

## บทที่ 2

### ปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

#### 2.1 แอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทย (Tertiary Basin in Thailand)

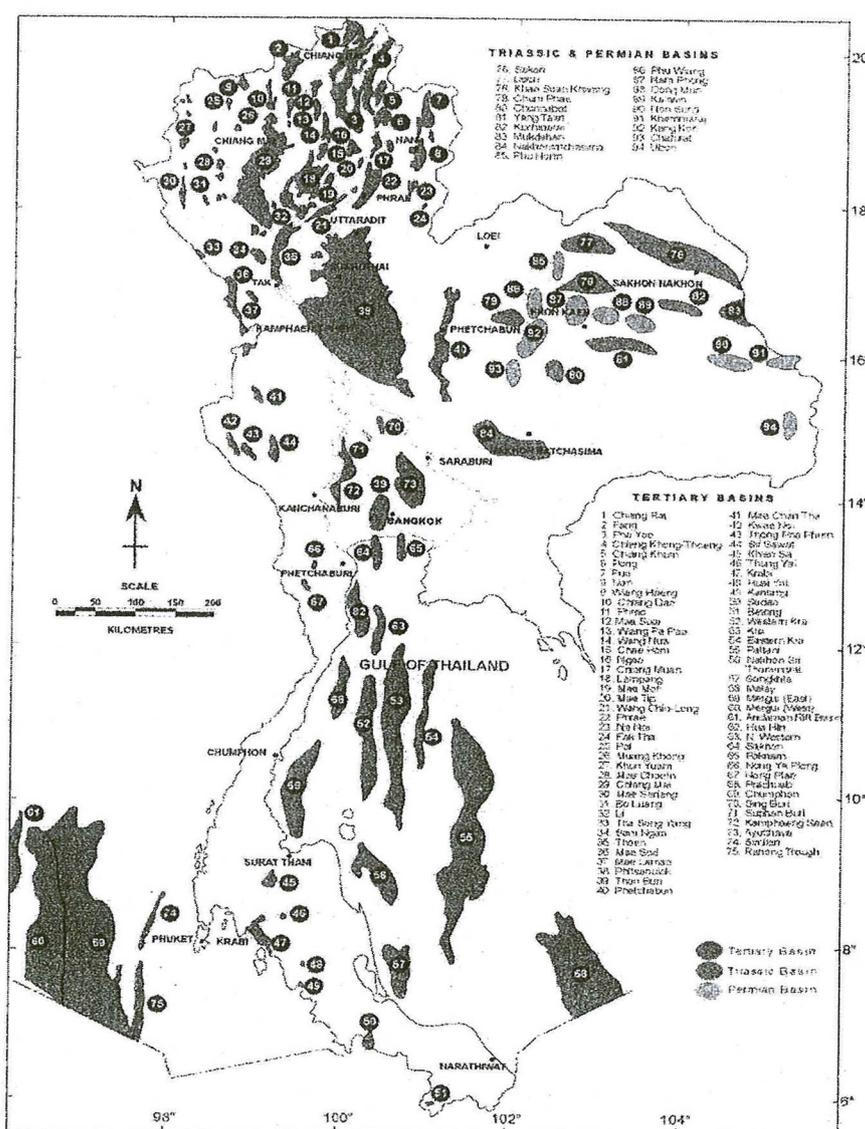
สำหรับแอ่งตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรีในประเทศไทยเป็นแอ่งตะกอนที่มีความสำคัญต่อการสำรวจปิโตรเลียมเนื่องจากแหล่งปิโตรเลียมที่สำคัญที่พบในประเทศไทย ส่วนใหญ่จะพบในแอ่งตะกอนที่เกิดการทับถมของตะกอนในยุคเทอร์เชียรี ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันฝางหรือแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ โดยจากการศึกษาวิจัยของ Niwat Chinchorn, Surawit Praditdan และ Nares Sattayarak (1989) ได้ทำการศึกษาถึงลักษณะการตกตะกอนและการทับถมของตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่สะสมในแอ่งต่างๆ ที่พบในประเทศไทย โดยจัดเป็นแอ่งประเภทแอ่งที่เกิดระหว่างหุบเขา (Intermontane basin) และ Wutti Uttamo, Gary, J. และ Chris, F.(1999) ได้ทำการศึกษาถึงลักษณะของตะกอนที่พบในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย โดยแอ่งตะกอนส่วนใหญ่จะพบกระจายอยู่ทั่วไปในเขตพื้นที่ภาคเหนือ ภาคกลาง และในเขตพื้นที่ของอ่าวไทย แต่ส่วนใหญ่ในบริเวณตอนบนของประเทศจะเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็กถึงปานกลางเท่านั้น ส่วนในบริเวณของอ่าวไทยจะพบแอ่งตะกอนที่มีขนาดค่อนข้างใหญ่ มีลักษณะการวางตัวของแอ่งอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ และส่วนมากจะมีการสำรวจพบทรัพยากรปิโตรเลียม อาทิเช่น น้ำมันดิบที่พบในแอ่งฝาง แอ่งพิษณุโลกและแอ่งสุพรรณบุรี ก๊าซธรรมชาติพบในแอ่งปัตตานี ส่วนในแอ่งแม่สอดและแอ่งแม่เมาะมีการสำรวจพบหินน้ำมัน (oil shale) และถ่านหิน (coal) ดังนั้นจากการสำรวจเพื่อทำการค้นหาแหล่งปิโตรเลียมในแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรี (รูปที่ 1) สามารถจำแนกเป็นแอ่งต่างๆ ที่สำคัญได้ดังนี้

##### 2.1.1 แอ่งฝาง

แอ่งฝางตั้งอยู่บริเวณอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ลักษณะของแอ่งเป็นแบบกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร ความหนาของแอ่งประมาณ 2,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) โดยแอ่งฝางจัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็กแต่มีความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีแอ่งแรกที่มีการสำรวจพบปิโตรเลียม

### 2.1.2 แอ่งพิชฌุโลก

แอ่งพิชฌุโลกเป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่มีความสำคัญมากอีกแห่งหนึ่ง เนื่องจากเป็นแอ่งที่มีขนาดใหญ่ที่พบในบริเวณภาคเหนือของประเทศไทยครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 6,000 ตารางกิโลเมตร ลักษณะของแอ่งพิชฌุโลกเกิดจากการทับถมของตะกอนที่เกิดจากทะเลสาบและทางน้ำ โดยมีความหนาของตะกอนประมาณ 8,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ในปัจจุบันมีการสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในบริเวณแอ่งพิชฌุโลกเป็นจำนวนมาก อาทิเช่น แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ และแหล่งน้ำมันหนองตูม เป็นต้น



รูปที่ 2.1 แผนที่แสดงแอ่งก่อนและแอ่งเทอร์เชียรีในประเทศไทย (กรมทรัพยากรธรณี, 2542)

### 2.1.3 แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสน

แอ่งสุพรรณบุรีและแอ่งกำแพงแสนเป็นแอ่งตะกอนที่มีการสะสมตัวอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางตอนล่างของประเทศ จัดเป็นแอ่งที่มีขนาดเล็ก ลักษณะของแอ่งเป็นแบบกึ่งกราเบน (half-graben) มีพื้นที่ประมาณ 800 ตารางกิโลเมตร ความหนาของตะกอนประมาณ 3,000 เมตร (Pol Chaodumrong และ Yaowalak Chaimanee, 2002) ปัจจุบันมีการสำรวจปิโตรเลียมและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมจำนวน 3 แหล่ง ได้แก่ แหล่งน้ำมันอุ้มทอง แหล่งน้ำมันกำแพงแสน และแหล่งน้ำมันสังคายน

### 2.1.4 แอ่งปัตตานี

แอ่งปัตตานีเป็นแอ่งตะกอนยูคเทออร์เซียรีที่ใหญ่ที่สุดในประเทศไทย ตั้งอยู่ในเขตพื้นที่ของอ่าวไทย ปัจจุบันมีการสำรวจพบปิโตรเลียมจำนวนมาก ไม่ว่าจะเป็นก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว รวมถึงพบน้ำมันดิบด้วย

### 2.1.5 แอ่งชุมพร

แอ่งชุมพรเป็นแอ่งตะกอนยูคเทออร์เซียรีที่มีขนาดปานกลางแต่เป็นแอ่งตะกอนที่มีการสำรวจพบน้ำมันดิบและทำการพัฒนาเป็นแหล่งผลิตน้ำมันดิบเป็นแห่งแรกในบริเวณพื้นที่ของอ่าวไทย ได้แก่ แหล่งนางนวล

## 2.2 แหล่งปิโตรเลียมที่พบในพื้นที่ภาคกลาง ภาคเหนือของประเทศไทย (Petroleum Field in Central and Northern of Thailand)

สำหรับแหล่งปิโตรเลียมที่มีการสำรวจพบในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือ และภาคกลางของประเทศไทย มีอยู่หลายแหล่ง แต่ที่ค่อนข้างมีความสำคัญ คือ

### 2.2.1 แหล่งน้ำมันฝาง (Fang oil filed)

แหล่งน้ำมันฝาง (รูปที่ 2.2) เป็นแหล่งน้ำมันที่ตั้งอยู่ในบริเวณลุ่มแอ่งฝางได้รับการสำรวจพบน้ำมันดิบเป็นเวลานานกว่า 100 ปี และได้ถูกพัฒนาเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมมาจนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันฝางครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร จากการทำการสำรวจทางธรณีฟิสิกส์โดยวิธีวัดคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ (3D Seismic) ของกรมการพลังงานทหารทำให้ทราบถึงลักษณะการวางตัวของแอ่งซึ่งวางตัวอยู่ในแนวเหนือ-ใต้ ตะกอนที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งฝางส่วนใหญ่เป็นตะกอนที่เกิดจากทางน้ำเก่า (Nopparat Settakul, 2002) ในปัจจุบันมีการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมในแหล่งน้ำมันฝางมีจำนวนมากกว่า 100 หลุม แต่มีหลุมผลิตปิโตรเลียมมีอยู่ประมาณ 35 หลุมจาก 5 โครงสร้าง โดยมีอัตราการผลิตน้ำมันดิบประมาณ 800

บาเรลต่อวัน สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการเจาะสำรวจ จะสามารถสรุปได้ดังนี้

1. ตะกอนยุคก่อนเทอร์เชียรี จะเป็นฐานของแอ่งฝาง ประกอบด้วยหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสซิกและหินทรายในยุคจูแรสซิกถึงยุคครีเทเชียส อยู่ทางด้านตะวันออกของแอ่ง ส่วนทางด้านตะวันตกจะพบหินแปรยุคแคมเบรียนถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัส

2. ตะกอนยุคเทอร์เชียรีหรือมีชื่ออีกอย่างว่า หินชุดแม่สอด ประกอบด้วย หินดินดานสีน้ำตาลเข้มและสีเทา หินโคลนสีน้ำตาลแทรกสลับกับชั้นตะกอนทรายและหินทราย โดยชั้นของหินทรายจะมีความหนาประมาณ 1-10 เมตร และชั้นทรายเป็นดั่งกล่าวจัดเป็นชั้นหินแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมที่สำคัญของแหล่งน้ำมันฝาง

3. ตะกอนยุคควอเทอร์นารีและยุคปัจจุบัน โดยทั่วไปจะเรียกตะกอนชุดนี้ว่า หินชุดแม่ฝาง ประกอบด้วยกรวดและทรายแทรกสลับกับดินเหนียวที่เกิดจากการทับถมของทางน้ำ (fluvial system)

จากการศึกษาของ Nopparat Settakul (2002) ได้อธิบายถึงระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันฝาง (Petroleum system) ไว้ดังนี้

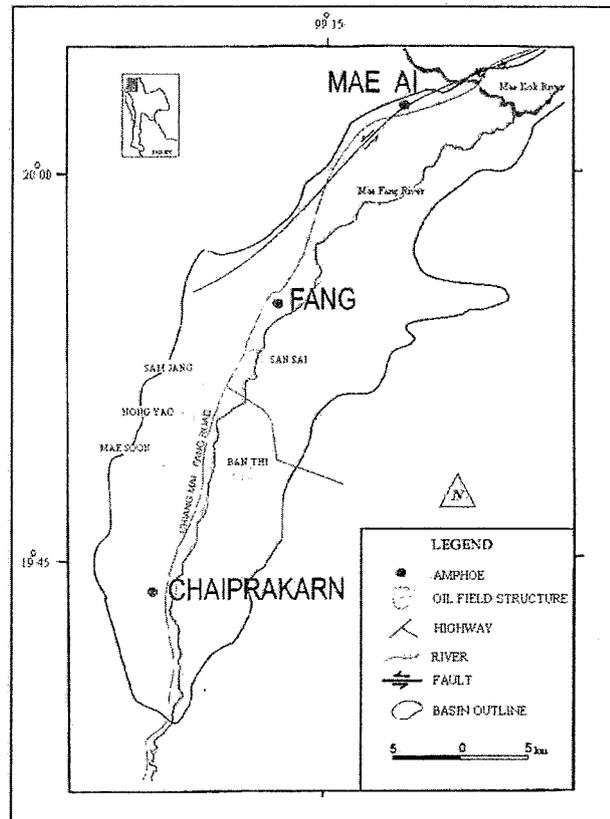
1. หินต้นกำเนิด (Source rock) สำหรับศักยภาพของหินต้นกำเนิดในแอ่งฝาง จากข้อมูลของตัวอย่างหินที่ได้จากการเจาะสำรวจ ทำให้ทราบค่า TOC (Total Organic Content) อยู่ในช่วง 1.63-2.67% โดยน้ำหนัก ค่า EOM (Extractable Soluble Organic Matter) อยู่ในระดับสูงประมาณ 1,074-1,646 ppm และชนิดของคีโรเจน (kerogen type) เป็นประเภทสองและสาม

2. แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) สำหรับลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันในแหล่งน้ำมันฝางจะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap) ที่เกิดสัมพันธ์กับโครงสร้างแบบประทุนคว่ำ (anticline structure) และโครงสร้างแบบแนวเทชันเดียว (monocline structure)

3. ชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) ส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนทรายบางๆ รวมถึงชั้นหินทรายและหินทรายแป้ง โดยมีค่าความพรุนประมาณ 10-30% และค่าความซึมซาบได้ประมาณ 10-200 md โดยหินแหล่งกักเก็บจะอยู่ในหินชุดแม่สอด ซึ่งจะกระจายอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 200-1,000 เมตร มีความหนาประมาณ 1-10 เมตร

สำหรับปริมาณสำรองของแหล่งน้ำมันฝาง จากข้อมูลการผลิตทั้งหมด ปัจจุบันแหล่งน้ำมันฝางทำการผลิตน้ำมันดิบแล้วประมาณ 10,000,000 บาเรล และจากการทำกราฟแสดงการลดลง (decline curve) และอัตราส่วนของความสามารถในการอิมตัวของของเหลว คือ น้ำมันต่อ น้ำ ( $S_{oil}/S_{water}$ ) ทำให้สามารถคาดคะเนได้ว่า จะสามารถทำการผลิตน้ำมันดิบจากแหล่งกักเก็บ

ปีโตรเลียมในชั้นแรกได้อีกประมาณไม่น้อยกว่า 20 ปี และจากการคำนวณขนาดของแอ่งฝาง สามารถคาดการณ์ถึงปริมาณของน้ำมันดิบที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งฝาง (oil in place) ประมาณ 100-300 ล้านบาร์เรล (Nopparat Settakul, 1993)



รูปที่ 2.2 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันต่างๆ ในแอ่งฝาง (กรมการพลังงานทหาร, 2547)

สำหรับคุณสมบัติของน้ำมันดิบที่พบในแหล่งน้ำมันฝาง โดยทั่วไปที่พบจัดแบ่งเป็น 2 ประเภทได้แก่

ประเภทที่ 1 เป็นน้ำมันหนักหรือมีความหนืดสูง (asphaltic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ  $16^{\circ}$  API

ประเภทที่ 2 เป็นน้ำมันเบาหรือมีความหนืดต่ำ (paraffinic base) โดยจะมีค่าของความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API อยู่ที่ประมาณ  $30^{\circ}$  API

โดยทั่วไปน้ำมันดิบประเภทที่ 1 จะพบในระดับตื้น ที่ระดับความลึกประมาณ 200 เมตร ส่วนในกรณีของประเภทที่ 2 จะพบในระดับที่ลึกลงไป และจากการทำการศึกษาวิจัยของ

Benjavun Ratanasthien (1997) ซึ่งได้ทำการศึกษาถึงประเภทของสาหร่ายต่างๆ ที่เป็นต้นกำเนิดของ หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมในบริเวณพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย สามารถแบ่งพื้นที่สำหรับศึกษา ได้ดังนี้ คือ แอ่งแม่สออด แอ่งแม่มาะ แอ่งฝาง แหล่งถ่านหินนาโฮ้ง แม่ทีป แอ่งถ้ำและบ้านผาเขา

