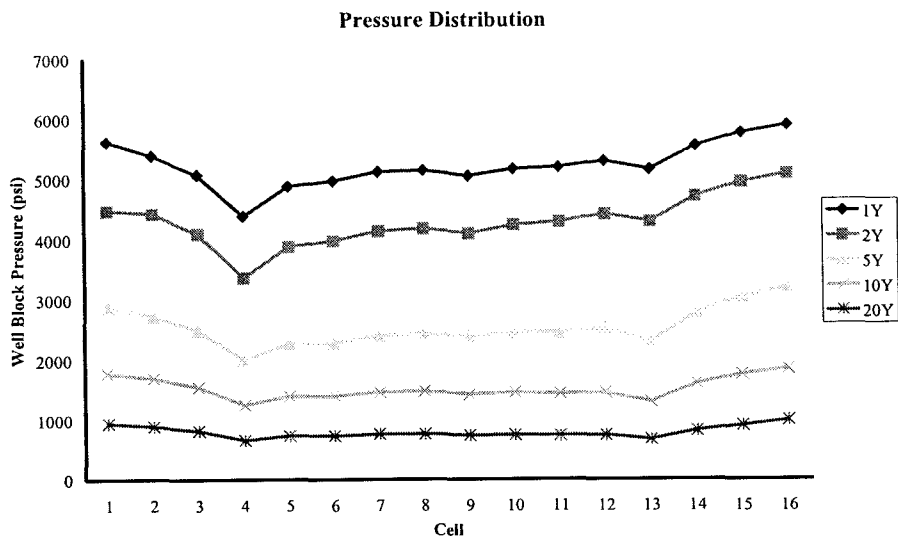


Figure E.17b. Graph Pressure distribution of layer 7 (2 wells)

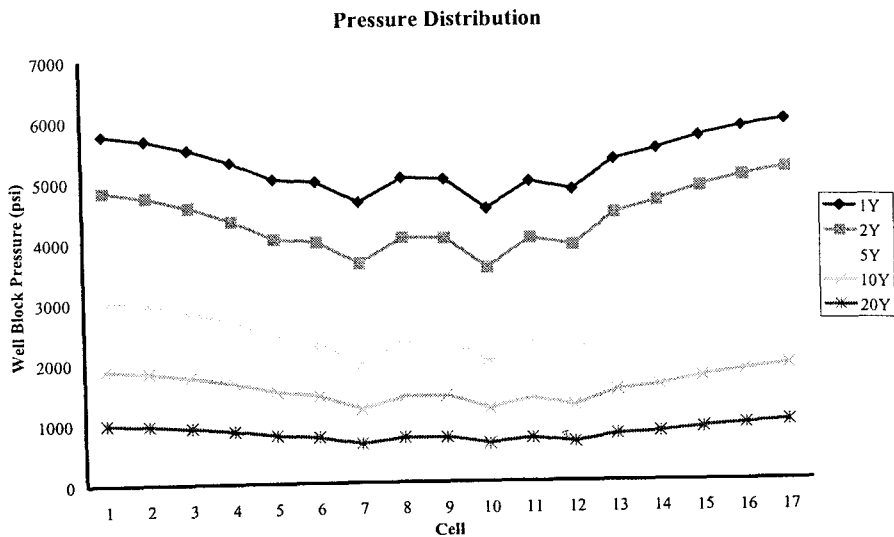


Figure E.18a. Graph Pressure distribution of layer 8 (3 wells)

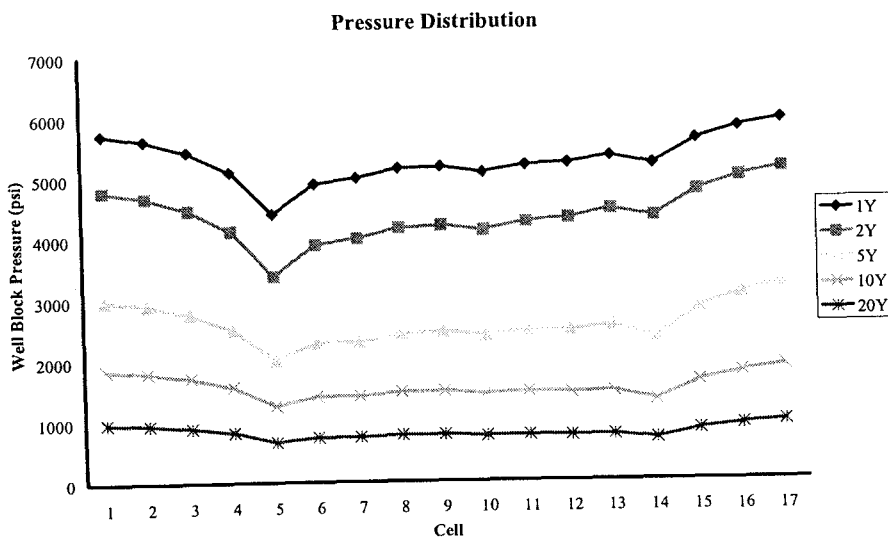


Figure E.18b. Graph Pressure distribution of layer 8 (2 wells)

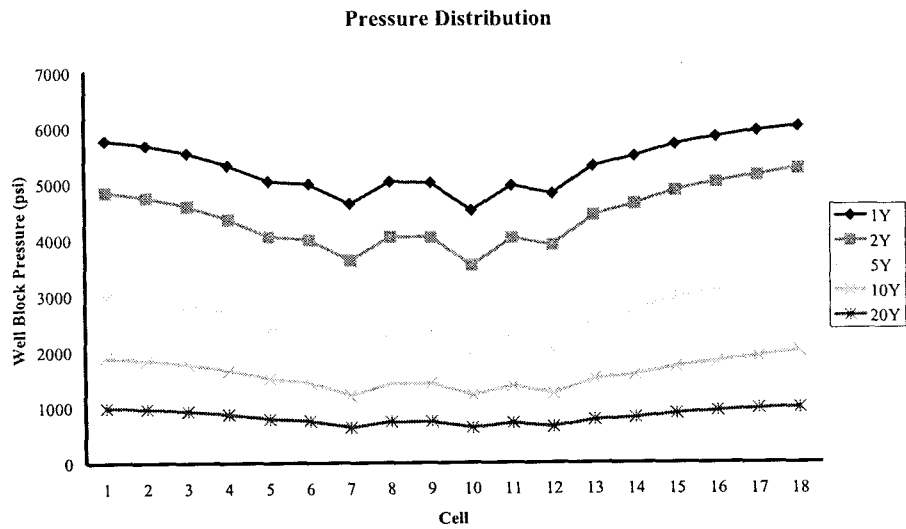


Figure E.19a. Graph Pressure distribution of layer 9 (3 wells)

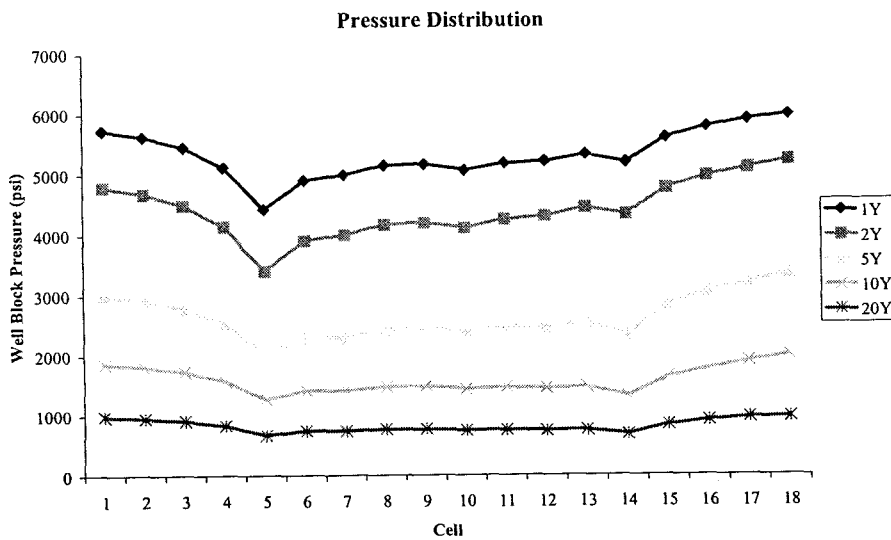


Figure E.19b. Graph Pressure distribution of layer 9 (2 wells)

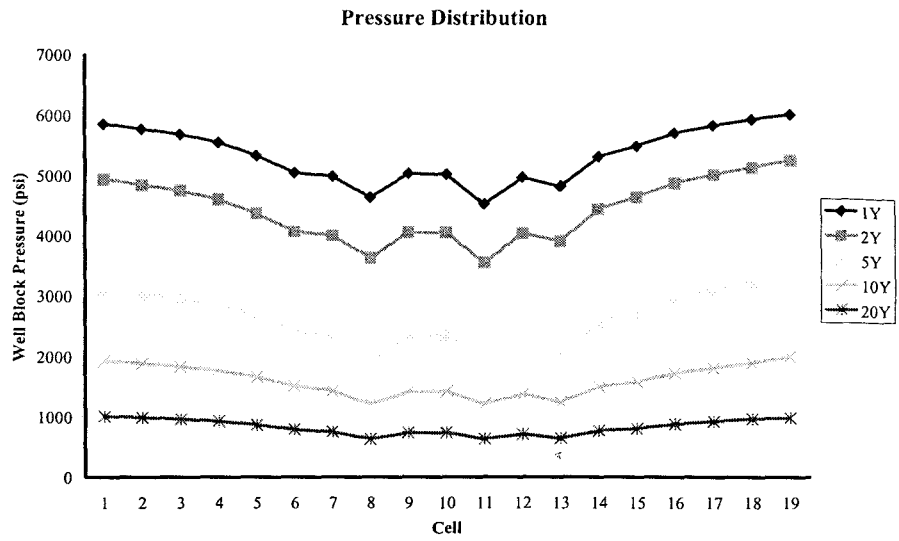


Figure E.20a. Graph Pressure distribution of layer 10 (3 wells)

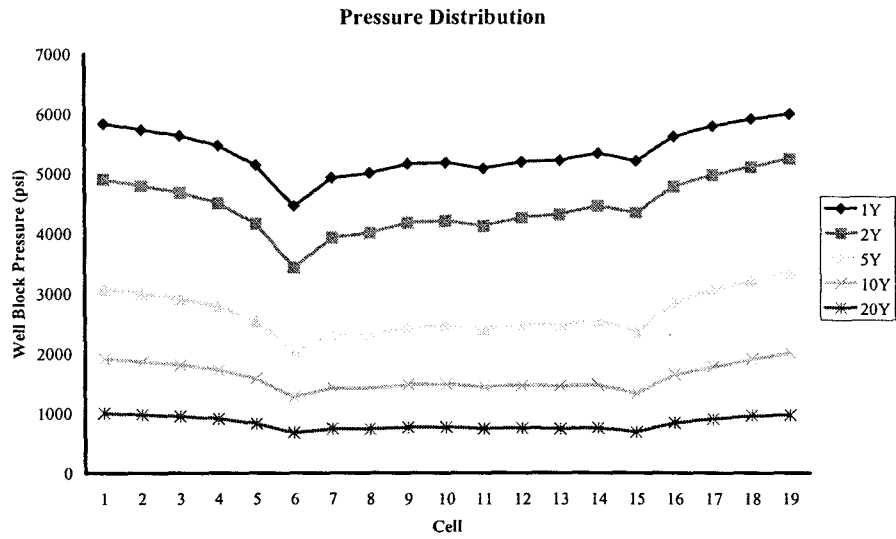


Figure E.20b. Graph Pressure distribution of layer 10 (2 wells)

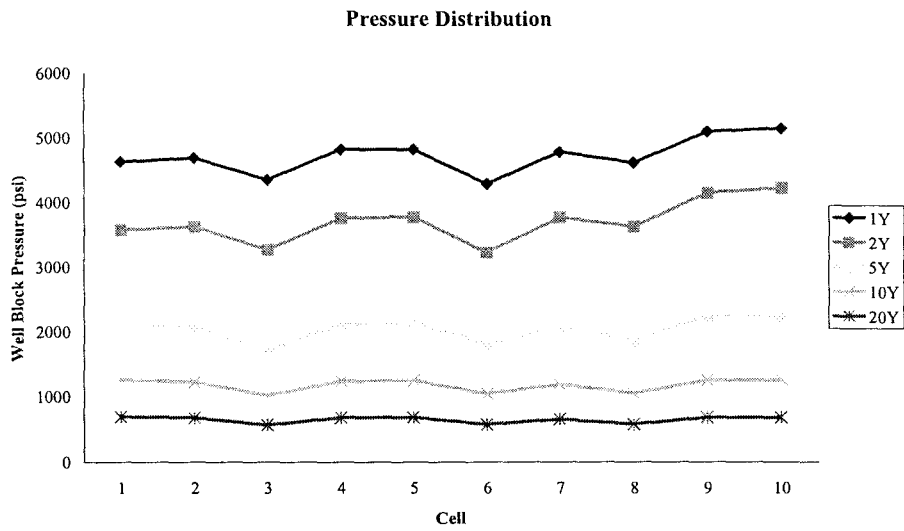


Figure E.21a Pressure distribution of layer 1 (3 wells) at various times.

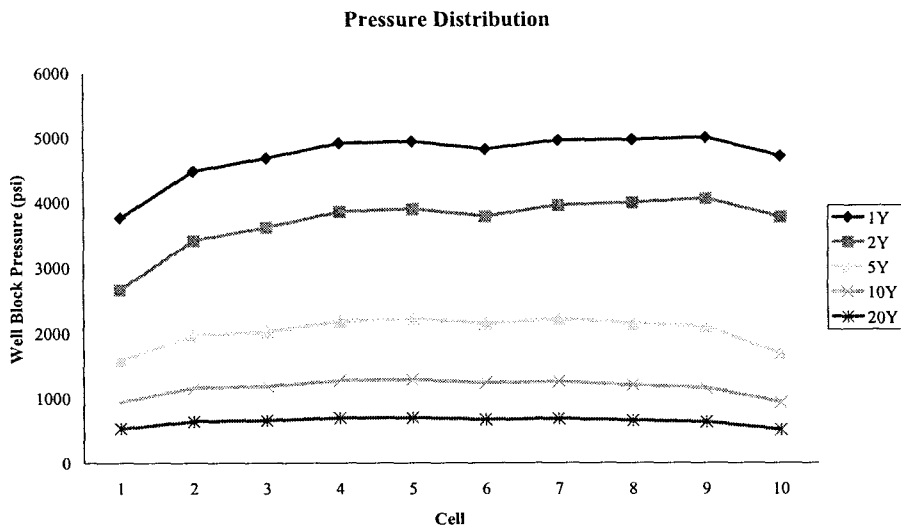


Figure E.21b Pressure distribution of layer 1 (2 wells) at various times.

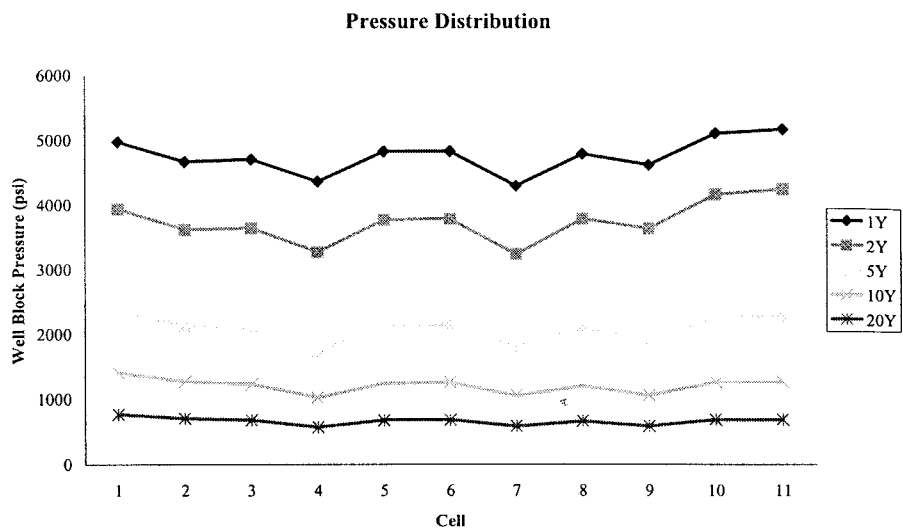


Figure E.22a Pressure distribution of layer 2 (3 wells) at various times.

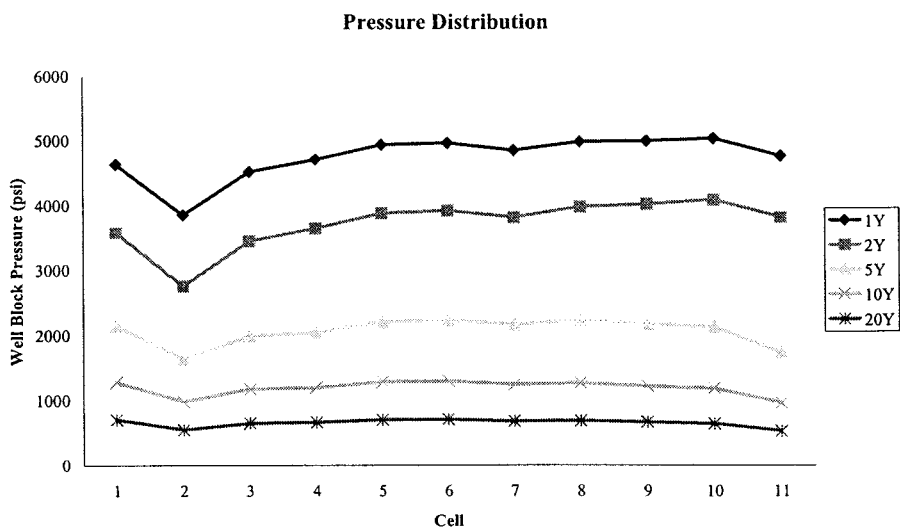


Figure E.22b Pressure distribution of layer 2 (2 wells) at various times.

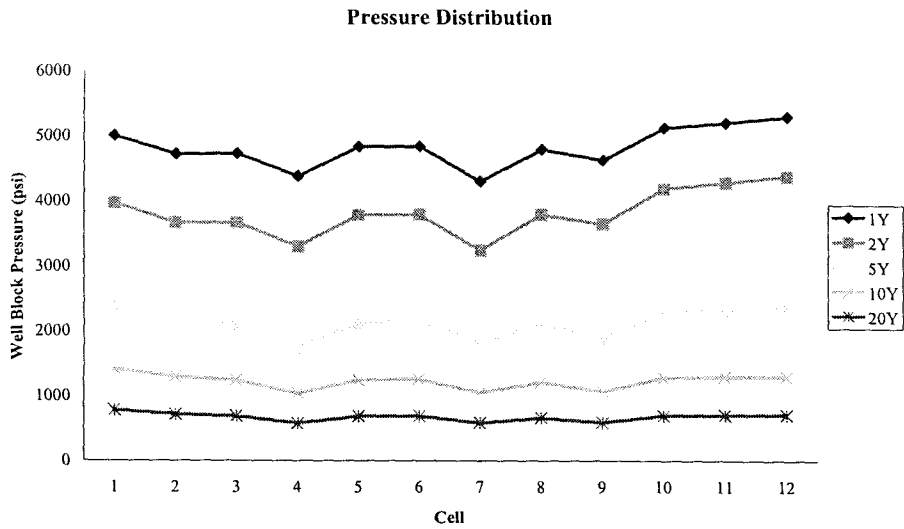


Figure E.23a Pressure distribution of layer 3 (3 wells) at various times.

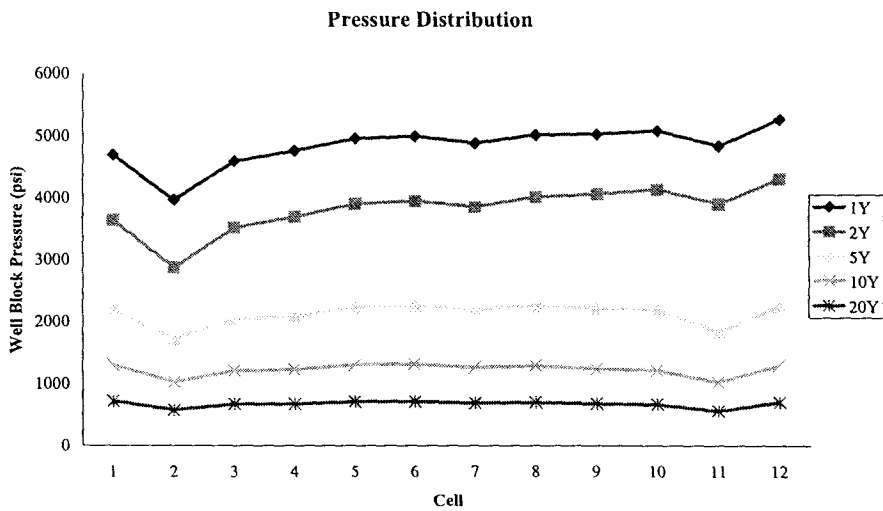


Figure E.23b Pressure distribution of layer 3 (2 wells) at various times.

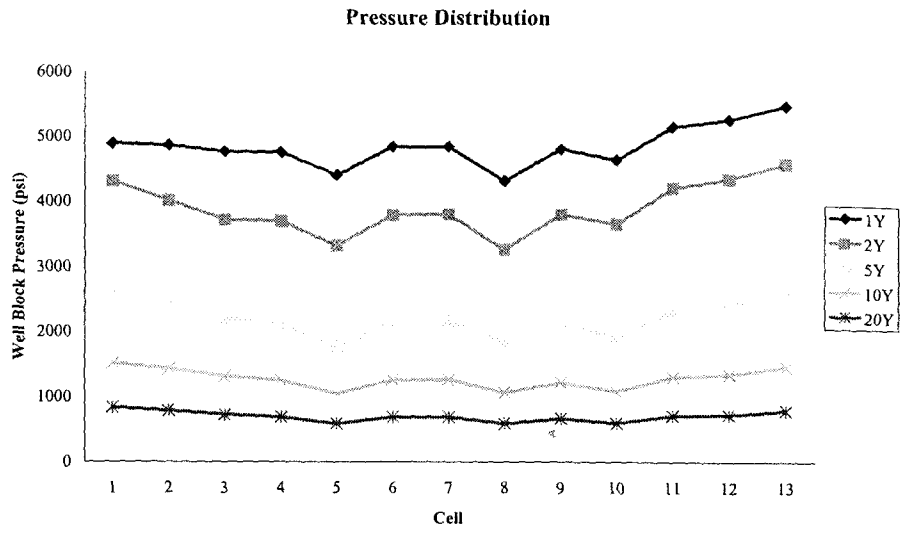


Figure E.24a Pressure distribution of 4 (3 wells) at various times.

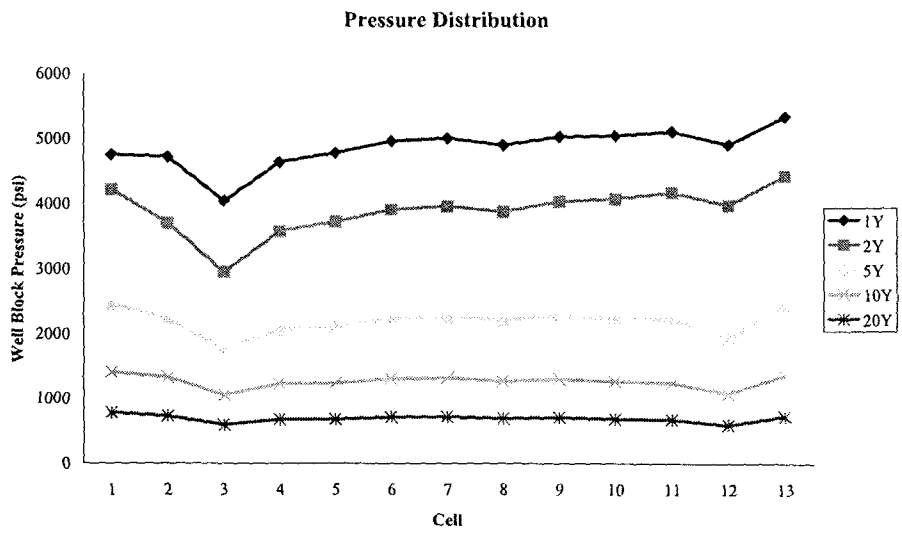


Figure E.24b Pressure distribution of 4 (2 wells) at various times.

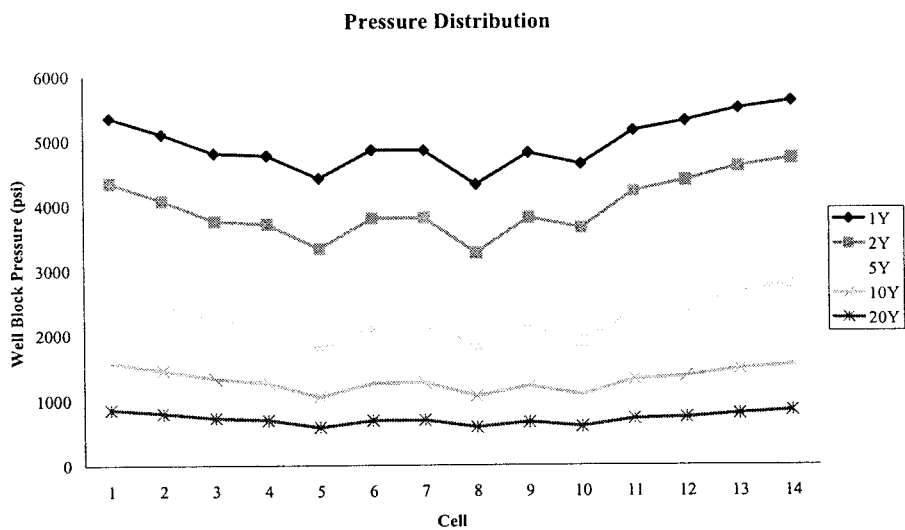


Figure E.25a Pressure distribution of layer 5 (3 wells) at various times.

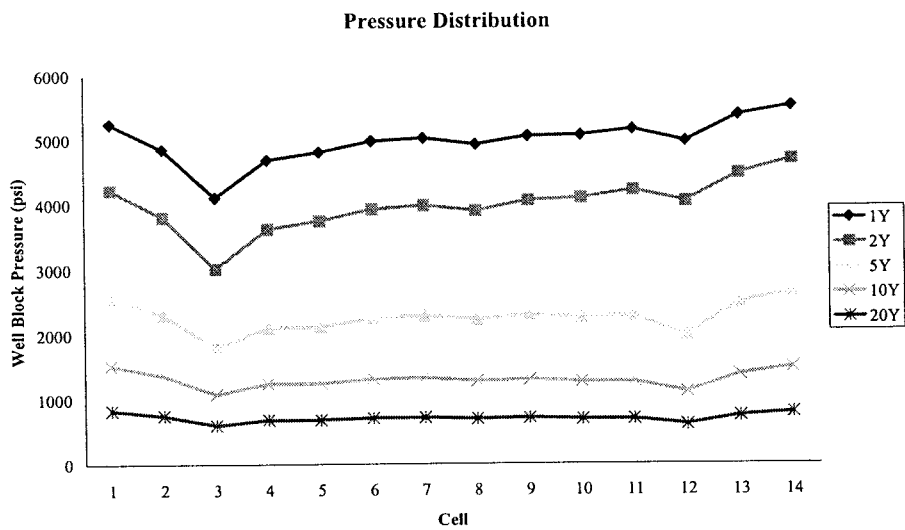


Figure E.25b Pressure distribution of layer 5 (2 wells) at various times.

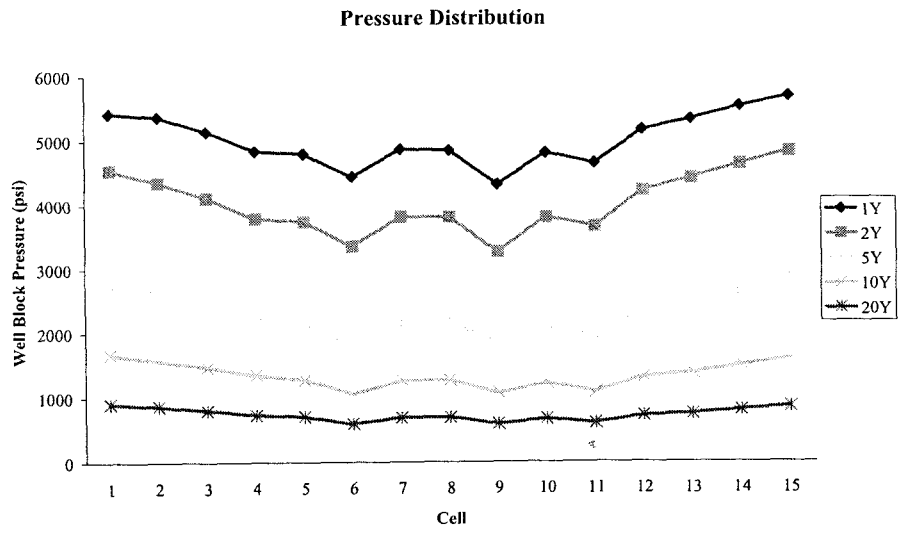


Figure E.26a Pressure distribution of layer 6 (3 wells) at various times.

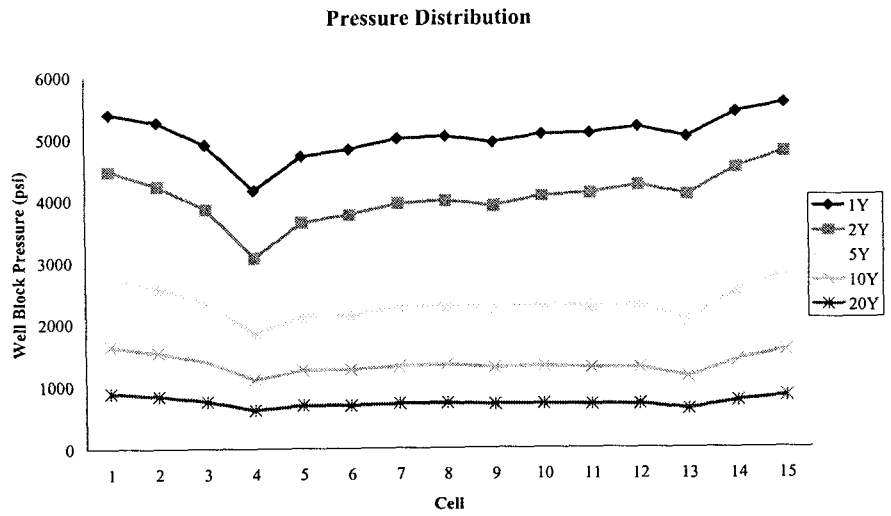


Figure E.26b Pressure distribution of layer 6 (2 wells) at various times.

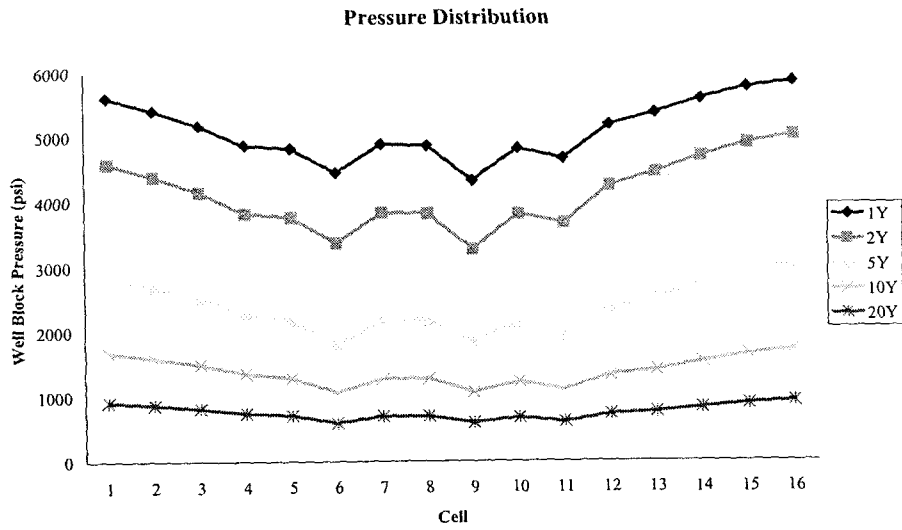


Figure E.27a Pressure distribution of layer 7 (3 wells) at various times.

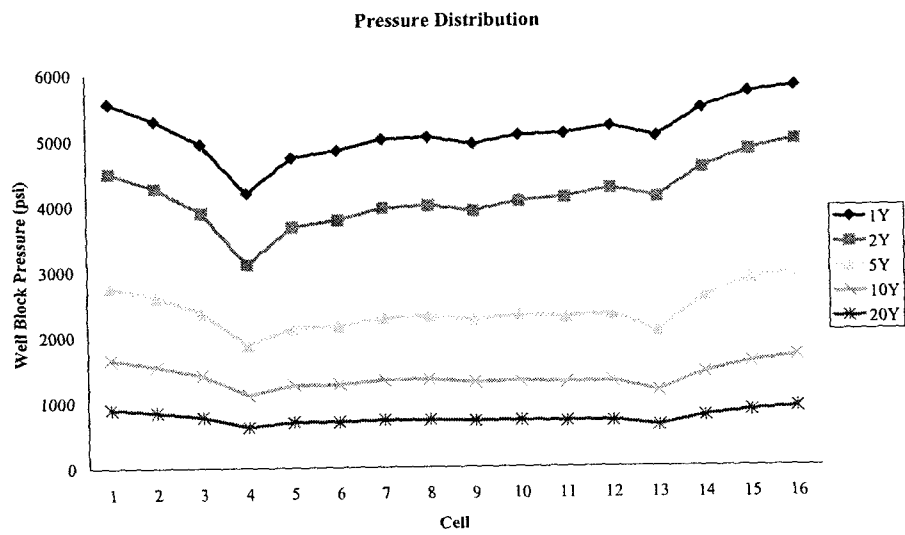


Figure E.27b Pressure distribution of layer 7 (2 wells) at various times.

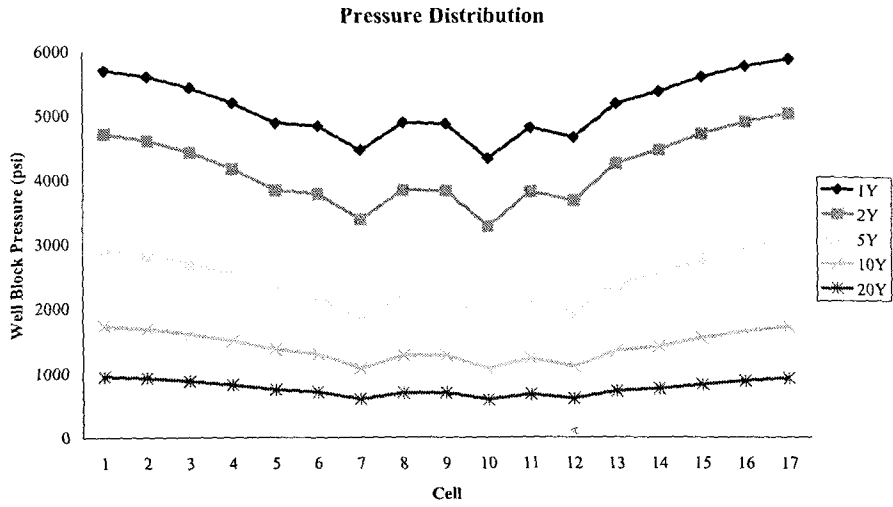


Figure E.28a Pressure distribution of layer 8 (3 wells) at various times.

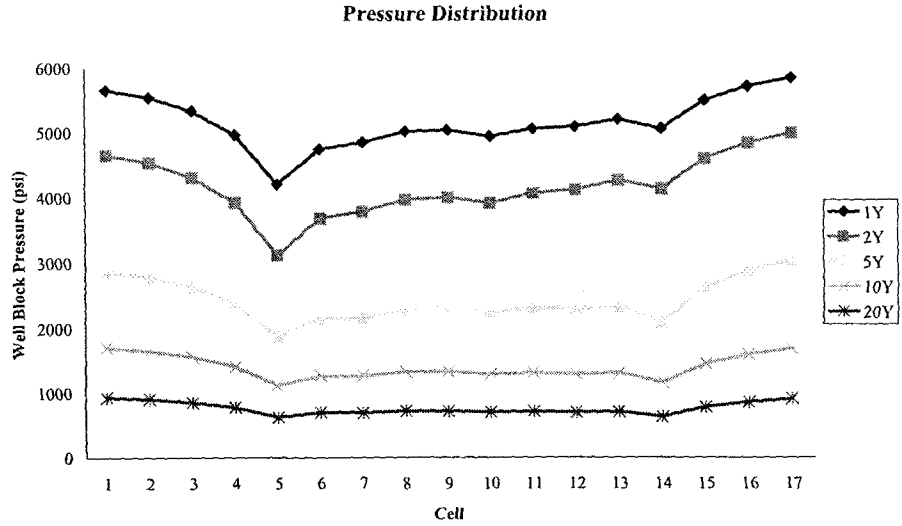


Figure E.28b Pressure distribution of layer 8 (2 wells) at various times.

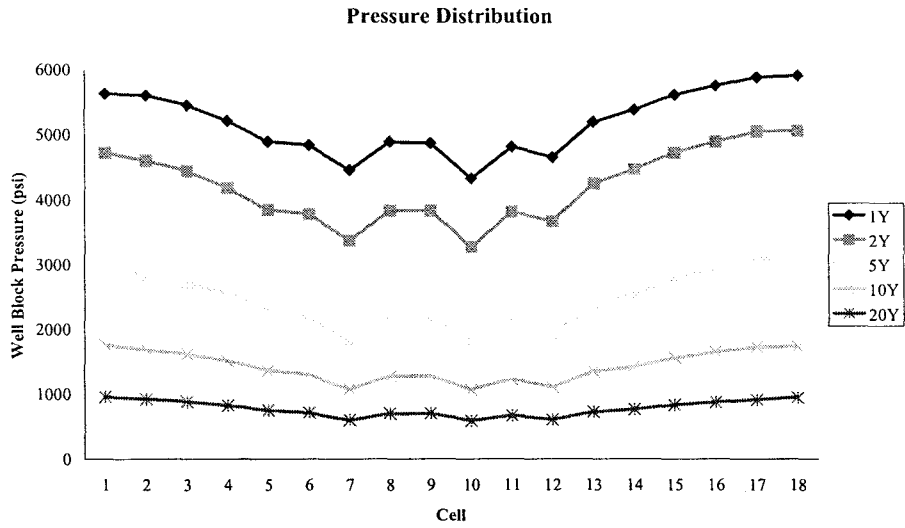


Figure E.29a Pressure distribution of layer 9 (3 wells) at various times.

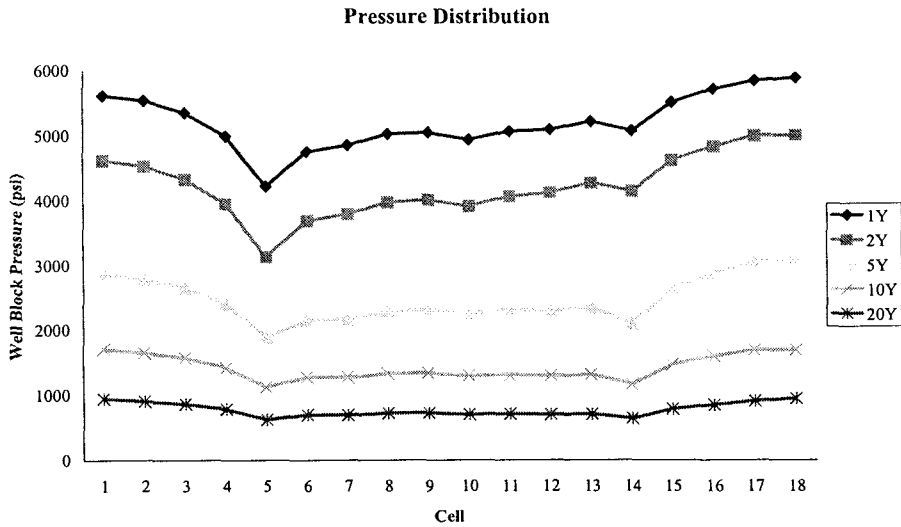


Figure E.29b Pressure distribution of layer 9 (2 wells) at various times.

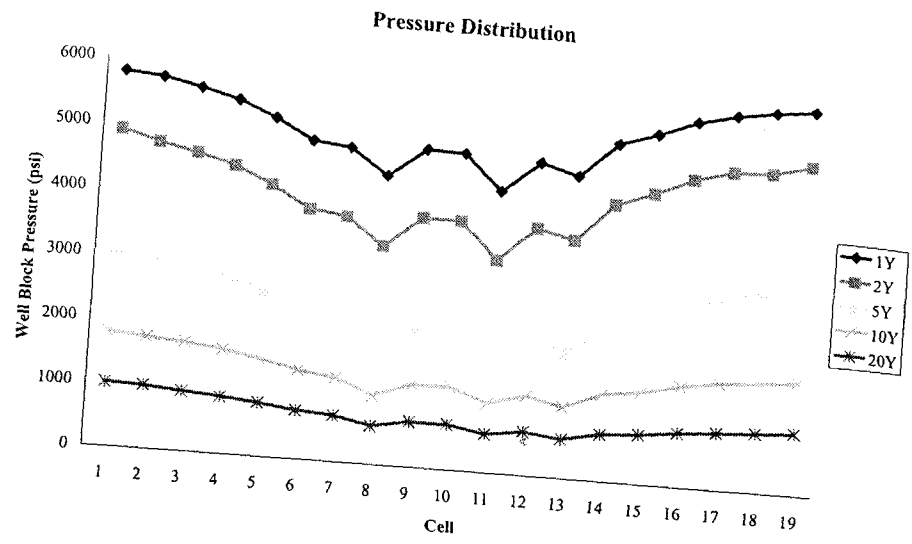


Figure E.30a Pressure distribution of layer 10 (3 wells) at various times.

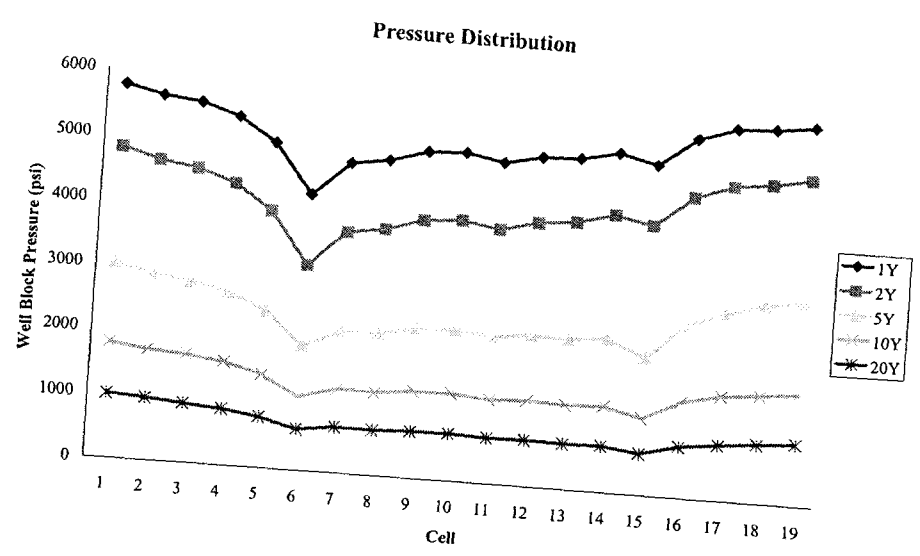


Figure E.30b Pressure distribution of layer 10 (2 wells) at various times.

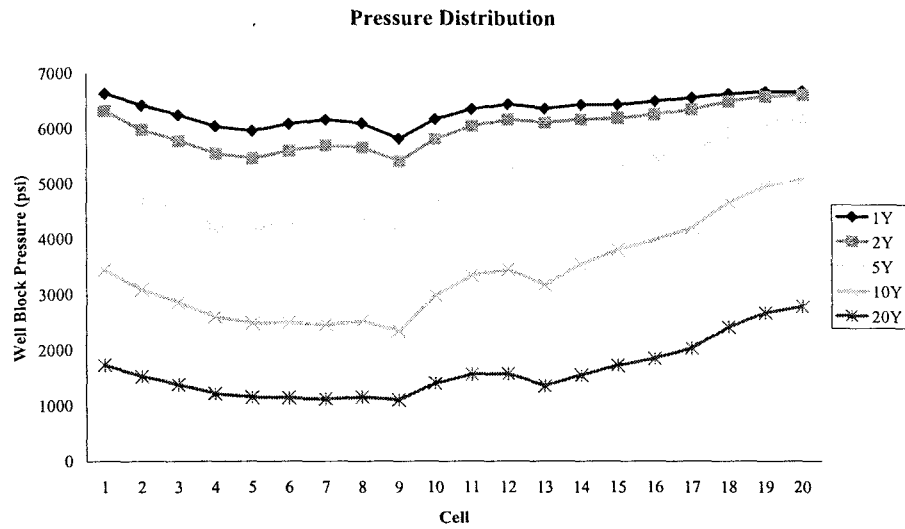


Figure E.31a Pressure distribution of layer 1 (2 wells) at various times.

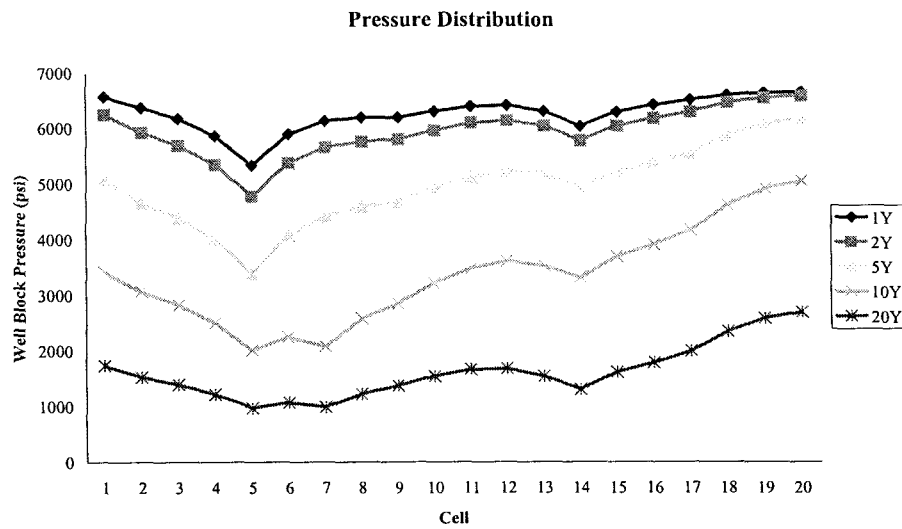


Figure E.31b Pressure distribution of layer 1 (3 wells) at various times.

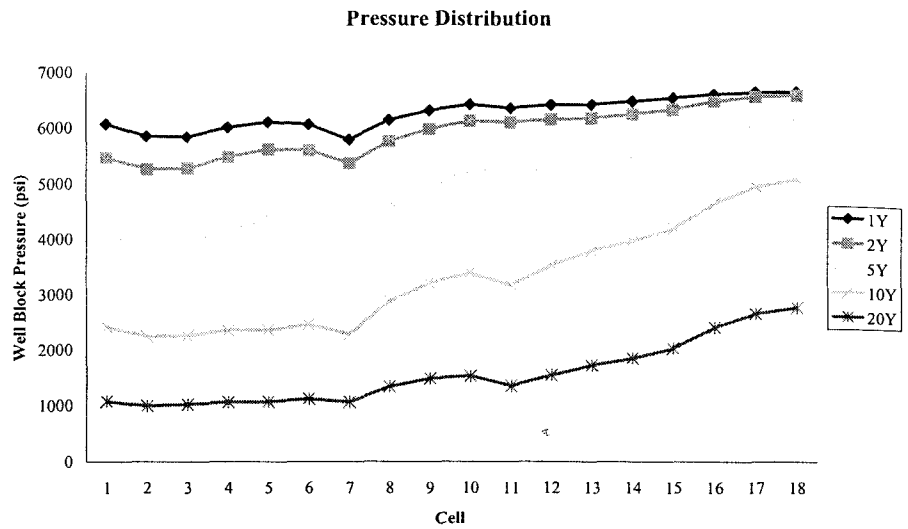


Figure E.32a Pressure distribution of layer 2 (3 wells) at various times.

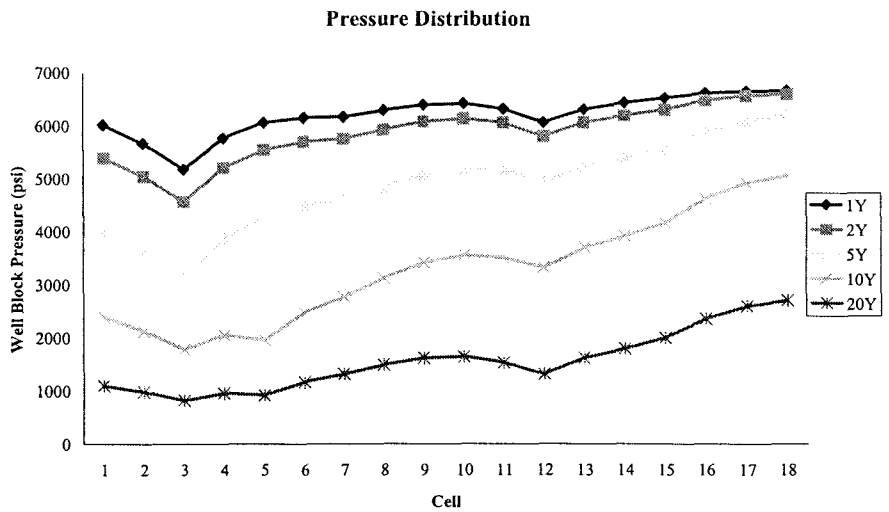


Figure E.32b Pressure distribution of layer 2 (2 wells) at various times.

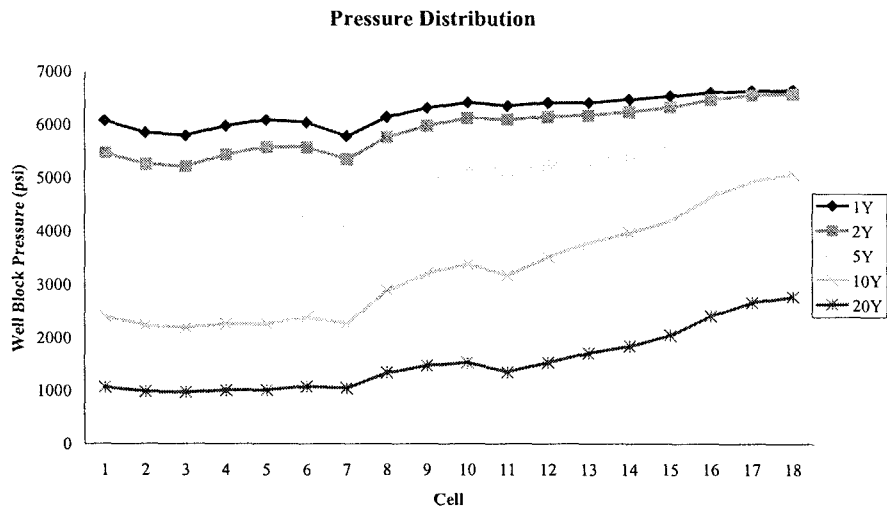


Figure E.33a Pressure distribution of layer 3 (3 wells) at various times.

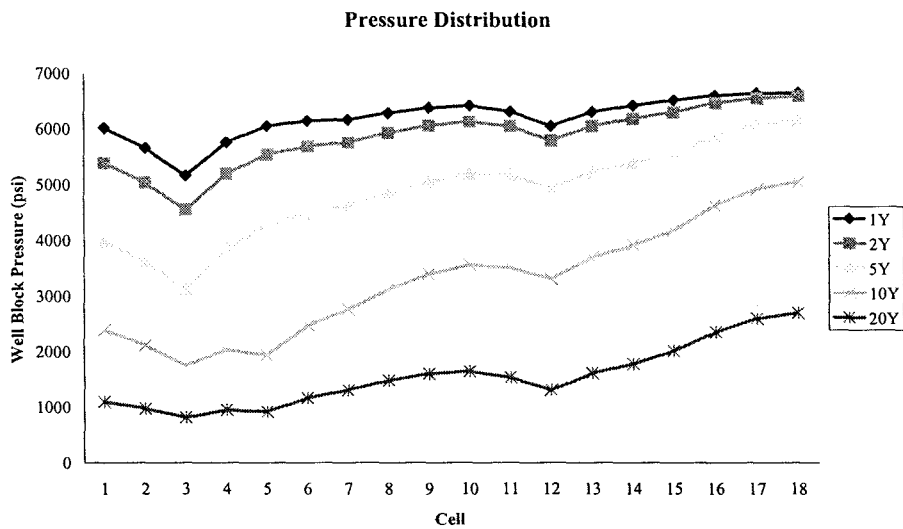


Figure E.33b Pressure distribution of layer 3 (2 wells) at various times.

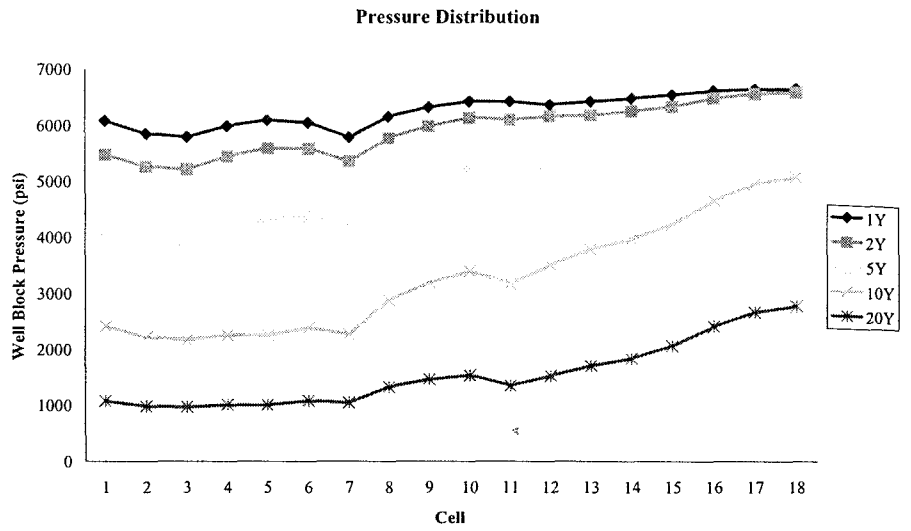


Figure E.34a Pressure distribution of layer 4 (3 wells) at various times.

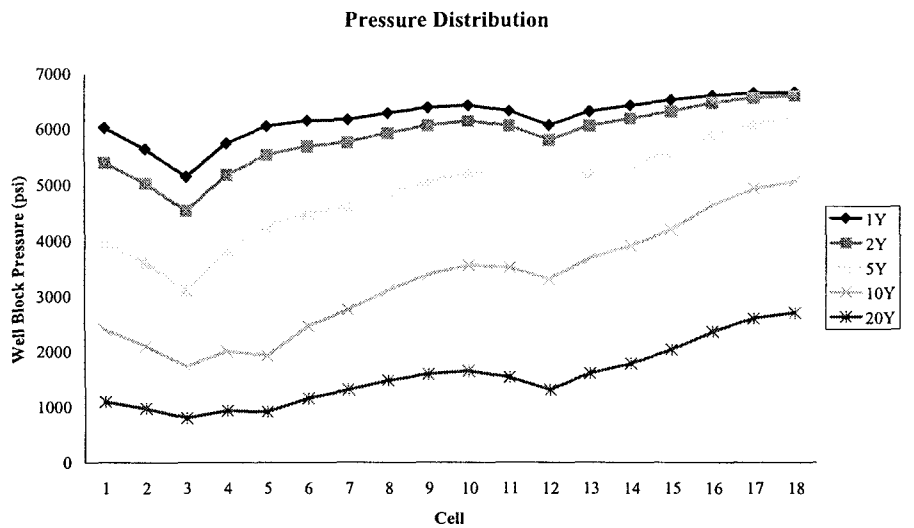


Figure E.34b Pressure distribution of layer 4 (2 wells) at various times.

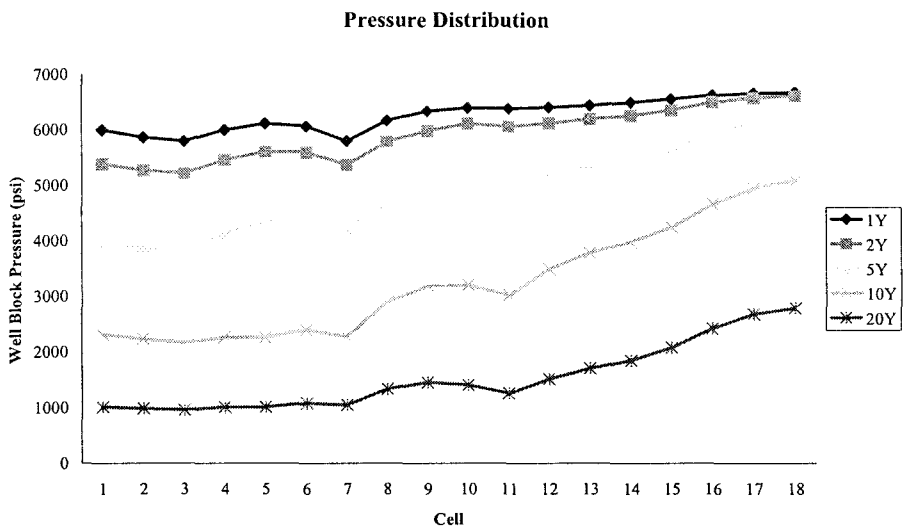


Figure E.35a Pressure distribution of layer 5 (3 wells) at various times.

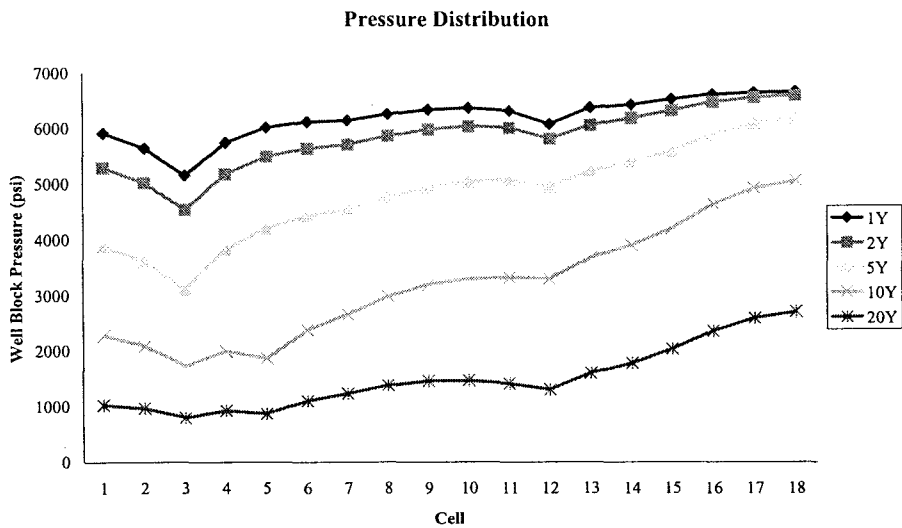


Figure E.35b Pressure distribution of layer 5 (2 wells) at various times.

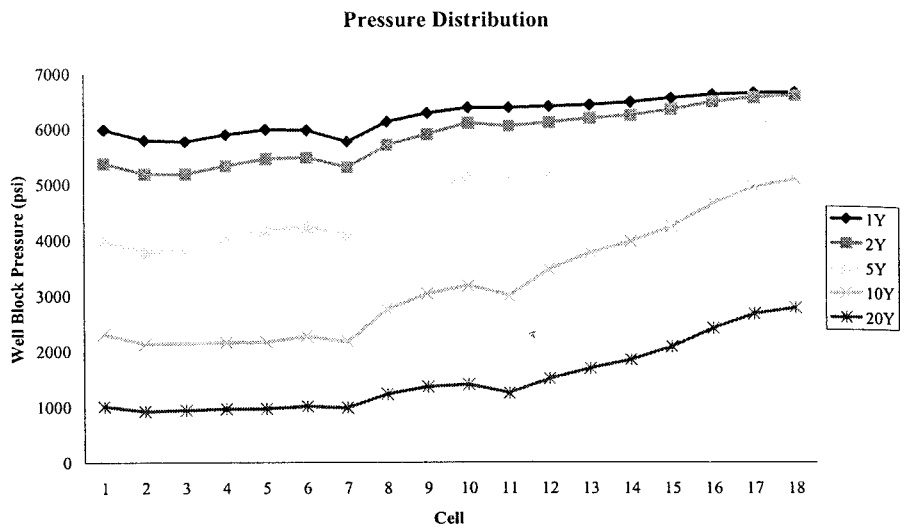


Figure E.36a Pressure distribution of layer 6 (3 wells) at various times.

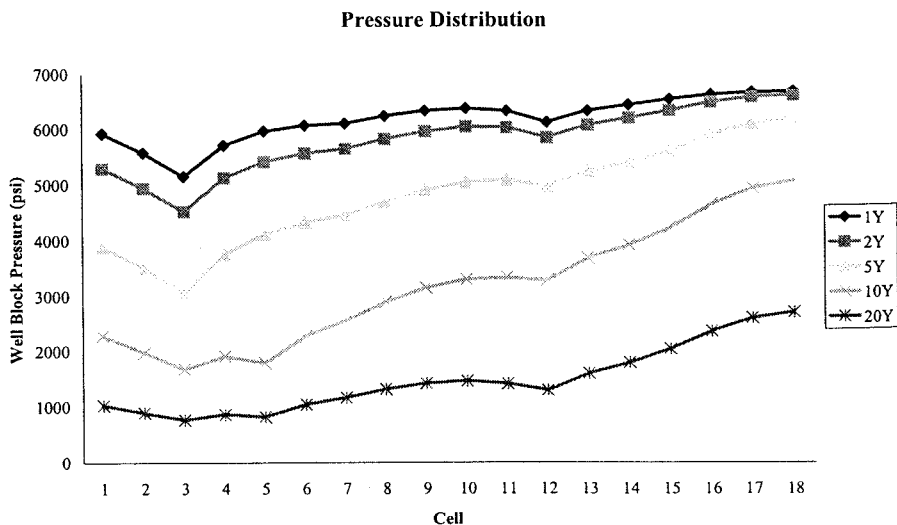


Figure E.36b Pressure distribution of layer 6 (2 wells) at various times.

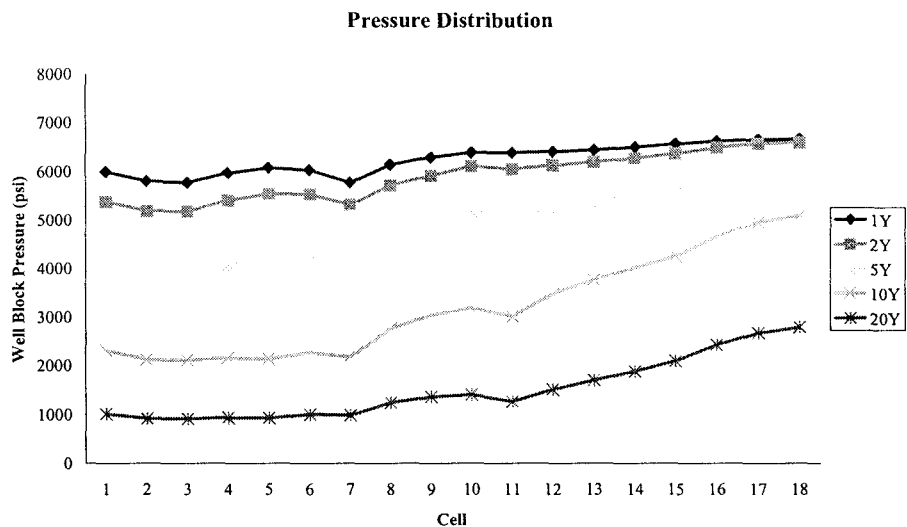


Figure E.37a Pressure distribution of layer 7 (3 wells) at various times.

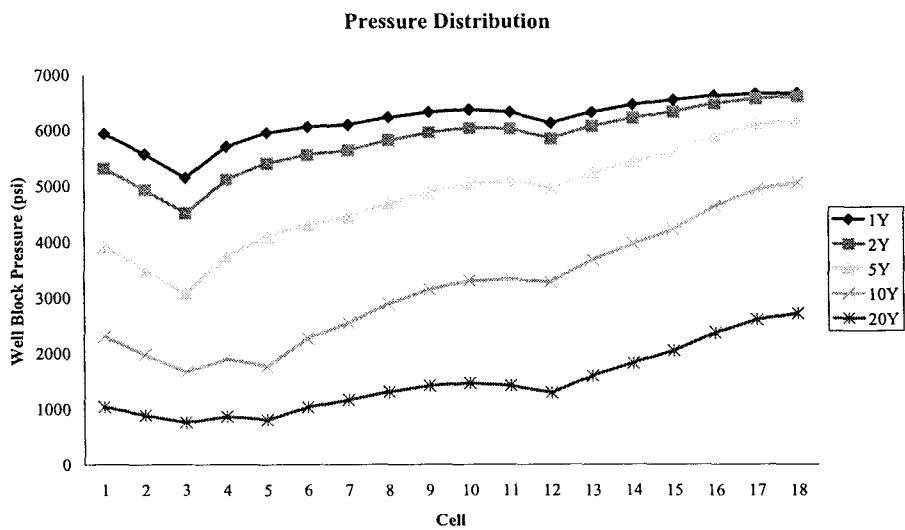


Figure E.37b Pressure distribution of layer 7 (2 wells) at various times.

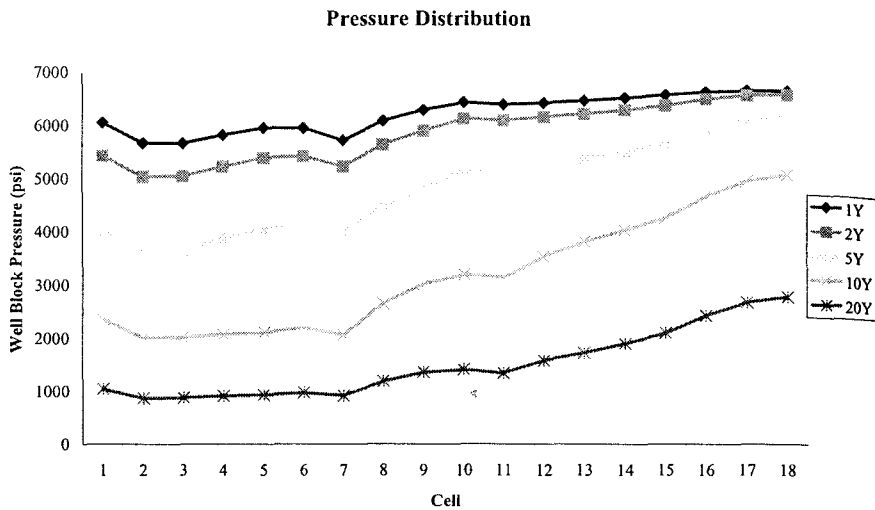


Figure E.38a Pressure distribution of layer 8 (3 wells) at various times.

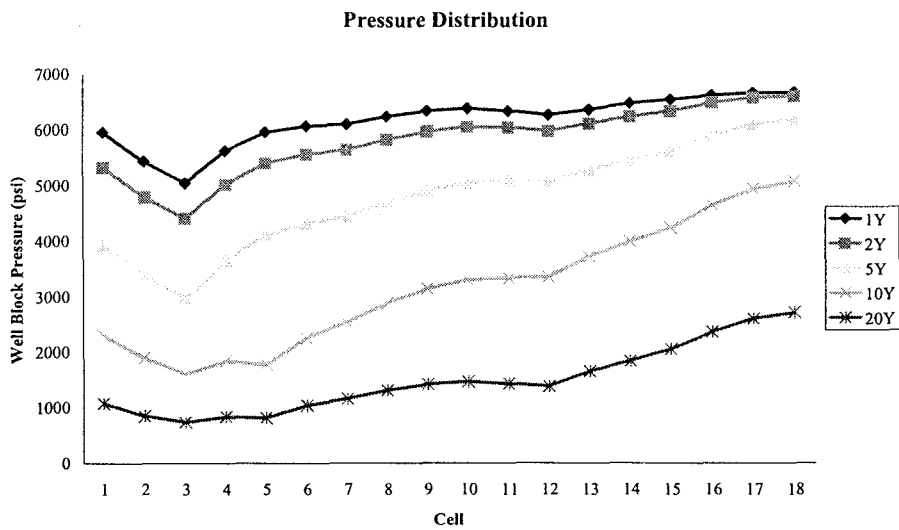


Figure E.38b Pressure distribution of layer 8 (2 wells) at various times.

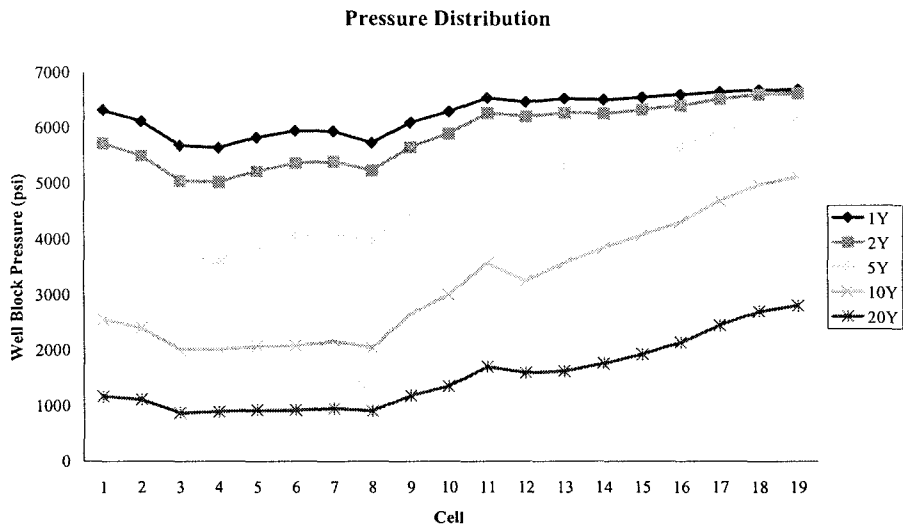


Figure E.39a Pressure distribution of layer 9 (3 wells) at various times.

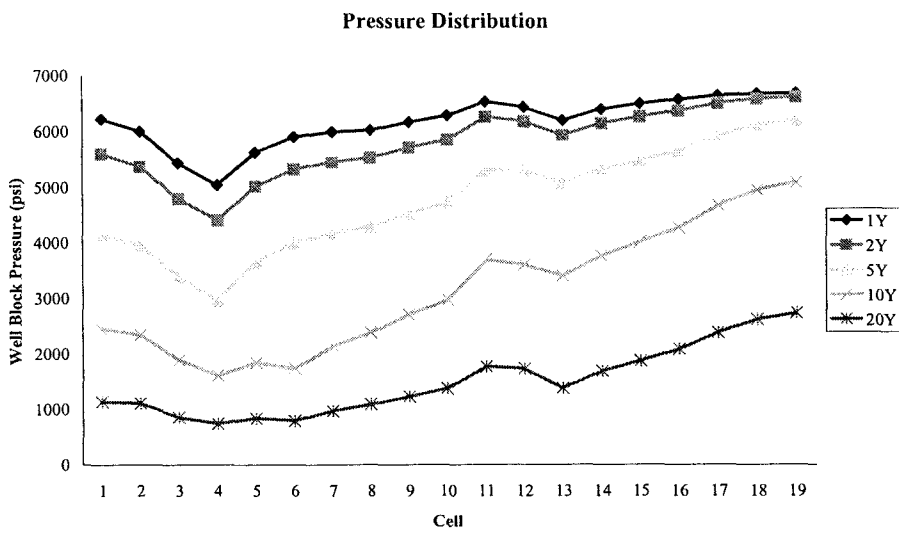


Figure E.39b Pressure distribution of layer 9 (2 wells) at various times.

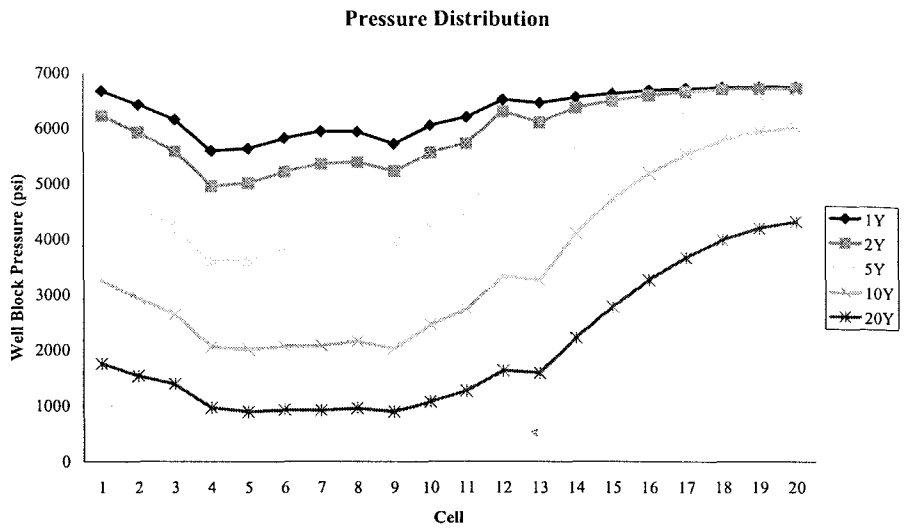


Figure E.40a Pressure distribution of layer 10 (3 wells) at various times.