สำหรับแอ่งฝาง ได้ทำการศึกษาข้อมูลจากหลุมผลิตน้ำมัน โดยใช้ตัวอย่างแท่งหินที่ได้จากการเจาะจากหลุมเจาะ IF30-03S ที่อยู่ในโครงสร้างหนองยาว ตั้งอยู่บริเวณทิศตะวันตกของ แอ่งฝาง ระดับความลึกประมาณ 3,595-4,524 ฟุต โดยตัวอย่างแท่งหินที่ได้จะเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่เป็นหินทรายแป้งและหินดินดานที่มีส่วนประกอบของอินทรีย์สาร(organic matter) ที่เกี่ยวข้องกับลิปทิไนต์ (liptinite) ซึ่งเป็นส่วนประกอบหลักของ “Alginite” และ “Liptodetrinite” โดยสำหรับประเภทต่างๆ และการกระจายตัวของ “Alginite” ในบริเวณหลุมเจาะ IF30-03S จะเปลี่ยนแปลงไปตามลำดับการทับถมของความลึกของชั้นหิน และในส่วนที่มีระดับความลึกสูงสุดคือ 4,524 ฟุต จะประกอบด้วย “Alginite A” จำนวน 2 ชนิด ส่วนบริเวณที่ตื้นกว่าจะพบการกระจายตัวของโคโลนี (colonies) ที่มีสีเหลืองถึงขาวเหลืองเมื่อมีการเรืองแสง โดยโคโลนีดังกล่าวถ้าเป็นโคโลนีที่มีขนาดเล็กจะมีขนาด 5-10 ไมโครเมตร ส่วนโคโลนีที่มีขนาดใหญ่จะมีขนาด 20-50 ไมโครเมตร โดยจะเรียกว่า “Fang Algae”

### 2.2.2 แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี

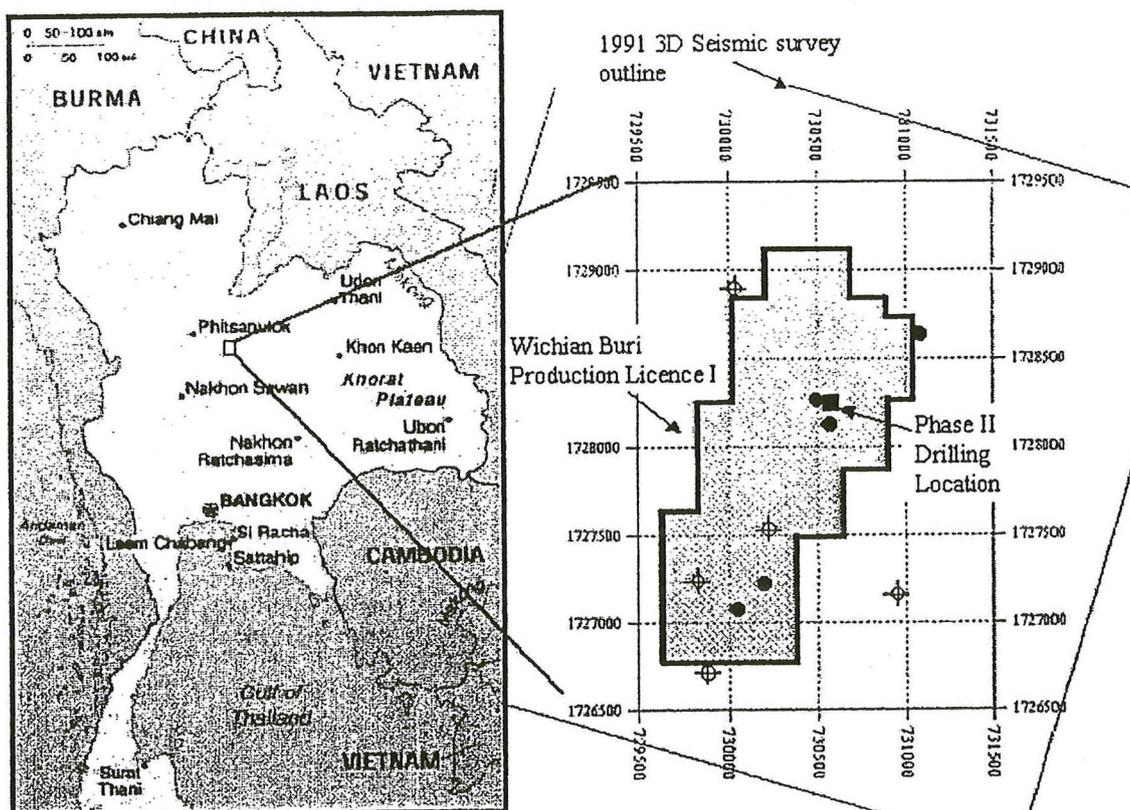
แหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (รูปที่ 2.3) เป็นตัวอย่างของแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดเล็ก มีลักษณะของแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ ตั้งอยู่ในเขต อำเภอวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์ โดยอยู่ในการดูแลและจัดการของบริษัทแปซิฟิค ไทเกอร์ จากการศึกษาของ Murray Hawked, Andrew Bromley และ Teenarat Kleungputsa (2002) พบว่าแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี อยู่ในพื้นที่แอ่งวิเชียรบุรี เป็นแอ่งตะกอนยุคเทอร์เชียรีที่สะสมตัวอยู่ในแอ่งเพชรบูรณ์ ซึ่งอยู่ในบริเวณพื้นที่ภาคกลางของประเทศไทย และสำหรับหินที่ทำหน้าที่เป็นชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม ได้แก่ หินทราย ที่มีชื่อเรียกว่า ชั้นทรายเอฟ (F-sandstone) โดยลักษณะของระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี มีรายละเอียดดังนี้

หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock) จัดเป็นหินดินดานที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยมีค่าปริมาณของอินทรีย์สารทั้งหมด (Total Organic Content; TOC) ประมาณ 5-13% และสำหรับน้ำมันดิบที่ได้จากการผลิต จัดเป็นประเภทมีไขสูง มีจุดหลอมเหลวของน้ำมันดิบประมาณ 42°C และมีค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ 29-30 °API

หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) สำหรับชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม “ชั้นทรายเอฟ” จัดเป็นหินทรายที่มีความพรุนประมาณ 25% โดยมีการสะสมตัวอยู่ที่ระดับความลึกตั้งแต่ 920

เมตร ถึง 960 เมตร และมีอุณหภูมิของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมประมาณ  $70^{\circ}\text{C}$  และแหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) ส่วนใหญ่จะเกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)

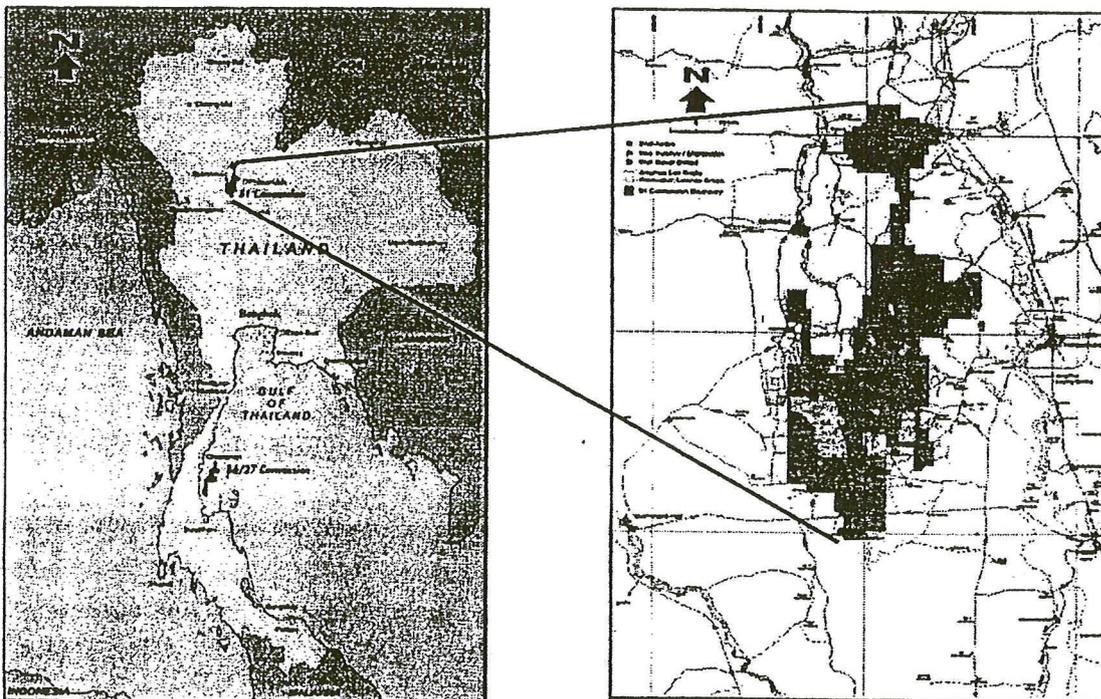
การพัฒนาของแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี ได้รับการเจาะสำรวจและพัฒนามาตั้งแต่ปี ค.ศ. 1988 โดยมีหลุมเจาะสำรวจและผลิตหลุมแรก คือ หลุม “Wichian Buri1 (WB-1)” มีอัตราการผลิตประมาณ 500 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการผลิตน้ำมันจากชั้นทรายเอฟที่ระดับความลึก 962-998 เมตร มีปริมาณสำรองประมาณ 240,000 บาร์เรล เดิมแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรีมีจำนวนหลุมผลิตทั้งสิ้น 4 หลุม ได้แก่ หลุม “Wichian Buri1 (WB-1)” หลุม “Wichian Buri-North1 (WBN-1)” “Wichian Buri-North2 (WBN-2)” และ “Wichian Buri-North3 (WBN-3)” มีอัตราการผลิตรวมประมาณ 200 บาร์เรลต่อวัน แต่ปัจจุบันบริษัท Pan Orient และ Carnavan ได้ร่วมกันลงทุนแทนบริษัทเปซิฟิไทเกอร์ ขอสัมประทานเพิ่มอีก 2 แปลง คือ L44 และ L33 สำรวจพบน้ำมันดิบในรอยแตกหินอัคนี (Volcanic Silt) ซึ่งเป็นเป่าประสงค์ใหม่ (New Play) ทำให้การผลิตรวมเป็นประมาณวันละ 8,500 บาร์เรล (มกราคม พ.ศ. 2552)



รูปที่ 2.3 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันวิเชียรบุรี (Murray et.al, 2002)

### 2.2.3 แหล่งน้ำมันสิริกิติ์

แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (รูปที่ 2.4) อยู่ในบริเวณพื้นที่ของแอ่งพิษณุโลก โดยปัจจุบันอยู่ในเขตการปกครองของอำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร แหล่งน้ำมันสิริกิติ์ได้รับการสำรวจและพัฒนาโดยบริษัทไทยเชลล์ ซึ่งได้ร่วมทุนกับบริษัท ปตท.สผ. ทำการพัฒนามาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 จนถึงปัจจุบัน โดยในปัจจุบันมีการผลิตทั้งน้ำมันดิบและก๊าซธรรมชาติ โดยน้ำมันดิบที่ผลิตได้จากแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ได้ถูกขนานนามว่า “น้ำมันดิบเพชร” จัดเป็นน้ำมันดิบประเภทน้ำมันเบา มีความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐานของ API ประมาณ  $40^{\circ}$  API และมีส่วนประกอบของซัลเฟอร์ผสมอยู่ที่ 0.05% สำหรับอัตราการผลิตน้ำมันดิบของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์มีค่าเฉลี่ยประมาณ 20,000 บาร์เรลต่อวัน และมีอัตราการผลิตก๊าซประมาณ 55 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (Luechai Wongsirasawad, 2002) และสำหรับแหล่งน้ำมันสิริกิติ์จัดเป็นแหล่งปิโตรเลียมที่มีขนาดใหญ่ที่สุดในประเทศไทยที่มีการสำรวจพบบนบก มีปริมาณสำรองของน้ำมันที่ได้พิสูจน์แล้วประมาณ  $61.76 \times 10^6$  bbl ซึ่งน้ำมันดิบที่ผลิตได้จะทำการขนส่งโดยรถไฟเพื่อนำไปทำการกลั่นที่โรงกลั่นน้ำมันจังหวัดชลบุรี และกรุงเทพมหานคร ส่วนก๊าซที่ผลิตได้จากแหล่งสิริกิติ์จะถูกนำส่งให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยเพื่อนำไปใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อไป



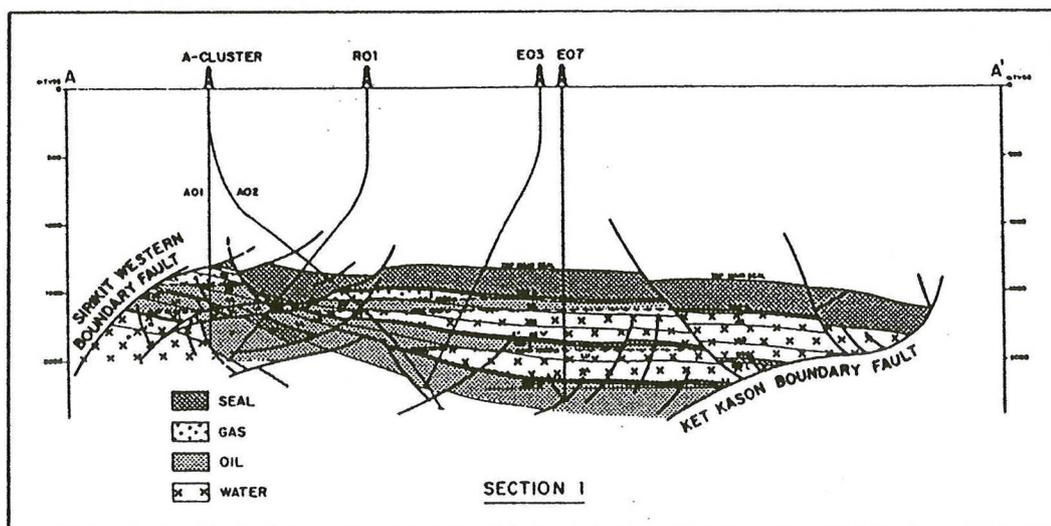
รูปที่ 2.4 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Luechai Wongsirasawad, 2002)

สำหรับระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (Petroleum system of Sirikit oil field) มีรายละเอียดดังนี้

หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock) จากการศึกษารายงานของ A.A.Bal, H.M. Burgisser, D.K.Harris, S.M.Rigby, S. Thumprasertwong และ F.J.Winkler (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมเกิดจากการทับถมของสิ่งแวดล้อม 3 ประเภท ได้แก่ ทะเลสาบเปิด ทางน้ำ และทะเลสาบ และแอ่งน้ำท่วมถึง โดยหินต้นกำเนิดดังกล่าวส่วนใหญ่จะเป็นหินดินเหนียวที่สะสมตัวอยู่ในหมวดหินชุมแสง (Chum Saeng Formation) มีความหนาประมาณ 150-400 เมตร แต่ในบางบริเวณอาจมีความหนมากถึง 1,000 เมตรก็ได้

หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) ส่วนใหญ่เป็นหินทรายในหมวดหินลานกระบือ (Lan Krabu Formation) โดยหินทรายดังกล่าวสามารถแบ่งได้ 5 ชั้นตามระดับความลึก ได้แก่ ชั้นทรายดี (D-sand) ชั้นทรายเค (K-sand) ชั้นทรายแอล (L-sand) ชั้นทรายเอ็ม (M-sand) และชั้นทรายพี (P-sand) (Luechai Wongsirasawad, 2002)

แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) จากการศึกษารายงานของ A.A.Bal et.al. (1992) แหล่งกักเก็บที่เกิดจากรอยเลื่อน (fault trap) โดยมีรอยเลื่อนขนาดใหญ่ที่มีชื่อว่า “Western Sirikit Fault” และ “Ketkason Boundary Fault” เป็นตัวควบคุม

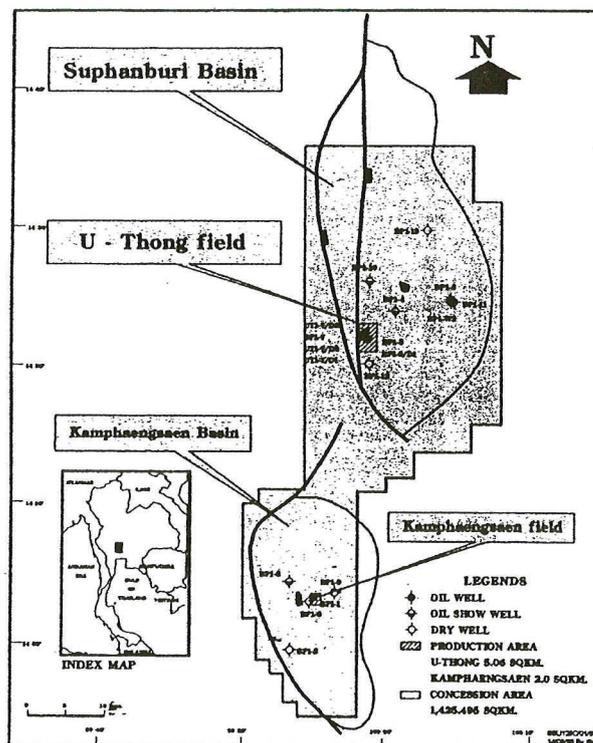


รูปที่ 2.5 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันสิริกิติ์ (A.A.Bal et.al., 1992)

สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ  
 ห้องสมุดงานวิจัย  
 วันที่ 18 มิ.ย. 2553  
 เลขทะเบียน.....227107  
 เลขเรียกหนังสือ.....

## 2.2.4 แหล่งน้ำมันอุทองและกำแพงแสน

แหล่งน้ำมันอุทองและกำแพงแสน (รูปที่ 2.6) เป็นแหล่งน้ำมันที่มีพื้นที่อยู่ในบริเวณแอ่งสุพรรณบุรี โดยเริ่มต้นในปี ค.ศ. 1985 ได้ทำการพัฒนาโดยบริษัท B.P. Petroleum Development Ltd. และระหว่างปี ค.ศ. 1986-1988 ได้มีการเจาะสำรวจรวมถึงเจาะหาขอบเขตของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมเป็นจำนวน 12 หลุม พบเป็นหลุมผลิตจำนวน 2 หลุม ได้แก่ หลุม BP1-3 และหลุม BP1-7 ในปัจจุบันหลุมผลิตดังกล่าวตั้งอยู่ในแหล่งน้ำมันอุทอง และต่อมาในปี ค.ศ. 1993 บริษัทปิโตรเลียมไทยสำรวจและผลิต (ปตท.สผ.) ได้ทำการซื้อสัมปทานการผลิตจากบริษัท B.P. Petroleum Development Ltd. (Hatairat Triamwichanon, 1999) โดยแหล่งน้ำมันทั้งสองแหล่งมีอัตราการผลิตประมาณ 650 บาร์เรลต่อวัน จากหลุมผลิตทั้งหมด 11 หลุม สำหรับน้ำมันที่ผลิตได้มีค่าความถ่วงจำเพาะตามมาตรฐาน API ประมาณ  $25-34^{\circ}$  API รวมถึงค่าของอัตราส่วนการละลายของก๊าซต่อน้ำมันมีค่าต่ำมาก ประมาณน้อยกว่า 5 ลูกบาศก์ฟุตต่อบาร์เรล (B.J. Bidston และ J.S. Daniel, 1992) โดยปริมาณสำรองที่ได้รับการพิสูจน์แล้วของแหล่งน้ำมันอุทองและกำแพงแสนมีประมาณ  $0.85 \times 10^6$  บาร์เรล



รูปที่ 2.6 แผนที่แสดงแหล่งน้ำมันอุทองและกำแพงแสน (Hatairat Triamwichanon, 1999)

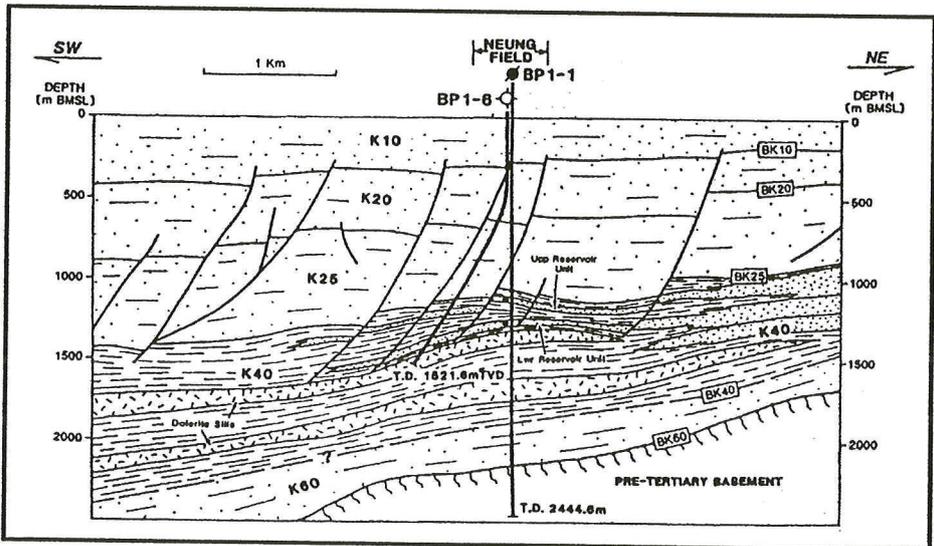
ระบบปิโตรเลียมของแหล่งน้ำมันอุทองและกำแพงแสน

หินต้นกำเนิดปิโตรเลียม (Source rock) จากการศึกษากของ B.J. Bidston และ J.S. Daniel (1992) พบว่าหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมที่พบในแอ่งสุพรรณบุรี ส่วนใหญ่จะมาจากหินโคลนที่เกิดจากการทับถมของทะเลสาบ โดยตัวแปรที่ทำให้เกิดการกลั่นตัวของน้ำมันออกมาจากหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้แก่ ความร้อนหรืออุณหภูมิที่อยู่ในบริเวณที่มีหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมอยู่ โดยมีการเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิประมาณ 4.5°C/100 เมตร ซึ่งหินต้นกำเนิดหรือหินโคลนดังกล่าวส่วนใหญ่จะพบอยู่ที่ระดับความลึกประมาณ 1,800-2,000 เมตร

หินกักเก็บปิโตรเลียม (Reservoir rock) ส่วนใหญ่จะเป็นหินทรายยุคเทอร์เชียรีที่เกิดจากการทับถมของระบบทางน้ำและทะเลสาบ โดยมีค่าความพรุนประมาณ 12-20% (Hatairat Triamwichanon, 1999)

แหล่งกักเก็บน้ำมัน (Trap) จะคล้ายกับแหล่งกักเก็บน้ำมันที่พบโดยทั่วไปในแหล่งน้ำมันอื่นๆ ของประเทศไทย คือส่วนใหญ่จะเป็นแหล่งกักเก็บที่เกิดจากการกระทำของรอยเลื่อน (fault trap)

ปัจจุบันบริษัท ปตท.สผ. พบแหล่งน้ำมันสังคายนที่มีปริมาณสำรองประมาณ 500,000 บาร์เรล ซึ่งอยู่ใกล้ๆ กับแหล่งน้ำมันอุทอง ซึ่งมีอัตราการผลิตวันละ 200 บาร์เรล



รูปที่ 2.7 ภาพแสดงภาพตัดขวางแหล่งน้ำมันอุทองและกำแพงแสน (B.J. Bidston and J.S. Daniel, 1992)

### 2.3 การสำรวจและพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

รายงานการสำรวจธรณีวิทยาฉบับแรกที่กล่าวถึงแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ได้แก่รายงานของ นายวอลเลซ ลี (Lee, 1923) ซึ่งได้สำรวจลักษณะธรณีวิทยาทั่วประเทศรวมทั้งภาคตะวันออกเฉียงเหนือด้วย ผลการสำรวจบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนือ พบลักษณะโครงสร้างธรณีวิทยาแบบประทุนคว่ำบริเวณตอนใต้ของเทือกเขาภูพาน และได้ให้ความเห็นว่าถ้าโครงสร้างนี้ต่อเนื่องถึงลงไปใต้ดินเป็นพันๆเมตร และมีชั้นหินที่มีชั้นอินทรีสารสะสมตัวอยู่ด้วยมากพอที่จะเป็นต้นกำเนิดของปิโตรเลียมแล้ว โครงสร้างนี้ก็เหมาะสมต่อการกักเก็บปิโตรเลียมได้ ต่อมา Ward, Bunnag (1964) ได้ให้ความเห็นว่ากลุ่มหินโคราชไม่น่าที่จะมีศักยภาพเป็นต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้แต่เป็นตัวกักเก็บที่ดีได้

การสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนืออย่างจริงจังแบ่งเป็น 4 ช่วงระยะแรกก่อนการประกาศใช้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2514 คือระหว่างปี พ.ศ. 2505 ถึง 2514 รัฐบาลได้อนุญาตให้บริษัทยูนิยอนอยล์แห่งประเทศไทยเข้าทำการสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือได้ ซึ่งบริษัทฯ ได้ทำการสำรวจโดยการบินสำรวจวัดค่าความเข้มข้นของสนามแม่เหล็กโลกและค่าความโน้มถ่วงเป็นระยะทางรวม 2,700 กิโลเมตร และทำการสำรวจคลื่นสั้นสะท้อนอีกเป็นระยะทางรวม 67 กิโลเมตร หลังจากนั้นได้ทำการเจาะหลุมสำรวจ 1 หลุมได้แก่หลุมสำรวจภูจินารายณ์ 1 ในปี พ.ศ. 2514 ซึ่งนับเป็นหลุมสำรวจปิโตรเลียมหลุมแรกในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ผลการเจาะสำรวจไม่พบปิโตรเลียมแต่อย่างไร

การสำรวจระยะที่ 2 ระหว่างปี พ.ศ. 2514 ถึง 2533 มีเป้าหมายของการสำรวจอยู่ที่การค้นหาชั้นหินที่ศักยภาพเป็นต้นกำเนิดปิโตรเลียม การหาชั้นหินกักเก็บปิโตรเลียม และการหาโครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมต่อการกักเก็บเป็นหลัก จากการศึกษาธรณีวิทยาในภาคตะวันออกเฉียงเหนือพบว่าหมวดหินผานกเค้า และหมวดหินห้วยน้ำคำยุคเพอร์เมียนน่าจะเป็นต้นกำเนิดปิโตรเลียมได้ ส่วนหินปูนยุคเพอร์เมียน หินโคลไมต์ยุคเพอร์เมียน และหินในกลุ่มหินโคราช มีคุณสมบัติเป็นหินกักเก็บปิโตรเลียมได้ และโครงสร้างธรณีวิทยาที่เหมาะสมที่จะเป็นแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ได้แก่โครงสร้างรอยผิควิสัยเชิงมุมระหว่างกลุ่มหินโคราชกับหินยุคเพอร์เมียน โครงสร้างประทุนคว่ำ และ โครงสร้างพีคหิน (Reef) ในหินยุคเพอร์เมียน (นเรศ สัตยารักษ์ และคณะ, 2528)

ในการสำรวจระยะที่ 2 นี้ มีบริษัทที่สนใจเข้ามาดำเนินการ เป็นบริษัทในเครือเอสโซ่ 3 บริษัท และบริษัทอื่นอีก 2 บริษัท มีการดำเนินการดังนี้

1. บริษัทเมอร์ดีเยนอยล์ ทำการสำรวจธรณีวิทยาผิวดิน และสำรวจคลื่นสั้นสะท้อนบริเวณบ้านแก้ง เป็นแนวสำรวจยาว 48.10 กิโลเมตร แต่บริษัทได้ยกเลิกการสำรวจโดยไม่มีการเจาะสำรวจแต่อย่างไร

2. บริษัทเทอรามารีน อินเตอร์เนชันแนล อิงค์ ทำการสำรวจธรณีวิทยาผิวดินบริเวณพื้นที่จังหวัดเลย อุดรธานี และขอนแก่น สำรวจวัดแรงโน้มถ่วง เป็นระยะทาง 1,057 กิโลเมตร และสำรวจคลื่นสั้นสะท้อนเป็นแนวสำรวจยาว 30 กิโลเมตร แต่ไม่มีการเจาะสำรวจแต่อย่างไร

3. บริษัทฟิลลิปส์ปิโตรเลียม และบริษัทเอสโซ่ สกอล เอส.เอ. ทำการสำรวจธรณีวิทยาผิวดินบริเวณพื้นที่จังหวัดอุบลราชธานี สกลนคร และนครพนม สำรวจคลื่นสั้นสะท้อนเป็นแนวสำรวจความยาวรวม 4,046 กิโลเมตร และทำการเจาะสำรวจที่หลุมโนนสูง ที่อำเภอเสนาวนิคม จังหวัดอุบลราชธานี พบก๊าซธรรมชาติเล็กน้อย

4. บริษัทเอสโซ่ อุดร อิงค์ ทำการสำรวจธรณีวิทยาผิวดินบริเวณพื้นที่จังหวัดอุดรธานี หนองคาย และนครพนม ทำการสำรวจคลื่นสั้นสะท้อนเป็นแนวสำรวจความยาวรวม 3,325 กิโลเมตร และทำการเจาะสำรวจ 3 หลุมดังนี้

หลุมกุ่ม 1	พบก๊าซธรรมชาติเมื่อเดือนมิถุนายน พ.ศ. 2526
	มีอัตราไหลวันละ 4 ล้านลูกบาศก์ฟุต
หลุมศรีธาตุ 1	พบก๊าซธรรมชาติเล็กน้อย
หลุมภูพระ 1	ไม่พบร่องรอยปิโตรเลียม

5. บริษัทเอสโซ่ โคราช อิงค์ ทำการสำรวจธรณีวิทยาผิวดินบริเวณพื้นที่จังหวัดชัยภูมิ อุดรธานี ขอนแก่น และใกล้เคียง ทำการสำรวจวัดค่าสนามแม่เหล็กโลก เป็นระยะทาง 11,150 กิโลเมตร ทำการสำรวจคลื่นสั้นสะท้อนเป็นแนวสำรวจความยาวรวม 8,274 กิโลเมตร และทำการเจาะสำรวจ 5 หลุมดังนี้

หลุมน้ำพอง 1	พบก๊าซธรรมชาติเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2525
	มีอัตราไหลวันละ 27 ล้านลูกบาศก์ฟุต
หลุมชนบท 1	ไม่พบร่องรอยปิโตรเลียม
หลุมเกษตรสมบูรณ์ 1	ไม่พบร่องรอยปิโตรเลียม
หลุมยางตลาด 1	ไม่พบร่องรอยปิโตรเลียม
หลุมน้ำพอง 2	พบก๊าซธรรมชาติเมื่อเดือนมกราคม พ.ศ. 2527
	มีอัตราไหลวันละ 17.6 ล้านลูกบาศก์ฟุต

ในช่วงระหว่างปี พ.ศ. 2522-2533 บริษัทในเครือเอสโซ่ได้เจาะหลุมสำรวจทั้งหมด 17 หลุม

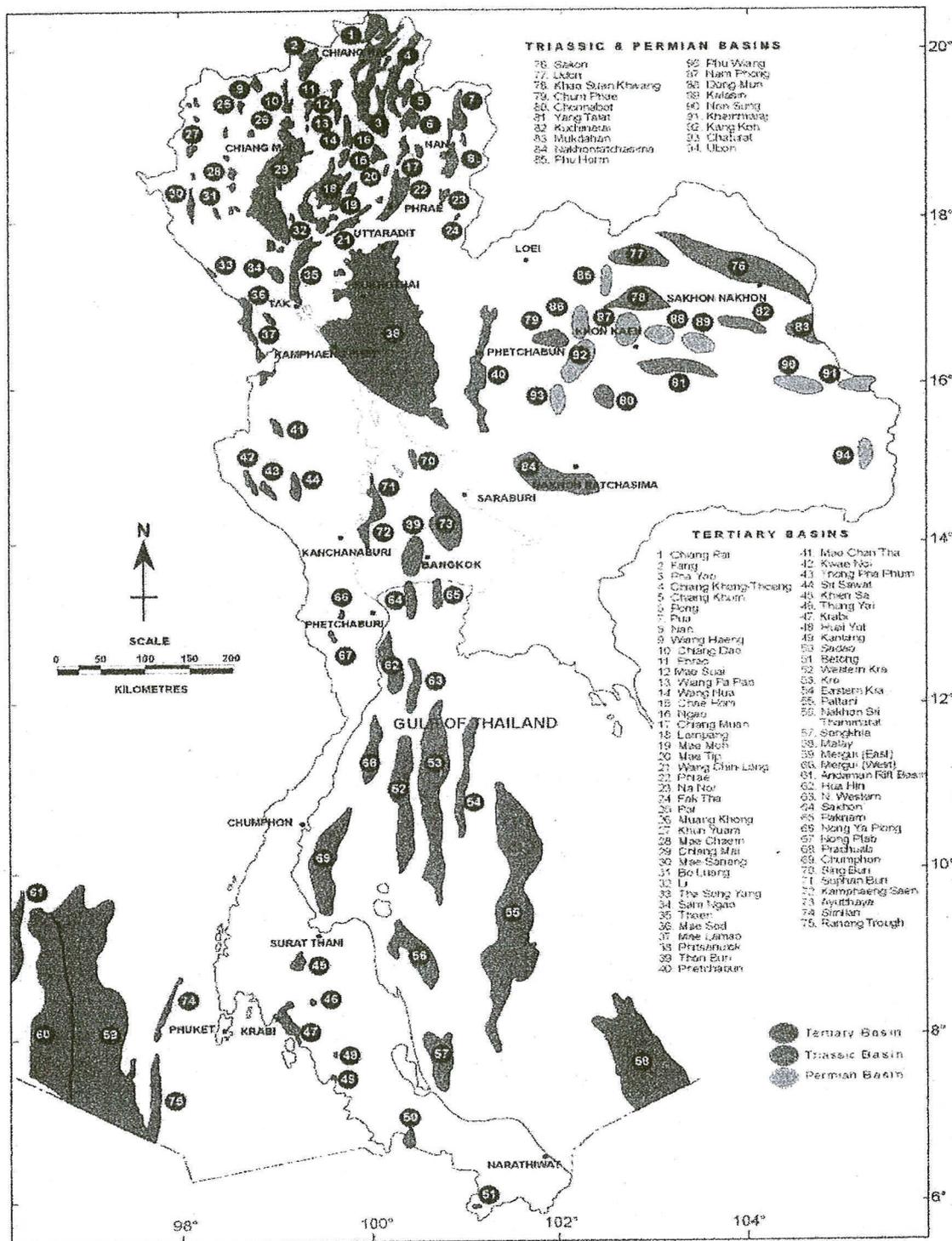
การสำรวจระยะที่ 3 ระหว่างปี พ.ศ. 2534-2537 บริษัท Shell, Total, Unocal และ Texaco ได้ทำการสำรวจหาปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และได้ทำการเจาะหลุมสำรวจรวมกันทั้งหมด 7 หลุม