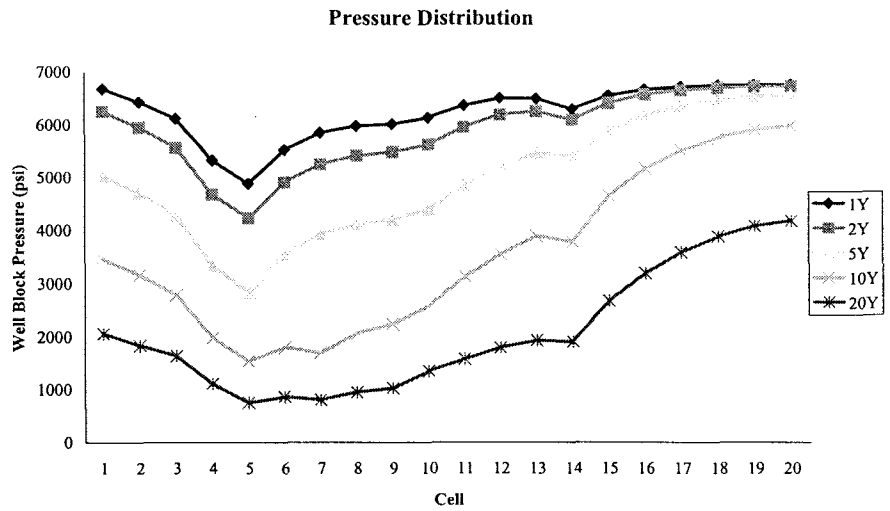


Figure E.40b Pressure distribution of layer 10 (2 wells) at various times.

ภาคผนวก ฉ

PERMEABILITY DISTRIBUTION OF EACH LAYER

.70	.50	.40	.40	.40	.30	.30	.70	.75	
.50	.50	.60	.40	.40	.43	.30	.35	.30	.70
.50	.50	.40	.40	.40	.40	.30	.30	.30	.70

a

.48	.68	.48	.39	.39	.39	.39	.38	.29	.69	.73
.48	.48	.48	.59	.39	.39	.42	.38	.34	.29	.69
.48	.48	.48	.39	.39	.39	.39	.38	.29	.29	.69
.48	.48	.48	.39	.39	.39	.39	.38	.29	.29	.69

b

.47	.47	.47	.38	.38	.38	.38	.28	.28	.68	.68	.68
.47	.66	.47	.38	.38	.38	.38	.28	.28	.68	.72	.68
.47	.47	.47	.58	.38	.38	.41	.28	.32	.28	.68	.68
.47	.47	.47	.38	.38	.38	.38	.28	.28	.28	.68	.68
.47	.47	.47	.38	.38	.38	.38	.28	.28	.28	.68	.68

c

.45	.45	.45	.45	.80	.80	.36	.36	.36	.26	.65	.65	.65
.45	.45	.64	.45	.80	.80	.36	.36	.36	.26	.65	.71	.65
.45	.45	.45	.45	.90	.80	.36	.40	.36	.30	.26	.65	.65
.45	.45	.45	.45	.80	.80	.36	.36	.36	.26	.26	.65	.65
.45	.45	.45	.45	.80	.80	.36	.36	.36	.26	.26	.65	.65
.45	.45	.45	.45	.80	.80	.36	.36	.36	.26	.26	.65	.65

d

.44	.44	.44	.44	.80	.80	.34	.34	.33	.63	.63	.63	.63	.63
.44	.44	.44	.44	.80	.80	.34	.34	.33	.63	.63	.63	.63	.63
.44	.44	.62	.44	.80	.80	.34	.34	.33	.63	.63	.68	.63	.63
.44	.44	.44	.44	.85	.71	.34	.38	.33	.67	.63	.63	.63	.63
.44	.44	.44	.44	.71	.71	.34	.34	.33	.63	.63	.63	.63	.63
.44	.44	.44	.44	.71	.71	.34	.34	.33	.63	.63	.63	.63	.63
.44	.44	.44	.44	.71	.71	.34	.34	.33	.63	.63	.63	.63	.63

e

Figure F.1 The permeability values distribute in each grid block from the 1st layer until the 10th layer that showed in figure a to j.

.78	.78	.78	.78	.78	.78	.78	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62
.78	.78	.78	.78	.78	.78	.78	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62
.78	.78	.78	.90	.78	.78	.78	.62	.62	.62	.62	.62	.67	.62	.62
.78	.78	.78	.78	.78	.82	.78	.62	.70	.62	.65	.62	.62	.62	.62
.78	.78	.78	.78	.78	.70	.70	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62
.78	.78	.78	.78	.70	.70	.70	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62
.78	.78	.78	.78	.70	.70	.70	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62
.78	.78	.78	.78	.70	.70	.70	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62	.62

f

.48	.48	.48	.48	.48	.76	.76	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.76	.76	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.76	.76	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.58	.48	.76	.62	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.65	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.80	.62	.61	.68	.61	.63	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.62	.62	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.62	.62	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.62	.62	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.62	.62	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60
.48	.48	.48	.48	.48	.62	.62	.61	.61	.61	.61	.61	.60	.60	.60	.60

g

.76	.76	.76	.76	.76	.75	.75	.60	.60	.60	.57	.57	.59	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.75	.60	.60	.60	.57	.57	.59	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.75	.60	.60	.60	.57	.57	.59	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.92	.75	.75	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.64	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.79	.60	.60	.64	.57	.60	.57	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.60	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.60	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.60	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.60	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.59	.59	.59
.76	.76	.76	.76	.76	.75	.60	.60	.60	.60	.57	.57	.57	.59	.59	.59

h

.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.88	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.62	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.76	.58	.58	.64	.54	.58	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58
.72	.72	.72	.72	.72	.72	.58	.58	.58	.58	.54	.54	.54	.58	.58	.58	.58	.58

i

Figure F.1 The permeability values distribute in each grid block from the 1st layer until the 10th layer that showed in figure a to j. (continued)

.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.52	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.60	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.74	.56	.56	.58	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56
.50	.50	.50	.50	.50	.50	.50	.56	.56	.56	.56	.52	.52	.56	.56	.56	.56	.56	.56

j

Figure F.1 The permeability values distribute in each grid block from the 1st layer until the 10th layer that showed in figure a to j. (continued)

.055	.052	.052	.052	.045	.045	.045	.045	.060	.065
.052	.052	.060	.052	.045	.050	.045	.047	.045	.060
.052	.052	.052	.052	.045	.045	.045	.045	.045	.060

a

.051	.05	.051	.051	.051	.044	.044	.044	.044	.059	.06
.051	.051	.051	.05	.051	.044	.04	.044	.04	.044	.059
.051	.051	.051	.051	.051	.044	.044	.044	.044	.044	.059
.051	.051	.051	.051	.051	.044	.044	.044	.044	.044	.059

b

.050	.050	.050	.050	.050	.043	.043	.043	.043	.058	.058	.058
.050	.05	.050	.050	.050	.043	.043	.043	.043	.058	.06	.058
.050	.050	.050	.05	.050	.043	.04	.043	.04	.043	.058	.058
.050	.050	.050	.050	.050	.043	.043	.043	.043	.043	.058	.058
.050	.050	.050	.050	.050	.043	.043	.043	.043	.043	.058	.058

c

.049	.049	.049	.049	.049	.049	.042	.042	.042	.042	.057	.057	.057
.049	.049	.05	.049	.049	.049	.042	.042	.042	.042	.057	.06	.057
.049	.049	.049	.049	.05	.049	.042	.04	.042	.04	.042	.057	.057
.049	.049	.049	.049	.049	.049	.042	.042	.042	.042	.042	.057	.057
.049	.049	.049	.049	.049	.049	.042	.042	.042	.042	.042	.057	.057
.049	.049	.049	.049	.049	.049	.042	.042	.042	.042	.042	.057	.057

d

.048	.048	.048	.048	.048	.048	.041	.041	.041	.049	.056	.056	.056	.056
.048	.048	.048	.048	.048	.048	.041	.041	.041	.049	.056	.056	.056	.056
.048	.048	.051	.048	.048	.048	.041	.041	.041	.049	.056	.06	.056	.056
.048	.048	.048	.048	.05	.048	.041	.04	.041	.05	.049	.056	.056	.056
.048	.048	.048	.048	.048	.048	.041	.041	.041	.049	.049	.056	.056	.056
.048	.048	.048	.048	.048	.048	.041	.041	.041	.049	.049	.056	.056	.056
.048	.048	.048	.048	.048	.048	.041	.041	.041	.049	.049	.056	.056	.056

e

Figure F.2 The porosity values distribute in each grid block from the 1st layer until the 10th layer that showed in figure a to j.

.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.055	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.055	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.055	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.055	.060	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.055	.047	.040	.040	.040	.052	.048	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.048	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.048	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.048	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.048	.055	.055	.055
.047	.047	.047	.047	.047	.047	.047	.040	.040	.040	.048	.048	.055	.055	.055

f

.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.054	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.054	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.047	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.049	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.054	.059	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.055	.046	.039	.044	.039	.057	.047	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.047	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.047	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.047	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.047	.054	.054	.054
.046	.046	.046	.046	.046	.046	.046	.039	.039	.039	.047	.047	.054	.054	.054

g

.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.053	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.053	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.053	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.049	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.053	.059	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.055	.045	.038	.044	.038	.059	.046	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.046	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.046	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.046	.053	.053	.053
.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.045	.038	.038	.038	.046	.046	.053	.053	.053

h

.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.052	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.052	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.052	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.047	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.052	.057	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.055	.044	.037	.042	.037	.049	.045	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.045	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.045	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.045	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.045	.052	.052	.052	.052
.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.044	.037	.037	.037	.045	.045	.052	.052	.052	.052

i

Figure F.2 The porosity values distribute in each grid block from the 1st layer until the 10th layer that showed in figure a to j. (continued)

.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.051	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.051	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.051	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.051	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.046	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.051	.056	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.051	.043	.036	.041	.036	.048	.044	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.044	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.044	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.044	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.044	.051	.051	.051	.051	.051
.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.043	.036	.036	.036	.044	.044	.051	.051	.051	.051	.051

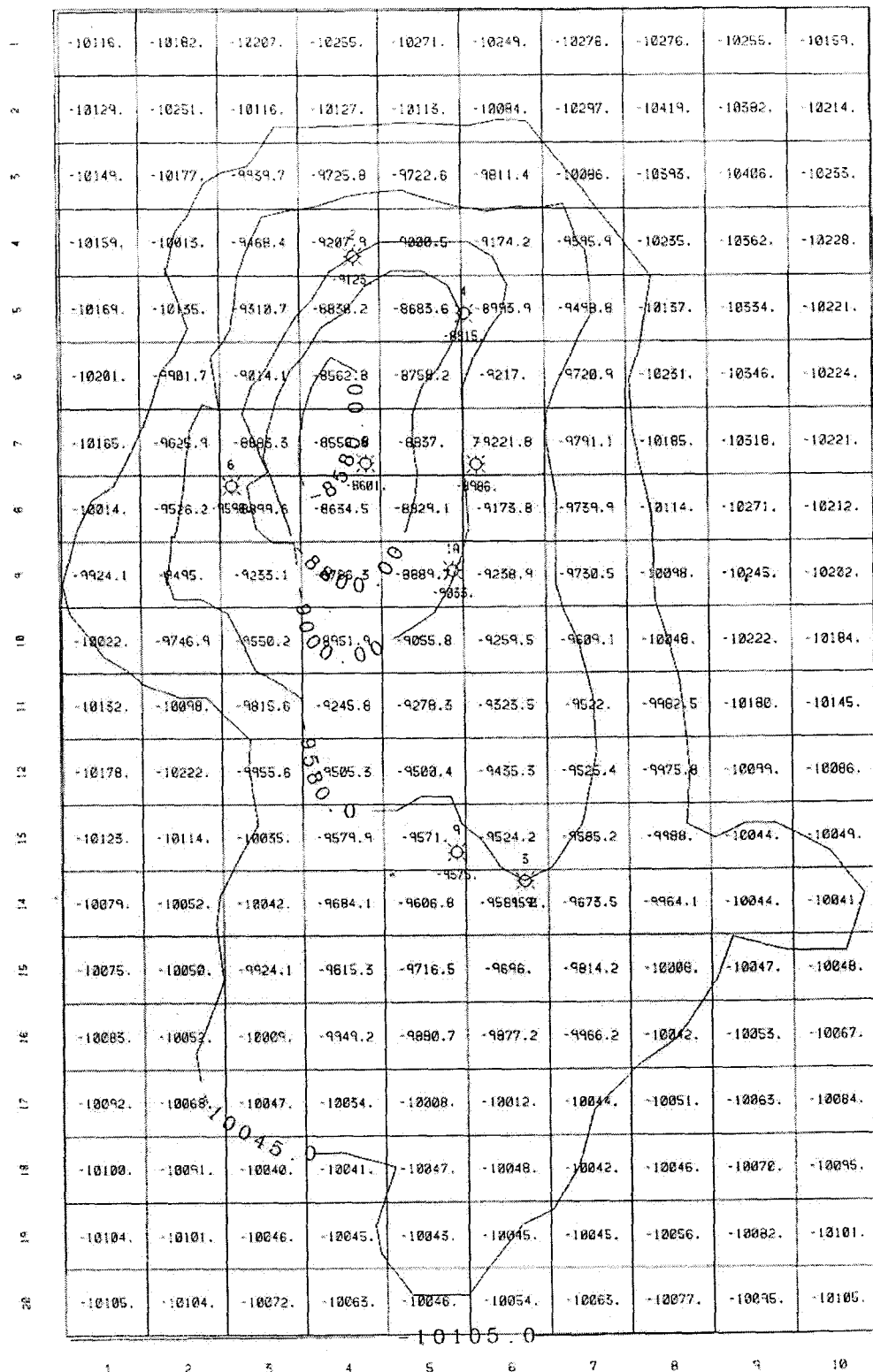
j

Figure F.2 The porosity values distribute in each grid block from the 1st layer until the 10th layer that showed in figure a to j. (continued)

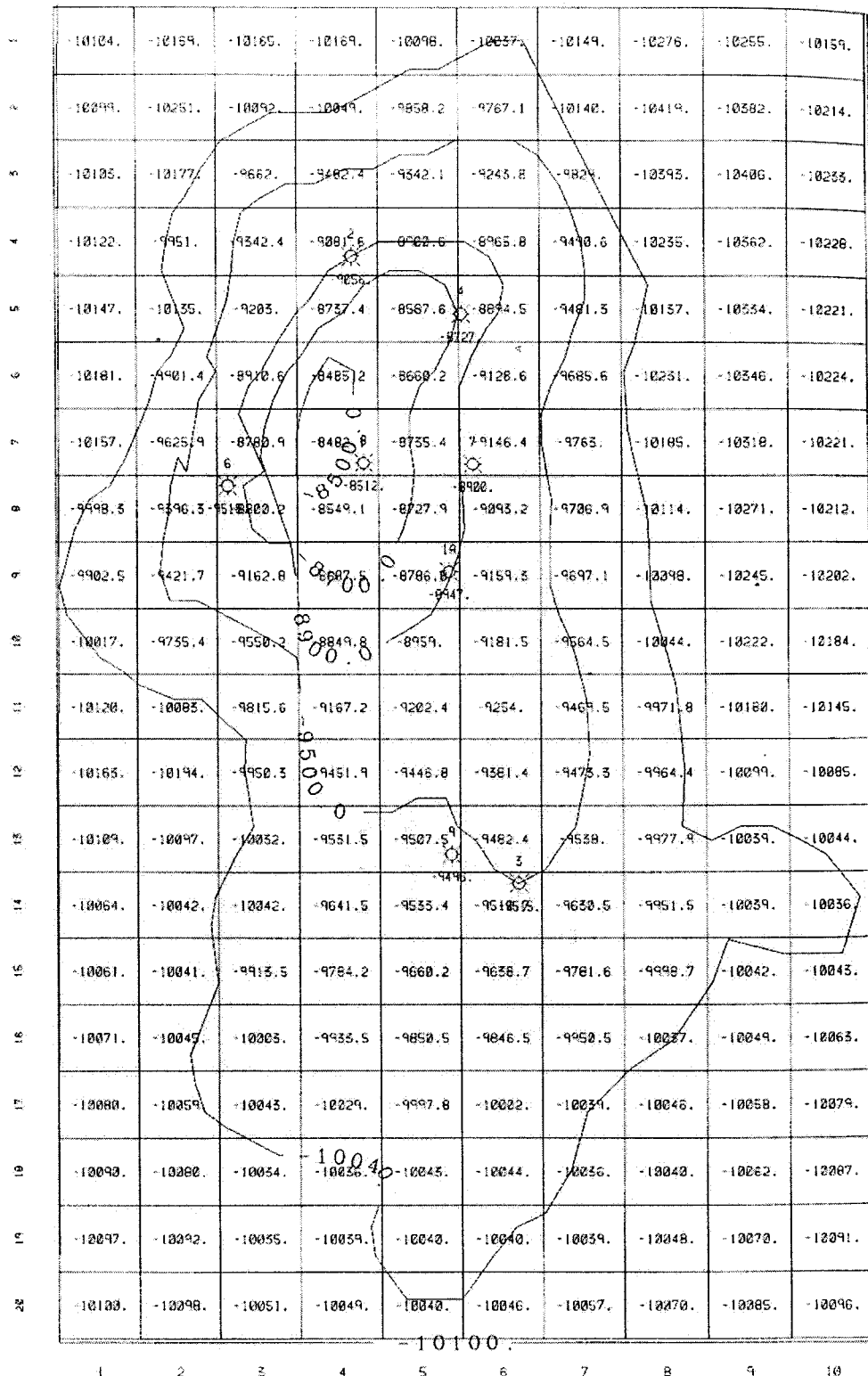
ภาคผนวก ช (1)