สำหรับหลุมสำรวจดาวเรือง 1 ของบริษัท Texaco ที่อำเภอภูเขียว จังหวัดชัยภูมิ ซึ่งเจาะสำรวจในปี 2536 มีเป้าหมายที่ชั้นหินของหินยุคเพอร์เมียน ทำการเจาะลึก 7,950 ฟุต ซึ่งไม่พบร่องรอยปิโตรเลียม แต่ทางบริษัทได้เปิดเผยข้อมูลลำดับชั้นหินที่ได้จากหลุมเจาะ (Chinoroje, Cole, 1995) ซึ่งเป็นประโยชน์มากในการศึกษาลำดับชั้นหินของหมวดหินน้ำพอง และหินปูนยุคเพอร์เมียนที่พบในหลุมเจาะ

การสำรวจระยะที่ 4 ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2539 จนถึงปัจจุบัน ได้มีการเจาะสำรวจเพิ่มขึ้นอีกหลายหลุมจากหลายบริษัท เช่น หลุมศรีธาตุ 1 และ 2 ที่จังหวัดอุดรธานี หลุมภูเวียง 1 ที่จังหวัดขอนแก่น ซึ่งทั้ง 3 หลุมพบร่องรอยก๊าซธรรมชาติ และเริ่มมีการเจาะสำรวจในประเทศลาวเนื่องจากมีลักษณะธรณีวิทยาเป็นแอ่งย่อยของแอ่งที่ราบสูงโคราช (Piyasin, 1995) โดยทำการเจาะเริ่มต้น 2 หลุม ได้แก่ หลุม Naxay 1 ใกล้เวียงจันทน์ และหลุม Pakse 1 ใกล้เมืองสุวรรณเขต แต่ไม่พบร่องรอยปิโตรเลียมแต่อย่างใด ข้อมูลรายละเอียดต่างๆ ของการสำรวจบริษัทยังดำเนินการอยู่จึงไม่สามารถเปิดเผยข้อมูลได้

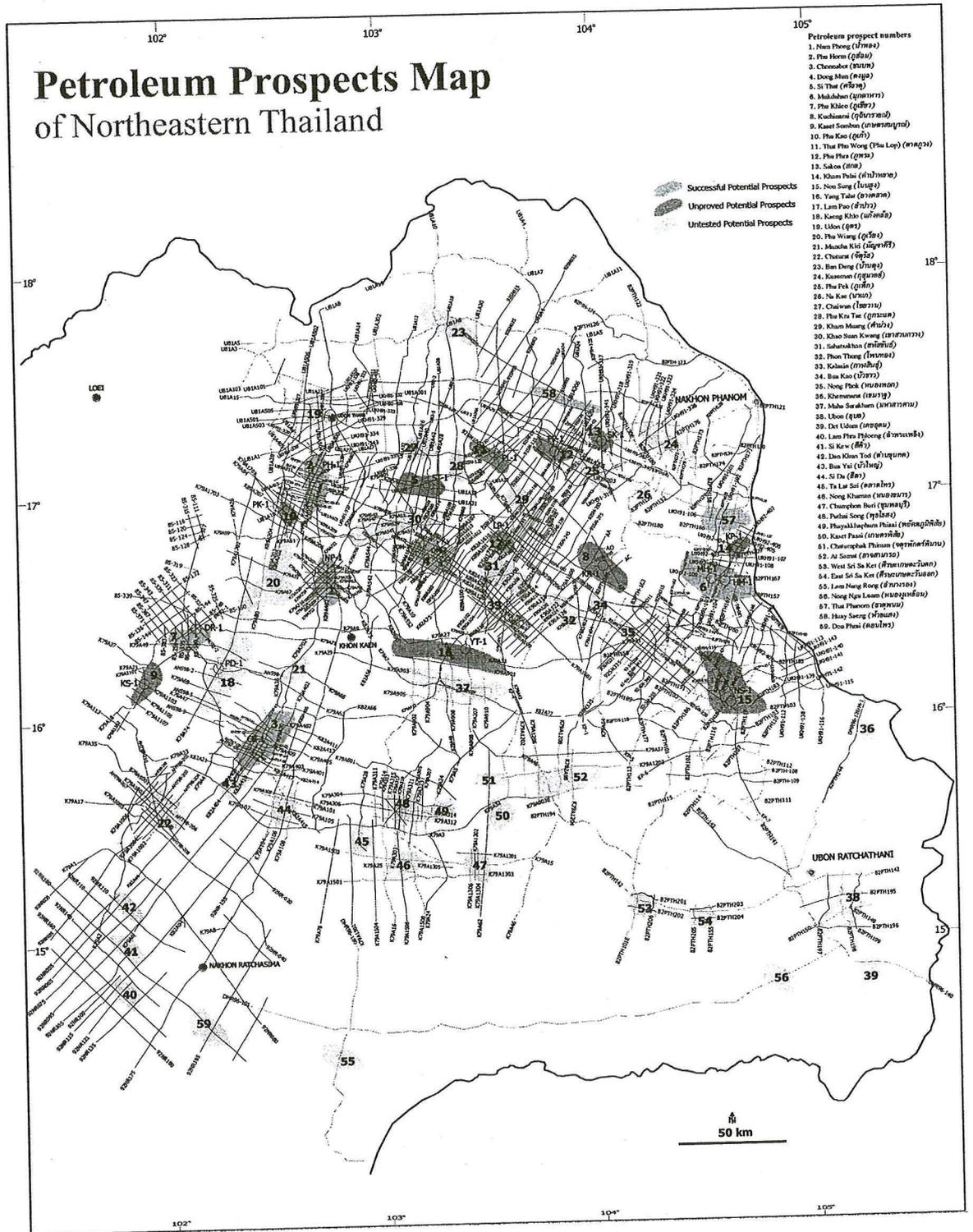
การสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือที่ผ่านมาจนถึงปัจจุบันยังไม่มีรายงานว่ามีการสำรวจพบน้ำมันดิบเลย แต่มีการสำรวจพบร่องรอยของก๊าซธรรมชาติหลายแห่ง โดยเฉพาะแหล่งก๊าซธรรมชาติแหล่งใหญ่ที่อำเภอน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น และได้มีการพัฒนาก๊าซธรรมชาติที่พบขึ้นมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าแล้วตั้งแต่ปี พ.ศ. 2533

ข้อมูลการสำรวจธรณีวิทยาและการสำรวจธรณีฟิสิกส์ตลอดจนข้อมูลการเรียงลำดับชั้นหินจากหลุมเจาะสำรวจในการสำรวจหาแหล่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือยังคงเป็นข้อมูลที่เป็นความลับ แต่ในปัจจุบันได้เริ่มมีการเปิดเผยข้อมูลดังกล่าวเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งข้อมูลเหล่านี้เป็นข้อมูลสำคัญที่ช่วยให้ทราบถึงลักษณะธรณีวิทยาของกลุ่มหินโคราชได้มากยิ่งขึ้น

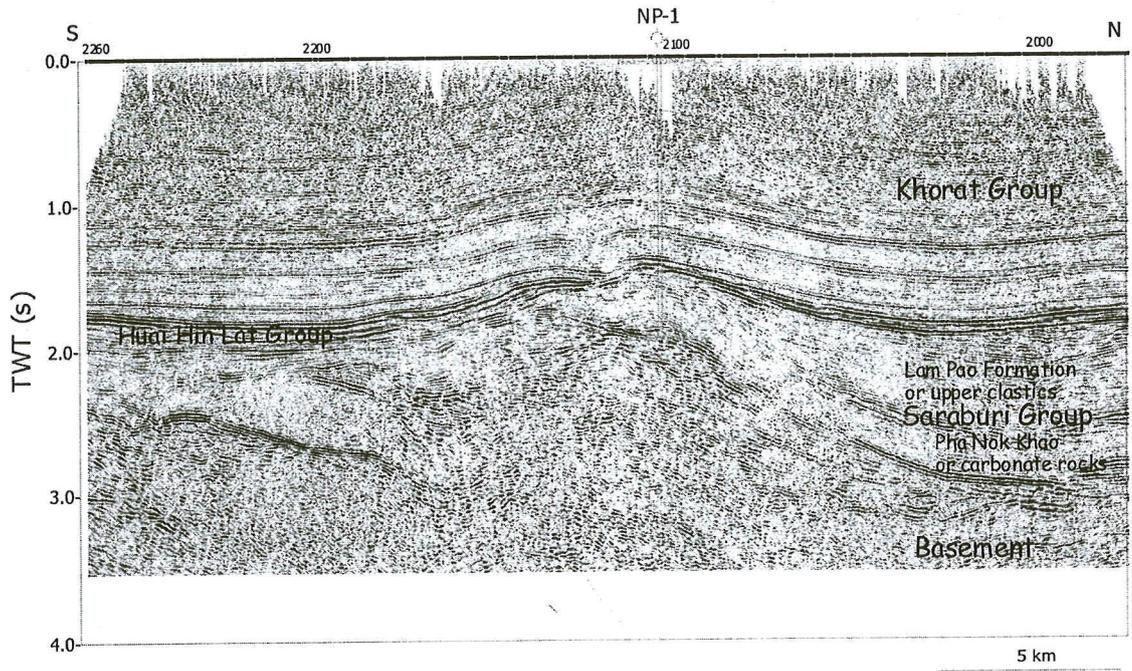


Map showing the distribution of Tertiary, Triassic and Permian basins in Thailand.

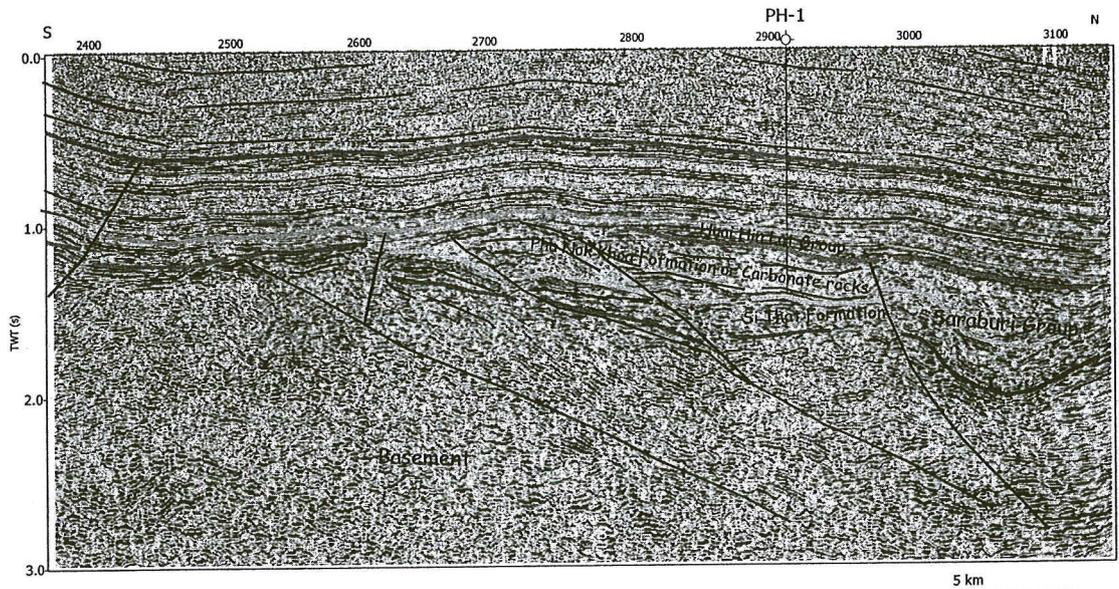
รูปที่ 2.8 แผนที่แสดงแอ่งปิโตรเลียมในประเทศไทย



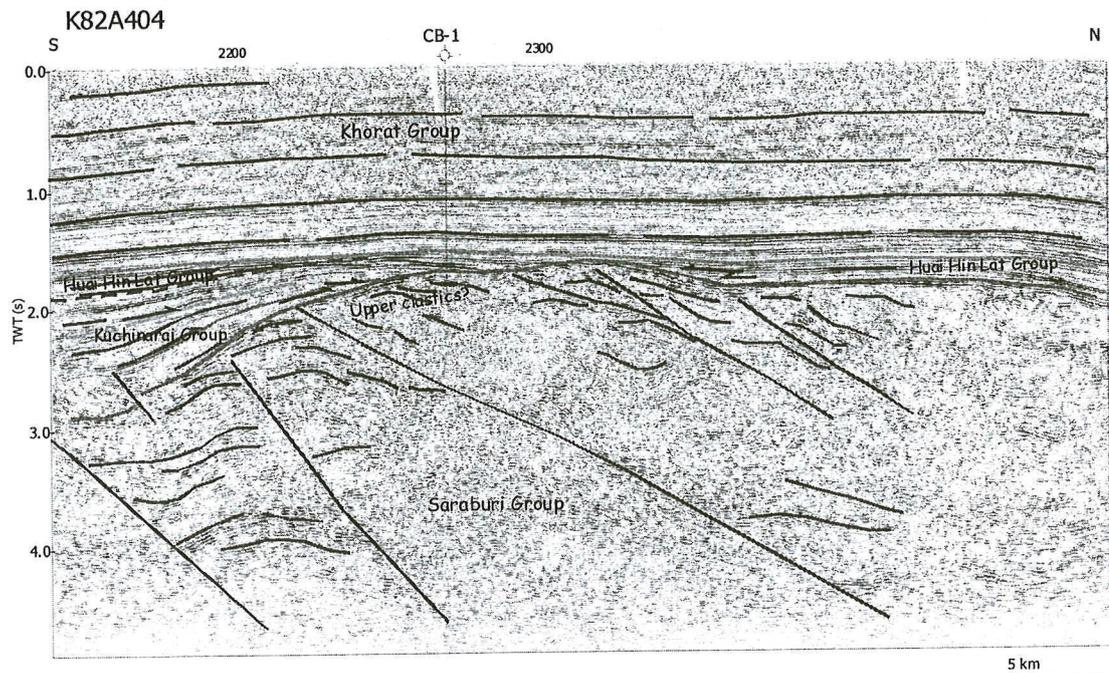
รูปที่ 2.9 แผนที่แสดงแอ่งปิโตรเลียมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 2.10 แผนที่แสดงแอ่งปิโตรเลียมน้ำพองในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



รูปที่ 2.11 แผนที่แสดงแอ่งปิโตรเลียมภูซ้อมในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ



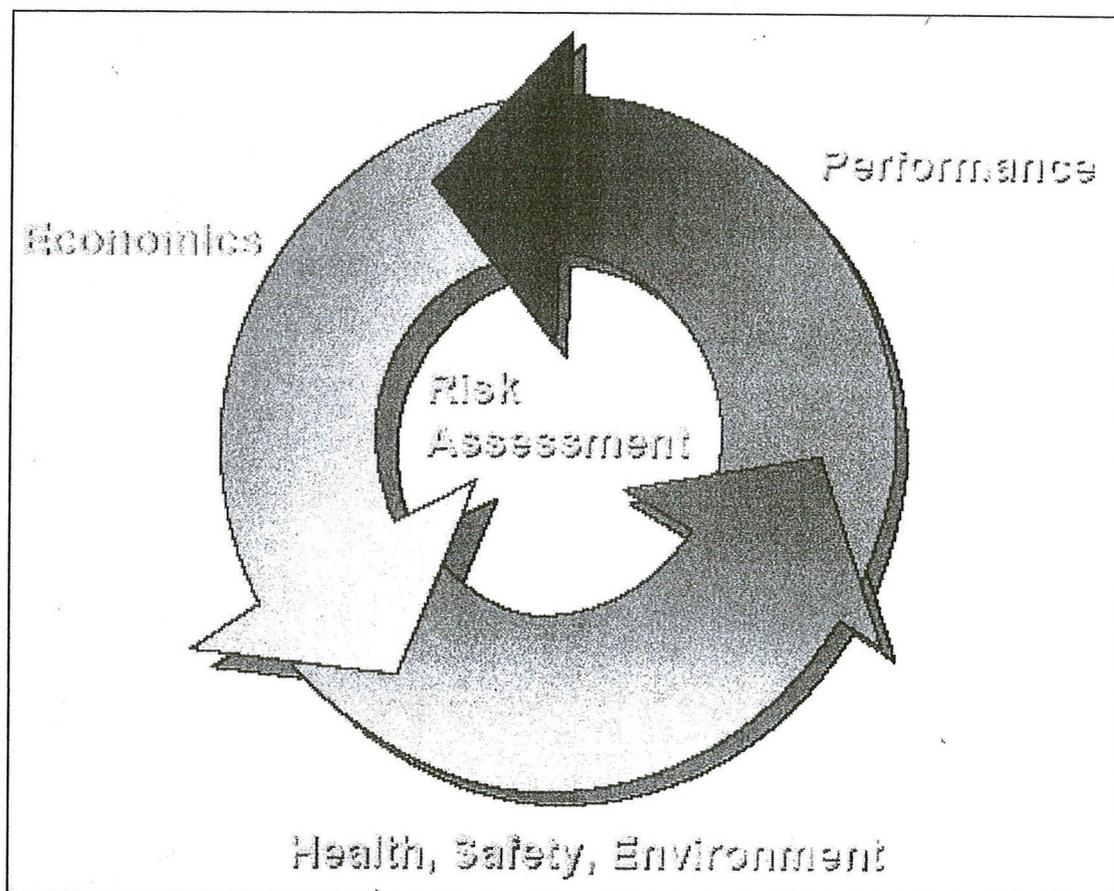
รูปที่ 2.12 แผนที่แสดงแอ่งปิโตรเลียมชนบทในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

## 2.4 ของไหลที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม

### 2.4.1 ประวัติของ Drilling Fluid

- นานกว่า 2,000 ปีมาแล้ว ชาวจีนได้ใช้น้ำมาช่วยในการเจาะหลุมต่างๆ น้ำจะช่วยพาให้หินดินอ่อน และเศษต่างๆ ขึ้นสู่พื้นผิว ทำให้สามารถเจาะต่อไปได้ในสมัยโบราณสามารถเจาะหินได้เพียงวันละ 1-2 ฟุต
- ค.ศ. 1901 ได้มีการเจาะแบบหมุนประกอบด้วยน้ำโคลนครั้งแรกที่เมือง Spindltop (สหรัฐอเมริกา)
- ค.ศ. 1920 แร่ Barite ถูกใช้ครั้งแรกเพื่อคุณสมบัติความหนาแน่นของน้ำโคลน
- นอกจากนี้ ยังใช้สารอื่นๆ และระบบการเจาะแบบต่างๆ ได้ถูกพัฒนาขึ้นมา เช่น
  - แร่ Bentonite
  - สาร Polymers
  - ระบบการเจาะแบบ Oil based
  - ระบบการเจาะแบบอากาศ ก๊าซธรรมชาติ และไนโตรเจน

- ค.ศ. 1970 ความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมเป็นประเด็นที่ถูกเพิ่มเติมเพื่อพิจารณาสมรรถนะและค่าใช้จ่าย ดังแสดงในรูปที่ 2.13
- ค.ศ. 1990 ได้มีการประยุกต์ใช้น้ำโคลนที่สังเคราะห์ขึ้น เรียกว่าของไหลที่ใช้ในการเจาะแบบไม่ใช้น้ำ (Non aqueous drilling fluids, NAF)



รูปที่ 2.13 ปัจจัยหลักในการเลือกใช้ Drilling fluid

#### 2.4.2 ส่วนประกอบของ Drilling Fluid ประกอบด้วย 4 ส่วนใหญ่ คือ

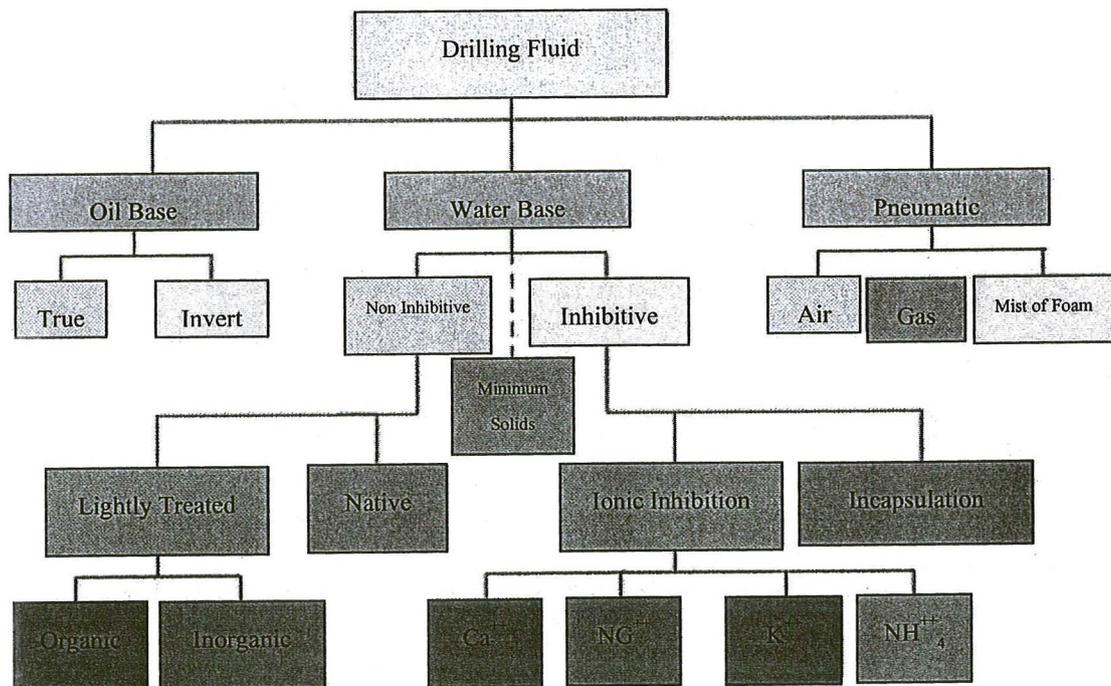
- สารที่เป็นเนื้อเดียว (น้ำเป็นหลัก)
- สารที่เป็นเจล เช่น ของแข็ง Colloidal, ของเหลว Emulsified ต่างๆ โดยมีจุดประสงค์เพื่อออกแบบความหนืดและผนังเค้ก
- สารที่เป็นของแข็ง เช่น วัตถุที่ให้น้ำหนัก เช่น Barite ทราบ เศษดิน และหิน
- สารเคมีที่จำเป็นอื่นๆ เพื่อควบคุมคุณสมบัติให้อยู่ภายในขอบเขตการออกแบบ

### 2.4.3 หน้าที่ของ Drilling Fluid

- กานำพาเศษหินจากก้นหลุมขึ้นสู่พื้นผิวดิน
- การควบคุมความดันก้นหลุมด้วยน้ำหนักของน้ำโคลน
- การหล่อลื่นหัวเจาะ และก้านเจาะ
- การพยุเศษหิน ไม่ให้ตกลงสู่ก้นหลุมในขณะที่หยุดปั๊มน้ำโคลน
- การป้องกันการสึกกร่อนและความล้าของก้านเจาะ
- ช่วยในการแปลความหมายการขั้งธรณีหลุมเจาะ (Well Logging) เพราะเป็นสื่อไฟฟ้าให้วัด

### 2.4.4 ชนิดของของ Drilling Fluid

การแบ่งชนิดของ Drilling Fluid ตามกายภาพของของไหล สามารถจัดได้เป็น 3 ประเภทใหญ่ ดังแสดงในรูปที่ 2.14 คือ



รูปที่ 2.14 ชนิดของ Drilling Fluid

## 1. Water base drilling muds

### 1.1 Fresh water muds (ไม่มีหรือมีส่วนประกอบทางเคมีน้อยมาก)

- Inhibited muds
- Spud muds
- Natural muds

### 1.2 Chemically treated muds (ไม่มีส่วนประกอบแคลเซียมเพิ่มเติม)

- Phosphate muds
- Organic treated muds
  - Lignite
  - Quebracho และ Extracts อื่นๆ
  - Chrome lignosulfonate

### 1.3 Calcium treated muds

- Lime
- Calcium chloride
- Gypsum

### 1.4 Salt water mud

- Sea water muds
- Saturated salt water muds

### 1.5 Oil emulsion muds (น้ำมันในน้ำ)

#### 1.6 น้ำโคลนพิเศษ

- Low solids oil emulsion muds
- Low clay solids weighted muds
- Surfactant muds
- Low solids muds
  - Clear water
  - Polymer muds
  - Low solids, non dispersed muds

## 2. Oil base drilling muds

### 2.1 Oil base muds

### 2.2 Invert emulsion muds (น้ำกระจายอยู่ในน้ำมัน)

3. Gaseous drilling fluids
  - 3.1 Air หรือ Natural Gas
  - 3.2 Aerated muds
  - 3.3 Foams

Drilling Fluid ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อให้มีคุณสมบัติทางกายภาพและเคมี ที่สามารถใช้ได้ในเงื่อนไขของหลุมที่หลากหลาย เนื่องจากการพยายามที่จะช่วยให้การเจาะหลุมให้มีระดับความลึกมากๆ และในพื้นที่ที่มีความเสี่ยง

## 2.5 ชนิดของของไหลที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม

ของไหลที่ใช้ในการเจาะหลุมปิโตรเลียม จำเป็นต้องสามารถใช้กับหลุมที่มีความหลากหลายที่สถานะต่างๆ ได้ การเลือกใช้ชนิดของของไหลที่ใช้ในการเจาะหลุมนั้นจึงมีความสำคัญอย่างยิ่งในกระบวนการเจาะ โดยสามารถแบ่งตามลักษณะทางกายภาพ และส่วนประกอบทางเคมีของของไหลได้เป็น 5 ชนิดหลักๆ ได้แก่

1. Water base drilling mud
2. Oil base drilling mud
3. Emulsion drilling mud
4. Polymer drilling mud
5. Air drilling mud

### 2.5.1 Water base drilling mud

น้ำโคลนชนิด Water base ถูกใช้อย่างกว้างขวางและหลากหลายมานาน ทำให้มีเทคโนโลยีต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับน้ำโคลนชนิดนี้มากกว่าน้ำโคลนชนิดอื่นๆ น้ำโคลนชนิด Water base สามารถแบ่งออกโดยอาศัยปัจจัยต่างๆ เช่น ชนิดของ clay ที่ใช้ น้ำที่ใช้เป็นส่วนผสม ค่าความเป็นกรด-ด่าง ตลอดจนสารตัวเติม (additives) เป็นต้น

Water base drilling mud แบ่งออกได้เป็น 8 ประเภท ดังต่อไปนี้

#### 1. Upper hole and Chemically treated uninhibitive mud

##### ก Spud mud (Natural mud)

เนื่องจากการเจาะหลุมเพื่อทำการติดตั้ง Conductor pipe นั้น น้ำโคลนจะมีความเร็วในการไหลต่ำ เนื่องจาก annulus ที่มีขนาดใหญ่ จึงต้องใช้น้ำโคลนที่มีความสามารถในการพาเศษหินที่อยู่บริเวณผิวของก้นหลุมจำพวกทราย และกรวด ขึ้นมาได้ ในพื้นที่ที่มีน้ำจืดและมี

ความสามารถในการทำให้เกิดน้ำโคลน สามารถใช้น้ำจืดเพียงอย่างเดียว เป็นของไหลที่ใช้ในการเจาะได้ทันที แต่จะทำให้เกิด Fluid loss และมีอนุภาคของของแข็งปนอยู่ในน้ำโคลนในปริมาณมาก ในพื้นที่ที่ไม่สามารถทำให้เกิดน้ำโคลนได้ ดิน ทราย และกรวด จะถูกทำให้ทรุดตัวลงพื้นที่ในลักษณะนี้จึงต้องใช้น้ำโคลนที่มีคุณสมบัติที่ดีกว่า

#### การจัดเตรียมน้ำโคลน

ก.1 เติม clay ลงในกรวยด้วยอัตราด้วยอัตราที่เหมาะสม (ประมาณ 2-15 นาที่ต่อ กระสอบ)

ก.2 ทำการกวนโดยใช้ mud gun เพื่อป้องกัน clay จับตัวกันเป็นก้อน

ก.3 ไม่ควรให้ clay ถูกอัดและสะสมตัวในกรวย

ก.4 เติม clay ลงไปเรื่อยๆ จนวัดความหนืดจาก funnels ได้ประมาณ 30-35 วินาทีต่อลูกบาศก์ฟุต

ก.5 ในกรณีที่น้ำมีความเข้มข้นของเกลือ แคลเซียม และ แมกนีเซียมสูง ค่า yield ของน้ำโคลนจะมีค่าลดลง วิศวกรจึงควรวิเคราะห์ปริมาณของเกลือและความกระด้างของน้ำ และทำการแก้ไขโดยการเติม

Caustic soda ในปริมาณ  $\frac{1}{4}$  ถึง  $\frac{1}{2}$  lb/bbl

ในพื้นที่ที่ไม่เกิดปัญหาเกี่ยวกับชั้นของหินดินดาน และในพื้นที่ที่มีความดันสูงในชั้นของหินทราย การใช้น้ำโคลนชนิดนี้ทำให้สามารถเจาะได้อย่างรวดเร็วและถึงแม้ว่าน้ำโคลนจะสามารถสร้างได้เองในชั้นหินที่ทำการเจาะแต่ก็ต้องใช้น้ำจืดในปริมาณมากจึงต้องมีการจัดเตรียมแหล่งของน้ำจืดไว้ด้วย

#### ข Chemically treated mud

ในการเจาะชั้นหินที่มีระดับความลึกเพิ่มขึ้นนั้น จะทำให้คุณสมบัติของน้ำโคลนมีการเปลี่ยนแปลงและสามารถควบคุมคุณสมบัติได้ยาก เช่น ความหนาแน่น ความหนืด gel strength และ fluid loss คุณสมบัติพวกนี้จะมีการเปลี่ยนแปลง เมื่ออยู่ในสภาวะต่างๆ ที่เกิดขึ้นในหลุมเจาะ การใช้สารจำพวกฟอสเฟตเป็นตัวควบคุมการกระจายตัวขององค์ประกอบของน้ำโคลน (Dispersant) จะเรียก phosphate mud

##### ข.1 Phosphate mud น้ำโคลนประเภทฟอสเฟต แบ่งออกเป็น 2 ชนิด

1. Sodium acid pyrophosphate มีค่าความเป็นกรดค่าประมาณ 4.0
2. Sodium tetra phosphate (STP) มีค่าความเป็นกรดค่าประมาณ 7.0 สารฟอสเฟตที่เติมลงไปจะมีผลกระทบต่อน้ำโคลนโดยตรง

คือ ลดความหนืดของน้ำโคลน จึงต้องมีการทดสอบความหนืดของน้ำโคลนหลังการเติมสารฟอสเฟต

น้ำโคลนชนิดฟอสเฟตจะให้คุณสมบัติทางกายภาพที่ดี ในการรักษาอนุภาคของของแข็งในช่วงต่างๆ และผลกระทบต่อการบินเปื้อน น้ำโคลนชนิดฟอสเฟตจะลดประสิทธิภาพลงในกรณีที่อุณหภูมิในชั้นหินสูงเกิน 180° F ซึ่งโดยทั่วไปแล้วอุณหภูมิจะสูงขึ้น 1° F ทุกๆ ความลึก 60 ฟุต ที่ 180° F ความลึกจะอยู่ที่ระดับความลึก 7,500 ถึง 11,000 ฟุต น้ำโคลนชนิดนี้ สารฟอสเฟตจะมีผลต่อสารที่ช่วยให้เกิดการกระจายตัว โดยจะเพิ่มคุณภาพและช่วยทำให้สารแคลเซียมตกตะกอนใน fresh water-mud

#### ข.2 Low pH mud

สารที่ทำให้หน้าที่ในการเป็นทินเนอร์ ที่เติมลงในน้ำโคลนชนิดนี้มีหลายชนิด การเติมสาร Caustic soda จะช่วยควบคุมความหนืด และ gel strength โดยความหนืดจะอยู่ในช่วงตั้งแต่ 32-300 sec/qt ความหนาแน่นจะอยู่ที่ 10.2-10.5 lbs/gal

#### ข.3 High pH mud

โดยทั่วไปแล้วลักษณะของ high pH mud จะคล้ายกับ low pH mud จะแตกต่างกันตรงที่ปริมาณของสาร caustic soda ที่เติมลงไป มักใช้ในการเจาะชั้น anhydrite

#### การบำรุงรักษาสภาพน้ำโคลน

1. Filtration control เป็นการควบคุม fluid loss ซึ่งสามารถทำได้โดยการเติมแร่ bentonite และสารเคมีอื่นๆ โดยทั่วไปแล้วประมาณ 10% โดยปริมาตร