TOPS STRUCTURE OF EACH LAYER IN PROJECT PPNEW

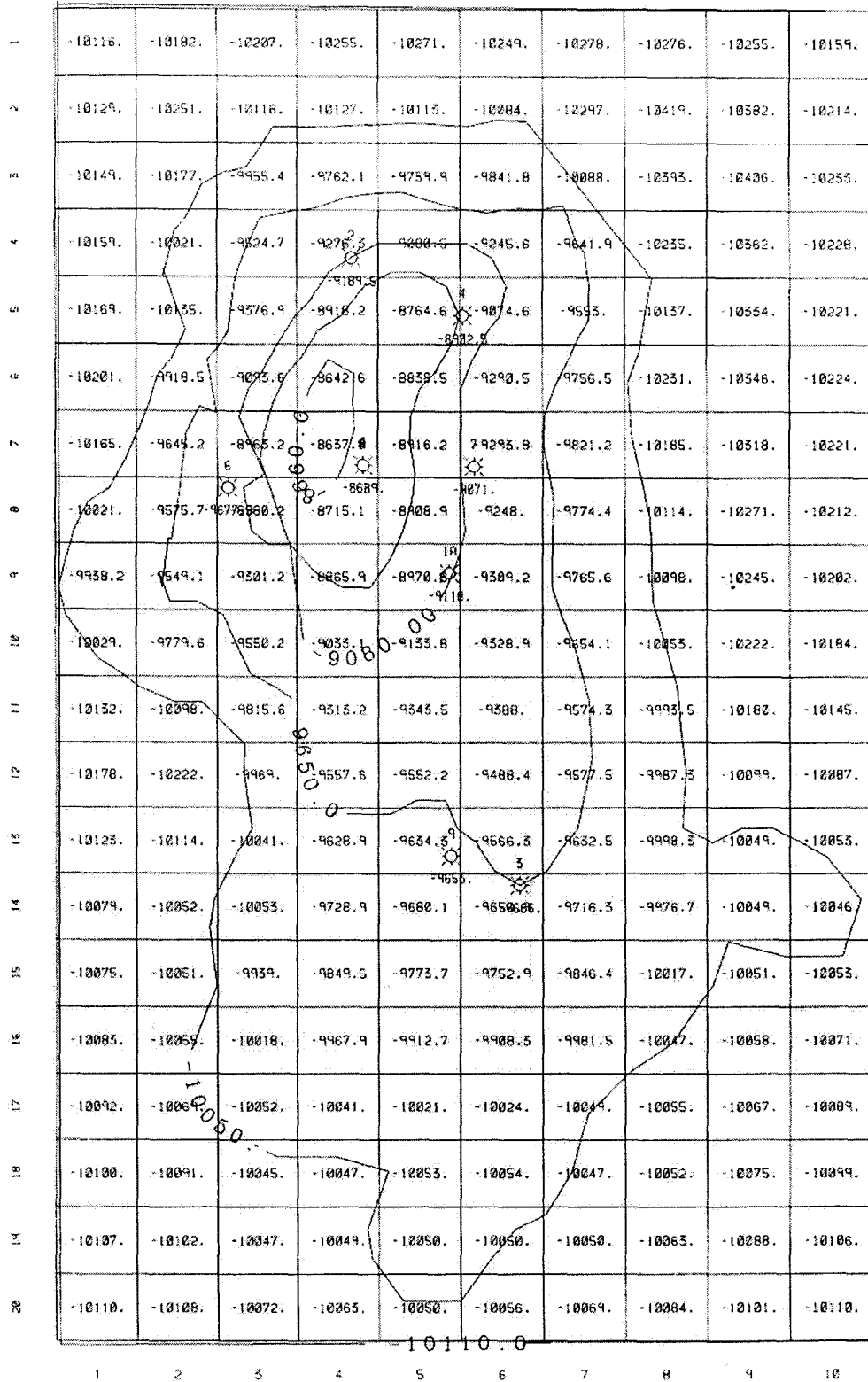
Tops Structure of Layer2



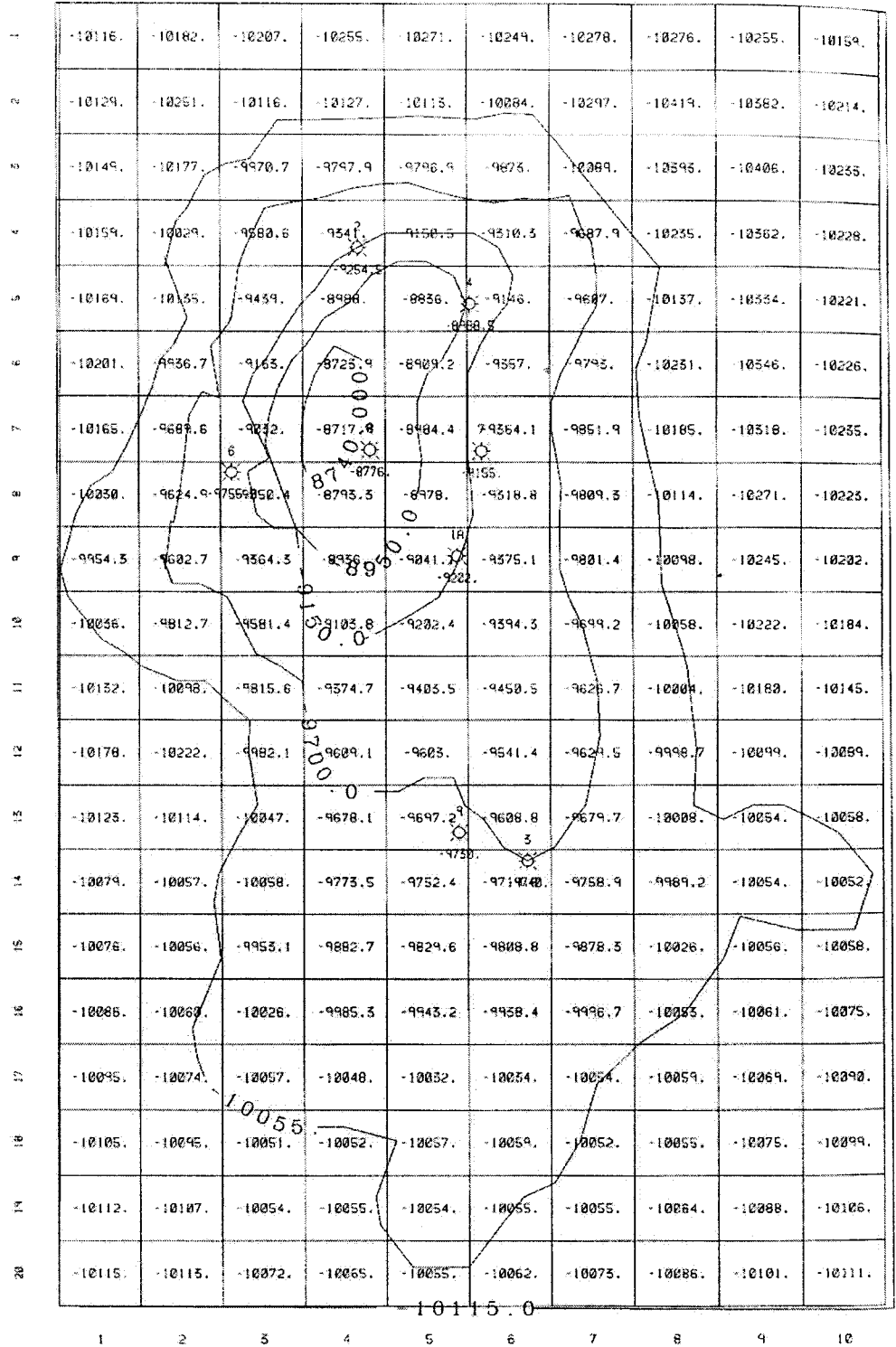
Tops Structure of Layer1



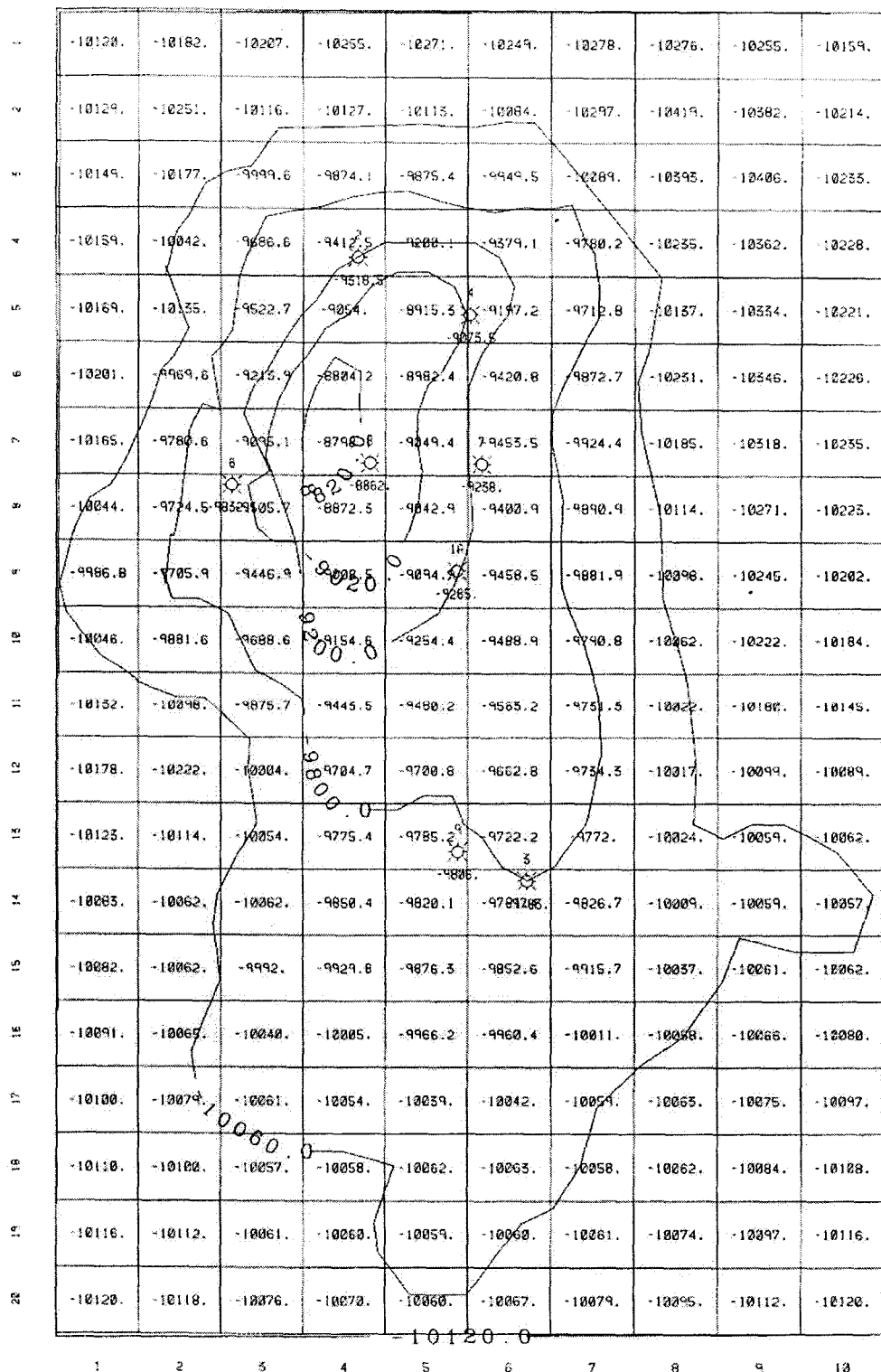
Tops Structure of Layer3



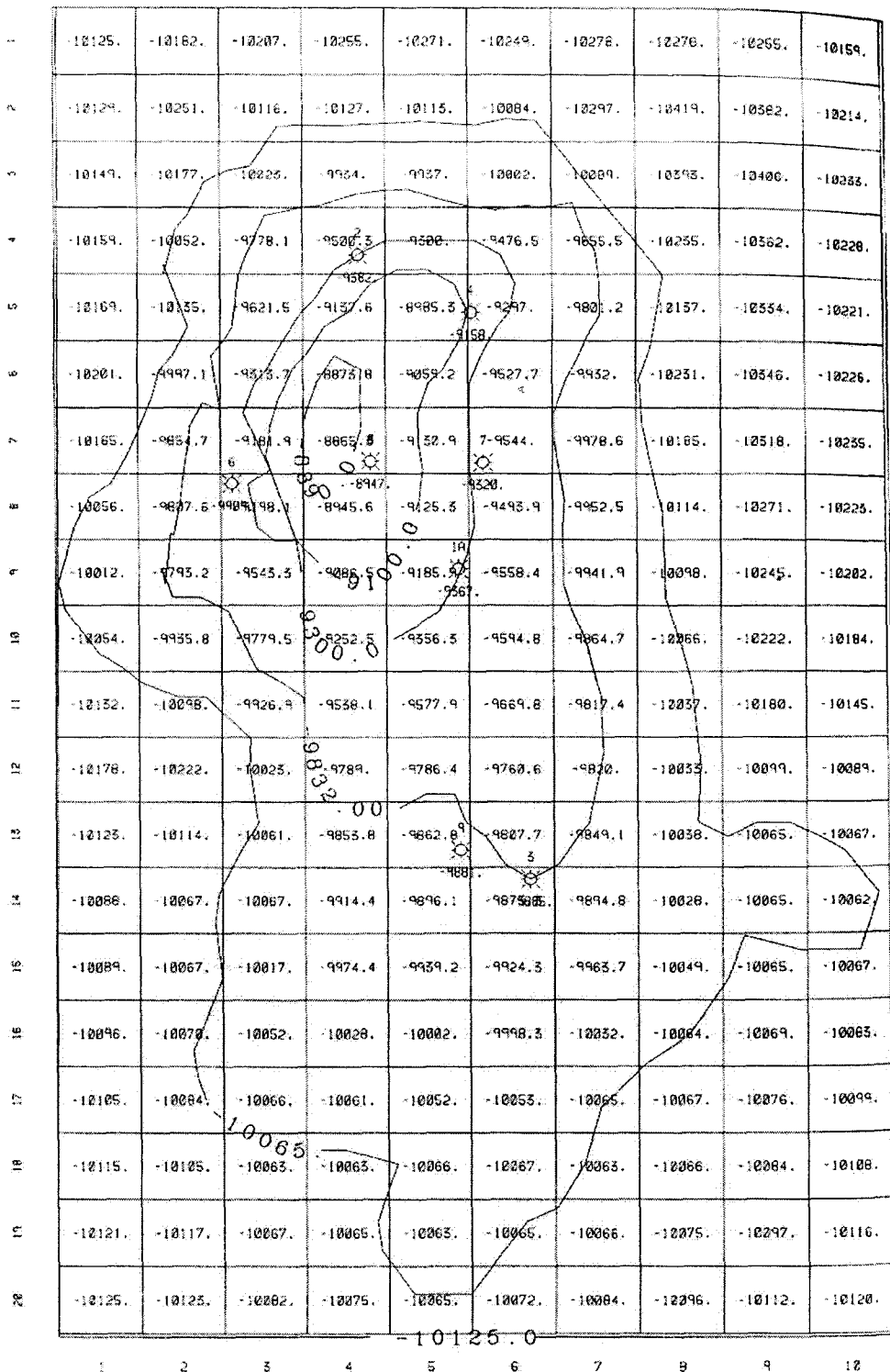
Tops Structure of Layer4



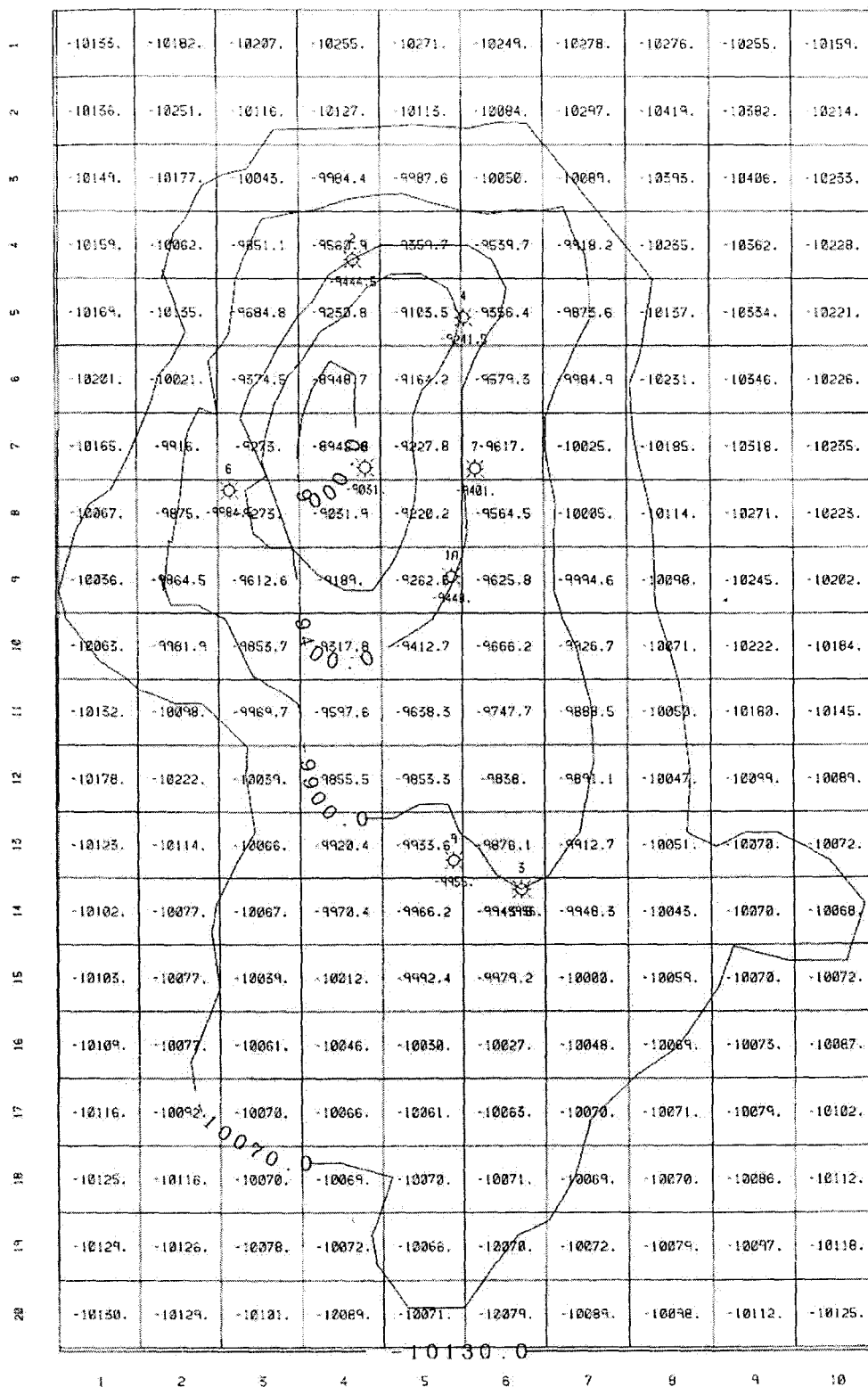
Tops Structure of Layer5



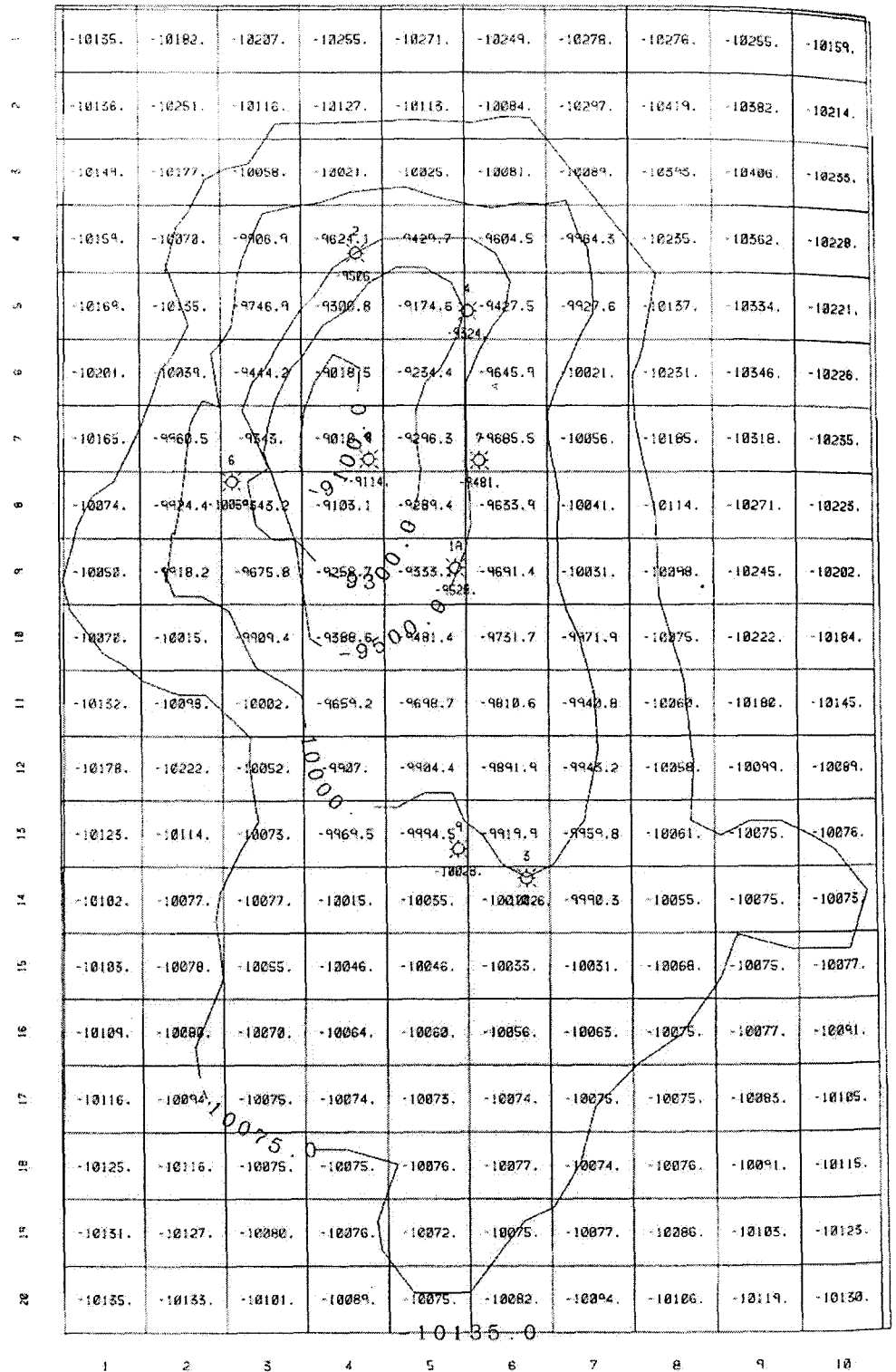
Tops Structure of Layer 6



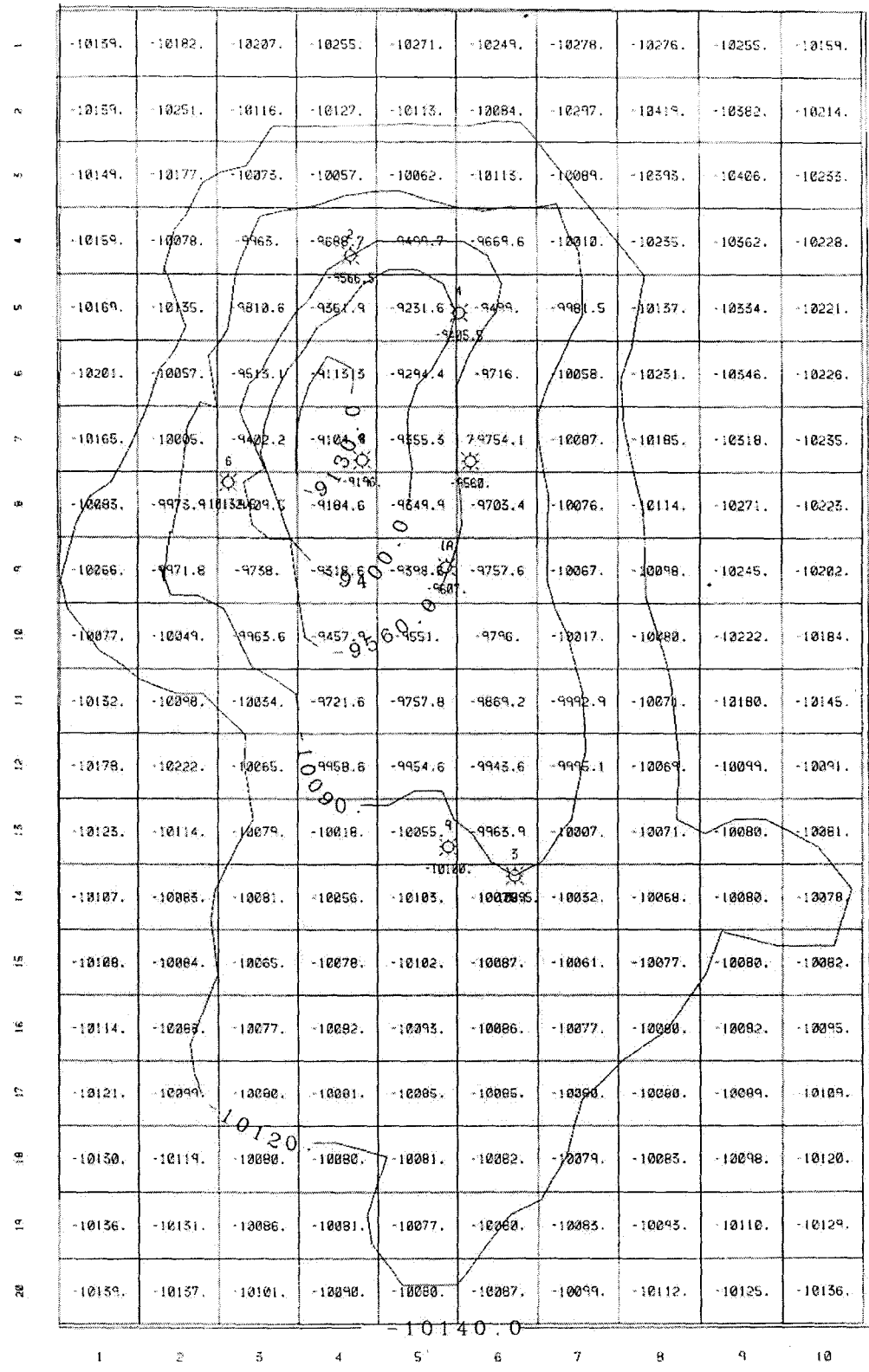
Tops Structure of Layer7



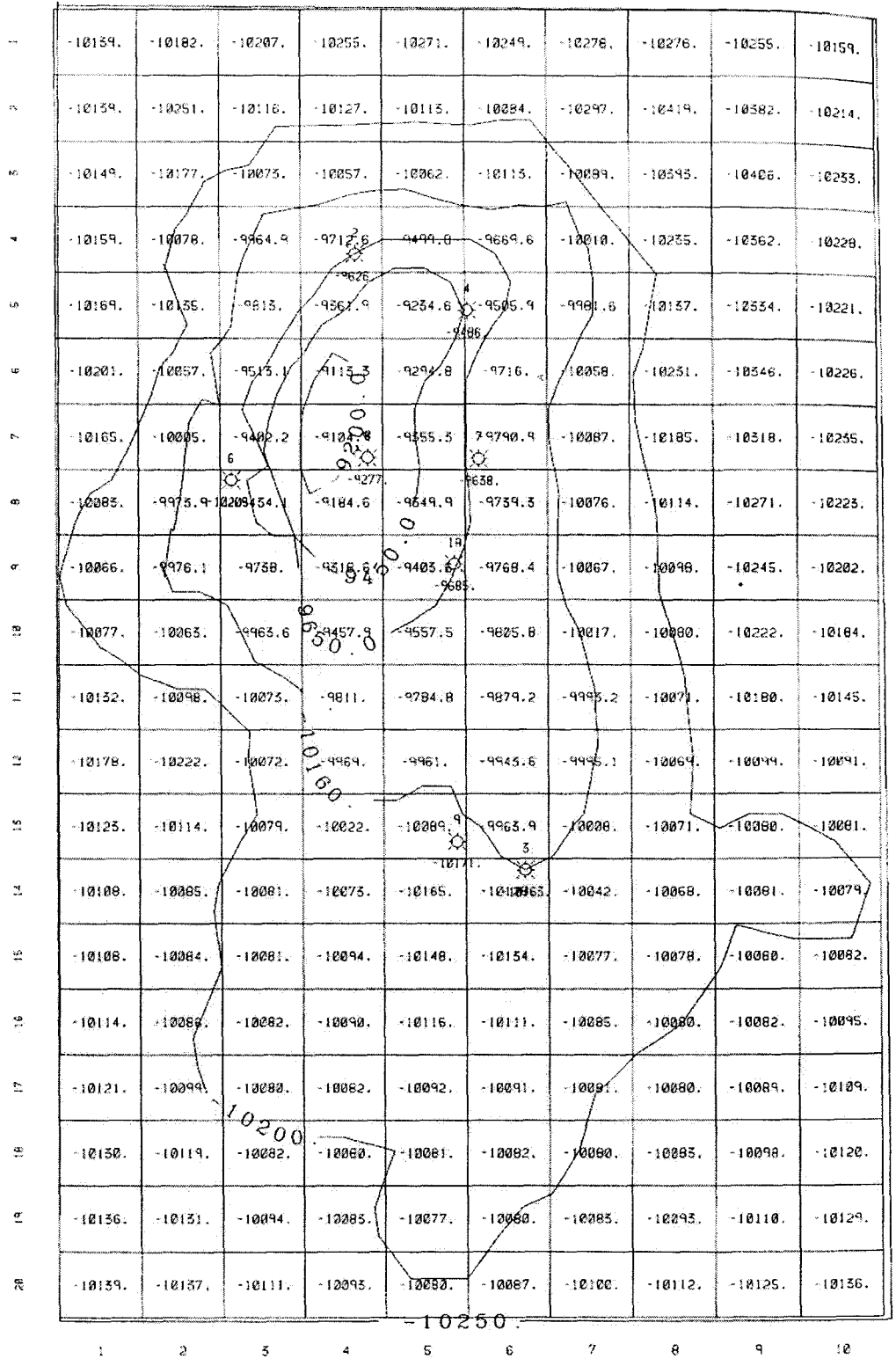
Tops Structure of Layer8



Tops Structure of Layer9



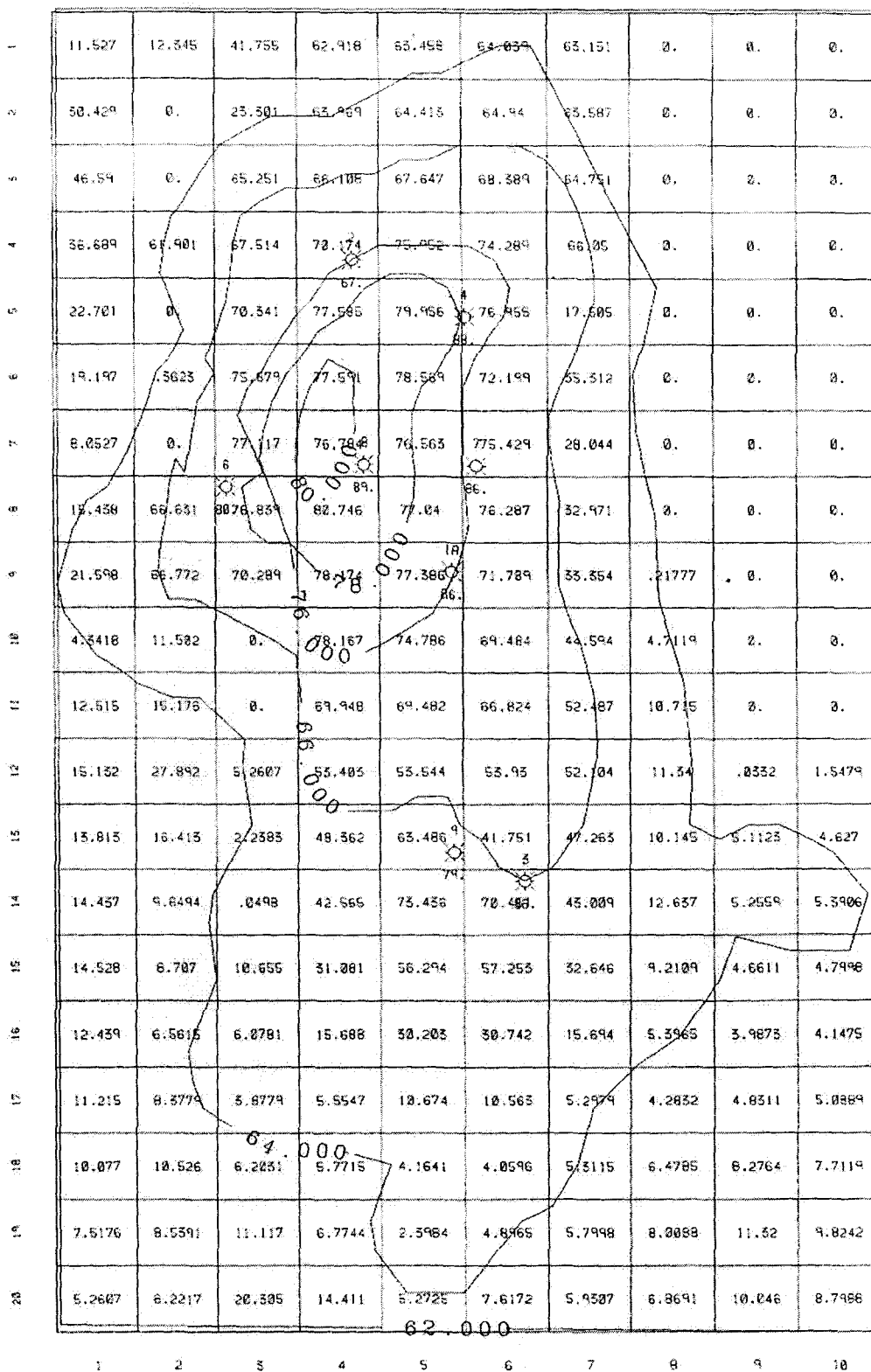
Tops Structure of Layer10



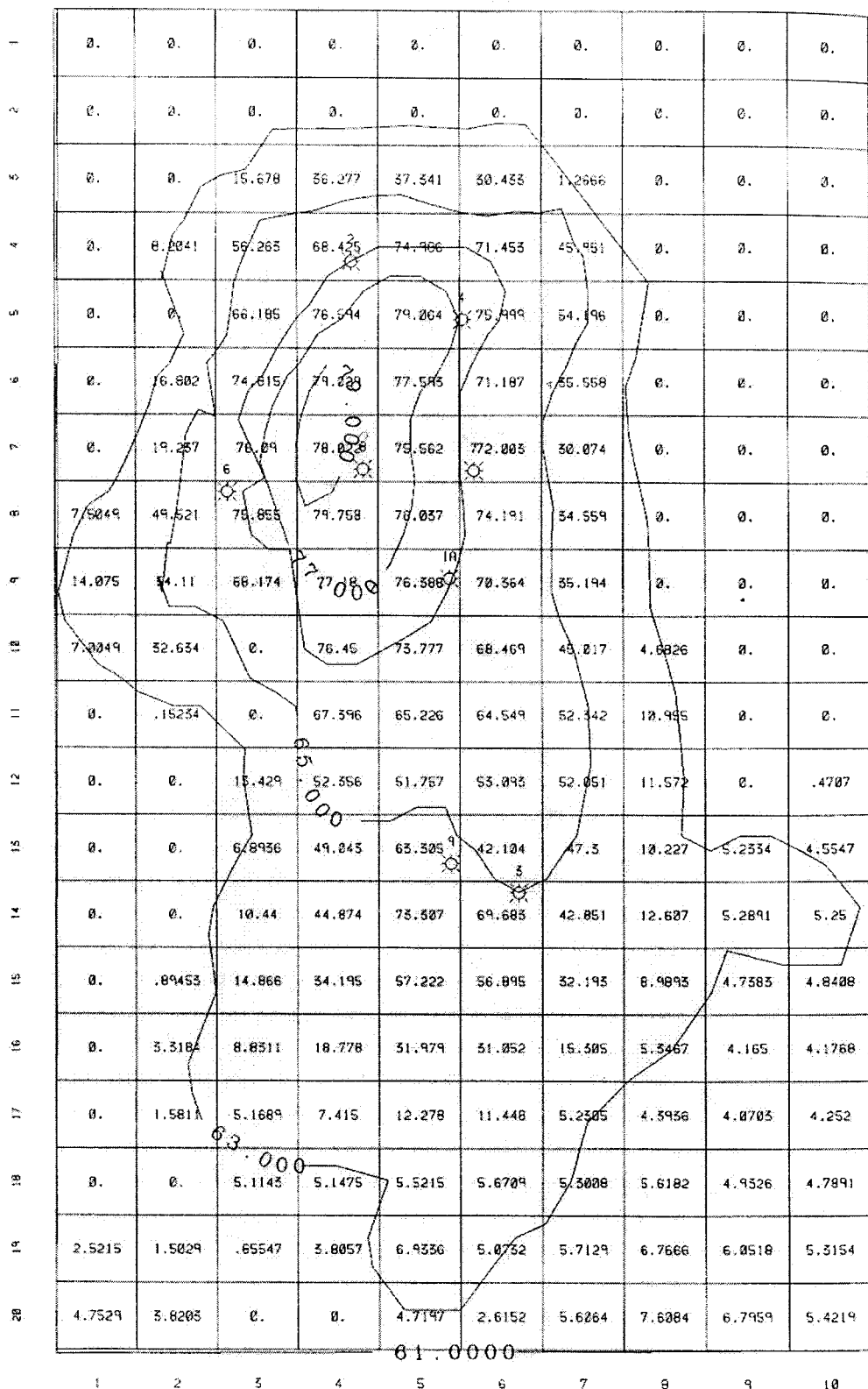
ภาคผนวก ข (2)