#### 2. Treating for Contamination

2.1 Salt (NaCl) Contamination เกลือที่ปนเปื้อนจะมีผลต่อน้ำโคลนซึ่งเกิดจากน้ำที่ใช้ผสมน้ำโคลน หรือการเจาะผ่านชั้นของเกลือ โดยประจุบวกของโซเดียมจะรวมตัวกับประจุลบของอนุภาค Clay ทำให้ความหนืดลดลง การแก้ไขสามารถทำได้โดยการลดความเข้มข้นซึ่งให้มีความเข้มข้นได้ไม่เกิน 10,000 ppm ถ้ามากกว่านี้จะทำให้ควบคุมเป็นไปได้ยาก

2.2 Cement Contaminations ส่วนใหญ่แล้วหลุมจะมีการอัด cement การปนเปื้อน Cement จึงพบได้บ่อย โดย cement จะทำให้เกิดประจุแคลเซียมซึ่งจะมีผลต่อโครงสร้างของ Clay และกลุ่มแร่หมู่ hydroxyl ทำให้ pH มีค่าเพิ่มขึ้น สามารถแก้ไขได้โดยการใส่

สารประกอบจำพวก Organic thinner และ phosphate treatment และการเติมสาร Soda ash และ bicarbonate soda

2.3 Gyp หรือ Anhydrite contamination เป็นการปนเปื้อนที่เกิดจากสาเหตุเดียวกันกับ cement น้ำโคลนที่ปนเปื้อนสามารถเปลี่ยนเป็น lime mud ได้โดยอาศัยปฏิกิริยาทางเคมี คือ  $2\text{NaOH} + \text{CaSO}_4 \rightarrow \text{Ca}(\text{OH})_2 + \text{H}_2\text{O}$

## 2. Salt water mud

น้ำโคลนจะถูกเรียกว่า Salt water-mud เมื่อมีความเข้มข้นของ NaCl มากกว่า 10,000 ppm และไม่สามารถเปลี่ยนเป็นน้ำโคลนชนิดอื่นได้

Salt muds จะถูกเตรียมขึ้นในกรณีที่น้ำที่ใช้ผสมน้ำโคลนเป็นน้ำเค็ม

1. Saturated salt mud จะใช้สำหรับเจาะชั้นเกลือ
2. Salt mud จะใช้สำหรับเจาะ ชั้นที่มีการปะทะกับน้ำเค็ม
3. ในบางกรณีเกลือจะถูกเติมลงไปเพื่อลดความต้านทานไฟฟ้า
4. ในการเจาะชั้นหินที่เป็น bentonitic shale จำเป็นต้องใช้ความเข้มข้นถึง 315,000 ppm

ลักษณะโดยทั่วไปแล้วคุณสมบัติของน้ำโคลนชนิดนี้จะขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของเกลือที่ผสมอยู่

1. เกลือที่ผสมอยู่จะมีผลต่อความหนืด gel strength และ fluid loss โดยจะทำให้ความหนืดและ Gel strength มีค่าลดลง
2. เมื่อความเข้มข้นเพิ่มขึ้นทำให้ clay hydrolysis และการกระจายตัวมีค่าลดลง
3. เมื่ออยู่ในสภาวะแวดล้อมแบบ flocculant จะทำให้เกิด filtrate มาก
4. Montmorillonite clay มีแนวโน้มที่จะรวมตัวกับน้ำเมื่ออยู่ในน้ำเค็ม
5. น้ำเกลือจะมีเกลือของแคลเซียมและแมกนีเซียม ในปริมาณที่ไม่แน่นอนทำให้ยากแก่การควบคุม

ส่วนประกอบหลักของน้ำโคลนชนิด Salt Water Mud

1. สารทำให้เกิดความหนืด
  - Attapulgit clay นิยมใช้กันทั่วไป
  - Guar gum เป็นสารตัวเติมที่เพิ่มความหนืด และลดการสูญหายของของไหล
  - Asbestos มีลักษณะเป็นเส้นใย ใช้เพิ่มความหนืด

- ในกรณีที่มีความเข้มข้นต่ำกว่า 35,000 ppm นิยมใช้ montmorillonite clays เป็นตัวเพิ่มความหนืด
- 2. สารตัวเติมเพื่อป้องกันการสูญหายของน้ำโคลน
  - Starch
  - CMC
  - Drispac (cellulose polymer)
  - Diesel oil
- 3. Dispersants ที่นิยมใช้และมีประสิทธิภาพสูงสุด คือ Calcium lignosulfonate
- 4. pH controls ควรควบคุมความเป็นกรดค้างให้อยู่ในช่วง 9.0 ถึง 11.0 โดยการเติมหรือลดสาร caustic soda
- 5. ทำให้สารประกอบแคลเซียมตกตะกอนโดยใช้สาร soda ash
- 6. รักษาสภาพของ starch และ guar gums ไม่ให้เกิดกระบวนการหมัก โดยการเติม Paraformaldehyde
- 7. ป้องกันการเกิดฟอง โดยเลือกใช้สารประกอบจำพวก Octly alcohol
- 8. Emulsifiers ที่ใช้ควรเป็นพวกที่ไม่ทำให้เกิดฟอง (non-ionic) เช่น IMCO-SWS

#### Saturated Salt Water Mud มีวัตถุประสงค์

1. เพื่อใช้ในการเจาะชั้นเกลือที่มีความหนาหลายๆ หรือหินเกลือที่มีลักษณะเป็น โคม
2. ใช้ในกรณีที่ต้องการดึงก้านเจาะออกจากหลุมในกรณีที่ก้านเจาะขาด
3. ใช้ในการเก็บตัวอย่างที่เป็นเศษหินในโพรง
4. ใช้ในกรณีที่ต้องการเก็บสิ่งของที่ตกลงในก้นหลุม
5. ใช้ในการกระบวนการอัด Cement

การจัดเตรียมน้ำโคลนประเภท Salt water Mud การเตรียมน้ำโคลนประเภท อิมตัวด้วยเกลือสามารถเตรียมได้หลายแบบ ตามขั้นตอนดังต่อไปนี้

1. ผสมเกลือลงในน้ำจืด
2. เพิ่มความเข้มข้นของเกลือในน้ำโคลนที่มีความเค็มอยู่แล้ว
3. ในการควบคุมการสูญหายของของไหลสามารถกระทำได้โดยการเติมสารให้ความหนืด

4. การควบคุมความหนืดสามารถกระทำได้โดยการเติมสาร Starch

5. น้ำหนักของน้ำโคลนชนิดนี้ควรอยู่ที่ประมาณ 10.4 to 10.5 lbs/gal โดยปราศจากวัตถุเพิ่มความหนาแน่น

การบำรุงรักษาน้ำโคลนประเภท Salt water Mud พื้นฐานในการบำรุงรักษาน้ำ

โคลนชนิดอิมิตัวด้วยเกลือ สามารถทำได้โดยการควบคุมคุณสมบัติทางเคมี คือ

1. ปริมาณของสารคลอไรด์ ควรอยู่ในช่วง 180,000 ถึง 210,000 ppm (297,000 – 346,500 salt)
2. pH ควรอยู่ในช่วง 11-11.5 ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับพื้นที่และชั้นหินที่ทำการเจาะด้วย

### 3. Calcium treated mud

Calcium treated mud สามารถแบ่งออกเป็น 3 ชนิด ได้แก่

- ก. Lime treated mud
- ข. Gyp mud
- ค. Calcium chloride mud

เกลือของแคลเซียมจะถูกเติมลงไปเป็นสารตัวเติม เพื่อเพิ่มคุณสมบัติพิเศษให้กับน้ำโคลน มักใช้ในกรณีที่ทำการเจาะผ่านชั้น Anhydrite โดยมีหลักการทำงานเมื่อแร่ calcium ที่ถูกเติมลงไปนั้นจะเปลี่ยน sodium clay ให้เป็น calcium clay เนื่องจาก calcium สามารถละลายได้ดีกว่า (calcium ถูกเติมลงไปผสมกับ clay จะถูกจับโดยประจุลบ และทำให้ความหนืดลดลง) และจะมีปริมาณของ calcium ปริมาณ 120 ppm ใน lime mud, 400-800 ppm ใน calcium chloride mud, และ 1200 ppm ใน gyp mud

ข้อดีของน้ำโคลนชนิด Calcium treated mud

1. น้ำโคลนชนิดนี้สามารถรักษาปริมาณของอนุภาคของแข็งในปริมาณมากได้ แม้อยู่จะอยู่ในสถานะที่มีความหนืดต่ำ
2. สามารถใช้เจาะชั้นหินดินดานที่ละลายได้ง่าย
3. สามารถใช้ในกรณีที่มีการปนเปื้อนจากสารปนเปื้อนปกติ ได้แก่ เกลือ Cement และ anhydrite ได้เป็นอย่างดี

ข้อเสียของน้ำโคลนชนิด Calcium treated mud

1. หลุมเกิดความเสียหายได้ง่าย
2. มีข้อจำกัดในการเปลี่ยนแปลงปริมาณของอนุภาคของแข็ง

### 3. เมื่ออุณหภูมิมากกว่า 300° F จะทำให้เกิดวุ้นได้ง่าย

#### ก. Lime treated mud มีวัตถุประสงค์

1. Lime mud ประกอบไปด้วย clay ทางการค้า คือ caustic soda, dispersant, lime ซึ่งประกอบด้วยสาร calcium และสารป้องกันการเกิดการสูญหายของของไหล

2. สามารถควบคุมปริมาณของอนุภาคของแข็งได้ ในช่วงอุณหภูมิ 275–300 °F ซึ่งเป็นอุณหภูมิที่สูง

#### 3. ลดการปนเปื้อน

ชนิดของน้ำโคลนชนิด Lime treated mud

##### 1. Low lime and low alkalinity

- 0.8-2.0 cc P-filtrate
- 0.8-2.0 lb/bbl excess lime

##### 2. Intermediate

- 2-5 cc P-filtrate
- 2-5 lb/bbl excess lime

##### 3. High lime and high alkalinity

- 5-10 cc P-filtrate
- 5-10 lb/bbl excess lime

การบำรุงรักษาน้ำโคลนชนิด Lime treated mud

1. การควบคุมคุณสมบัติทางเคมีของ lime treated mud สามารถควบคุมได้โดยสาร Caustic soda และ Lime (carbonate)
2. การสูญหายของน้ำโคลนในชั้นหิน สามารถทำให้ลดลงได้โดยการเติมสารตัวเติมชนิดที่สามารถป้องกัน Fluid loss ได้
3. ความเข้มข้นของอนุภาคของแข็งควบคุมได้โดยการเติมสาร Calcium carbonate
4. ค่า Viscosity และ Gel strength สามารถควบคุมได้จากการเติมสารประเภทสารทินเนอร์
5. การกำจัดสารปนเปื้อน และการควบคุมคุณภาพของน้ำโคลน
  - เกลือ ถ้ามีมากเกินไป 6000 ppm ควรเติมสาร caustic soda

- Cement ที่ปนเปื้อนมีผลน้อยมากต่อน้ำโคลนประเภทนี้
- Gyp และ anhydrite มีผลน้อยมาก
- อุณหภูมิ เป็นสิ่งที่ยากต่อการควบคุม

#### ข Gyp mud มีวัตถุประสงค์

โดยทั่วไปแล้วน้ำโคลนชนิดนี้มักใช้เจาะผ่านชั้น Gypsum การเปลี่ยนคุณสมบัติของน้ำโคลนปกติให้เป็นน้ำโคลนประเภท Gyp mud

1. เติมน้ำเพื่อลดความเข้มข้นจนได้ความเข้มข้นที่ต้องการ
2. เติมสาร gypsum 8-10 lbs/bbl
3. เติมหินเนออร์ 3-6 lbs/bbl เพื่อควบคุมความหนืด และ gel strength
4. ควบคุม pH โดยการเติมสาร caustic soda
5. เติมสาร sodium CMC 0.5-2.5 lbs/bbl เพื่อป้องกันการสูญหายของน้ำโคลนในชั้นหิน

#### การบำรุงรักษาน้ำโคลนประเภท Gyp mud

1. คุณสมบัติทางเคมี
  - ควบคุม pH ที่ระดับ 9.0 – 10.5
  - ควบคุมสาร gypsum ที่ระดับ 500–1200 ppm
  - รักษาความหนืด และ gel strength ให้คงที่ โดยการเติมสารประเภทหินเนออร์
2. ความเข้มข้นของอนุภาคของแข็ง โดยปกติแล้วน้ำโคลนชนิดนี้มีความสามารถในการควบคุมความเข้มข้นของอนุภาคของแข็งดีพอสมควร
3. ความหนืด และ Gel strength สามารถยืดหยุ่นได้ในช่วงกว้างๆ
4. การปนเปื้อน
  - เกลลี่ น้ำโคลนชนิดนี้สามารถรองรับได้ถึง 100,000 ppm
  - การปนเปื้อนของของ cement สามารถควบคุมได้โดยการเติม Caustic Soda
  - Gypsum มีผลกระทบต่อน้ำโคลนชนิดนี้น้อยมาก

ค Calcium chloride mud มีวัตถุประสงค์

Calcium chloride muds ถูกพัฒนาขึ้นเพื่อใช้ในการเจาะผ่านชั้นหินดินดานที่มีความสามารถในการอุ้มน้ำได้ดี

การบำรุงรักษา

1. ความเข้มข้นของอนุภาคของแข็ง ถึงแม้ว่าน้ำโคลนชนิดนี้จะมีอนุภาคของแข็งแขวนลอยอยู่ในปริมาณมากอยู่แล้ว การฟั่นตะล่อนน้ำสามารถช่วยลดความเข้มข้นได้
2. ความหนืดของน้ำโคลนชนิดนี้อยู่ที่ประมาณ 10 วินาที
3. การปนเปื้อน
  - สามารถควบคุมความเข้มข้นของเกลือได้โดยการเติมสาร Caustic lime soda
  - การปนเปื้อนของสาร gypsum หรือ anhydrite การเจาะชั้นหินเหล่านี้มีการปนเปื้อนตามปกติ แต่สามารถควบคุมได้
  - อุณหภูมิสูงกว่า 300° F ต้องควบคุมการเกิดเจลหรือวุ้น โดยการเติมสาร sodium chromate ซึ่งจะช่วยให้เกิดวุ้นช้าลง

4. Lignosulfonate Mud มีวัตถุประสงค์

เดิมทีนั้น ferro-lignosulfonate ใช้ในการลดความหนืด และ gel strength โดยเชื่อกันว่า ferro-lignosulfonate นั้นจะทำให้พื้นระของ clay แตกออก และลดแรงยึดเหนี่ยวระหว่างอนุภาคของ clay ในปัจจุบันนี้มีประโยชน์ในการใช้สำหรับเพิ่มอัตราการเจาะ

ประโยชน์

1. ทำให้ไม่เกิดการสะสมตัวของอนุภาคของ clay จนเกาะติดที่บริเวณก้านเจาะและผนังหลุม
2. สามารถควบคุมน้ำหนักของน้ำโคลนได้โดยไม่ต้องดึงน้ำกลับออกไป
3. สามารถพิจารณาของไหลแบบอุดมคติที่อุณหภูมิ ณ ก้นหลุมได้
4. บำรุงรักษาได้ง่าย
5. ปนเปื้อนได้ยาก
6. ป้องกันการสูญหายของน้ำโคลนได้ดี

#### 5. Oil emulsion mud

น้ำมันดีเซล และน้ำมันดิบจะถูกใช้เติมลงไปเป็นส่วนผสมของน้ำโคลน เพื่อเป็นสารหล่อลื่น ลดแรงบิด และเพิ่มอัตราการเจาะ น้ำมันดีเซลที่ใช้เป็นส่วนผสมในอัตราส่วนประมาณ 6-10% โดยปริมาตร สำหรับรายละเอียดค่านั้นจะอยู่ในส่วนของ oil emulsion mud

#### 6. Low solid mud

น้ำโคลนที่ประกอบด้วยของแข็งที่ไม่เป็นวัสดุเพิ่มน้ำหนักในอัตราส่วน 1-6 % โดยปริมาตร จะเป็นน้ำโคลนชนิด low solid mud

วัตถุประสงค์ : โดยทั่วไปแล้วน้ำโคลนชนิดนี้ จะใช้ประโยชน์ในการเพิ่มอัตราการเจาะ และลดการสูญเสียน้ำโคลนในระบบ

การจัดเตรียมน้ำโคลน

1. แร่ Bentonite จะถูกลด yield point ลงจากเจลซึ่งเป็นสารประกอบพอลิเมอร์
2. ใช้สาร Calcium carboxyl methylcellulose เป็นตัวเพิ่มความหนืด และ gel strength
3. ใช้สาร Calcium-magnesium silicate fibrous materials เป็นตัวเพิ่มความหนืด เมื่อใช้น้ำจืดในการผสมน้ำโคลน
4. เติมสาร Guar gums เป็นสารเพิ่มความหนืดในกรณีที่ใช้ น้ำเค็มเป็นส่วนผสม
5. เติม Starch เพื่อป้องกันการสูญหายของน้ำโคลน
6. Flocculants
7. เติมสาร emulsifier ในกรณีที่มีการเติม diesel