VERTICAL GROSS THICKNESS OF EACH LAYER IN PROJECT PPNEW

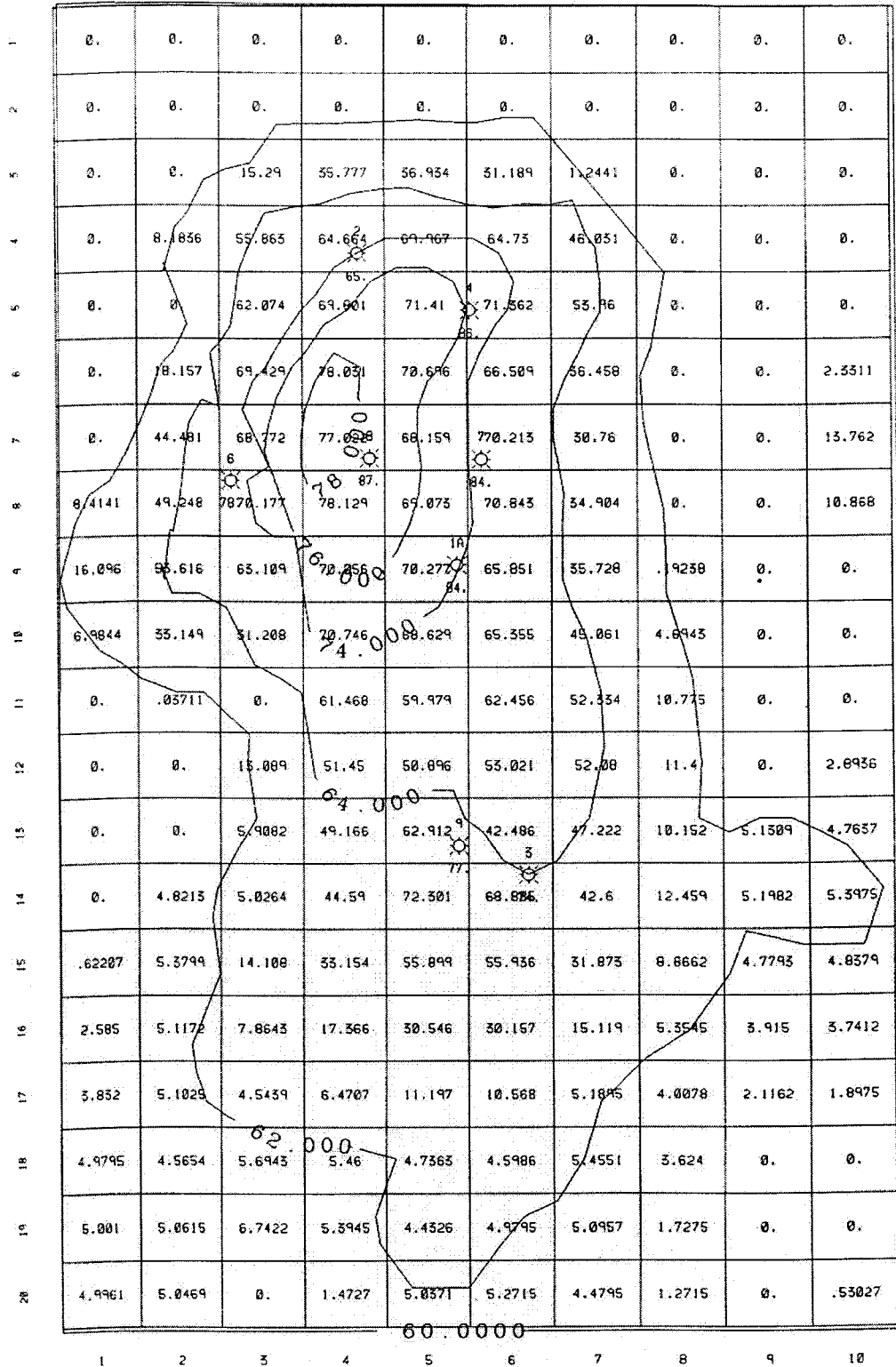
Vertical Gross Thickness of Layer 1



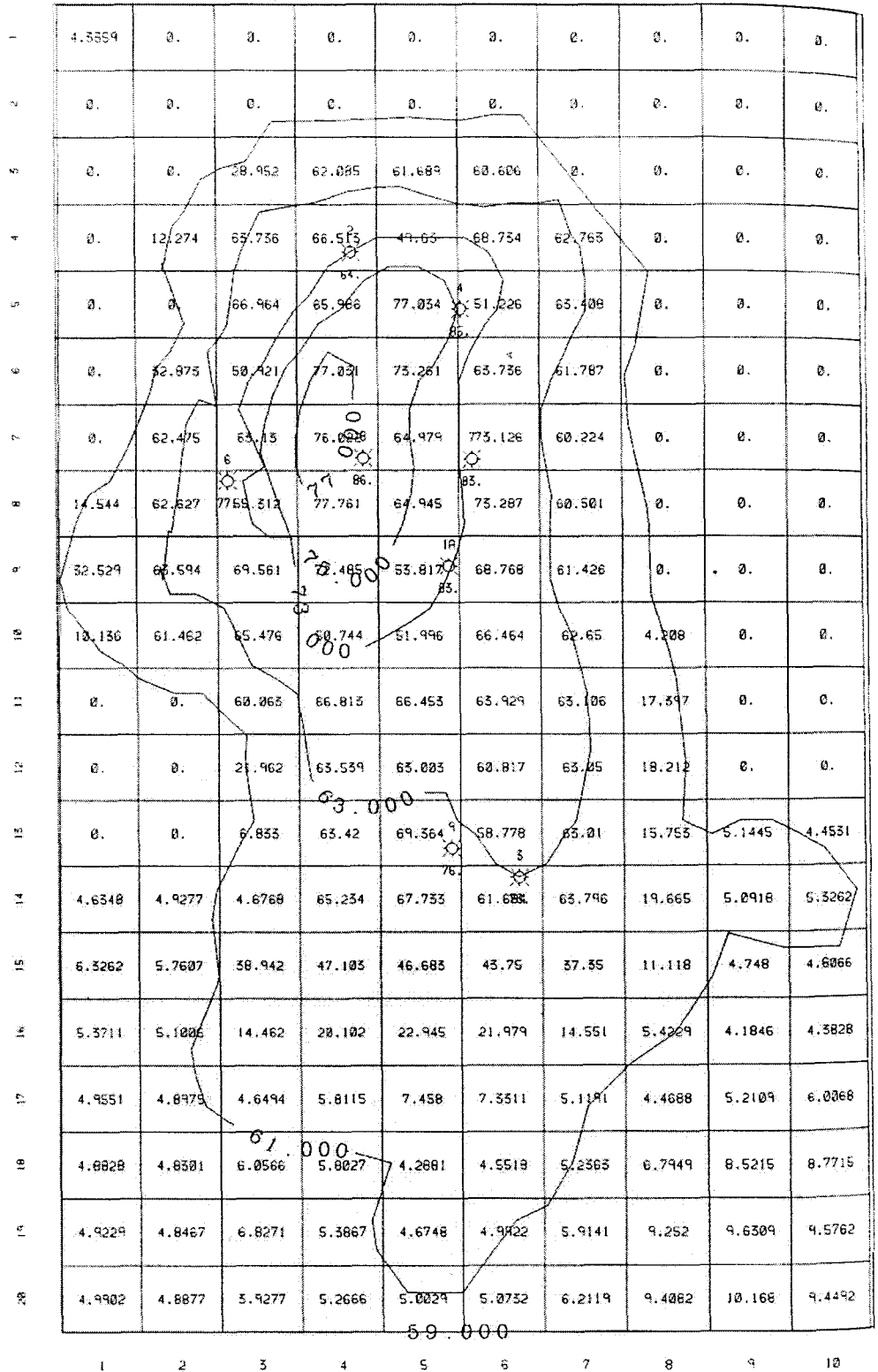
Vertical Gross Thickness of Layer2



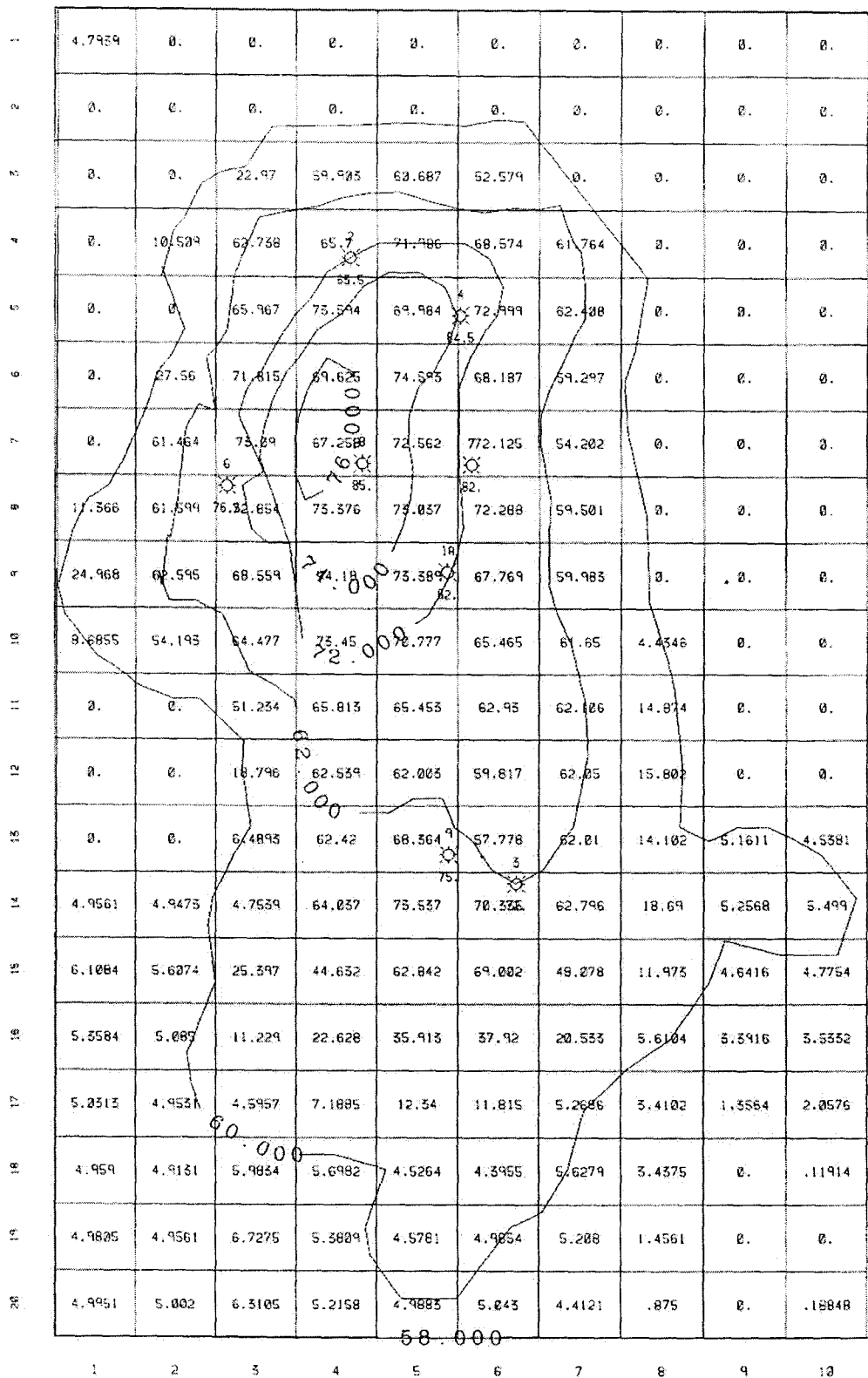
Vertical Gross Thickness of Layer3



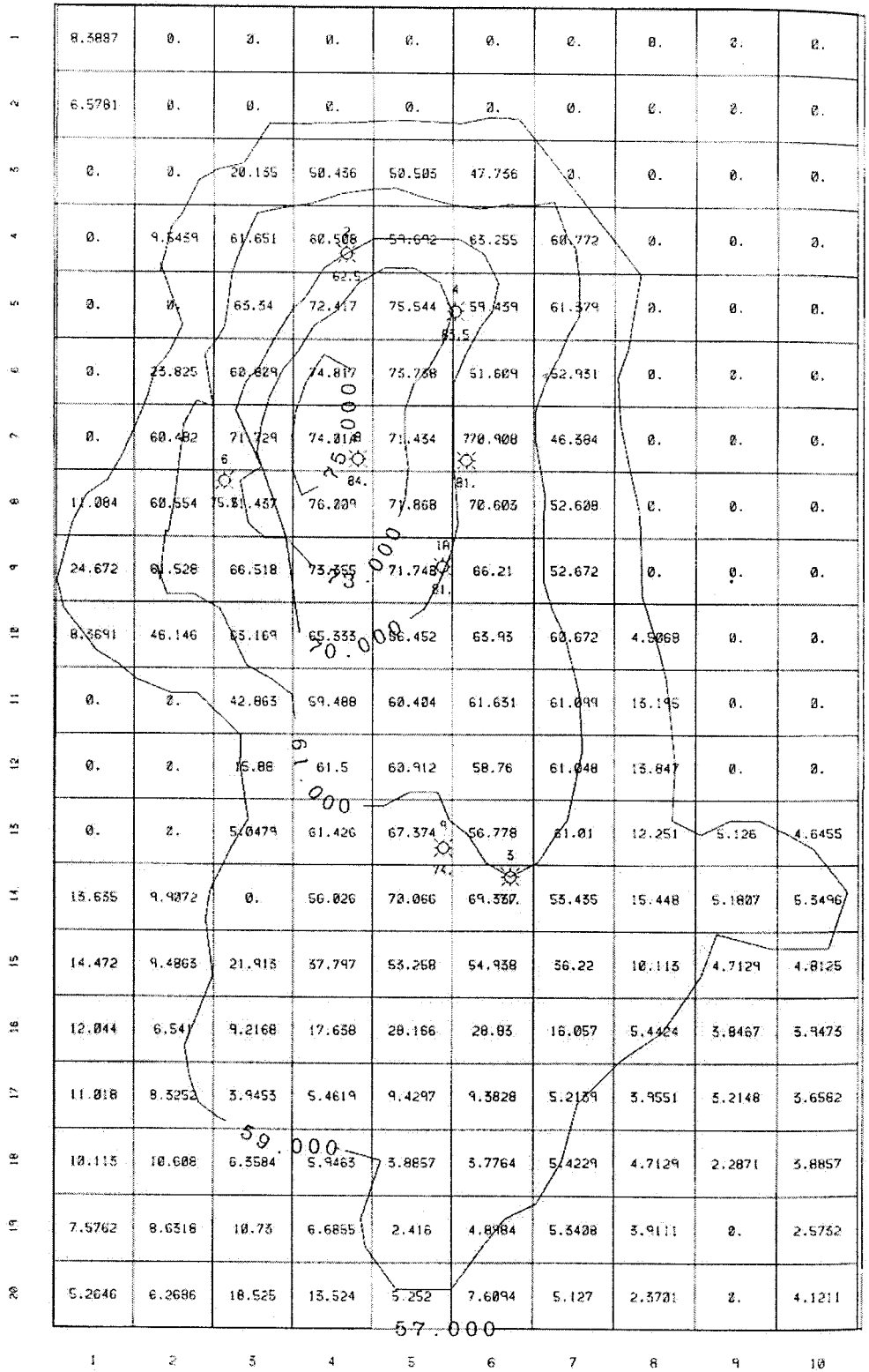
Vertical Gross Thickness of Layer 4



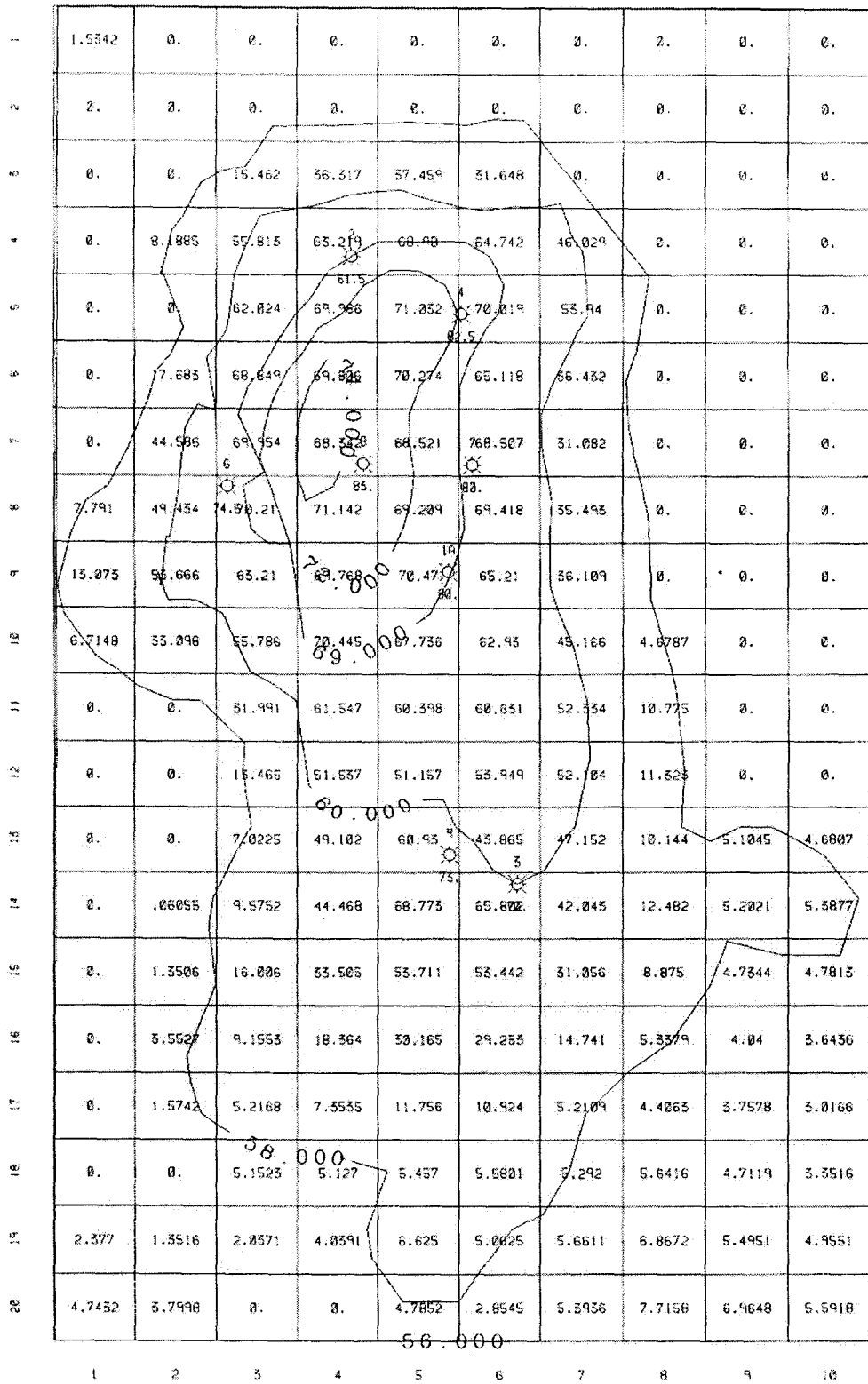
Vertical Gross Thickness of Layer5



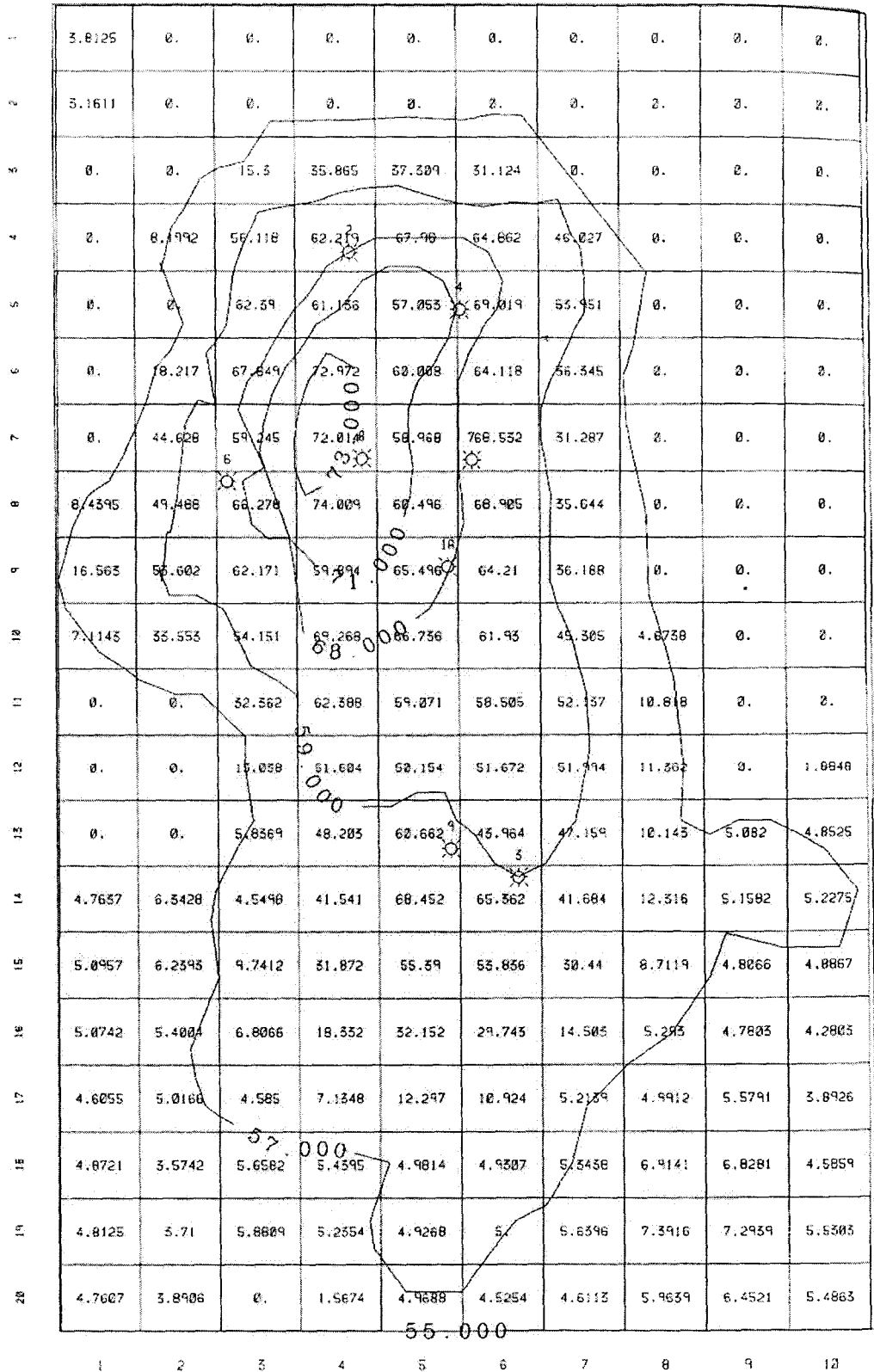
Vertical Gross Thickness of Layer 6



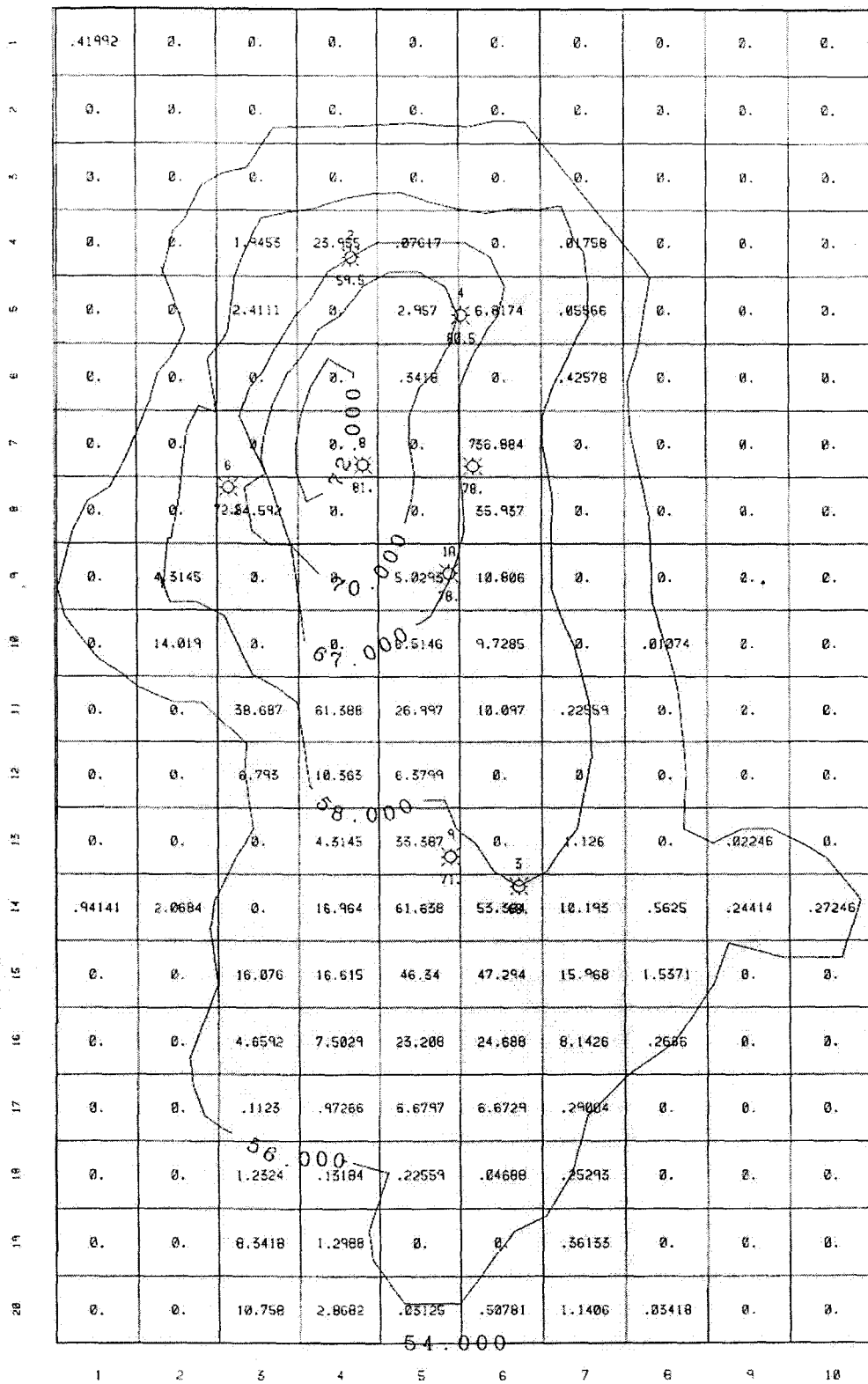
Vertical Gross Thickness of Layer 7



Vertical Gross Thickness of Layer 8



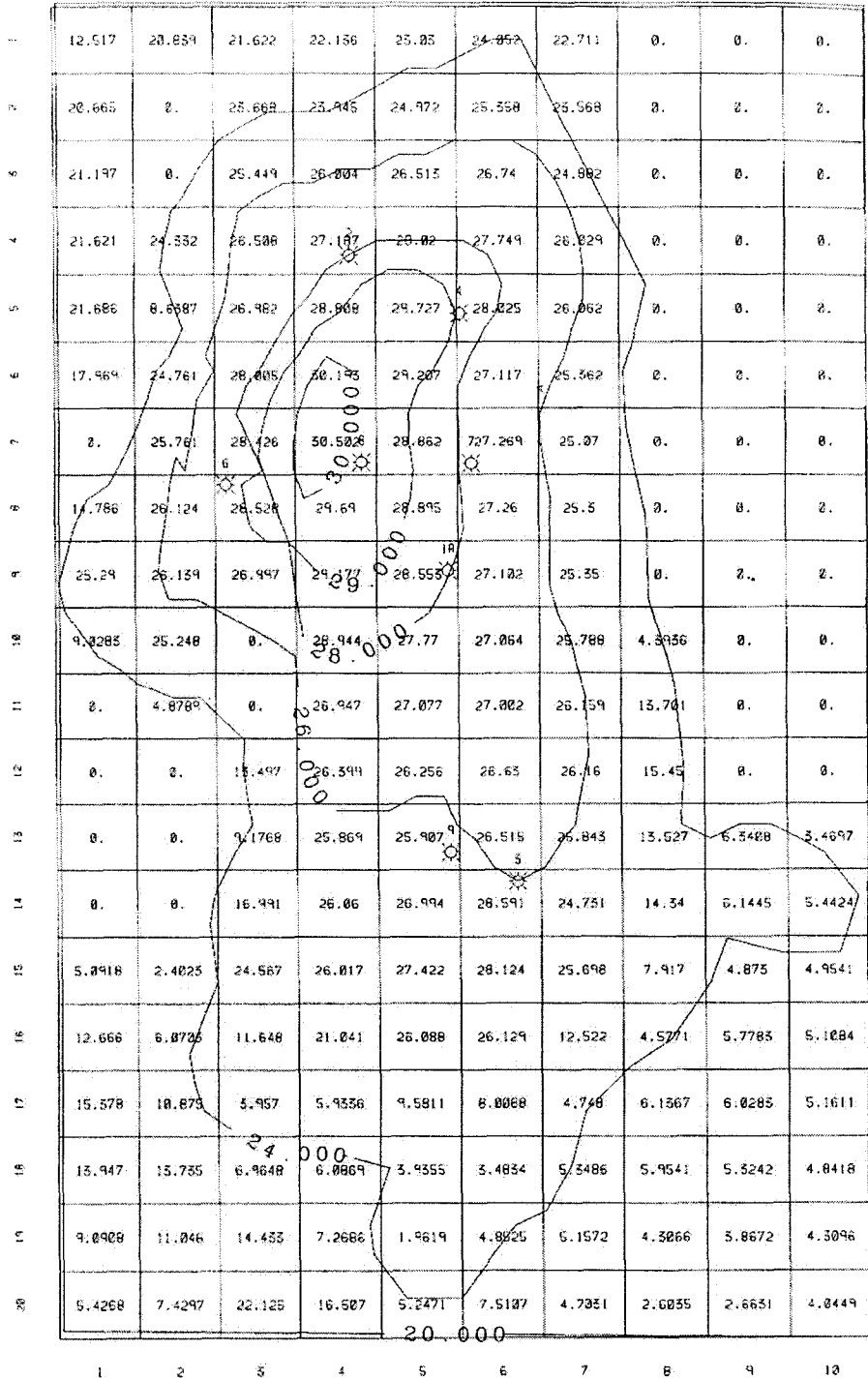
Vertical Gross Thickness of Layer9



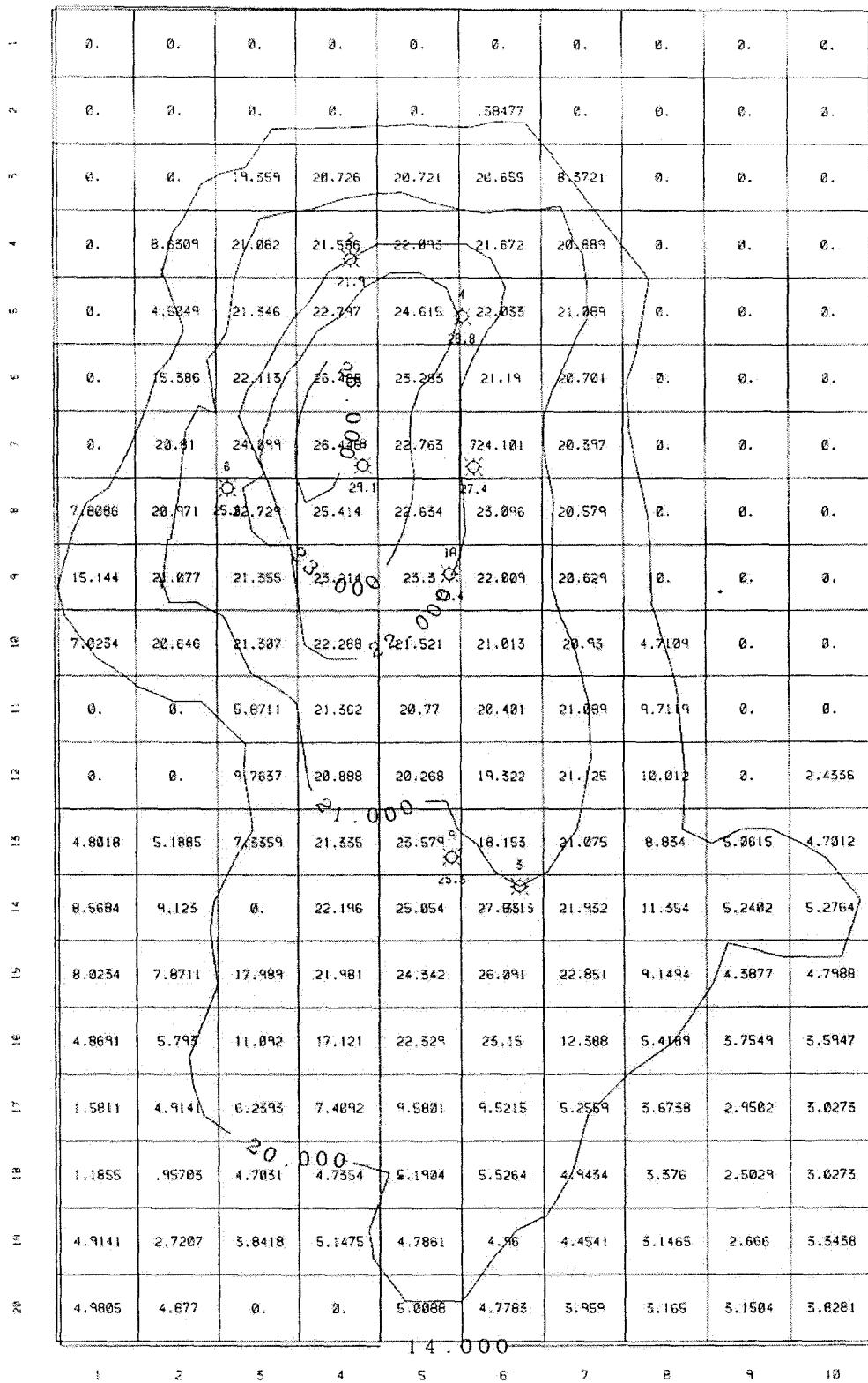
ภาคผนวก ข (3)

VERTICAL NET THICKNESS OF EACH LAYER IN PROJECT PPNEW

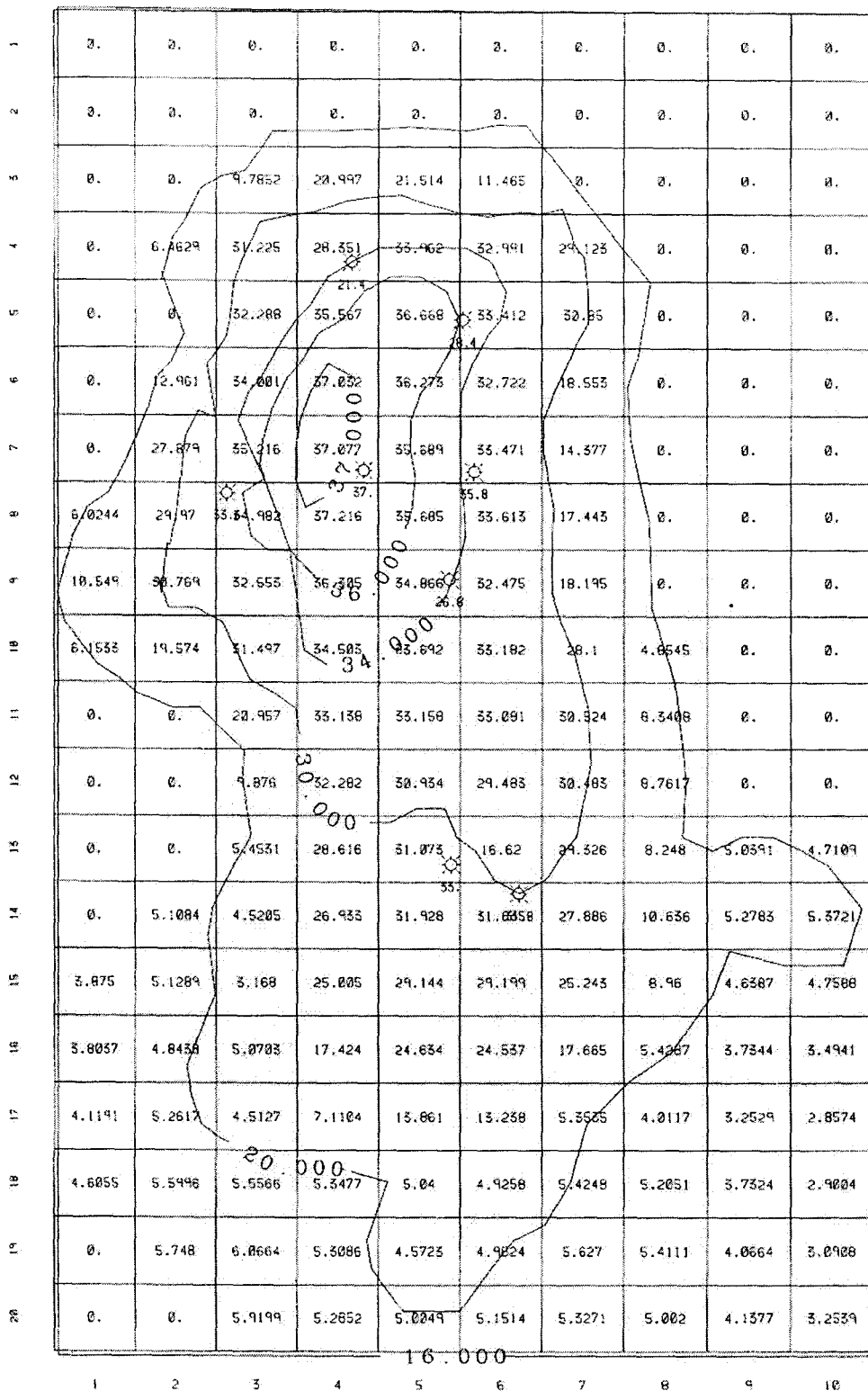
Vertical Net Thickness of Layer1



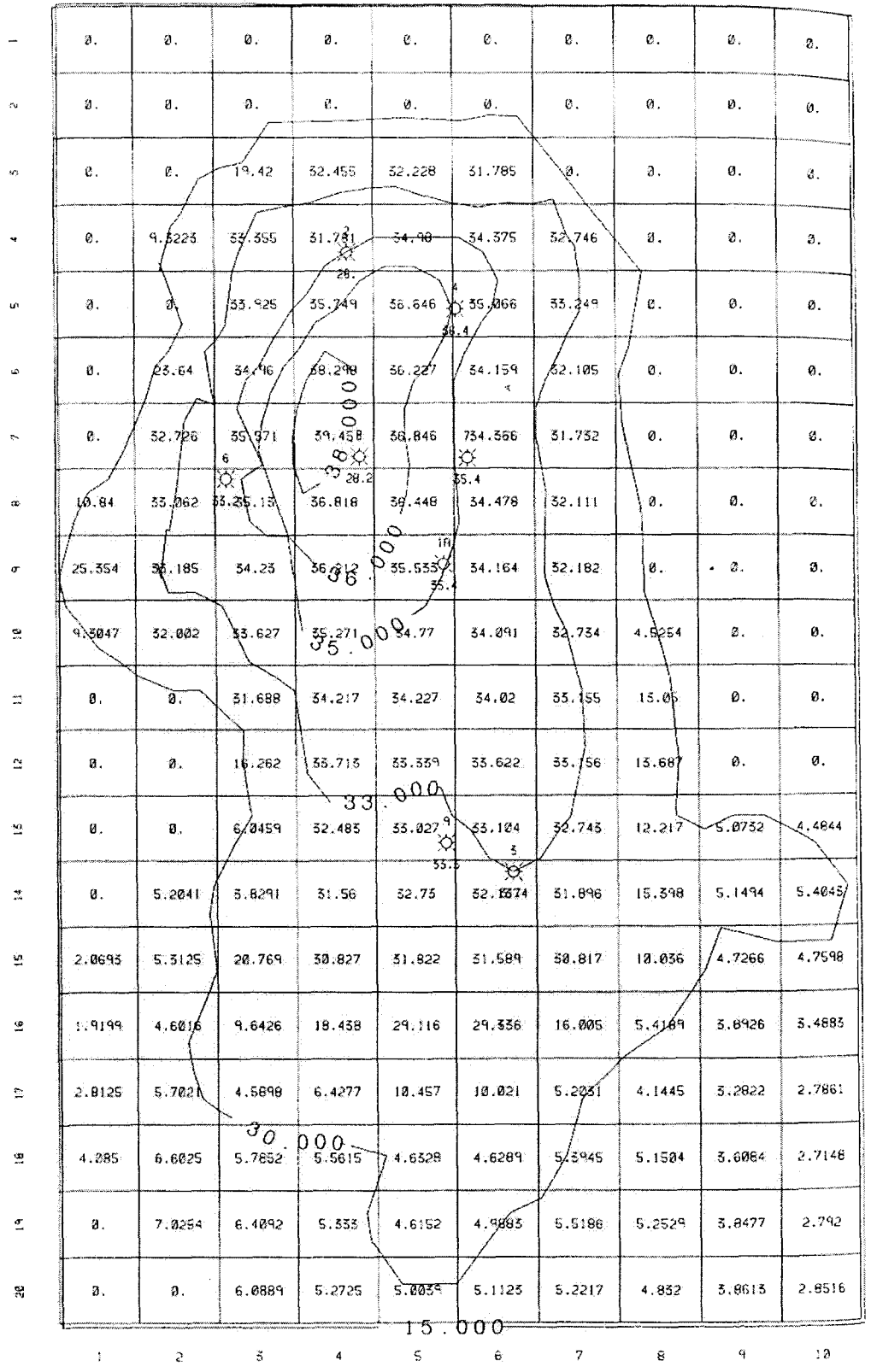
Vertical Net Thickness of Layer3



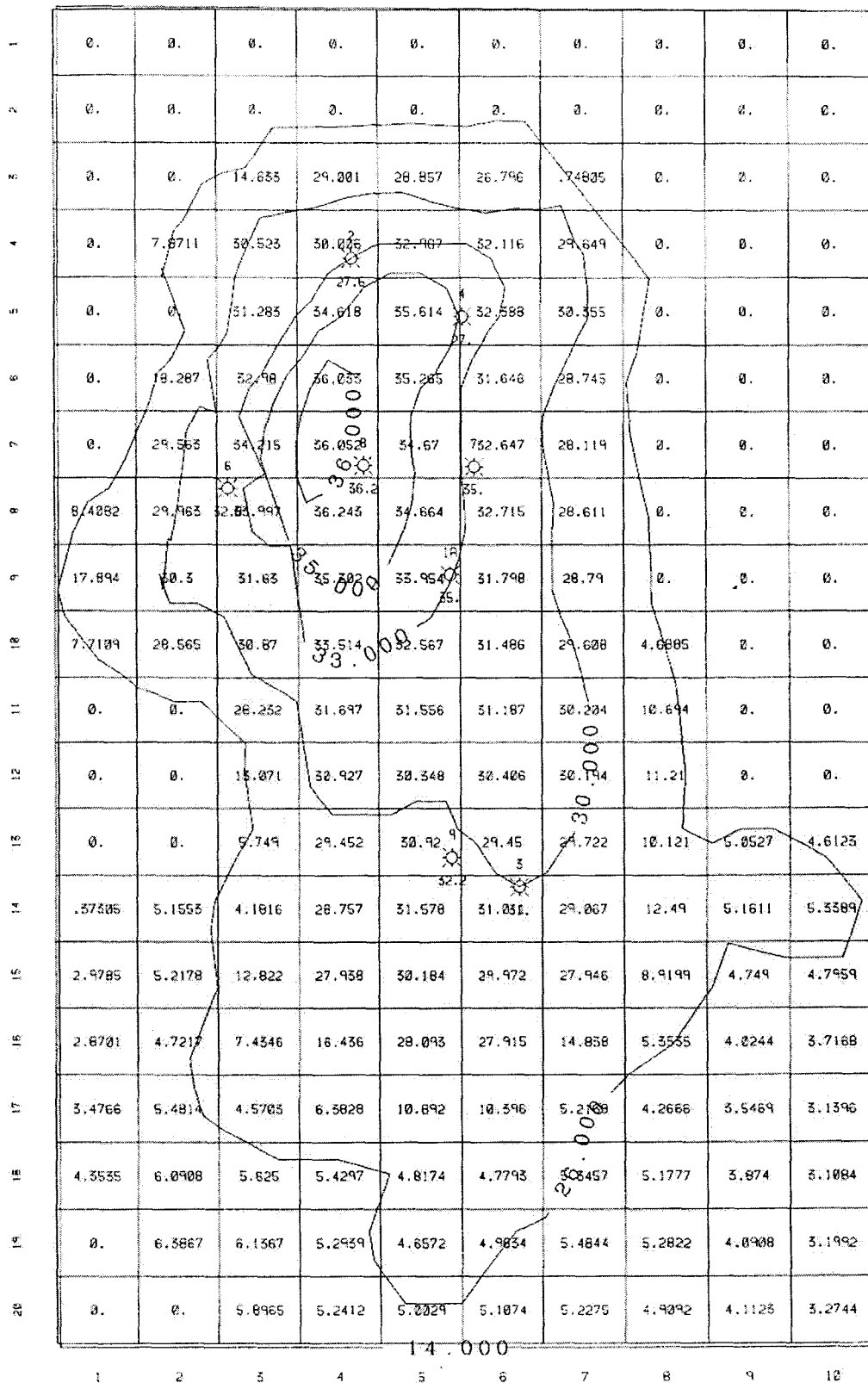
Vertical Net Thickness of Layer5



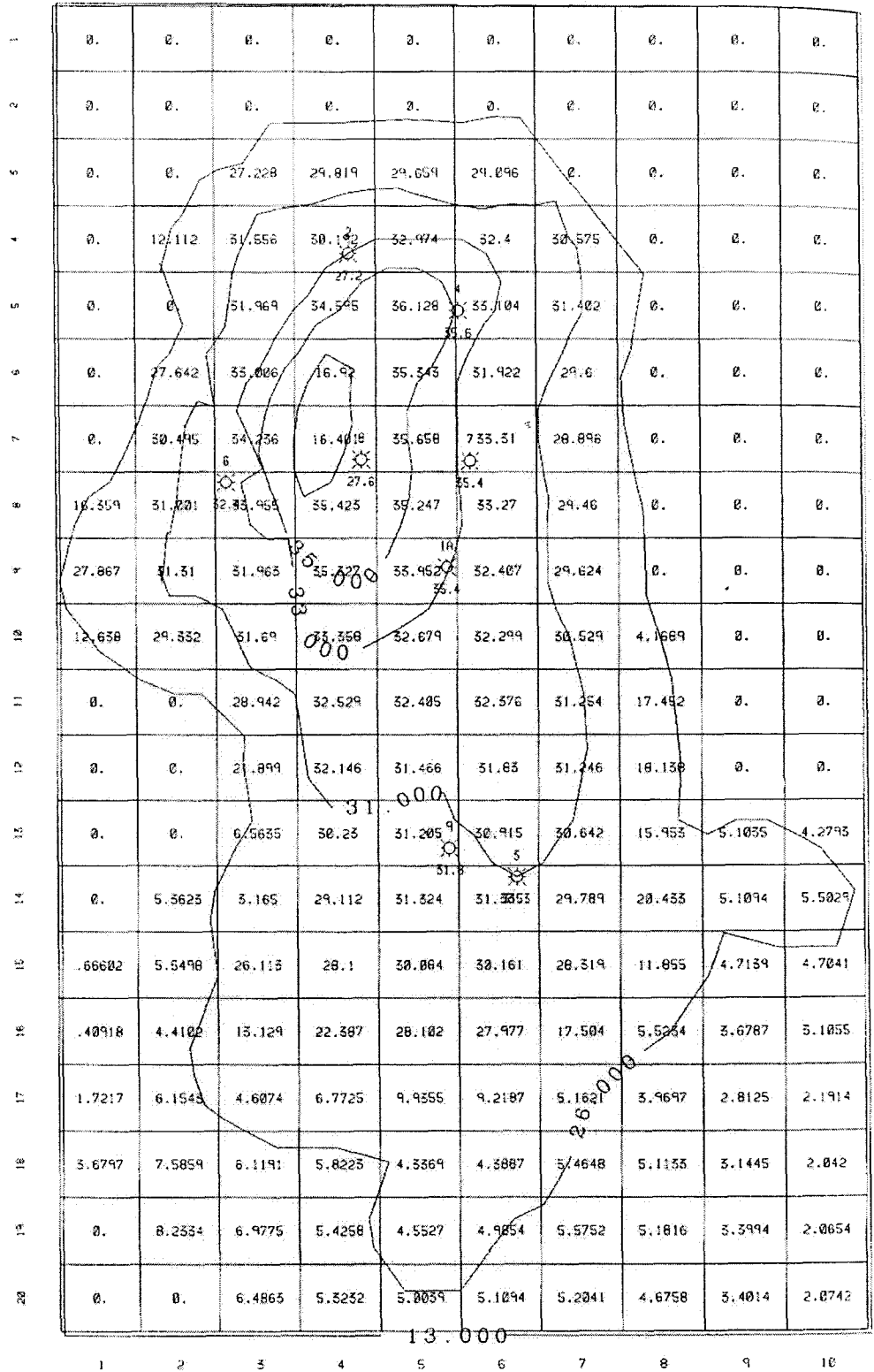
Vertical Net Thickness of Layer 6



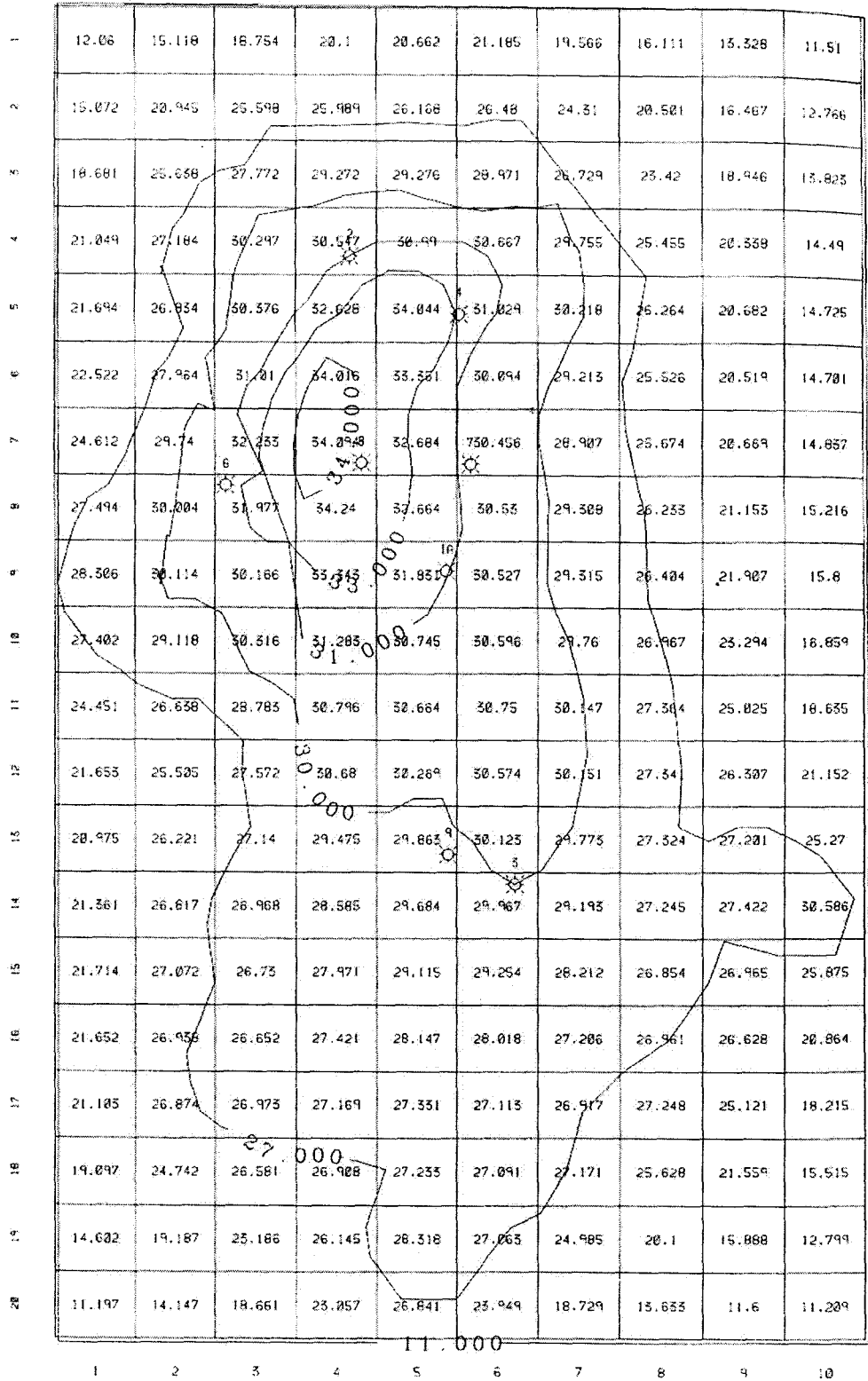
Vertical Net Thickness of Layer7



Vertical Net Thickness of Layer 8



Vertical Net Thickness of Layer10



ภาคผนวก ซ

DATA INPUT IN SIMULATION MODEL

Data input of project PPnew in simulation model

1. Field data

- Production area = 30km^2 = 7800 acres.
- Depth to top of structure = -8,500 feet.
- Initial pressure = 6,570 psia.
- Initial temperature = 213 °F
- Base data for simulation @ 01-01-91 (DD-MM-YY).

Input unit : English - SPE Standard.

Output unit: English - SPE Standard.

2. Rock properties data

- Gross thickness = 82 feet.
- Net thickness = 28 feet.
- Irreducible water saturation = 0.1 fraction.
- Critical Gas Saturation = 0.05 fraction.
- Relative Permeability to gas @ Irreducible water saturation = 1.0 fraction
- Pore Size Distribution Index = 0.8
- Capillary Entry Pressure - G/W = 1.0 psia.
- Constant compressibility for matrix Rock = $0.6 \text{ E-}5 \text{ psi}^{-1}$

3. Fluid data

3.1 Gas property

- Gas gravity = 0.59

3.2 Water property

- Density @ standard conditions = 62.4 lb/cu.ft.
- Compressibility = $3.0 \text{ E-}6 \text{ 1/psi}$.
- Viscosity = 0.5 cp.
- Formation volume factor @ initial reservoir pressure = 1.001 RB/STB
- Standard pressure = 14.65 psia.
- Standard temperature = 60 °F
- Maximum pressure current = 7,000 psia.

4. Grid

Number of layers to model	=	10	layers.
x-origin on map	=	1,561,703.5	
y-origin on map	=	6,067,974.5	
Grid angle (x-axis)	=	0	
Number of x-increments	=	10	cells.
Size of x-increments	=	1,870.5	feet.
Number of y-increments	=	20	cells.
Size of y-increments	=	1,536.0	feet.

5. Equilibrium

Reference Elevation	=	-9,000	feet.
Pressure @ Reference elevation	=	6,570	psia.
Elevation of G-W contact	=	-10,040	feet.
G-W Capillary pressure @ constant elevation	=	0	psia

Data input of project KKME in simulation model

1. Field data

- Production area	=	19.22km ²	=	4,750	acres.
- Depth to top of structure	=	-8,500	feet.		
- Initial pressure	=	6,500	psia.		
- Initial temperature	=	213	°F		
- Base data for simulation	@	01-01-91	(DD-MM-YY).		

Input unit : English - SPE Standard.

Output unit: English - SPE Standard.

2. Rock properties data

- Gross thickness	=	65	feet.
- Net thickness	=	20	feet.
- Irreducible water saturation	=	0.1	fraction.
- Critical Gas Saturation	=	0.05	fraction.
- Relative Permeability to gas @ Irreducible water saturation	=	1.0	fraction

- Pore Size Distribution Index = 0.8
- Capillary Entry Pressure - G/W = 1.0 psia.
- Constant compressibility for matrix Rock = $0.6 \text{ E-5 } \text{psi}^{-1}$

3. Fluid data

3.1 Gas property

- Gas gravity = 0.59

3.2 Water property

- Density @ standard conditions = 62.4 lb/cu.ft.
- Compressibility = $3.0 \text{ E-6 } \text{l/psi}$.
- Viscosity = 0.5 cp.
- Formation volume factor @ initial reservoir pressure = 1.001 RB/STB
- Standard pressure = 14.65 psia.
- Standard temperature = 60 °F
- Maximum pressure current = 7,000 psia.

4. Grid

- Number of layers to model = 10 layers.
- x-origin on map = 0
- y-origin on map = 0
- Grid angle (x-axis) = 0
- Number of x-increments = 10 cells.
- Size of x-increments = 1,017.05 feet.
- Number of y-increments = 20 cells.
- Size of y-increments = 1,017.05 feet.

5. Equilibrium

- Reference Elevation = -9,000 feet.
- Pressure @ Reference elevation = 6,500 psia.
- Elevation of G-W contact = 10,000 feet.
- G-W Capillary pressure @ constant elevation = 0 psia

Data input of project KK65 in simulation model

1. Field data

- Production area = 19.22km² = 4,750 acres.
- Depth to top of structure = -8,500 feet.
- Initial pressure = 6,500 psia.
- Initial temperature = 213 °F
- Base data for simulation @ 01-01-91 (DD-MM-YY).

Input unit : English - SPE Standard.

Output unit: English - SPE Standard.

2. Rock properties data

- Gross thickness = 60 feet.
- Net thickness = 20 feet.
- Irreducible water saturation = 0.1 fraction.
- Critical Gas Saturation = 0.05 fraction.
- Relative Permeability to gas @ Irreducible water saturation = 1.0 fraction
- Pore Size Distribution Index = 0.8
- Capillary Entry Pressure - G/W = 1.0 psia.
- Constant compressibility for matrix Rock = 0.6 E-5 psi⁻¹

3. Fluid data

3.1 Gas property

- Gas gravity = 0.59

3.2 Water property

- Density @ standard conditions = 62.4 lb/cu.ft.
- Compressibility = 3.0 E-6 1/psi.
- Viscosity = 0.5 cp.
- Formation volume factor @ initial reservoir pressure = 1.001 RB/STB
- Standard pressure = 14.65 psia.
- Standard temperature = 60 °F
- Maximum pressure current = 7,000 psia.

4. Grid

Number of layers to model	=	10	layers.
x-origin on map	=	0	
y-origin on map	=	0	
Grid angle (x-axis)	=	0	
Number of x-increments	=	10	cells.
Size of x-increments	=	1,017.05	feet.
Number of y-increments	=	20	cells.
Size of y-increments	=	1,017.05	feet.

5. Equilibrium

Reference Elevation	=	-9,000	feet.
Pressure @ Reference elevation	=	6,500	psia.
Elevation of G-W contact	=	10,000	feet.
G-W Capillary pressure @ constant elevation	=	0	psia

ภาคผนวก ฅ

THE WORK PLAN AND BASIC COSTS

The exploration work plan of project PPnew is following this

- 1st year @ 2000 : 2-D seismic investigation 600 kilometers
: Geological survey
- 2nd year @ 2001 : 3-D seismic investigation 120 square-kilometers
: Drill one exploration well
- 3rd year @ 2002 : First phase gas pipeline (8 kilometers)
:Drill three appraisal wells
- 4th year @ 2003 : Drill three development wells
: Second phase gas pipeline (6 kilometers)
: Installing processing facility
- 5th year @ 2004 : Starting economic production and stop at the end of 32th year.
- 6th year @ 2004 : Drill two development wells

The exploration work plan of project KKME is following this

- 1st year @ 2000 : 2-D seismic investigation 300 kilometers
: Geological survey
- 2nd year @ 2001 : 3-D seismic investigation 60 square-kilometers
: Drill one exploration well
- 3rd year @ 2002 : First phase gas pipeline (four kilometers)
:Drill three appraisal wells
- 4th year @ 2003 : Drill two development wells
: Second phase gas pipeline (three kilometers)
: Installing processing facility
- 5th year @ 2004 : Starting economic production and stop at the end of 24th year.

The exploration work plan of project KK65 is following this

- 1st year @ 2000 : 2-D seismic investigation 300 kilometers
: Geological survey
- 2nd year @ 2001 : 3-D seismic investigation 60 square-kilometers
: Drill one exploration well

- 3rd year @ 2002 : First phase gas pipeline (four kilometers)
:Drill three appraisal wells
- 4th year @ 2003 : Drill two development wells
: Second phase gas pipeline (three kilometers)
: Installing processing facility
- 5th year @ 2004 : Starting economic production and stop at the end of 24th year.

Basic cost assumptions of project PPnew

a. Number of exploration well	1
Number of appraisal well	3
Number of development well	5
b. Sale gas reserve (BCF)	558
c. Gas heating value (BTU/SCF)	1,000
d. Exchange rate (Bath to US\$)	40
e. Sliding scale royalty (%)	10
f. Income tax (%)	50
g. Escalation factor (%)	2
h. Discount rate (%)	7.25
i. Tangible cost (%)	80
j. Intangible cost (%)	20
k. Depreciation of Tangible cost (%)	2

Basic cost assumptions of project KKME

a. Number of exploration well	1
Number of appraisal well	3
Number of development well	2
b. Sale gas reserve (BCF)	239
c. Gas heating value (BTU/SCF)	1,000
d. Exchange rate (Bath to US\$)	40
e. Sliding scale royalty (%)	10

f. Income tax (%)	50
g. Escalation factor (%)	2
h. Discount rate (%)	7.25
i. Tangible cost (%)	80
j. Intangible cost (%)	20
k. Depreciation of Tangible cost (%)	2

Basic cost assumptions of project KK65

a. Number of exploration well	1
Number of appraisal well	3
Number of development well	2
b. Sale gas reserve (BCF)	260
c. Gas heating value (BTU/SCF)	1,000
d. Exchange rate (Bath to US\$)	40
e. Sliding scale royalty (%)	10
f. Income tax (%)	50
g. Escalation factor (%)	2
h. Discount rate (%)	7.25
i. Tangible cost (%)	80
j. Intangible cost (%)	20
k. Depreciation of Tangible cost (%)	2

ภาคผนวก ๓

TANK MODEL CALCULATION FORM BY USING VISUAL BASIC 6.0

'Calculate z at reservoir condition.

Function calculate_Zr(P1 As Double) As Double

Dim Zrs As Double

If 100 < P1 And P1 <= 1000 Then

Zrs = 0.97 + (-0.00006 * (P1 - 500))

ElseIf 1000 < P1 And P1 <= 1500 Then

Zrs = 0.94 + (-0.00002 * (P1 - 1000))

ElseIf 1500 < P1 And P1 <= 2000 Then

Zrs = 0.93 + (-0.00002 * (P1 - 1500))

ElseIf 2000 < P1 And P1 <= 2400 Then

Zrs = 0.92 + (-0.000075 * (P1 - 2000))

ElseIf 2400 < P1 And P1 <= 3000 Then

Zrs = 0.917 + (0.0000117 * (P1 - 2400))

ElseIf 3000 < P1 And P1 <= 4000 Then

Zrs = 0.924 + (0.00004 * (P1 - 3000))

ElseIf 4000 < P1 And P1 <= 5000 Then

Zrs = 0.964 + (0.000056 * (P1 - 4000))

ElseIf 5000 < P1 And P1 <= 6000 Then

Zrs = 1.02 + (0.000067 * (P1 - 5000))

ElseIf 6000 < P1 And P1 < 7000 Then

Zrs = 1.087 + (0.000068 * (P1 - 6000))

Else

End If

calculate_Zr = Zrs

End Function

'Calculate viscosity at reservoir condition.

Function calculate_Mr(P1 As Double) As Double

Dim Mrs As Double

Mrs = 0.012 + (0.0000027 * (P1 - 800))

calculate_Mr = Mrs

End Function

'Calculate z at Flowing in Pipe.

Function calculate_Zf(P As Double) As Double

Dim Zfs As Double

If 100 < P And P <= 1000 Then

Zfs = 0.955 + (-0.00005 * (P - 500))

ElseIf 1000 < P And P <= 1500 Then

Zfs = 0.933 + (-0.000092 * (P - 1000))

ElseIf 1500 < P And P <= 2000 Then

Zfs = 0.884 + (-0.000038 * (P - 1500))

ElseIf 2000 < P And P <= 2400 Then

Zfs = 0.865 + (-0.00002 * (P - 2000))

ElseIf 2400 < P And P <= 3000 Then

Zfs = 0.855 + (0.000008 * (P - 2400))

ElseIf 3000 < P And P <= 4000 Then

Zfs = 0.86 + (0.000055 * (P - 3000))

ElseIf 4000 < P And P <= 5000 Then

Zfs = 0.915 + (0.000075 * (P - 4000))

ElseIf 5000 < P And P <= 6000 Then

Zfs = 0.99 + (0.00008 * (P - 5000))

ElseIf 6000 < P And P <= 7000 Then

Zfs = 1.07 + (0.00008 * (P - 6000))

Else

End If

calculate_Zf = Zfs

End Function

'Calculate viscosity at Flowing in Pipe.

Function calculate_Mf(P As Double) As Double

Dim Mfs As Double


```
Mfs = 0.012 + (0.0000029 * (P - 500))
```

```
    calculate_Mf = Mfs
```

```
End Function
```

```
Private Sub Calculateqmax_Click()
```

```
    Dim q As Double
```

```
    Dim qmax, qmaxnew As Double
```

```
    q = 0
```

```
    qmax = calculate_Qmax(q)
```

```
    Showqmax.Text = qmax
```

```
    qmaxnew = qmax / 1000
```

```
    PrintE ("Maximum Production Rate ( MMSCF/D ) = " & qmaxnew & vbCrLf)
```

```
    PrintE (vbCrLf &
```

```
    "*****" & vbCrLf)
```

```
End Sub
```

```
Function calculate_Qmax(q As Double) As Double
```

```
    Dim Pres As Double
```

```
    Dim Tres As Double
```

```
    Dim re As Double
```

```
    Dim ra As Double
```

```
    Dim rw As Double
```

```
    Dim k As Double
```

```
    Dim ka As Double
```

```
    Dim Tf As Double
```

```
    Dim rg As Double
```

```
    Dim Ls As Double
```

```
    Dim Ds As Double
```

```
    Dim Psepm, Psep, P As Double
```

```
    Dim L As Double
```

Dim D As Double

Dim h As Double

Dim qmaxs As Double

Dim Zf1, Mf1 As Double

Dim Zr, Mr As Double

Dim Nre1, Nre2 As Double

Dim Ff1, f1, f2, f3, f4 As Double

Dim Ff2, f5, f6, f7, f8 As Double

Dim Pwh, Pwh1, Pwh2, Pwh3, Pwh4, Pwh5 As Double

Dim Pwf, Pwf1, Pwf2, Pwf3, Pwf4, Pwf5, Pwf6 As Double

Dim T As Double

Dim kavg, kavg1, kavg2 As Double

Dim P1 As Double

Dim Pr, Pr1, Pr2, Pr3, Pr4, Pr5 As Double

Pres = Respressure.Text

Tres = Restemp.Text

re = Resradius.Text

ra = Acidradius.Text

rw = Wellradius.Text

k = Oriresperm.Text

ka = Acidperm.Text

Tf = Avgflowtemp.Text

rg = Gasgravity.Text

Ls = Surpipeleng.Text

Ds = Surpipedia.Text

Psepm = Minseppress.Text

L = Tubleng.Text

D = Tubdia.Text

h = Resthick.Text

$e = 0.001$ 'Pipe Relative Roughness

Do

$P_{sep} = P_{sepm}$

$P = P_{sep}$

$q = q + 1000$

$Zf1 = \text{calculate_Zf}(P)$ 'Calculate Z (Flow in Pipe)

$Mf1 = \text{calculate_Mf}(P)$ 'Calculate Viscosity

$Nre1 = ((20.09 * rg * q) / (Ds * Mf1))$ 'Calculate Nre

$f1 = ((0.001 ^ 1.1098) / 2.8257) + ((7.149 / Nre1) ^ 0.8981)$

$f2 = (5.0452 / Nre1) * \text{Log}(f1)$

$f3 = -4 * (\text{Log}((0.001 / 3.7065) - f2))$

$f4 = 1 / (f3 ^ 2)$

$Ff1 = f4$ 'Calculate Ff

$Pwh1 = (rg * Ff1 * Zf1 * Tf * (q ^ 2) * Ls)$ 'Calculate Pwh

$Pwh2 = (1.007 * (10 ^ -4)) * Pwh1$

$Pwh3 = Pwh2 / (Ds ^ 5)$

$Pwh4 = (P ^ 2) + Pwh3$

$Pwh5 = Pwh4 ^ 0.5$

$Pwh = Pwh5$

If $100 < Pwh$ And $Pwh \leq 1000$ Then 'Calculate Z

$Zf2 = 0.955 + (-0.00005 * (Pwh - 500))$

ElseIf $1000 < Pwh$ And $Pwh \leq 1500$ Then

$Zf2 = 0.933 + (-0.000092 * (Pwh - 1000))$

ElseIf $1500 < Pwh$ And $Pwh \leq 2000$ Then

$Zf2 = 0.884 + (-0.000038 * (Pwh - 1500))$

ElseIf $2000 < Pwh$ And $Pwh \leq 2400$ Then

$Zf2 = 0.865 + (-0.00002 * (Pwh - 2000))$

```

ElseIf 2400 < Pwh And Pwh <= 3000 Then
Zf2 = 0.855 + (0.000008 * (Pwh - 2400))
ElseIf 3000 < Pwh And Pwh <= 4000 Then
Zf2 = 0.86 + (0.000055 * (Pwh - 3000))
ElseIf 4000 < Pwh And Pwh <= 5000 Then
Zf2 = 0.915 + (0.000075 * (Pwh - 4000))
ElseIf 5000 < Pwh And Pwh <= 6000 Then
Zf2 = 0.99 + (0.00008 * (Pwh - 5000))
ElseIf 6000 < Pwh And Pwh <= 7000 Then
Zf2 = 1.07 + (0.00008 * (Pwh - 6000))
Else
End If
Mf2 = 0.012 + (0.0000029 * (Pwh - 500)) 'Calculate Viscosity
s = -((0.0375 * rg * L) / (Zf2 * Tf)) 'Calculate s
Nre2 = ((20.09 * rg * q) / (D * Mf2)) 'Calculate Nre
f5 = ((0.001 ^ 1.1098) / 2.8257) + ((7.149 / Nre2) ^ 0.8981)
f6 = (5.0452 / Nre2) * Log(f5)
f7 = -4 * (Log((0.001 / 3.7065) - f6))
f8 = 1 / (f7 ^ 2)
Ff2 = f8 'Calculate Ff
Pwf1 = 1 - (Exp(-s))
Pwf2 = (Ff2 * ((Zf2 * Tf * q) ^ 2)) / (D ^ 5)
Pwf3 = Pwf2 * Pwf1
Pwf4 = (2.685 * (10 ^ -3)) * Pwf3
Pwf5 = (Exp(-s)) * (Pwh ^ 2)
Pwf6 = Pwf5 - Pwf4
Pwf = Pwf6 ^ 0.5 'Calculate Pwf

P1 = Pwf
T = Tres

```

```

Zr = calculate_Zr(P1)    'Calculate Z (Flow in Reservoir)
Mr = calculate_Mr(P1)    'Calculate Viscosity
kavg1 = k * ka * Log(re / rw)
kavg2 = (ka * Log(re / ra)) + (k * Log(ra / rw))
kavg = kavg1 / kavg2    'Calculate kavg
Pr1 = (1424 * q * Mr * Zr * T) / (kavg * h)
Pr2 = (0.472 * ((re * 1) / (rw * 1)))
Pr3 = Log(Pr2)
Pr4 = Pr3 * 2.30258509299
Pr5 = Pr1 * Pr4
Pr6 = (P ^ 2) + Pr5
Pr = Pr6 ^ 0.5          'Calculate Pr
If (Pr > Pres) Then Exit Do
Loop
  MsgBox "Z = " & Str(Zf1), , "Compressibility Factor"
  MsgBox "Viscosity = " & Str(Mf1), , "Viscosity (cp)"
  MsgBox "Nre = " & Str(Nre1), , "Reynold Number"
  MsgBox "Ff = " & Str(Ff1), , "Friction Factor"
  MsgBox "Pwh = " & Str(Pwh), , "Pwh (Psia)"
  MsgBox "Z = " & Str(Zf2), , "Compressibility Factor"
  MsgBox "Viscosity = " & Str(Mf2), , "Viscosity (cp)"
  MsgBox "s = " & Str(s), , "s"
  MsgBox "Nre = " & Str(Nre2), , "Reynold Number"
  MsgBox "Ff = " & Str(Ff2), , "Friction Factor"
  MsgBox "Pwf = " & Str(Pwf), , "Pwf (Psia)"
  MsgBox "Z = " & Str(Zr), , "Compressibility Factor"
  MsgBox "Viscosity = " & Str(Mr), , "Viscosity (cp)"
  MsgBox "kavg = " & Str(kavg), , "Average Permeability (md)"
  MsgBox "Pr=" & Str(Pr), , "Pr (Psia)"

```

```
qmaxs = q
'MsgBox "Qmax = " & Str(qmaxs), , "Qmax (MSCF/D)"
calculate__Qmax = qmaxs
```

End Function

Private Sub Calculateyear_Click()

Dim Pres As Double

Dim Tres As Double

Dim re As Double

Dim ra As Double

Dim rw As Double

Dim k As Double

Dim ka As Double

Dim Tf As Double

Dim rg As Double

Dim Ls As Double

Dim Ds As Double

Dim Psepm, Psep, P As Double

Dim L As Double

Dim D As Double

Dim h As Double

Dim Zf1, Mf1, Zf2, Mf2 As Double

Dim Zr, Mr, Zr1 As Double

Dim Nre1, Nre2 As Double

Dim Ff1, f1, f2, f3, f4 As Double

Dim Ff2, f5, f6, f7, f8 As Double

Dim Pwh, Pwh1, Pwh2, Pwh3, Pwh4, Pwh5 As Double

Dim Pwf, Pwf1, Pwf2, Pwf3, Pwf4, Pwf5, Pwf6 As Double

Dim T As Double

Dim kavg, kavg1, kavg2 As Double

Dim P1 As Double

Dim Pr, Pr1, Pr2, Pr3, Pr4, Pr5, Pr6 As Double

Dim q, qmax, qconstraint As Double

Dim Pi, Zi, Gp, G, Zf, Pf, Pf1, Pf2 As Double

Dim n, Yr As Double

Pres = Respressure.Text

Tres = Restemp.Text

re = Resradius.Text

ra = Acidradius.Text

rw = Wellradius.Text

k = Oriresperm.Text

ka = Acidperm.Text

Tf = Avgflowtemp.Text

rg = Gasgravity.Text

Ls = Surpipeleng.Text

Ds = Surpipedia.Text

Psepm = Minseppress.Text

L = Tubleng.Text

D = Tubdia.Text

h = Resthick.Text

e = 0.001 'Pipe Relative Roughness

G = Gasinplace.Text

qmax = Showqmax.Text

qconstraint = qmax * 0.4

'MsgBox "Qconstraint = " & Str(qconstraint), , "Qconstraint (MSCF/D)"

q = qconstraint

'MsgBox "Q = " & Str(q), , "Q (MSCF/D)"

P = Psepm

Zf1 = calculate_Zf(P) 'Calculate Z (Flow in Pipe)

Mf1 = calculate_Mf(P) 'Calculate Viscosity

Nre1 = ((20.09 * rg * q) / (Ds * Mf1)) 'Calculate Nre

f1 = ((0.001 ^ 1.1098) / 2.8257) + ((7.149 / Nre1) ^ 0.8981)

f2 = (5.0452 / Nre1) * Log(f1)

f3 = -4 * (Log((0.001 / 3.7065) - f2))

f4 = 1 / (f3 ^ 2)

Ff1 = f4 'Calculate Ff

Pwh1 = (rg * Ff1 * Zf1 * Tf * (q ^ 2) * Ls)

Pwh2 = (1.007 * (10 ^ -4)) * Pwh1

Pwh3 = Pwh2 / (Ds ^ 5)

Pwh4 = (P ^ 2) + Pwh3

Pwh5 = Pwh4 ^ 0.5

Pwh = Pwh5 'Calculate Pwh

If 100 < Pwh And Pwh <= 1000 Then

Zf2 = 0.955 + (-0.00005 * (Pwh - 500))

ElseIf 1000 < Pwh And Pwh <= 1500 Then

Zf2 = 0.933 + (-0.000092 * (Pwh - 1000))

ElseIf 1500 < Pwh And Pwh <= 2000 Then

Zf2 = 0.884 + (-0.000038 * (Pwh - 1500))

ElseIf 2000 < Pwh And Pwh <= 2400 Then

Zf2 = 0.865 + (-0.00002 * (Pwh - 2000))

ElseIf 2400 < Pwh And Pwh <= 3000 Then

Zf2 = 0.855 + (0.000008 * (Pwh - 2400))

ElseIf 3000 < Pwh And Pwh <= 4000 Then

Zf2 = 0.86 + (0.000055 * (Pwh - 3000))

ElseIf 4000 < Pwh And Pwh <= 5000 Then

Zf2 = 0.915 + (0.000075 * (Pwh - 4000))

ElseIf 5000 < Pwh And Pwh <= 6000 Then


```

Zf2 = 0.99 + (0.00008 * (Pwh - 5000))
ElseIf 6000 < Pwh And Pwh <= 7000 Then
    Zf2 = 1.07 + (0.00008 * (Pwh - 6000))
Else
End If
Mf2 = 0.012 + (0.0000029 * (Pwh - 500))
s = -((0.0375 * rg * L) / (Zf2 * Tf)) 'Calculate s
Nre2 = ((20.09 * rg * q) / (D * Mf2)) 'Calculate Nre
f5 = ((0.001 ^ 1.1098) / 2.8257) + ((7.149 / Nre2) ^ 0.8981)
f6 = (5.0452 / Nre2) * Log(f5)
f7 = -4 * (Log((0.001 / 3.7065) - f6))
f8 = 1 / (f7 ^ 2)
Ff2 = f8 'Calculate Ff
Pwf1 = 1 - (Exp(-s))
Pwf2 = (Ff2 * ((Zf2 * Tf * q) ^ 2)) / (D ^ 5)
Pwf3 = Pwf2 * Pwf1
Pwf4 = (2.685 * (10 ^ -3)) * Pwf3
Pwf5 = (Exp(-s)) * (Pwh ^ 2)
Pwf6 = Pwf5 - Pwf4
Pwf = Pwf6 ^ 0.5 'Calculate Pwf

P1 = Pwf
T = Tres
Zr = calculate_Zr(P1) 'Calculate Z (Flow in Reservoir)
Mr = calculate_Mr(P1) 'Calculate Viscosity
kavg1 = k * ka * Log(re / rw) 'Calculate kavg
kavg2 = (ka * Log(re / ra)) + (k * Log(ra / rw))
kavg = kavg1 / kavg2
Pr1 = (1424 * q * Mr * Zr * T) / (kavg * h)
Pr2 = (0.472 * ((re * 1) / (rw * 1)))

```

$$\text{Pr3} = \text{Log}(\text{Pr2})$$

$$\text{Pr4} = \text{Pr3} * 2.30258509299$$

$$\text{Pr5} = \text{Pr1} * \text{Pr4}$$

$$\text{Pr6} = (\text{P} \wedge 2) + \text{Pr5}$$

$$\text{Pr} = \text{Pr6} \wedge 0.5 \quad \text{'Calculate Pr}$$

If 100 < Pr And Pr <= 1000 Then

$$\text{Zr1} = 0.97 + (-0.00006 * (\text{Pr} - 500))$$

ElseIf 1000 < Pr And Pr <= 1500 Then

$$\text{Zr1} = 0.94 + (-0.00002 * (\text{Pr} - 1000))$$

ElseIf 1500 < Pr And Pr <= 2000 Then

$$\text{Zr1} = 0.93 + (-0.00002 * (\text{Pr} - 1500))$$

ElseIf 2000 < Pr And Pr <= 2400 Then

$$\text{Zr1} = 0.92 + (-0.000075 * (\text{Pr} - 2000))$$

ElseIf 2400 < Pr And Pr <= 3000 Then

$$\text{Zr1} = 0.917 + (0.0000117 * (\text{Pr} - 2400))$$

ElseIf 3000 < Pr And Pr <= 4000 Then

$$\text{Zr1} = 0.924 + (0.00004 * (\text{Pr} - 3000))$$

ElseIf 4000 < Pr And Pr <= 5000 Then

$$\text{Zr1} = 0.964 + (0.000056 * (\text{Pr} - 4000))$$

ElseIf 5000 < Pr And Pr <= 6000 Then

$$\text{Zr1} = 1.02 + (0.000067 * (\text{Pr} - 5000))$$

ElseIf 6000 < Pr And Pr < 7000 Then

$$\text{Zr1} = 1.087 + (0.000068 * (\text{Pr} - 6000))$$

Else

End If

$$\text{Pi} = \text{Pres}$$

If 100 < Pi And Pi <= 1000 Then

$$\text{Zi} = 0.97 + (-0.00006 * (\text{Pi} - 500))$$

ElseIf 1000 < Pi And Pi <= 1500 Then

$$Z_i = 0.94 + (-0.00002 * (P_i - 1000))$$

ElseIf 1500 < Pi And Pi <= 2000 Then

$$Z_i = 0.93 + (-0.00002 * (P_i - 1500))$$

ElseIf 2000 < Pi And Pi <= 2400 Then

$$Z_i = 0.92 + (-0.000075 * (P_i - 2000))$$

ElseIf 2400 < Pi And Pi <= 3000 Then

$$Z_i = 0.917 + (0.0000117 * (P_i - 2400))$$

ElseIf 3000 < Pi And Pi <= 4000 Then

$$Z_i = 0.924 + (0.00004 * (P_i - 3000))$$

ElseIf 4000 < Pi And Pi <= 5000 Then

$$Z_i = 0.964 + (0.000056 * (P_i - 4000))$$

ElseIf 5000 < Pi And Pi <= 6000 Then

$$Z_i = 1.02 + (0.000067 * (P_i - 5000))$$

ElseIf 6000 < Pi And Pi < 7000 Then

$$Z_i = 1.087 + (0.000068 * (P_i - 6000))$$

Else

End If

PrintE (" Month" & " Gas Production Rate (MMSCF/D)" & " Pressure (Psia)" & vbCrLf)

$$Z_f = Z_i$$

$$Dt = 30$$

$$n = 0$$

$$G_{pi} = 0$$

Do

$$n = n + 1$$

$$G_{p2} = (n * q * Dt)$$

$$P_{f1} = (P_i / Z_i) * (G_{p2} / G)$$

$$P_{f2} = (P_i / Z_i) - P_{f1}$$

$$P_f = Z_f * P_{f2}$$

```
qnew = q / 1000
```

```
PrintE (" " & n & " " & qnew & " " & Pf & vbCrLf)
```

```
If 100 < Pf And Pf <= 1000 Then
```

```
Zf = 0.955 + (-0.00005 * (Pf - 500))
```

```
ElseIf 1000 < Pf And Pf <= 1500 Then
```

```
Zf = 0.933 + (-0.000092 * (Pf - 1000))
```

```
ElseIf 1500 < Pf And Pf <= 2000 Then
```

```
Zf = 0.884 + (-0.000038 * (Pf - 1500))
```

```
ElseIf 2000 < Pf And Pf <= 2400 Then
```

```
Zf = 0.865 + (-0.00002 * (Pf - 2000))
```

```
ElseIf 2400 < Pf And Pf <= 3000 Then
```

```
Zf = 0.855 + (0.000008 * (Pf - 2400))
```

```
ElseIf 3000 < Pf And Pf <= 4000 Then
```

```
Zf = 0.86 + (0.000055 * (Pf - 3000))
```

```
ElseIf 4000 < Pf And Pf <= 5000 Then
```

```
Zf = 0.915 + (0.000075 * (Pf - 4000))
```

```
ElseIf 5000 < Pf And Pf <= 6000 Then
```

```
Zf = 0.99 + (0.00008 * (Pf - 5000))
```

```
ElseIf 6000 < Pf And Pf <= 7000 Then
```

```
Zf = 1.07 + (0.00008 * (Pf - 6000))
```

```
Else
```

```
End If
```

```
Listq.AddItem "i = " & Str(n) & " Q = " & Str(q)
```

```
If (Pf < Pr) Then Exit Do
```

```
Loop
```

```
'MsgBox "Z = " & Str(Zf1), , "Compressibility Factor"
```

```
'MsgBox "Viscosity = " & Str(Mf1), , "Viscosity (cp)"
```

```
'MsgBox "Nre = " & Str(Nre1), , "Reynold Number"
```

```

'MsgBox "Ff = " & Str(Ff1), , "Friction Factor"
'MsgBox "Pwh = " & Str(Pwh), , "Pwh (Psia)"
'MsgBox "Z = " & Str(Zf2), , "Compressibility Factor"
'MsgBox "Viscosity = " & Str(Mf2), , "Viscosity (cp)"
'MsgBox "s = " & Str(s), , "s"
'MsgBox "Nre = " & Str(Nre2), , "Reynold Number"
'MsgBox "Ff = " & Str(Ff2), , "Friction Factor"
'MsgBox "Pwf = " & Str(Pwf), , "Pwf (Psia)"
'MsgBox "Z = " & Str(Zr), , "Compressibility Factor"
'MsgBox "Viscosity = " & Str(Mr), , "Viscosity (cp)"
'MsgBox "kavg = " & Str(kavg), , "Average Permeability (md)"
'MsgBox "Pr=" & Str(Pr), , "Pr (Psia)"
'MsgBox "Pf = " & Str(Pf), , "Pf (Psia)"
Showpf.Text = Pf
Yr = n / 12
'MsgBox "Year = " & Str(Yr), , "Total Year at q = Qconstraint"
Showyear.Text = Yr

```

```
End Sub
```

```
Private Sub Report_Click()
```

```
frmoutput.Show
```

```
tankmodel.Hide
```

```
End Sub
```

```
Public Sub PrintE(Str As String)
```

```
frmoutput.txtReport.Text = frmoutput.txtReport.Text & Str
```

```
frmoutput.txtReport.SelStart = Len(frmoutput.txtReport.Text)
```

```
End Sub
```

```
Public Sub cmdExit_Click()
```

```
    If MsgBox("Are you sure to exit a program", vbQuestion + vbYesNo) = vbYes Then
```

End

End If

End Sub

Private Sub Showqdecline_Click()

Dim Pres As Double

Dim Tres As Double

Dim re As Double

Dim ra As Double

Dim rw As Double

Dim k As Double

Dim ka As Double

Dim Tf As Double

Dim rg As Double

Dim Ls As Double

Dim Ds As Double

Dim Psepm, Psep, P As Double

Dim L As Double

Dim D As Double

Dim h As Double

Dim qmaxs, qnew As Double

Dim Zf1, Mf1 As Double

Dim Zr, Mr As Double

Dim Nre1, Nre2 As Double

Dim Ff1, f1, f2, f3, f4 As Double

Dim Ff2, f5, f6, f7, f8 As Double

Dim Pwh, Pwh1, Pwh2, Pwh3, Pwh4, Pwh5 As Double

Dim Pwf, Pwf1, Pwf2, Pwf3, Pwf4, Pwf5, Pwf6 As Double

Dim T As Double

Dim kavg, kavg1, kavg2 As Double

```

Dim P1 As Double
Dim Pr, Pr1, Pr2, Pr3, Pr4, Pr5 As Double
Dim i, inew As Integer
Pres = Respressure.Text
Tres = Restemp.Text
re = Resradius.Text
ra = Acidradius.Text
rw = Wellradius.Text
k = Oriresperm.Text
ka = Acidperm.Text
Tf = Avgflowtemp.Text
rg = Gasgravity.Text
Ls = Surpipeleng.Text
Ds = Surpipedia.Text
Psepm = Minseppress.Text
L = Tubleng.Text
D = Tubdia.Text
h = Resthick.Text
e = 0.001          'Pipe Relative Roughness
Pf = (Showpf.Text * 1)
MsgBox "Please wait...", vbInformation + vbOKOnly, "Show Q (MSCF/D)"
i = 0
q = (Showqmax.Text * 0.4)
yearcon = Showyear.Text
G = Gasinplace.Text
Gp1 = q * yearcon * 365
Pi = Respressure.Text
If 100 < Pi And Pi <= 1000 Then
Zi = 0.97 + (-0.00006 * (Pi - 500))
ElseIf 1000 < Pi And Pi <= 1500 Then

```

```
Zi = 0.94 + (-0.00002 * (Pi - 1000))
  ElseIf 1500 < Pi And Pi <= 2000 Then
    Zi = 0.93 + (-0.00002 * (Pi - 1500))
  ElseIf 2000 < Pi And Pi <= 2400 Then
    Zi = 0.92 + (-0.000075 * (Pi - 2000))
  ElseIf 2400 < Pi And Pi <= 3000 Then
    Zi = 0.917 + (0.0000117 * (Pi - 2400))
  ElseIf 3000 < Pi And Pi <= 4000 Then
    Zi = 0.924 + (0.00004 * (Pi - 3000))
  ElseIf 4000 < Pi And Pi <= 5000 Then
    Zi = 0.964 + (0.000056 * (Pi - 4000))
  ElseIf 5000 < Pi And Pi <= 6000 Then
    Zi = 1.02 + (0.000067 * (Pi - 5000))
  ElseIf 6000 < Pi And Pi < 7000 Then
    Zi = 1.087 + (0.000068 * (Pi - 6000))
  Else
End If
```

```
Do
  i = i + 1
  If 100 < Pf And Pf <= 1000 Then
    Zf = 0.955 + (-0.00005 * (Pf - 500))
  ElseIf 1000 < Pf And Pf <= 1500 Then
    Zf = 0.933 + (-0.000092 * (Pf - 1000))
  ElseIf 1500 < Pf And Pf <= 2000 Then
    Zf = 0.884 + (-0.000038 * (Pf - 1500))
  ElseIf 2000 < Pf And Pf <= 2400 Then
    Zf = 0.865 + (-0.00002 * (Pf - 2000))
  ElseIf 2400 < Pf And Pf <= 3000 Then
    Zf = 0.855 + (0.000008 * (Pf - 2400))
```


ElseIf 3000 < Pf And Pf <= 4000 Then

Zf = 0.86 + (0.000055 * (Pf - 3000))

ElseIf 4000 < Pf And Pf <= 5000 Then

Zf = 0.915 + (0.000075 * (Pf - 4000))

ElseIf 5000 < Pf And Pf <= 6000 Then

Zf = 0.99 + (0.00008 * (Pf - 5000))

ElseIf 6000 < Pf And Pf <= 7000 Then

Zf = 1.07 + (0.00008 * (Pf - 6000))

Else

End If

Gp2 = Gp1 + (q * 30)

Pf1 = (Pi / Zi) * (Gp2 / G)