#### 7. Surfactant mud

วัตถุประสงค์

1. สามารถใช้ในการเจาะที่มีอุณหภูมิสูง (350° F)
2. ความสามารถในการควบคุมการรวมตัวกันของของแข็ง
3. ทำให้เกิดการรวมตัวกับน้ำ

Surfactant mud จัดแบ่งออกเป็น 2 ชนิด ได้แก่

1. True surfactant mud ประกอบด้วย DMS (drilling mud surfactant) ประมาณ 8-10 ปอนด์ต่อแกลลอน

2. Surfactant treated mud ประกอบด้วยสารลดแรงตึงผิวชนิดไม่มีฟอง 1-2 ปอนด์ต่อแกลลอน

#### การจัดเตรียมน้ำโคลน

1. ผสมแร่ Bentonite และน้ำจืด
2. เติมสาร electrolyte (NaCl หรือ  $\text{CaSO}_4$ )
3. เติมสาร Non-ionic surfactant
4. เติมสารตัวเติม (additives) เพื่อลดการสูญเสียน้ำโคลน (1/2-1 ppb)
5. เติมสาร Non-ionic emulsifier
6. เติมสาร Caustic soda
7. เติมสาร Modified lignosulfonate

#### ข้อเสีย

1. มีราคาแพง
2. ยากแก่การควบคุมคุณสมบัติ
  - pH
  - คุณสมบัติในการไหล
  - ต้องใช้เวลาในการเตรียม
  - เกิดการสูญเสียน้ำโคลนได้ง่ายในบริเวณที่มีรอยแตก

#### 8. Water base packer or completion fluid

วัตถุประสงค์ เพื่อใช้ในการทำ Well Completion ในการควบคุมแรงดันหรือลดการกักคร่อน ดังนั้นจึงควรมีคุณสมบัติต่อไปนี้

1. การทนต่อความร้อนได้เป็นระยะเวลานานๆ
2. สามารถทำการซ่อมแซมหลุมได้
3. ไม่มีผลกระทบต่อการผลิตหรืออุปกรณ์ที่เป็นโลหะ
4. ไม่ทำให้เกิดการตกตะกอน

#### ชนิดของ Packer fluids

1. Original drilling fluids
2. Specially prepared muds

- Gel-CMC น้ำโคลนชนิดนี้จะมีอนุภาคของแข็งน้อยมากและไม่เกิดของแข็ง (Limited to 300 F)
- Chemically solutions:

ข้อควรระวังสำหรับ Water base muds

1. น้ำหนักของน้ำโคลนต้องมากกว่า 14 ppg เพื่อป้องกันการตกตะกอน
2. ความสามารถแขวนลอยของอนุภาคของแข็งได้ (Gel-CMC.)

ข้อสรุป สำหรับชนิดของน้ำโคลนที่จะใช้ขึ้นอยู่กับ

1. อุณหภูมิ (high temperature causes solidification of muds)
2. ความต้องการความหนาแน่นของน้ำโคลน
3. ปัญหาการกัดกร่อน

### 2.5.2 Oil base drilling mud

ระบบน้ำโคลนเจาะชนิดน้ำมัน ได้เริ่มรู้จักกันอย่างแพร่หลายในปี พ.ศ. 2466 แต่ได้เริ่มมีการใช้ในการเจาะประมาณปี พ.ศ. 2474 (Baroid, 1965) เนื่องจากการประยุกต์ใช้ระบบน้ำโคลนเจาะชนิดนี้ มีมากกว่า 57 ปี จึงทำให้ในปัจจุบันประสิทธิภาพของระบบน้ำโคลนเจาะชนิดน้ำมัน จึงมีประสิทธิภาพมากกว่าเมื่อเปรียบเทียบกับระบบน้ำโคลนปกติ นอกจากนี้ยังรวมทั้งในสภาวะระหว่างการเจาะที่ระดับความลึกมากๆ

ในปัจจุบันได้มีการใช้ระบบน้ำโคลนเจาะชนิดน้ำมันประมาณ 5-10 เปอร์เซ็นต์ของน้ำโคลนเจาะทั้งหมด เนื่องจากมีปัจจัยต่างๆ ที่นำมาพิจารณา เช่น สภาพภูมิประเทศ ประเภทของหลุมเจาะ เช่น หลุมสำรวจ หรือหลุมพัฒนา และชนิดของอุปกรณ์ เป็นต้น

การทำความเข้าใจของคุณสมบัติ และประสิทธิภาพของน้ำโคลนชนิดนี้ จึงจำเป็นต้องมีการทดสอบโครงสร้าง ซึ่งโดยทั่วไประบบน้ำโคลนเจาะชนิดน้ำมันประกอบด้วยของเหลว 2 ส่วน คือ ของเหลวที่มีความต่อเนื่องหรือโครงสร้างภายนอก นั่นคือ น้ำมัน และของเหลวอีกส่วนหนึ่งที่มีลักษณะกระจายกันอยู่ มีขนาดเล็กใกล้เคียงกัน ซึ่งหมายถึงลักษณะที่ไม่มีความต่อเนื่องของเนื้อของเหลวหรือโครงสร้างภายใน คือ น้ำ โดยปริมาตรน้ำที่ใช้เป็นส่วนประกอบนี้จะมีหน้าที่ควบคุมคุณสมบัติของน้ำโคลน นิยมใช้กันที่ประมาณ 2-7% ของปริมาณน้ำโคลนทั้งหมด แต่ในบางครั้งปริมาณน้ำที่ใช้ อาจมีปริมาณมากเพื่อทำให้การเจาะนั้นประสบความสำเร็จขึ้น

ในปัจจุบันได้มีการแบ่งระบบน้ำโคลนที่มีโครงสร้างภายนอก คือ น้ำมัน ออกเป็น true oil mud และ invert emulsion muds โดย Methven และ Baumann (1972) ได้ให้ความหมายของ 2 ระบบ ไว้โดยพิจารณาการทำงานของน้ำ คือ น้ำที่ใช้ในระบบ true oil mud นั้นจะไม่มีหน้าที่ที่เด่นชัด เมื่อเปรียบเทียบกับระบบ invert emulsion muds ที่น้ำจะเป็นตัวกำหนดคุณสมบัติของการไหล และลักษณะการควบคุมการกรอง

Rogers (1963) มีการจัดแบ่งโดยใช้ปริมาณน้ำเป็นตัวกำหนด คือ ระบบ true oil mud จะเปลี่ยนเป็นระบบ invert emulsion muds เมื่อปริมาณน้ำที่ใช้ในการผสมมีปริมาณมากกว่า 15% ของปริมาณน้ำโคลนทั้งหมด

Magcobar (1975) จัดแบ่งตามลักษณะที่ปรากฏ คือ สีของน้ำโคลน เช่น ระบบ oil muds จะมีสีเข้มมาก หรือดำมาก เมื่อเทียบกับระบบ invert emulsion muds ที่มีสีอ่อนกว่า เช่น a light tan ถึง coffee brown color ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับชนิด และปริมาณของน้ำมันที่ในระบบ

#### ส่วนประกอบของระบบน้ำโคลนเจาะชนิดน้ำมัน

การจำแนกส่วนประกอบของระบบน้ำโคลนเจาะชนิดน้ำมัน โดย Methven และ Baumann (2515) ประกอบด้วย 1) น้ำมัน 2) ยางมะตอย (asphalt) 3) น้ำ 4) emulsifiers 5) สารลดแรงตึงผิว (surfactants) 6) calcium hydroxide 7) วัสดุเพิ่มความหนืด (weight material) และ 8) สารเคมี

จากส่วนประกอบทั้งหมดพบว่า น้ำมัน และยางมะตอย มีความสำคัญในการกำหนดหน้าที่คุณสมบัติของน้ำโคลน นอกจากนี้ส่วนประกอบอื่นๆ มีหน้าที่ในการเพิ่มหรือคงคุณสมบัติของน้ำโคลนและคุณสมบัติของการไหล รวมทั้งคุณสมบัติของการเคลือบผนังหลุมเจาะ โดยแต่ละส่วนประกอบมีรายละเอียดดังนี้

#### ก. น้ำมัน

น้ำมันเป็นส่วนประกอบหลัก และมีคุณลักษณะของความต่อเนื่อง โดยในการพิจารณาของการเลือกใช้น้ำมันแต่ละชนิดสำหรับเป็นน้ำโคลนเจาะ จะพิจารณาจากปัจจัยต่างๆ ดังนี้ คือ ประสิทธิภาพของน้ำมัน ความสะดวกในการจัดหา และราคาน้ำมัน แต่โดยทั่วไปแล้วน้ำมันที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย คือ น้ำมันดิบ (crude oil) และน้ำมันที่ผ่านกระบวนการกลั่น เช่น ดีเซล (diesel) น้ำมันก๊าด (kerosene) น้ำมันเชื้อเพลิงหนัก (heavy fuel oil) เป็นต้น ส่วนใหญ่ในการใช้ระบบน้ำโคลนชนิดน้ำมันนี้ นิยมใช้น้ำมันดีเซลกันอย่างแพร่หลายนั้น เนื่องจากมีประสิทธิภาพมากกว่าน้ำมันชนิดอื่นๆ รวมทั้งน้ำมันดีเซลเป็นน้ำมันที่ได้จากการผ่าน

กระบวนการกลั่นแล้วจึงทำให้คุณสมบัติต่างๆ ก่อนข้างมีความสม่ำเสมอหรือคงที่กันทั้งหมด นอกจากนี้ในการจัดหาค่อนข้างสะดวก ง่าย และมีราคาถูกกว่าเมื่อเทียบกับน้ำมันชนิดอื่นๆ เพื่อป้องกันผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันได้มีการใช้น้ำมันสังเคราะห์ (Synthetic oil) เช่น Saraline 200 และ Saraline 147 เป็นต้น

#### ข. น้ำ

ถึงแม้ว่าน้ำจะไม่ได้เป็นส่วนประกอบที่สำคัญโดยแท้ของน้ำโคลนชนิดน้ำมันแต่น้ำก็มีความสำคัญตรงที่เป็นตัวที่ทำให้สารปรุงแต่ง (additive) เกิดปฏิกิริยาและมีผลต่อคุณสมบัติทางของไหล น้ำที่ผสมอยู่ในน้ำโคลนชนิดน้ำมันจะมีคุณสมบัติเป็นเนื้อเดียวและมีความสม่ำเสมอทั่วทั้งปริมาณของน้ำโคลน

อนุภาคของน้ำที่อยู่ในน้ำโคลนชนิดน้ำมันมีผลโดยตรงต่อคุณสมบัติของน้ำโคลนในแง่ของเสถียรภาพของน้ำโคลน ระยะห่างระหว่างอนุภาคของน้ำในน้ำโคลนชนิดน้ำมันจะเพิ่มขึ้นเมื่อขนาดของอนุภาคเล็กลงและมีการกระจายตัวของขนาดสม่ำเสมอขึ้น เนื่องจากอิมัลซิไฟเออร์ อิมัลซิไฟเออร์มีหน้าที่สำคัญในการที่ให้น้ำสามารถละลาย และกระจายตัวได้อย่างสม่ำเสมอในน้ำมัน ซึ่งในองค์ประกอบหลักของน้ำโคลนชนิดน้ำมัน ได้แก่ คอลลอยด์ ซึ่งมีขนาดอนุภาคอยู่ในช่วงสารแขวนลอย และสารละลายเป็นองค์ประกอบที่สำคัญของน้ำโคลนชนิดน้ำมัน โดยมากมักจะใช้ยางมะตอย (Asphalts) ซึ่งมีหน้าที่ที่สำคัญในการควบคุมการสูญเสียโคลนในชั้นหิน

### 2.5.3 ของไหลที่ใช้ในการเจาะประเภทอิมัลชัน

อิมัลชัน คือการกระจายตัวของอนุภาคของเหลวหนึ่งในอีกของเหลวหนึ่งซึ่งไม่ละลายซึ่งกันและกัน ตัวอย่างเช่น น้ำในน้ำมัน หรือน้ำมันในน้ำ ผลจากการวิจัยได้แสดงให้เห็นว่า ถ้าอนุภาคทรงกลมเล็กๆ ที่มีขนาดเท่ากันถูกทำให้แนบชิดติดกัน จะมีปริมาตรของอนุภาคประมาณ 74% ของปริมาตรทั้งหมด (ขึ้นอยู่กับขนาดของอนุภาค) ตามหลักการที่ว่านี้จะนำไปสู่ทฤษฎี “เฟส-ปริมาตร” ซึ่งจะทำให้ทราบถึงความเป็นไปไม่ได้ว่าจะมีอนุภาคต่างชนิดกันเข้ามาในช่วงความเข้มข้นของอนุภาคอื่นๆ ตัวอย่างเช่น น้ำมัน 8% และน้ำ 10% จะทำให้เกิดการรวมตัวได้เฉพาะอิมัลชัน น้ำมันในน้ำ (oil in water emulsion) โดยเมื่อน้ำมันถูกเติมลงในน้ำอย่างต่อเนื่องระหว่างอนุภาคน้ำมันกับผิวสัมผัสของอนุภาคอื่นจะลดลง ในทางกลับกันถ้าเป็นกรณีของน้ำในน้ำมันอิมัลชันจะเกิดจากความเข้มข้นของน้ำมัน นอกจากนี้แล้วอิมัลชันซึ่งเกิดจากการรวมตัวของอนุภาคทรงกลมที่มีขนาดต่างกัน จะมีคุณสมบัติทางพลาสติก กล่าวคือสามารถเปลี่ยนรูปได้เมื่อถูกแรงกระทำ จึงทำให้มีปริมาตรของอนุภาคมากกว่า 74% จากปริมาตรทั้งหมด โดยจะพบในกรณีที่

พบว่ามีฟิล์มบางๆ เคลือบอยู่ที่อนุภาคทำให้สามารถเกาะกันได้ แต่แทนที่จะอัดกันแน่นกลับมีช่องว่างเกิดขึ้นในช่วงนาที่แรกๆ ความแตกต่างของแรงดึงผิวจะสามารถพบได้ในเฟสของของไหล ความแตกต่างนี้จะทำให้ทราบว่าเฟสไหนเป็นเฟสที่ต่อเนื่องและเฟสไหนสามารถกระจายตัวได้

ปัจจุบันทฤษฎีการเกิดอิมัลชันมีความเกี่ยวข้องกับงานวิจัยของแบนครอฟท์ (Bancroft, 1867) หลักของงานวิจัยนี้อ้างถึงลักษณะธรรมชาติของฟิล์ม อย่างไรก็ตามได้แสดงให้เห็นแล้วว่า ลักษณะเฉพาะของฟิล์มในบริเวณผิวสัมผัสนั้นมีความเกี่ยวข้องกับความแข็งแรง และความสามารถในการจัดเรียงตัว ทำให้เกิดการพัฒนาก้าวไปสู่อิมัลชันที่มีความเสถียรได้ ความสัมพันธ์ของปัจจัยที่สำคัญสองอย่างนี้ขึ้นอยู่กับผลกระทบบนฟิล์ม ปริมาณของอิมัลซิฟายเออร์มีผลอย่างยิ่งต่อความเสถียรของน้ำในน้ำมันที่มีความเข้มข้นของน้ำมันสูง เช่น การที่ปริมาณของอิมัลซิฟายเออร์มีไม่เพียงพอ จะทำให้เกิดการแยกตัวทางไฟฟ้าซึ่งจะเป็นตัวขัดขวางไม่ให้ระบบเกิดความเสถียรภาพเพราะไม่สามารถรวมตัวกันจนเป็นฟิล์มรอบๆ อนุภาคน้ำมันได้ ที่ระบบไม่เกิดความเสถียรภาพก็เพราะว่าความเสถียรของอิมัลชันนั้นไม่ได้ขึ้นอยู่กับฟิล์มระหว่างหน้าผิวสัมผัส แต่ขึ้นอยู่กับความสามารถในการที่จะดูดซับอิมัลซิฟายเออร์

ยังมีอีกทฤษฎีหนึ่งที่เกี่ยวข้องกับการเกิดอิมัลชัน ซึ่งชี้ให้เห็นว่าความเสถียรของอิมัลชันจะขึ้นอยู่กับประจุไฟฟ้าภายในเฟสประจุไฟฟ้าเหล่านี้ได้มาจากปฏิกิริยาไอออนไนเซชันผิวสัมผัสของอนุภาค และการดูดซับ