Pf2 = (Pi / Zi) - Pf1

Pf = Zf * Pf2

q = 300

Do

Psep = Psepm

P = Psep

q = q + 2

Zf1 = calculate_Zf(P) 'Calculate Z (Flow in Pipe)

Mf1 = calculate_Mf(P) 'Calculate Viscosity

Nre1 = ((20.09 * rg * q) / (Ds * Mf1)) 'Calculate Nre

f1 = ((0.001 ^ 1.1098) / 2.8257) + ((7.149 / Nre1) ^ 0.8981)

f2 = (5.0452 / Nre1) * Log(f1)

f3 = -4 * (Log((0.001 / 3.7065) - f2))

f4 = 1 / (f3 ^ 2)

Ff1 = f4 'Calculate Ff

Pwh1 = (rg * Ff1 * Zf1 * Tf * (q ^ 2) * Ls)

```

Pwh2 = (1.007 * (10 ^ -4)) * Pwh1
Pwh3 = Pwh2 / (Ds ^ 5)
Pwh4 = (P ^ 2) + Pwh3
Pwh5 = Pwh4 ^ 0.5
Pwh = Pwh5          'Calculate Pwh

```

```

If 100 < Pwh And Pwh <= 1000 Then
Zf2 = 0.955 + (-0.00005 * (Pwh - 500))
ElseIf 1000 < Pwh And Pwh <= 1500 Then
Zf2 = 0.933 + (-0.000092 * (Pwh - 1000))
ElseIf 1500 < Pwh And Pwh <= 2000 Then
Zf2 = 0.884 + (-0.000038 * (Pwh - 1500))
ElseIf 2000 < Pwh And Pwh <= 2400 Then
Zf2 = 0.865 + (-0.00002 * (Pwh - 2000))
ElseIf 2400 < Pwh And Pwh <= 3000 Then
Zf2 = 0.855 + (0.000008 * (Pwh - 2400))
ElseIf 3000 < Pwh And Pwh <= 4000 Then
Zf2 = 0.86 + (0.000055 * (Pwh - 3000))
ElseIf 4000 < Pwh And Pwh <= 5000 Then
Zf2 = 0.915 + (0.000075 * (Pwh - 4000))
ElseIf 5000 < Pwh And Pwh <= 6000 Then
Zf2 = 0.99 + (0.00008 * (Pwh - 5000))
ElseIf 6000 < Pwh And Pwh <= 7000 Then
Zf2 = 1.07 + (0.00008 * (Pwh - 6000))

```

```
Else
```

```
End If
```

```
Mf2 = 0.012 + (0.0000029 * (Pwh - 500))
```

```
s = -((0.0375 * rg * L) / (Zf2 * Tf)) 'Calculate s
```

$$\text{Nre2} = ((20.09 * r_g * q) / (D * \text{Mf2})) \quad \text{'Calculate Nre}$$

$$f5 = ((0.001 ^ 1.1098) / 2.8257) + ((7.149 / \text{Nre2}) ^ 0.8981)$$

$$f6 = (5.0452 / \text{Nre2}) * \text{Log}(f5)$$

$$f7 = -4 * (\text{Log}((0.001 / 3.7065) - f6))$$

$$f8 = 1 / (f7 ^ 2)$$

$$\text{Ff2} = f8 \quad \text{'Calculate Ff}$$

$$\text{Pwf1} = 1 - (\text{Exp}(-s))$$

$$\text{Pwf2} = (\text{Ff2} * ((\text{Zf2} * \text{Tf} * q) ^ 2)) / (D ^ 5)$$

$$\text{Pwf3} = \text{Pwf2} * \text{Pwf1}$$

$$\text{Pwf4} = (2.685 * (10 ^ -3)) * \text{Pwf3}$$

$$\text{Pwf5} = (\text{Exp}(-s)) * (\text{Pwh} ^ 2)$$

$$\text{Pwf6} = \text{Pwf5} - \text{Pwf4}$$

$$\text{Pwf} = \text{Pwf6} ^ 0.5 \quad \text{'Calculate Pwf}$$

$$P1 = \text{Pwf}$$

$$T = \text{Tres}$$

$$\text{Zr} = \text{calculate_Zr}(P1) \quad \text{'Calculate Z (Flow in Reservoir)}$$

$$\text{Mr} = \text{calculate_Mr}(P1) \quad \text{'Calculate Viscosity}$$

$$\text{kavg1} = k * k_a * \text{Log}(r_e / r_w)$$

$$\text{kavg2} = (k_a * \text{Log}(r_e / r_a)) + (k * \text{Log}(r_a / r_w))$$

$$\text{kavg} = \text{kavg1} / \text{kavg2} \quad \text{'Calculate kavg}$$

$$\text{Pr1} = (1424 * q * \text{Mr} * \text{Zr} * T) / (\text{kavg} * h)$$

$$\text{Pr2} = (0.472 * ((r_e * 1) / (r_w * 1)))$$

$$\text{Pr3} = \text{Log}(\text{Pr2})$$

$$\text{Pr4} = \text{Pr3} * 2.30258509299$$

$$\text{Pr5} = \text{Pr1} * \text{Pr4}$$

$$\text{Pr6} = (P ^ 2) + \text{Pr5}$$

$$\text{Pr} = \text{Pr6} ^ 0.5 \quad \text{'Calculate Pr}$$

```

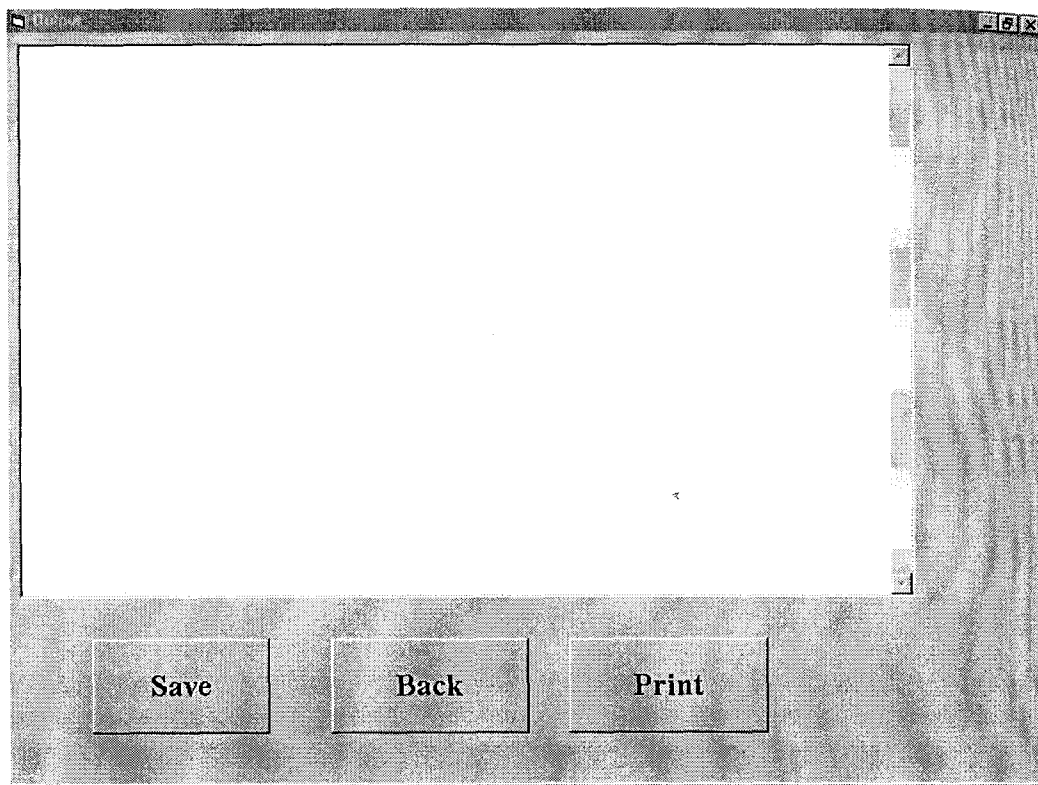
    If (Pr >= Pf) Then Exit Do
    Loop
    Gp1 = Gp2
    inew = (yearcon * 12) + i
    Listq.AddItem "i = " & Str(inew) & "    Q = " & Str(q)
    qnew = q / 1000
    'PrintE ("Production Rate ( MMSCF/D )at " & inew & " month = " & qnew & vbCrLf)
    PrintE ("    " & inew & "                " & qnew & "                " & Pf & vbCrLf)

    If (q <= 500) Then Exit Do
    Loop
    MsgBox "    OK"
    PrintE (vbCrLf &
    "*****" &
    vbCrLf)
    End Sub

```

Input Data	
Reservoir Pressure (Psia)	<input type="text"/>
Reservoir Radius, r_e (ft)	<input type="text"/>
Well Radius, r_w (ft)	<input type="text"/>
Original Reservoir Permeability, k (md)	<input type="text"/>
Acidizing Zone Permeability, k_a (md)	<input type="text"/>
Average Flowing Temp., T_f (Rankine)	<input type="text"/>
Gas Gravity	<input type="text"/>
Surface Pipe Length, L_s (ft)	<input type="text"/>
Pipe Relative Roughness, $e=0.001$	Proportion of initial production/max rate = $Q_{constraint}/Q_{max} = 0.4$
Reservoir Temp. (Rankin)	<input type="text"/>
Acidizing Zone Radius, r_a (ft)	<input type="text"/>
Gas in place, G (MSCF)	<input type="text"/>
Surface Pipe Diameter, D_s (in)	<input type="text"/>
Minimum Separator Pressure, P_{sep} (Psia)	<input type="text"/>
Tubing Length, L (ft)	<input type="text"/>
Tubing Diameter, D (in)	<input type="text"/>
Reservoir Thickness, h (ft)	<input type="text"/>

Calculation Result	
Qmax	<input type="text"/>
Qdecline	<input type="text"/>
Year	<input type="text"/>
Report	<input type="text"/>
Exit	<input type="text"/>



ภาคผนวก ก

THE LOCATIONS OF ROCK SAMPLES



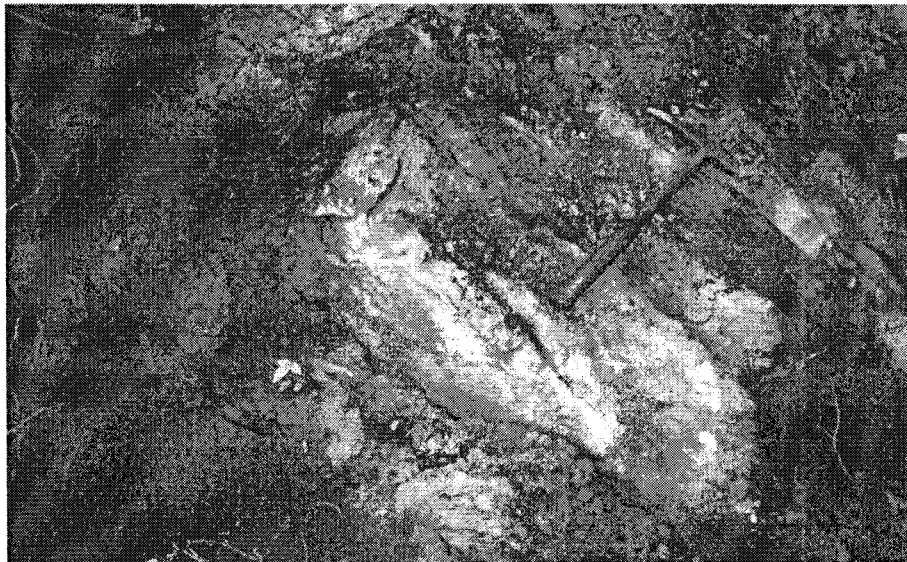
Stop 1 Picture from Kaeng Khoi, Saraburi province.



Stop 2 Picture from Khao Kho, Saraburi province.



Stop 3 Picture from Kaeng Khoi, Saraburi province.



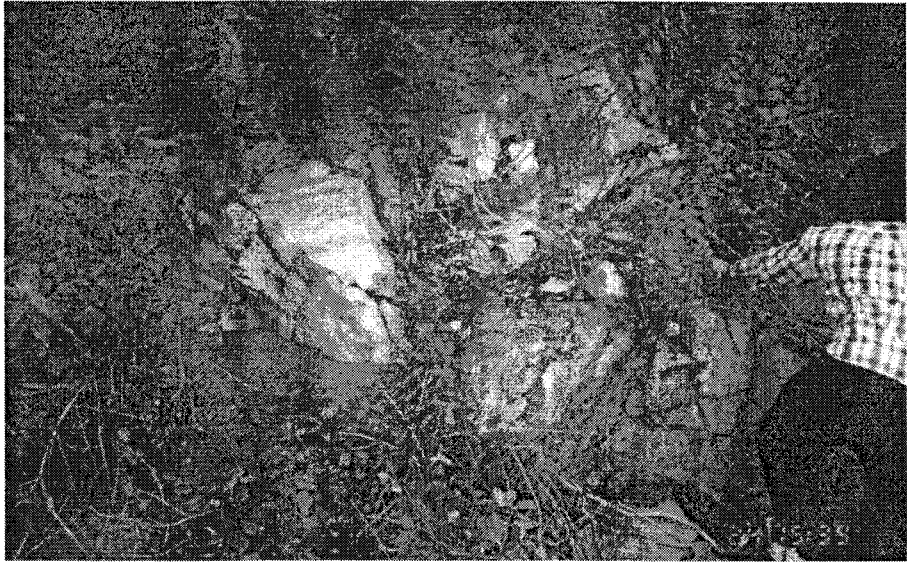
Stop 4 Picture from Khao Kho, Saraburi province.



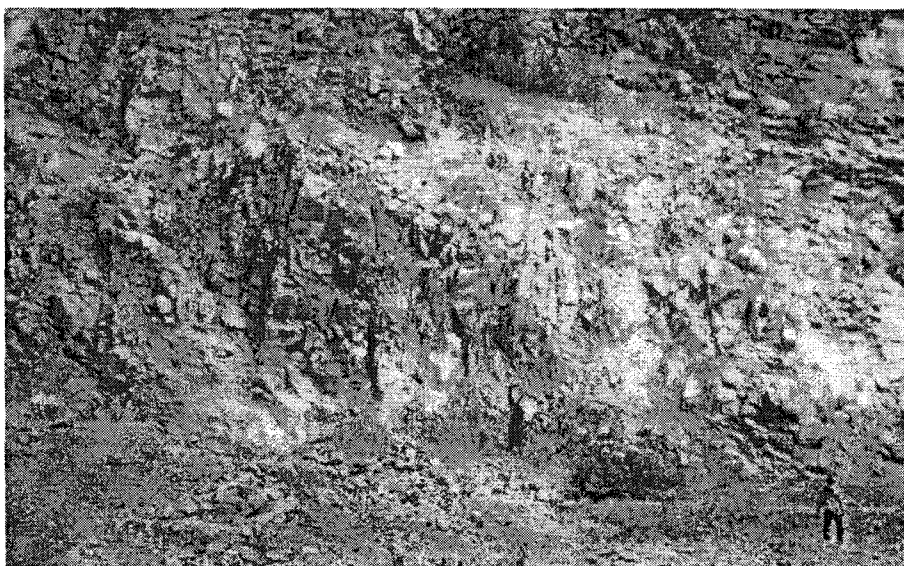
Stop 5 Picture from Khao Kho, Saraburi province



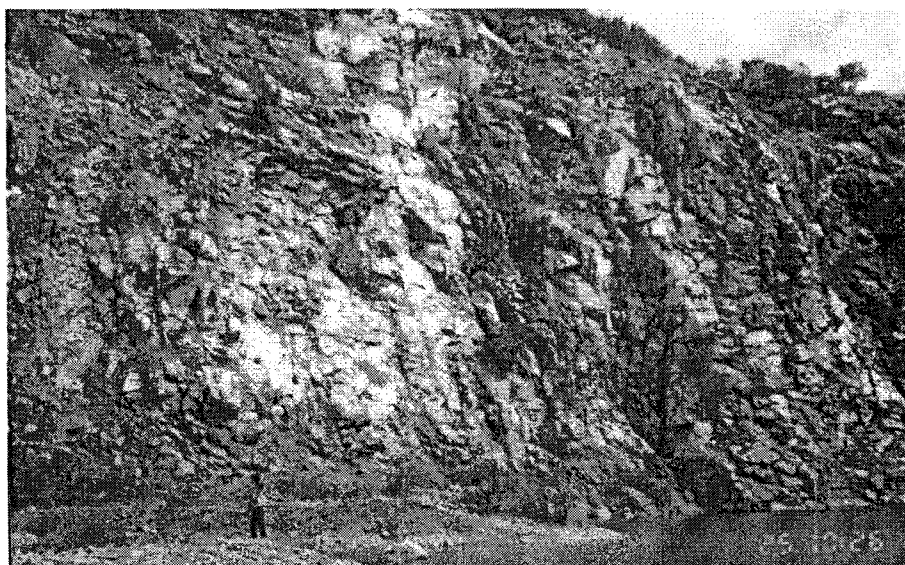
Stop 6 Picture from Kaeng Khoi, Saraburi province



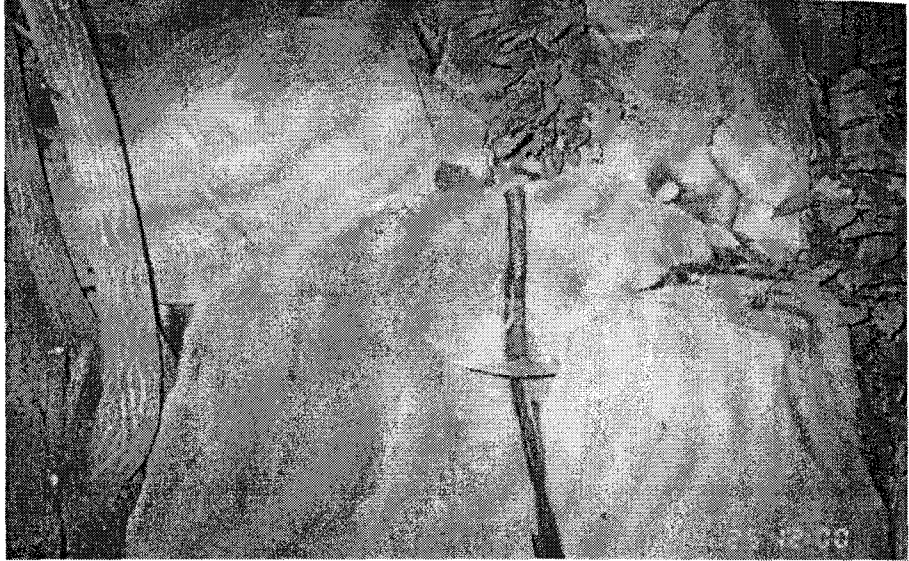
Stop 7 Picture from Muaklek, saraburi province



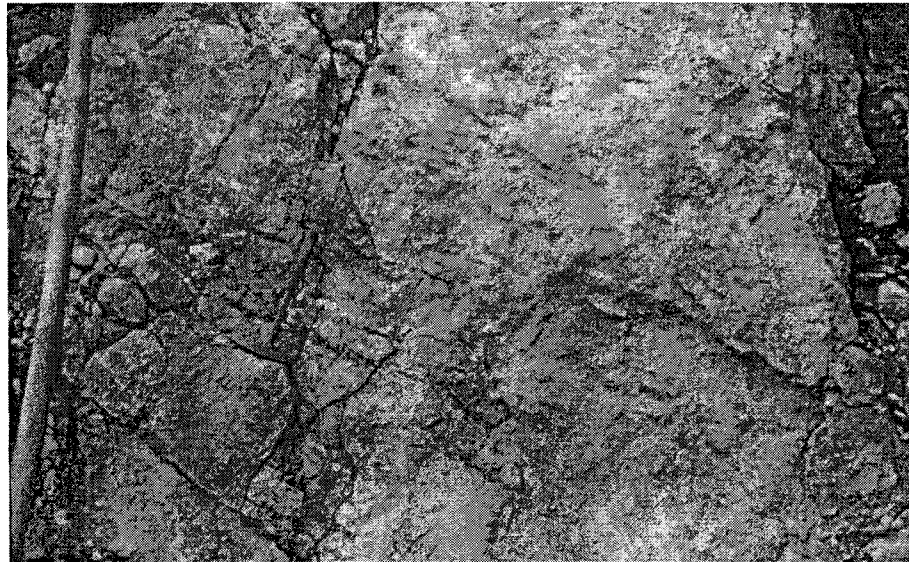
Stop 8 Picture from Pak Chong, Nakhon Ratchasima province.



Stop 9 Picture from Pak Chong, Nakhon Ratchasima province.



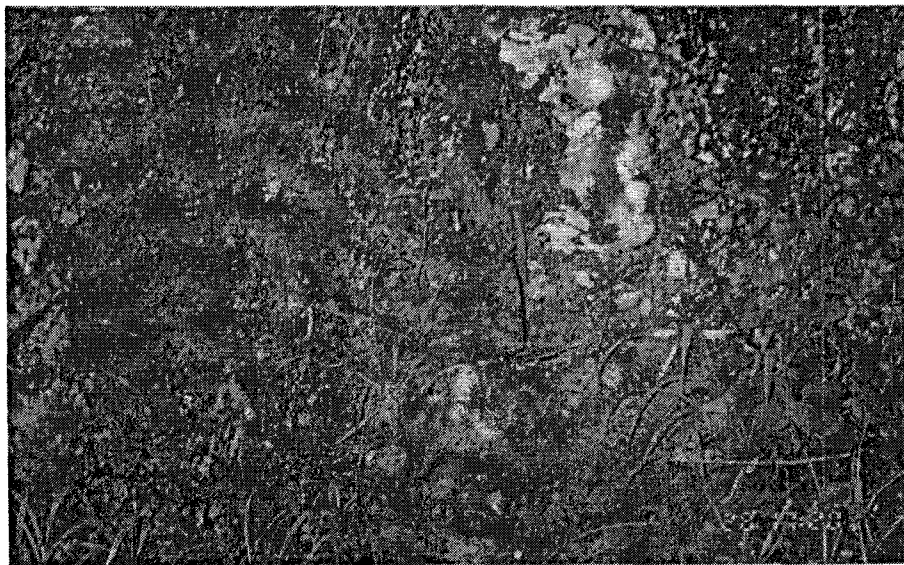
Stop 10 Picture from Kaeng Khoi, Saraburi province.



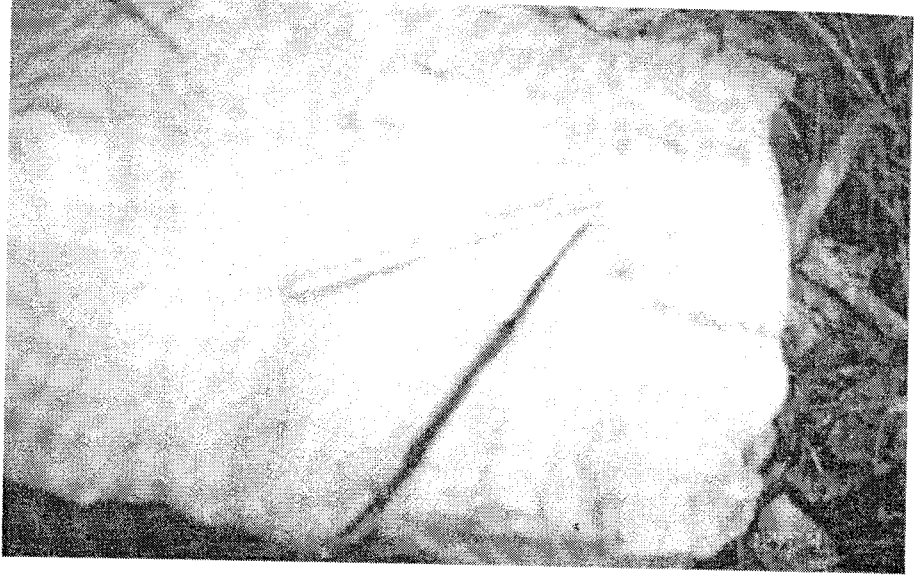
Stop 11 Picture from Muang, Loei province.



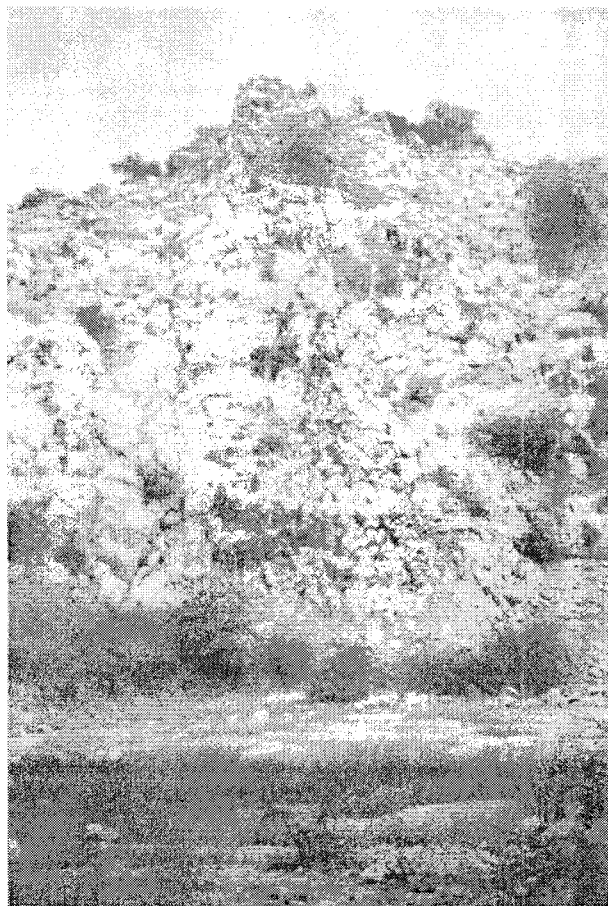
Stop 12 Picture from Arawan, Loei province.



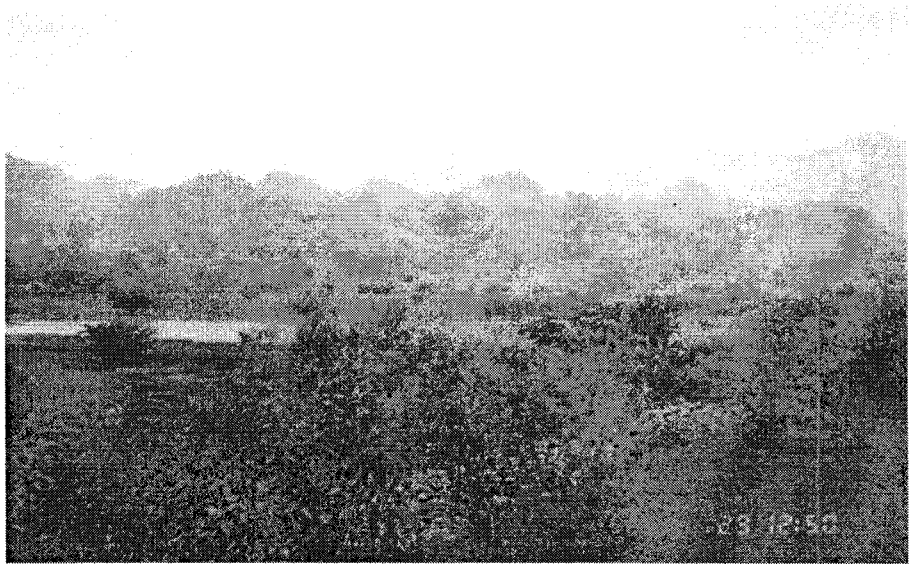
Stop 13 Picture from 78 km Chompae-Loamsak, Phetchabun province.



Stop 14 Picture from 39 km Chompae-Loamsak, Phetchabun province.



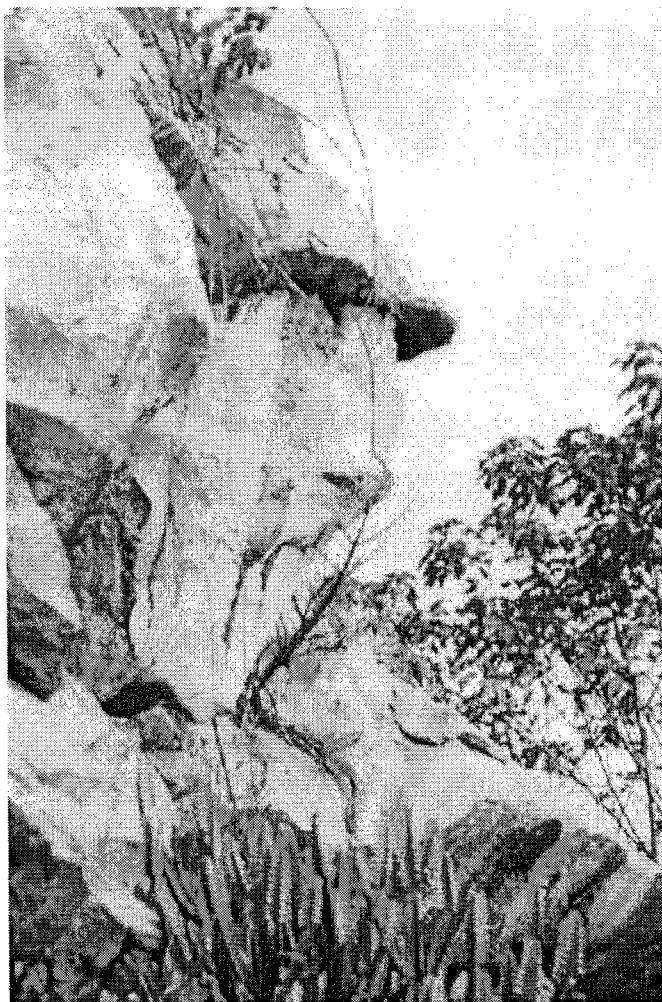
Stop 15 Picture from Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



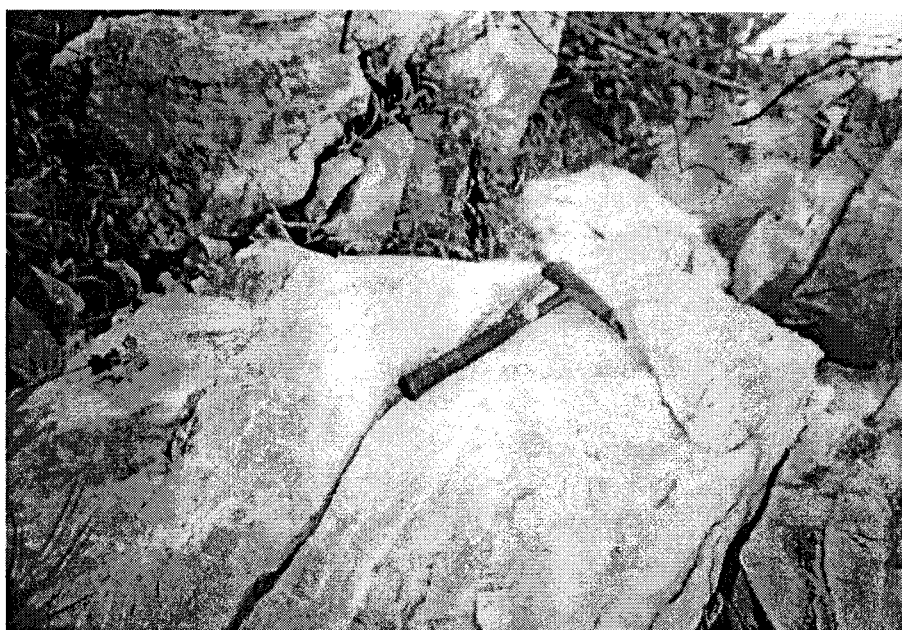
Stop 16 Picture from Muaklek, saraburi province.



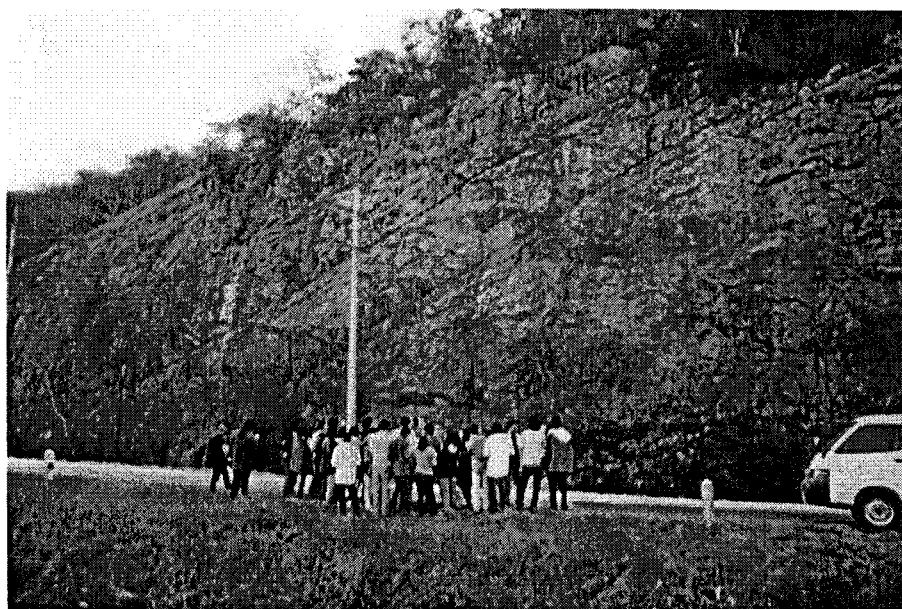
Stop 17 Picture from Muaklek, saraburi province.



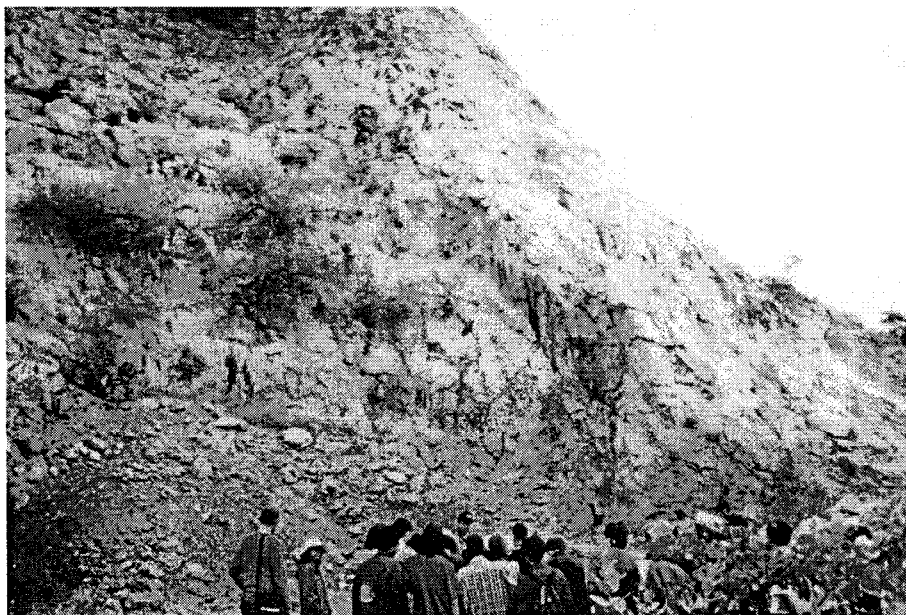
Stop 18 Picture from Muaklek, saraburi province.



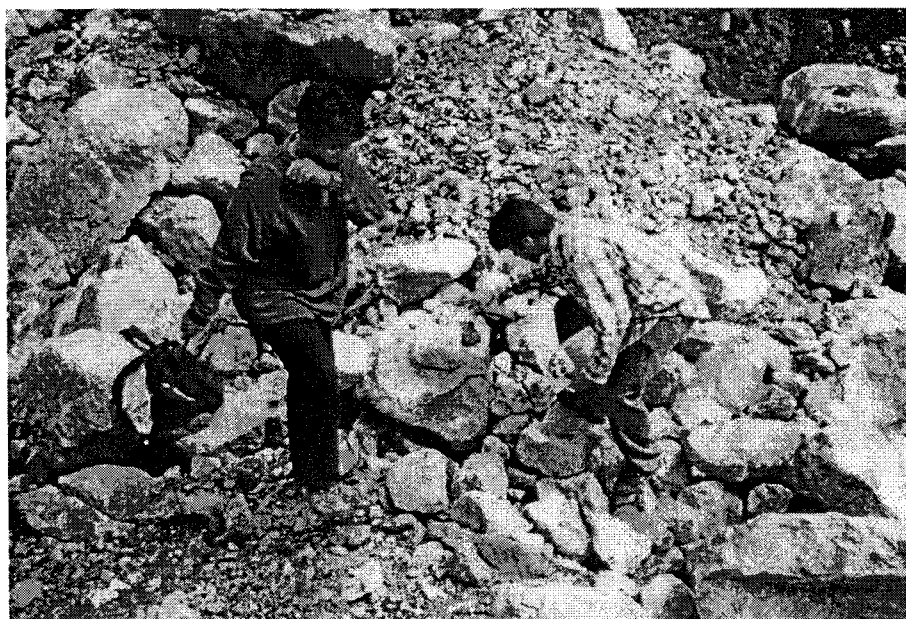
Stop 19 Picture from Muaklek, saraburi province.



Stop 20 Picture from Phetchabun province.



Stop 21 Picture from Muaklek, saraburi province.



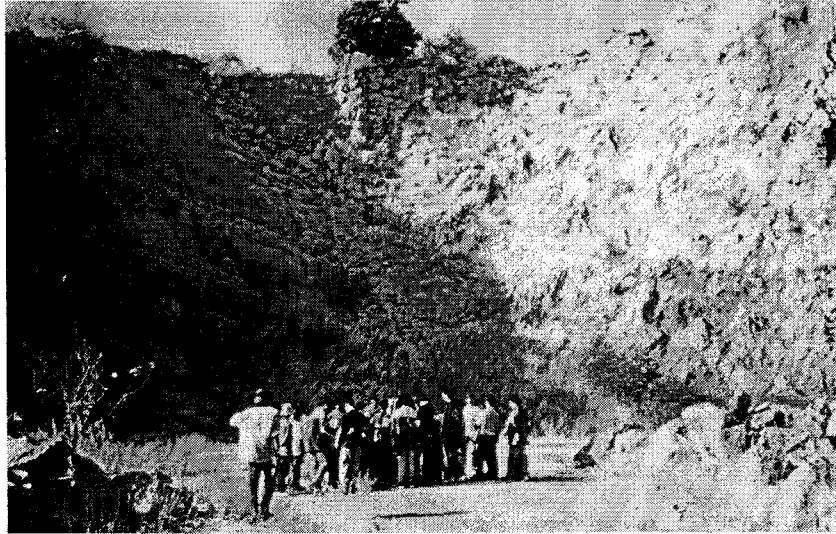
Stop 22 Picture from Muaklek, saraburi province.



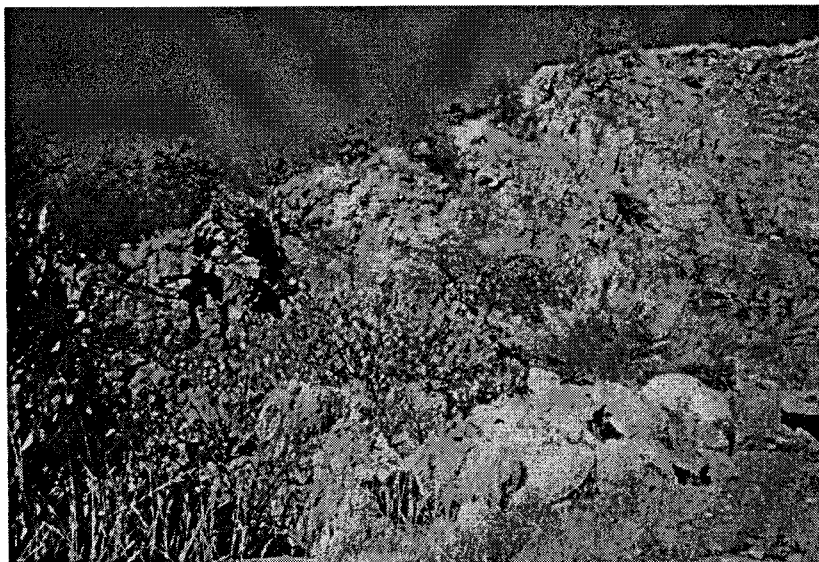
Stop 23 Picture from Muaklek, saraburi province.



Stop 24 Picture from Chompae-Loamsak, Phetchabun province.



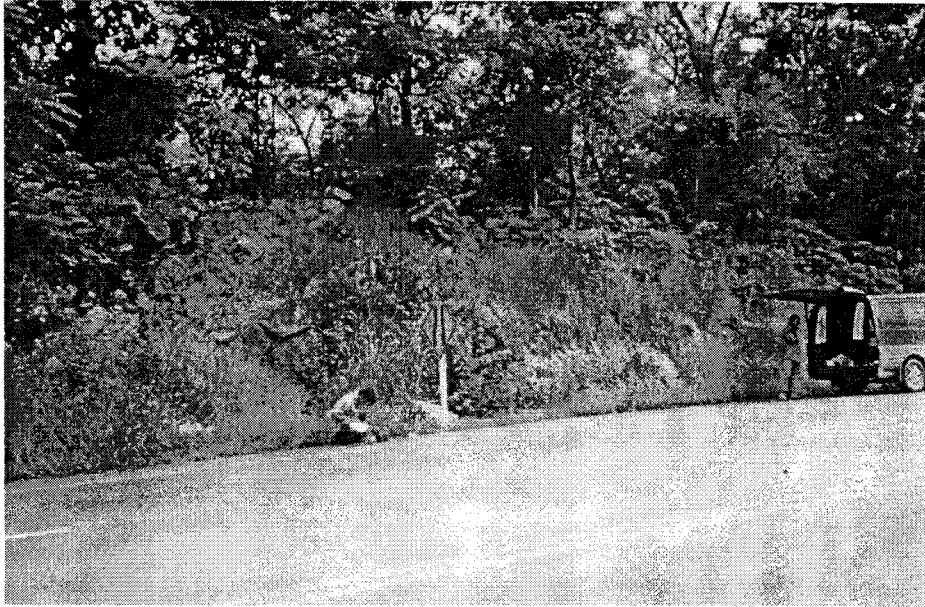
Stop 25 Picture from Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



Stop 26 Picture from Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



Stop 27 Picture from Chompae-Loamsak, Phetchabun province.



Stop 28 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



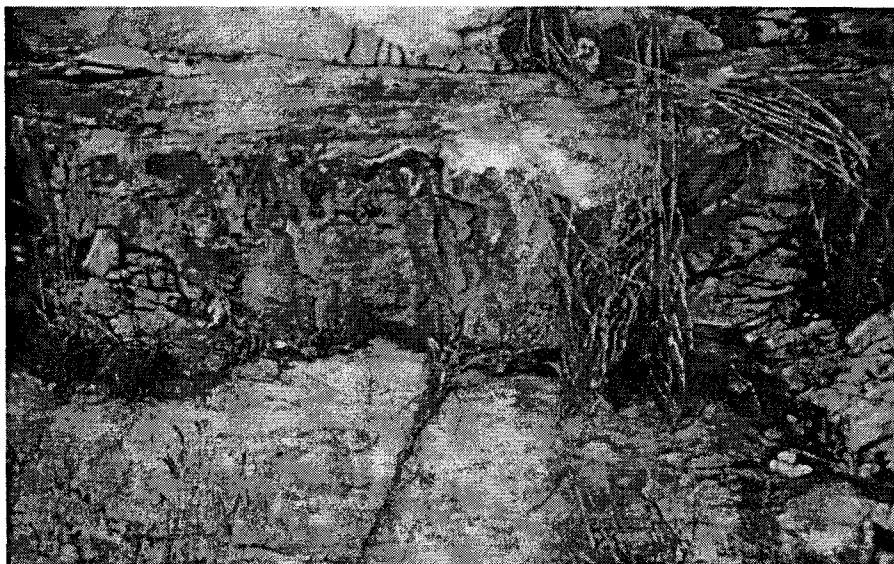
Stop 29 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



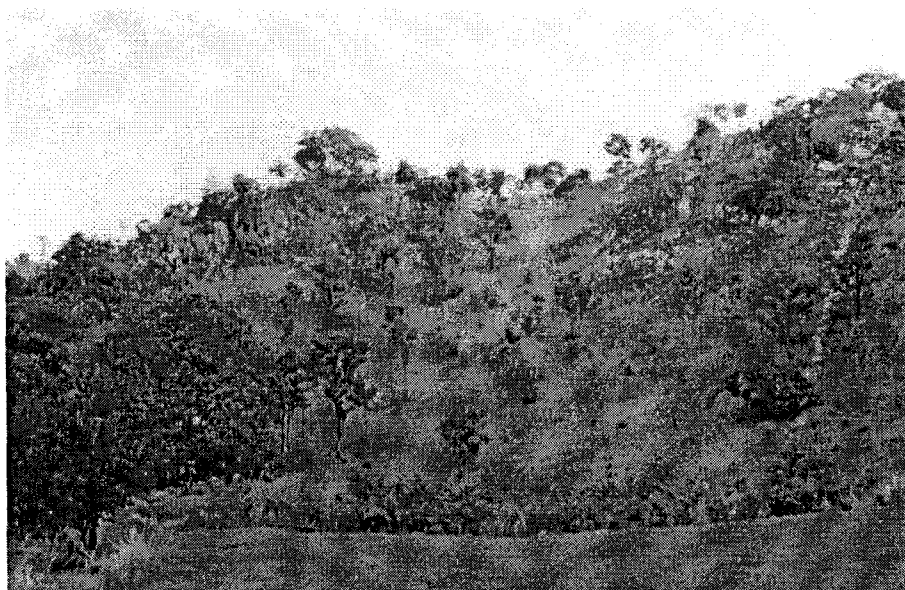
Stop 30 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



Stop 31 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



Stop 32 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lodburi.



Stop 33 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lodburi.



Stop 34 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.



Stop 35 Picture from near Khao Somposhn, Chaibadal, Lopburi.

ภาคผนวก ฎ
ECONOMIC ANALYSIS

SUMMARY ECONOMIC OF PROJECT KK65

One Platform 5 Wells		Conversion Ratio (\$/Baht)	\$0.025
Development Forward		Init Gas Price (\$/MMBTU)	2.52
260BCF of Reserve & 303BCF of Gas In Place		Avg Heat Val (Mmbtu/Mcf)	1.00
Drainage 500 acre		Gas Fuel Usage (%)	1%
		Ann Gas Price Esc (%)	2%
		Post SRB	Post Tax
Corporate Tax (%)	50.00%	R.O.R	23.10%
			15.20%
Government Royalty (%)	6.25%	Royalty:	\$127.1
			9%
Init Year of Capex Esc	2000	SRB:	\$52.3
			4%
Capex Ann Inflation%	7.25%	Corp Tax:	\$149.7
			11%
LOE Ann Inflation%	7.25%	Thailand:	\$329.1
			24%

PRODUCTION & REVENUE

YEAR	GROSS	NET	GAS PRICE	PRODUCT	NET PRODUCT
	DAILY	ANNUAL		PRICE	REVENUE
	RATE	SALES GAS		GAS	GAS
	MMSCF/D	BCF	US\$/MMBTU	US\$/MMSCF	MM US\$
2000	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2001	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2002	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2003	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2004	92.00	33.58	2.52	2.52	84.62
2005	92.00	33.58	2.52	2.52	84.62
2006	82.00	29.93	2.52	2.52	75.42
2007	72.00	26.28	2.52	2.52	66.23
2008	60.00	21.90	2.52	2.52	55.19
2009	51.00	18.62	2.52	2.52	46.91
2010	44.00	16.06	2.52	2.52	40.47
2011	37.50	13.69	2.52	2.52	34.49
2012	31.50	11.50	2.52	2.52	28.97
2013	27.00	9.86	2.52	2.52	24.83
2014	22.00	8.03	2.52	2.52	20.24
2015	18.00	6.57	2.52	2.52	16.56
2016	15.40	5.62	2.52	2.52	14.16
2017	13.40	4.89	2.52	2.52	12.33
2018	11.80	4.31	2.52	2.52	10.85
2019	11.00	4.02	2.52	2.52	10.12
2020	9.20	3.36	2.52	2.52	8.46
2021	8.00	2.92	2.52	2.52	7.36
2022	7.20	2.63	2.52	2.52	6.62
2023	6.40	2.34	2.52	2.52	5.89
Total	711.40	259.66		60.48	654.35

YEAR	GAS PRODUCTION		GAS PRICE US\$/MMBTL	GROSS REV. SALE INCOME MM US\$	ROYALTY SLIDING SCALE MM US\$	2% ESCAL FACTOR	SEISMIC 2D & BONUS MM US\$	SEISMIC 3D MM US\$	INVESTMENT COST				PIPELINE MM US\$	PROCESSING FACILITY MM US\$	OPER. COST MM US\$	TOTAL COST MM US\$	DEPRECIATION(20%) TANGIBLE EXPENSE										WRITE OFF MM US\$	TOT.ALLOW. EXPENSE MM US\$	TAXABLE INCOME MM US\$	CUMULATIVE TAXABLE INCOME MM US\$	INCOME TAX(50%) MM US\$								
	MMSCFD	MMSCFY							MM US\$	DRILLING MM US\$	INTANG. TANG MM US\$	2000					2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	TOTAL	2000						2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
2000	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	0.00	1.0000	2.40							0.00	2.40	0.00	0.40								0.00	2.40	-2.40	-2.40	0.00									
2001	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	0.00	1.0200		0.30	8.00	2.00				0.00	10.30										0.40	8.70	-8.70	-11.10	0.00									
2002	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	0.00	1.0404			24.00	6.00	2.00			2.00	32.00										2.00	26.00	-26.00	-37.10	0.00									
2003	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	0.00	1.0612			16.00	4.00	1.50				91.50			17.10							17.10	33.10	-33.10	-70.20	0.00									
2004	92.00	1104.00	33580.00	2.52	84.62	5.29	1.0824								13.43	13.43										17.10	35.82	48.80	-21.40	0.00									
2005	92.00	1104.00	33580.00	2.52	84.62	5.29	1.1041								13.70	13.70					17.10					17.10	36.09	41.55	68.69	20.78									
2006	92.00	984.00	29930.00	2.52	75.42	4.71	1.1262								12.46	12.46										16.70	33.87	41.55	68.69	20.78									
2007	72.00	864.00	26280.00	2.52	66.23	4.14	1.1487								11.16	11.16										15.10	30.39	35.83	104.52	17.92									
2008	60.00	720.00	21900.00	2.52	55.19	3.45	1.1717								9.48	9.48										0.00	12.93	42.26	146.77	21.13									
2009	51.00	612.00	18615.00	2.52	46.91	2.35	1.1951								8.22	8.22										0.00	10.57	36.34	183.12	18.17									
2010	44.00	528.00	16060.00	2.52	40.47	2.02	1.2190								7.23	7.23										0.00	9.26	31.21	214.33	15.61									
2011	37.50	450.00	13687.50	2.52	34.49	1.72	1.2434								6.29	6.29										0.00	8.01	26.48	240.81	13.24									
2012	31.50	378.00	11497.50	2.52	28.97	1.45	1.2682								5.39	5.39										0.00	6.84	22.14	262.95	11.07									
2013	27.00	324.00	9855.00	2.52	24.83	1.24	1.2936								4.71	4.71										0.00	5.95	18.88	281.83	9.44									
2014	22.00	264.00	8030.00	2.52	20.24	1.01	1.3195								3.92	3.92										0.00	4.93	15.31	297.14	7.65									
2015	18.00	216.00	6570.00	2.52	16.56	0.83	1.3459								3.27	3.27										0.00	4.10	12.46	309.60	6.23									
2016	15.40	184.80	5621.00	2.52	14.16	0.71	1.3728								2.85	2.85										0.00	3.56	10.61	320.20	5.30									
2017	13.40	160.80	4891.00	2.52	12.33	0.62	1.4002								2.53	2.53										0.00	3.15	9.18	329.38	4.59									
2018	11.80	141.60	4307.00	2.52	10.85	0.54	1.4282								2.27	2.27										0.00	2.82	8.04	337.42	4.02									
2019	11.00	132.00	4015.00	2.52	10.12	0.51	1.4568								2.16	2.16										0.00	2.67	7.45	344.87	3.73									
2020	9.20	110.40	3358.00	2.52	8.46	0.42	1.4859								1.84	1.84										0.00	2.27	6.20	351.06	3.10									
2021	8.00	96.00	2920.00	2.52	7.36	0.37	1.5127								1.64	1.64										0.00	2.00	5.35	356.42	2.68									
2022	7.20	86.40	2628.00	2.52	6.62	0.33	1.5460								1.50	1.50										0.00	1.83	4.79	361.21	2.40									
2023	6.40	76.80	2336.00	2.52	5.99	0.29	1.5769								1.36	1.36										0.00	1.66	4.23	365.44	2.12									
Total	711.40		259661.00		654.35	37.29		2.40	0.30	48.00	12.00	3.50	70.00	115.41	251.61											85.50	288.91	365.44		192.72									

KK65

GIP=303 BCF CUM= 260 BCF EFF= 86%

YEAR	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH	CASH FLOW SUMMARY			
													DISCOUNTED	CASH FLOW	NPV@7.25%	MM US\$
GAS PRODUCTION	MMSCFD	MMSCFP	MMSCFT	US\$/MMBTU	GAS PRICE	GROSS REVENUE	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE	ROYALTY	INCL. TAX	ANNUAL CASH FLOW	DISC	7.25%		
															MM US\$	MM US\$
2000	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.40	-2.40	1.0000		
2001	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	10.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.51	-9.80	0.9324		
2002	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	33.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-33.29	-28.94	0.8694		
2003	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	97.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-97.10	-78.71	0.8106		
2004	92.00	33580.00	0.00	2.52	84.62	0.00	13.43	5.29	0.00	0.00	65.90	49.81	0.7558			
2005	92.00	33580.00	0.00	2.52	84.62	0.00	13.70	5.29	13.57	0.00	52.07	36.69	0.7047			
2006	82.00	29930.00	0.00	2.52	75.42	0.00	12.46	4.71	20.78	0.00	37.48	24.63	0.6571			
2007	72.00	26280.00	0.00	2.52	66.23	0.00	11.16	4.14	17.92	0.00	33.02	20.23	0.6127			
2008	60.00	21900.00	0.00	2.52	55.19	0.00	9.48	3.45	21.13	0.00	21.13	12.07	0.5712			
2009	51.00	18615.00	0.00	2.52	46.91	0.00	8.22	2.35	18.17	0.00	18.17	9.68	0.5326			
2010	44.00	16060.00	0.00	2.52	40.47	0.00	7.23	2.02	15.61	0.00	15.61	7.75	0.4966			
2011	37.50	13687.50	0.00	2.52	34.49	0.00	6.29	1.72	13.24	0.00	13.24	6.13	0.4631			
2012	31.50	11497.50	0.00	2.52	28.97	0.00	5.39	1.45	11.07	0.00	11.07	4.78	0.4318			
2013	27.00	9855.00	0.00	2.52	24.83	0.00	4.71	1.24	9.44	0.00	9.44	3.80	0.4026			
2014	22.00	8030.00	0.00	2.52	20.24	0.00	3.92	1.01	7.65	0.00	7.65	2.87	0.3754			
2015	18.00	6570.00	0.00	2.52	16.56	0.00	3.27	0.83	6.23	0.00	6.23	2.18	0.3500			
2016	15.40	5621.00	0.00	2.52	14.16	0.00	2.85	0.71	5.30	0.00	5.30	1.73	0.3263			
2017	13.40	4891.00	0.00	2.52	12.33	0.00	2.53	0.62	4.59	0.00	4.59	1.40	0.3043			
2018	11.80	4307.00	0.00	2.52	10.85	0.00	2.27	0.54	4.02	0.00	4.02	1.14	0.2837			
2019	11.00	4015.00	0.00	2.52	10.12	0.00	2.16	0.51	3.73	0.00	3.73	0.99	0.2645			
2020	9.20	3358.00	0.00	2.52	8.46	0.00	1.84	0.42	3.10	0.00	3.10	0.76	0.2466			
2021	8.00	2920.00	0.00	2.52	7.36	0.00	1.64	0.37	2.68	0.00	2.68	0.62	0.2300			
2022	7.20	2628.00	0.00	2.52	6.62	0.00	1.50	0.33	2.40	0.00	2.40	0.51	0.2144			
2023	6.40	2336.00	0.00	2.52	5.89	0.00	1.36	0.29	2.12	0.00	2.12	0.42	0.1999			
Total	711.40	259661.00			654.35	143.30	115.41	37.29	182.72		175.62	68.33				
										PIR=	1.23		IRR=	20.32%		

SUMMARY ECONOMIC OF PROJECT PPNEW2.1

One Platform 3Wells		Conversion Ratio (\$/Baht)	\$0.025
Development Forward		Init Gas Price (\$/MMBTU)	2.52
533BCF of Reserve & 622BCF of Gas In Place		Avg Heat Val (Mmbtu/Mcf)	1.00
Drainage 640 acre		Gas Fuel Usage (%)	1%
		Ann Gas Price Esc (%)	2%
		Post SRB	Post Tax
Corporate Tax (%)	50.00%	R.O.R	23.10%
Government Royalty (%)	6.25%	Royalty:	\$127.1
Init Year of Capex Esc	2000	SRB:	\$52.3
Capex Ann Inflation%	7.25%	Corp Tax:	\$149.7
LOE Ann Inflation%	7.25%	Thailand:	\$329.1
			15.20%
			9%
			4%
			11%
			24%

353

PRODUCTION & REVENUE

YEAR	GROSS	NET	GAS PRICE	PRODUCT	NET PRODUCT
	DAILY	ANNUAL		PRICE	REVENUE
	RATE	SALES GAS		GAS	GAS
	MMSCF/D	BCF	US\$/MMBTU	US\$/MMSCF	MM US\$
2000	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2001	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2002	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2003	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2004	80.00	29.20	2.52	2.52	73.58
2005	80.00	29.20	2.52	2.52	73.58
2006	100.00	36.50	2.52	2.52	91.98
2007	100.00	36.50	2.52	2.52	91.98
2008	100.00	36.50	2.52	2.52	91.98
2009	100.00	36.50	2.52	2.52	91.98
2010	100.00	36.50	2.52	2.52	91.98
2011	90.00	32.85	2.52	2.52	82.78
2012	81.00	29.57	2.52	2.52	74.50
2013	72.90	26.61	2.52	2.52	67.05
2014	65.61	23.95	2.52	2.52	60.35
2015	59.05	21.55	2.52	2.52	54.31
2016	53.14	19.40	2.52	2.52	48.88
2017	47.83	17.46	2.52	2.52	43.99
2018	43.05	15.71	2.52	2.52	39.59
2019	38.74	14.14	2.52	2.52	35.63
2020	34.87	12.73	2.52	2.52	32.07
2021	31.38	11.45	2.52	2.52	28.86
2022	28.24	10.31	2.52	2.52	25.98
2023	25.42	9.28	2.52	2.52	23.38
2024	22.88	8.35	2.52	2.52	21.04
2025	20.59	7.52	2.52	2.52	18.94
2026	18.53	6.76	2.52	2.52	17.04
2027	16.68	6.09	2.52	2.52	15.34
2028	15.01	5.48	2.52	2.52	13.81
2029	13.51	4.93	2.52	2.52	12.43
2030	12.16	4.44	2.52	2.52	11.18
2031	10.94	3.99	2.52	2.52	10.06
Total	1461.52	533.46		80.64	1344.31

SUMMARY ECONOMIC OF PROJECT KKME

One Platform 5 Wells		Conversion Ratio (\$/Bbl)	50.025
Development Forward		Init Gas Price (\$/MMBTU)	2.52
225BCF of Reserve & 250BCF of Gas In Place		Avg Heat Val (Mmbtu/Mcf)	1.00
Drainage 500 acre		Gas Fuel Usage (%)	1%
		Ann Gas Price Esc (%)	7%
		Post Tax	After Tax
Corporate Tax (%)	50.00%	R.O.R	23.10% 15.20%
Government Royalty (%)	6.25%	Royalty:	\$127.1 9%
Init Year of Capex Esc	2000	SRB:	\$52.3 4%
Capex Ann Inflation%	7.25%	Corp Tax:	\$149.7 11%
LOE Ann Inflation%	7.25%	Thailand:	\$329.1 24%

PRODUCTION & REVENUE

YEAR	GROSS	NET	GAS PRICE	PRODUCT	NET PRODUCT
	DAILY	ANNUAL		PRICE	REVENUE
	RATE	SALES GAS		GAS	GAS
	MNSCF/D	BCF	US\$/MMBTU	US\$/MMSCF	MMUS\$
2000	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2001	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2002	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2003	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2004	92.00	33.58	2.52	2.52	84.62
2005	92.00	33.58	2.52	2.52	84.62
2006	80.00	29.20	2.52	2.52	73.58
2007	68.00	24.82	2.52	2.52	62.55
2008	55.50	20.26	2.52	2.52	51.03
2009	46.00	16.79	2.52	2.52	42.31
2010	36.00	13.14	2.52	2.52	33.11
2011	27.00	9.86	2.52	2.52	24.83
2012	22.00	8.03	2.52	2.52	20.24
2013	17.50	6.39	2.52	2.52	16.10
2014	14.60	5.33	2.52	2.52	13.43
2015	12.50	4.56	2.52	2.52	11.50
2016	10.50	3.83	2.52	2.52	9.66
2017	8.80	3.21	2.52	2.52	8.09
2018	7.55	2.76	2.52	2.52	6.94
2019	6.50	2.37	2.52	2.52	5.98
2020	5.75	2.10	2.52	2.52	5.29
2021	5.20	1.90	2.52	2.52	4.78
2022	4.70	1.72	2.52	2.52	4.32
2023	4.30	1.57	2.52	2.52	3.96
Total	616.40	224.99		60.48	566.96

V	W	X	Y	Z	AA	AB	AC	AD	AE	AF	AG	AH
INCOME TAX/90%	YEAR	GAS PRODUCTION		GAS PRICE	CASH FLOW SUMMARY						DISCOUNTED	7.25%
		MMSCFD	MMSCFY	USD/MMBTU	GROSS REVENUE	CAPEX	OPEX	GOVERNMENT TAKE		ANNUAL CASH FLOW	DISC FACTOR	
					MM US\$	MM US\$	MM US\$	ROYALTY	INC.TAX	MM US\$		MM US\$
MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$
0.00	2000	0.00	0.00	2.52	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	-2.40	-2.40	1.0000
0.00	2001	0.00	0.00	2.52	0.00	10.35	0.00	0.00	0.00	-10.35	-9.50	0.9324
0.00	2002	0.00	0.00	2.52	0.00	33.20	0.00	0.00	0.00	-33.20	-24.94	0.8494
0.00	2003	0.00	0.00	2.52	0.00	92.30	0.00	0.00	0.00	-92.30	-70.71	0.8106
0.00	2004	92.00	33500.00	2.52	84.61	0.00	13.43	3.29	0.00	65.90	49.61	0.7558
13.04	2005	92.00	33500.00	2.52	84.62	0.00	13.70	3.29	13.64	51.99	38.64	0.7041
20.07	2006	80.00	29200.00	2.52	71.98	0.00	12.11	4.60	20.07	36.77	28.16	0.6571
16.50	2007	68.00	24820.00	2.52	62.55	0.00	10.34	3.91	16.50	31.60	19.56	0.6127
19.54	2008	33.50	20257.50	2.52	31.09	0.00	8.72	3.19	19.54	19.54	11.16	0.5712
16.30	2009	46.00	16790.00	2.52	42.31	0.00	7.42	2.82	16.30	16.30	8.73	0.5316
12.77	2010	36.00	11840.00	2.52	33.11	0.00	3.92	1.60	12.77	12.77	4.38	0.4966
9.53	2011	27.00	9835.00	2.52	24.83	0.00	4.33	1.24	9.53	9.53	4.41	0.4621
7.23	2012	22.00	8000.00	2.52	20.24	0.00	3.70	1.01	7.23	7.23	3.34	0.4318
4.12	2013	17.50	6387.50	2.52	16.10	0.00	3.00	0.80	4.12	4.12	2.48	0.4026
5.00	2014	14.50	5320.00	2.52	13.43	0.00	2.04	0.67	5.00	5.00	1.91	0.3754
4.31	2015	12.50	4562.50	2.52	11.50	0.00	2.27	0.37	4.31	4.31	1.51	0.3480
3.62	2016	10.50	3812.50	2.52	9.66	0.00	1.94	0.40	3.62	3.62	1.13	0.3263
3.01	2017	8.50	3212.00	2.52	8.09	0.00	1.60	0.40	3.01	3.01	0.92	0.3043
2.57	2018	7.53	2335.33	2.52	6.44	0.00	1.43	0.33	2.57	2.57	0.73	0.2837
2.29	2019	6.50	2312.50	2.52	5.90	0.00	1.28	0.30	2.29	2.29	0.58	0.2643
1.94	2020	5.75	2076.25	2.52	5.29	0.00	1.13	0.26	1.94	1.94	0.48	0.2466
1.74	2021	5.30	1878.00	2.52	4.78	0.00	1.00	0.24	1.74	1.74	0.40	0.2300
1.56	2022	4.70	1715.00	2.52	4.32	0.00	0.90	0.22	1.56	1.56	0.34	0.2144
1.42	2023	4.20	1549.50	2.52	3.90	0.00	0.81	0.20	1.42	1.42	0.28	0.1999
142.36	Total	616.40	22496.00		566.95	143.13	98.59	32.80	149.30	142.67	51.04	
									IRR=	1.00	IRR=	18.70%

SUMMARY ECONOMIC OF PROJECT KK60

One Platform 5 Wells		Conversion Ratio (\$/Baht)	50.025
Development Forward		Int Gas Price (\$/MMBTU)	2.52
239BCF of Reserve & 276BCF of Gas In Place		Avg Heat Val (Mmbtu/Mcf)	1.00
Drainage 500 acre		Gas Fuel Usage (%)	1%
		Ann Gas Price Esc (%)	2%
		Post SRB	Post Tax
Corporate Tax (%)	50.00%	R.O.R	23.10% 15.20%
Government Royalty (%)	6.25%	Royalty:	\$127.1 9%
Int Year of Capex Esc	2000	SRB:	\$52.3 4%
Capex Ann Inflation%	7.25%	Corp Tax:	\$149.7 11%
LOE Ann Inflation%	7.25%	Thailand:	\$329.1 24%

PRODUCTION & REVENUE

YEAR	GROSS	NET	GAS PRICE	PRODUCT	NET PRODUCT
	DAILY	ANNUAL		PRICE	REVENUE
	RATE	SALES GAS		GAS	GAS
	MMSCF/D	BCF	US\$/MMBTU	US\$/MMSCF	MM US\$
2000	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2001	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2002	0.00	0.00	2.52	2.52	0.00
2003	0.00	0.00	2.52	-2.52	0.00
2004	92.00	33.58	2.52	-2.52	\$4.62
2005	92.00	33.58	2.52	2.52	\$4.62
2006	78.00	28.47	2.52	2.52	71.74
2007	66.00	24.09	2.52	2.52	60.71
2008	55.00	20.03	2.52	2.52	50.59
2009	48.00	17.52	2.52	2.52	44.15
2010	40.00	14.60	2.52	2.52	36.79
2011	34.00	12.41	2.52	2.52	31.27
2012	27.00	9.86	2.52	2.52	24.83
2013	22.00	8.03	2.52	2.52	20.24
2014	18.00	6.57	2.52	2.52	16.56
2015	15.00	5.48	2.52	2.52	13.80
2016	13.00	4.75	2.52	2.52	11.96
2017	11.00	4.02	2.52	2.52	10.12
2018	10.00	3.65	2.52	2.52	9.20
2019	8.45	3.08	2.52	2.52	7.77
2020	7.10	2.59	2.52	2.52	6.53
2021	6.60	2.41	2.52	2.52	6.07
2022	6.00	2.19	2.52	2.52	5.52
2023	5.40	1.97	2.52	2.52	4.97
Total	654.35	238.91		60.48	602.06

YEAR	W	X	Y	Z	CASH FLOW SUMMARY										AG	AH		
					GAS PRODUCTION		GAS PRICE	AA		AB	AC		AD	AE			AF	
					MMSCFD	MMSCFY		MM US\$	MM US\$		CAPEX	OPEX		ROYALTY				GOVERNMENT TAX
MMSCF/D	MMSCFY/Y	US\$/MMBTL	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	MM US\$	DISC CASH FLOW	7.25% DISC FACTOR			
2000	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	2.40	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-2.40	1.0000			
2001	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	10.51	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-10.51	0.9324			
2002	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	33.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-33.29	0.8694			
2003	0.00	0.00	0.00	2.52	0.00	97.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-97.10	0.8106			
2004	92.00	33580.00	0.00	2.52	84.62	0.00	13.43	5.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	65.90	0.7558			
2005	92.00	33580.00	0.00	2.52	84.62	0.00	13.70	5.29	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	36.69	0.7047			
2006	78.00	28470.00	0.00	2.52	71.74	0.00	11.85	4.48	19.36	0.00	0.00	0.00	0.00	23.69	0.6571			
2007	66.00	24090.00	0.00	2.52	60.71	0.00	10.23	3.79	15.79	0.00	0.00	0.00	0.00	18.93	0.6127			
2008	55.00	20075.00	0.00	2.52	50.99	0.00	8.69	3.16	19.37	0.00	0.00	0.00	0.00	11.06	0.5712			
2009	48.00	17520.00	0.00	2.52	44.15	0.00	7.74	2.21	17.10	0.00	0.00	0.00	0.00	9.11	0.5326			
2010	40.00	14600.00	0.00	2.52	36.79	0.00	6.58	1.84	14.19	0.00	0.00	0.00	0.00	7.05	0.4966			
2011	34.00	12410.00	0.00	2.52	31.27	0.00	5.70	1.56	12.00	0.00	0.00	0.00	0.00	5.56	0.4631			
2012	27.00	9855.00	0.00	2.52	24.83	0.00	4.62	1.24	9.49	0.00	0.00	0.00	0.00	4.10	0.4318			
2013	22.00	8030.00	0.00	2.52	20.24	0.00	3.84	1.01	7.69	0.00	0.00	0.00	0.00	3.10	0.4026			
2014	18.00	6570.00	0.00	2.52	16.56	0.00	3.20	0.83	6.26	0.00	0.00	0.00	0.00	2.35	0.3754			
2015	15.00	5475.00	0.00	2.52	13.80	0.00	2.72	0.69	5.19	0.00	0.00	0.00	0.00	1.82	0.3500			
2016	13.00	4745.00	0.00	2.52	11.96	0.00	2.41	0.60	4.48	0.00	0.00	0.00	0.00	1.46	0.3263			
2017	11.00	4015.00	0.00	2.52	10.12	0.00	2.08	0.51	3.77	0.00	0.00	0.00	0.00	1.15	0.3043			
2018	10.00	3650.00	0.00	2.52	9.20	0.00	1.93	0.46	3.41	0.00	0.00	0.00	0.00	0.97	0.2837			
2019	8.45	3084.25	0.00	2.52	7.77	0.00	1.66	0.39	2.86	0.00	0.00	0.00	0.00	0.76	0.2645			
2020	7.10	2591.50	0.00	2.52	6.53	0.00	1.42	0.33	2.39	0.00	0.00	0.00	0.00	0.59	0.2466			
2021	6.00	2190.00	0.00	2.52	5.52	0.00	1.23	0.28	2.21	0.00	0.00	0.00	0.00	0.42	0.2300			
2022	6.00	2190.00	0.00	2.52	5.52	0.00	1.25	0.28	2.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.43	0.2144			
2023	5.40	1971.00	0.00	2.52	4.97	0.00	1.15	0.25	1.79	0.00	0.00	0.00	0.00	0.36	0.1999			
Total	651.95	238691.75			601.50	143.30	105.42	34.48	162.90					155.40	59.53			
													PIR=	1.08	IRR=	19.24%		

ประวัติผู้วิจัย

นายเกรียงไกร 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 ผู้อำนวยการ และผู้อำนวยการพิเศษ มีหน้าที่รับผิดชอบติดตามควบคุมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั่วประเทศ กำหนดปริมาณสำรองและคาดการณ์อัตราการผลิตของแหล่งปิโตรเลียมทั่วประเทศ กำหนดเกี่ยวกับวิศวกรรมปิโตรเลียมอื่น ๆ ในปี พ.ศ. 2538 ดำรงตำแหน่งหัวหน้าฝ่ายระบบและกลั่นกรองการลงทุนในกิจกรรมปิโตรเลียม กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ มีหน้าที่รับผิดชอบ กลั่นกรอง ยกเว้นภาษี การนำเข้า อุปกรณ์สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม กลั่นกรองอนุญาตให้ชาวต่างชาติเข้ามาปฏิบัติงานในราชอาณาจักร ติดตามและดูแลควบคุมการลงทุนสำรวจและผลิตปิโตรเลียมในประเทศไทย ปี พ.ศ. 2540 เริ่มปฏิบัติหน้าที่เป็นอาจารย์ที่สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดำรงตำแหน่ง ผู้ช่วยศาสตราจารย์ และตั้งแต่ พ.ศ. 2543 ดำรงตำแหน่งรองผู้อำนวยการศูนย์เครื่องมือวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตั้งแต่ พ.ศ. 2544 ถึงปัจจุบัน

สถานที่ติดต่อ สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี 111 ถนนมหาวิทยาลัย ตำบลสุรนารี อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์ (044) 224310 , 224441 โทรสาร (044) 224445 E-mail : kriangkr@ccs.sut.ac.th