#### อิมัลซิฟายเออร์ และน้ำโคลนชนิดอิมัลชัน

ปริมาณของอิมัลซิฟายเออร์นั้นขึ้นอยู่กับของเหลวชนิดไหนจะถูกทำให้เป็นอิมัลชันและวิธีการในการทำอิมัลชัน โดยสามารถแบ่งออกเป็น 4 ปัจจัย ได้แก่ 1) การละลายในระดับโมเลกุล (molecular soluble) 2) การกระจายตัวของคอลลอยด์ในน้ำ (colloidally dispersible) 3) สารประกอบที่เข้ากับน้ำได้ยาก (hydrophobic) และ 4) สารประกอบที่เข้ากับน้ำได้ง่าย (hydrophilic) ถ้าคอลลอยด์ที่เกิดจากน้ำมันรวมตัวกับสารประกอบที่เข้ากับน้ำได้ง่ายถูกทำให้ละลายในน้ำมันเป็นไปได้อาจจะทำให้เกิดอิมัลชันที่มีความเสถียรในการกระจายตัวของน้ำในน้ำมันกรณีเดียวกันถ้าคอลลอยด์ที่เกิดจากน้ำรวมตัวกับสารประกอบที่เข้ากับน้ำได้ยากถูกทำให้ละลายในน้ำเป็นไปได้อาจจะเกิดอิมัลชันที่มีความเสถียรในการกระจายตัวของน้ำมันในน้ำ อิมัลซิฟายเออร์ที่เข้ากับน้ำได้ง่ายนั้นจะเกิดเป็นอิมัลชันประเภทน้ำมันในน้ำ ทั้งนี้อิมัลซิฟายเออร์ของสารประกอบที่เข้ากับน้ำได้ยากนั้นจะเกิดเป็นอิมัลชันประเภทน้ำในน้ำมัน สบู่ชนิดแคลเซียม (calcium-type soap) จะใช้เป็นสารอิมัลซิฟายเออร์ ความเสถียรของอิมัลชันเกิดจากสบู่แคลเซียมซึ่งเป็นตัวเร่งให้เกิดการ

แยกทางไฟฟ้า ส่วนน้ำเค็มนั้นจะเป็นตัวขัดขวางไม่ให้เกิดการรวมตัวกับน้ำ (hydration) ของสารประกอบที่รวมตัวกับน้ำได้ง่ายซึ่งจะทำให้อิมัลชันเกิดแล้ว โนม์ที่จะไม่มีความเสถียร

น้ำโคลนประเภทอิมัลชัน คือการกระจายตัวของน้ำมันในน้ำหรือน้ำในน้ำมัน สำหรับอิมัลชันที่เกิดจากการกระจายตัวของน้ำมันในน้ำ น้ำจะเป็นเฟสที่ต่อเนื่องหรือเฟสภายนอก และน้ำมันจะเป็นเฟสที่ไม่ต่อเนื่องหรือเฟสภายใน ส่วนในกรณีของอิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมันนั้นจะตรงกันข้ามกับน้ำมันในน้ำ โดยน้ำจะเป็นเฟสที่ไม่ต่อเนื่องและน้ำมันจะเป็นเฟสต่อเนื่อง เรียกว่า อินเวิร์ทอิมัลชัน (invert emulsion) ในระบบของไหลที่ประกอบด้วยน้ำร้อยละ 50 หรือน้อยกว่า จะจัดอยู่ในชนิดน้ำในน้ำมัน อิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมันจะเกิดได้เมื่อมีน้ำมันเป็นส่วนผสมมากกว่าร้อยละ 50 และอิมัลชันชนิดน้ำมันในน้ำจะคงอยู่ได้เมื่อมีน้ำเป็นองค์ประกอบมากกว่าร้อยละ 50 โดยมีปัจจัยต่างๆ ดังต่อไปนี้

ก. ความถ่วงจำเพาะสัมพัทธ์ (relative specific gravities) ของน้ำมันและน้ำ ความแตกต่างด้านความถ่วงจำเพาะของน้ำมันและน้ำมากๆ จะส่งเสริมให้เกิดครีมของอิมัลชัน เช่น เกิดชั้นของอิมัลชันที่มีความเข้มข้นสูง ความเร็วของการเกิดครีมไม่ได้ขึ้นอยู่กับขนาดของความถ่วงจำเพาะอย่างเดียว แต่ขึ้นอยู่กับความหนืด ขนาดของอนุภาค และปัจจัยอื่นๆ อีกด้วย

ข. ค่าความเป็นฉนวน (dielectric constants) ของเฟสภายใน ประจุชนิดเดียวกันในเฟสจะช่วยให้เกิดความเสถียรขึ้น เพราะอนุภาคจะผลักกัน

ค. ค่าความเป็นกรด-ด่างของน้ำ อิมัลซิฟายเออร์หลายชนิดถูกออกแบบมาเพื่อใช้สำหรับค่าความเป็นกรด-ด่างได้หลายช่วง ถ้าค่าความเป็นกรด-ด่าง ไม่ได้อยู่ในช่วงที่ได้ออกแบบไว้ ความตึงผิว และความหนืดของอิมัลซิฟายเออร์จะมีการเปลี่ยนแปลงตามไปด้วย

ง. ชนิดของอิมัลซิฟายอิง โดยชนิดของอิมัลซิฟายเออร์หลายชนิดมีความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนสถานะแวดล้อม เช่น การเปลี่ยนอุณหภูมิ ความเข้มข้นของแคลเซียม จึงต้องระวังในการใช้อิมัลซิฟายเออร์ให้ตรงกับชั้นหินที่ทำการเจาะ

#### คุณสมบัติทางกายภาพของน้ำโคลนประเภทอิมัลชัน

คุณสมบัติทางกายภาพของน้ำโคลนประเภทอิมัลชันเป็นตัวบ่งชี้ความเสถียรของระบบ คุณสมบัติเหล่านี้ขึ้นอยู่กับองค์ประกอบ และวิธีในการเตรียมน้ำโคลนอิมัลชัน คุณสมบัติของอิมัลชันชนิดน้ำมันในน้ำ เช่น ความหนาแน่น และความหนืดเป็นคุณสมบัติพื้นฐานซึ่งจะไม่แตกต่างกันมาก การบำรุงรักษาประจำวันสำหรับคุณสมบัติทางเคมีและคุณสมบัติทางของไหลเป็นสิ่งที่มีความจำเป็นอย่างยิ่ง

การผสมน้ำมันลงในน้ำโคลนประเภทน้ำ (water-base mud) ควรจะให้ผลทางด้านความหนืดที่เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นการทำให้อนุภาคน้ำมันติดกับอนุภาคของแร่ดิน ถึงแม้ว่าน้ำมันจะไม่สามารถก่อให้เกิดความเสียหายแก่ระบบ แต่น้ำมันก็ทำให้เกิดการหักล้างของประจุ และความหนาแน่นของของไหลจะถูกลดลงไปด้วย โดยพื้นฐานแล้วน้ำมันมีความถ่วงจำเพาะประมาณ 0.85 โดยมีสูตรสำหรับการคำนวณ ปริมาณของน้ำมันที่ต้องใช้ในการลดความหนาแน่นของระบบดังนี้

$$X = \frac{V * (W_1 - W_2)}{W_1 - 7.0}$$

เมื่อ	v	คือ ปริมาตรของระบบ (บาร์เรล)
	W1	คือ ความหนาแน่นที่ต้องการ (ปอนด์ต่อแกลลอน)
	W2	คือ ความหนาแน่นของระบบในปัจจุบัน (ปอนด์ต่อแกลลอน) คือ น้ำหนักของน้ำมันต่อปริมาตร 1 แกลลอน (ปอนด์)
	x	คือ ปริมาณน้ำมันที่ต้องเติมลงในระบบ (บาร์เรล)

การผสมน้ำมันลงในน้ำโคลนมักจะช่วยให้การสูญเสียของไหลในระบบต่ำลง ซึ่งมีความเป็นไปได้ว่าส่วนผสมจะช่วยอุดช่องว่างในหิน จากแรงกระทำที่มีต่อชั้นเค้กของน้ำโคลน และลดค่าความซึมซาบได้ ขนาดอนุภาคของของเหลวในอิมัลชันพบว่ามีขนาดใหญ่กว่า 0.25 ไมครอน และมีขนาดใหญ่ที่สุดประมาณ 25 ไมครอน (Becher, 1966)

ความเข้มข้นของเฟสที่กระจายตัว และอิมัลซิฟายอิง เป็นปัจจัยที่มีผลต่อคุณสมบัติทางกายภาพของอิมัลชัน ความเข้มข้นของอิมัลซิฟายอิง คือปัจจัยที่ทำให้เกิดความใส ถ้าความเข้มข้นของอิมัลซิฟายเออร์ไม่เพียงพอจะเป็นตัวขัดขวางไม่ให้อิมัลชันเกิดเสถียรภาพได้

ตารางที่ 2.1 การแก้ปัญหาเกี่ยวกับคุณสมบัติของน้ำโคลนประเภทอิมัลชัน

ปัญหาที่เกิดขึ้น	การแก้ไข
ความหนืดสูง - การปนเปื้อนของน้ำ - มีองค์ประกอบของแข็งในปริมาณสูง	- ผสมน้ำมันและอิมัลซิฟายเออร์ตามสัดส่วนและตามด้วย CaO - ลดขนาดของตะแกรงในการควบคุมอนุภาคของแข็ง, ลดความเข้มข้นด้วยการเติมน้ำมันหรืออิมัลซิฟายเออร์
ความหนืดต่ำ - ความต้านทานแรงเสียดต่ำ	- เพิ่มอนุภาคโคลนชนิดออร์แกโนฟิลิก
การสูญเสียโคลนในระบบสูง	เติม CaO และตรวจสอบความเข้มข้นของอิมัลซิฟายเออร์
การแตกตัวของอิมัลชัน	ตรวจสอบความเข้มข้นของอิมัลซิฟายเออร์ และ CaO
น้ำมันแยกตัว	กวนน้ำโคลนให้เพียงพอและอุ่นให้ร้อน

ความสำคัญของคุณสมบัติทางกายภาพที่มีต่อน้ำโคลนประเภทอิมัลชันนั้น ต้องพิจารณาถึงความหนืด การเพิ่มความเข้มข้นของอิมัลซิฟายอิงเป็นสาเหตุให้ความหนืดเพิ่มขึ้นด้วยการเติมของแข็งที่เป็นคอลลอยด์เป็นการเพิ่มความหนืดเพราะจะเกิดปฏิกิริยาไฮเดรชัน

#### การเตรียม และการบำรุงรักษา น้ำโคลนประเภทอิมัลชัน

น้ำโคลนประเภทอิมัลชันแบ่งได้เป็น 2 ชนิด ได้แก่ ชนิดน้ำมันในน้ำ และชนิดน้ำในน้ำมัน น้ำโคลนทั้งสองระบบนี้มีความคล้ายคลึงกันในส่วนกว้างๆ เท่านั้นเพราะเป็นการเกิดอิมัลชันของสองของไหลที่ไม่ละลายซึ่งกันและกัน ส่วนในรายละเอียดมีความแตกต่างกัน สำหรับการเตรียมและการบำรุงรักษาของน้ำโคลนทั้งสองระบบนั้นแบ่งแยกกันคนละส่วน

#### อิมัลชันชนิดน้ำมันในน้ำ

ในระบบของอิมัลชันชนิดน้ำมันในน้ำ โดยน้ำมัน (น้ำมันดิบหรือดีเซล) จะถูกเติมลงในน้ำซึ่งเป็นของไหลพื้นฐานสำหรับน้ำโคลนทั่วไป น้ำมันจะเป็นเฟสภายในซึ่งน้ำก็จะเป็นเฟสภายนอก ก่อนที่จะทำการเตรียมน้ำโคลนในภาคนั้นนั้น อย่างแรกต้องแน่ใจว่าน้ำโคลนยังมีคุณสมบัติที่ดี และมีการกระจายตัวของโคลนอย่างทั่วถึง สิ่งเหล่านี้มีความจำเป็นอย่างมากเพราะการเติมน้ำมันลงไปนั้น ไม่ใช่การคัดแปลงแก้ไขน้ำโคลนที่มีคุณสมบัติต่ำแต่เดิมเพื่อทำให้น้ำโคลนมีคุณสมบัติต่างไปจากเดิม (Roger, 1963) ซึ่งต้องระวังเป็นอย่างยิ่งในเรื่องของปริมาณของน้ำโคลนเริ่มต้น และปริมาณสุดท้ายหลังจากที่ได้ทำการเติมน้ำมันลงไปแล้ว ในกรณีที่ความหนาแน่นของน้ำโคลนอยู่ในเกณฑ์ที่ต้องทำการปรับปรุงสามารถปรับปรุงในการเพิ่มความหนาแน่นด้วยแร่แบไรต์ในอัตราที่เหมาะสม และปริมาณน้ำมันที่ต้องเติมนั้นควรอยู่ประมาณร้อยละ 5-30 โดย

น้ำหนัก ในการเติมน้ำมันนั้น น้ำมันจะถูกเติมผ่านทางฮอปเปอร์และตามด้วยอิมัลซิฟายอิงในกรณีที่ต้องใช้ ถ้าน้ำโคลนประกอบด้วยส่วนประกอบของลิกนินซึ่งช่วยทำให้เกิดการกระจายตัว ในกรณีนี้ อิมัลซิฟายอิงจะต้องถูกกำจัดออกไป

การบำรุงรักษาน้ำโคลนชนิดนี้ขึ้นอยู่กับน้ำโคลนชนิดน้ำที่ใช้เป็นน้ำตั้งต้น อย่างไรก็ตามความเสถียรของอิมัลชัน และปริมาณของน้ำมันที่เติมลงไปนั้นจะมีผลกระทบต่อระบบน้ำโคลนโดยรวม ความเสถียรของน้ำโคลนสามารถสังเกตจากน้ำโคลนที่ถูกกรอง (mud filtrated) เพราะระบบที่เสถียรจะทำให้ น้ำโคลนที่ถูกกรองปราศจากน้ำมัน ลักษณะของน้ำมันที่ถูกกรองจะเป็นตัวบ่งชี้ถึง 1) การกระจายตัวของอนุภาคของแข็งอย่างไม่ถูกต้อง และ 2) ความเข้มข้นของอิมัลซิฟายอิงที่ผิดพลาด

โดยร้อยละของปริมาณน้ำมัน สามารถหาได้จากอุปกรณ์ทดสอบน้ำโคลนโดยการกลั่น (distillation apparatus) น้ำ และน้ำมันจะถูกทำให้เดือดและวัดปริมาตรร้อยละ โดยปริมาตร ซึ่งสามารถหาได้จาก

$$\% \text{ oil} = \frac{V_o}{V_s} \times 100\%$$

เมื่อ oil% คือ ร้อยละ โดยปริมาตรของน้ำมัน  
 $V_o$  คือ ปริมาตรของน้ำมัน  
 $V_s$  คือ ปริมาตรของตัวอย่างน้ำโคลน

อิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมัน

น้ำโคลนประเภทนี้ถูกออกแบบมาเพื่อระบบน้ำเค็มทั้ง โซเดียมคลอไรด์และแคลเซียมคลอไรด์ องค์ประกอบหลักของน้ำโคลนชนิดนี้จะประกอบด้วยน้ำมัน น้ำ สารให้ความเข้มข้นพื้นฐาน สารทำให้เกิดการกระจายตัว แคลเซียมคลอไรด์ และสารป้องกันการสูญเสียน้ำโคลนในระบบ ซึ่งขึ้นกับอุณหภูมิของระบบด้วย ในส่วนของรายละเอียดในการผสมและความเข้มข้นขององค์ประกอบทางเคมีจะแปรผันไปตามชนิดของน้ำเค็มที่ใช้ แต่โดยทั่วไปแล้วจะคล้ายๆ กัน

ชั้นแรกน้ำมันดีเซลจะถูกเติมลงในถังน้ำโคลน โดยปริมาณที่จะทำการเติมนั้นจะขึ้นอยู่กับอัตราส่วนระหว่างน้ำมันกับน้ำ และปริมาตรของสารให้ความเข้มข้น แล้วทำการผสมให้เข้ากันด้วยเครื่องกวน (agitator) หลังจากที่สารให้ความเข้มข้น และองค์ประกอบที่เป็นของแข็งถูกเติมลงไปแล้ว ในขั้นตอนต่อมา น้ำเค็มจะถูกเติมลงไปจนถึงจุดที่กำหนด ในขั้นตอนสุดท้ายนั้น



หลังจากที่ทำให้เกิดอิมัลชันแล้ว องค์ประกอบที่ให้ผลทางด้านความหนาแน่นจะถูกเติมลงไปตามทางฮอปเปอร์อย่างต่อเนื่อง

การมีความเสถียรภาพและง่ายต่อการบำรุงรักษาเป็นข้อดีของอิมัลชันชนิดนี้ โดยปกติแล้วการบำรุงรักษาในภาคสนามนั้นการที่ปริมาตรและความหนาแน่นของน้ำโคลนมีการเพิ่มมากขึ้นเป็นเรื่องพื้นฐานที่ต้องมีการควบคุมอย่างสม่ำเสมอ ปริมาตรของสารเติมแต่งที่คำนวณได้จะถูกเติมลงในระบบหมุนเวียนน้ำโคลน ส่วนน้ำส้มและน้ำมันดีเซลจะถูกเติมลงไปเพื่อทำการผสมตามสัดส่วน ในส่วนของการเปลี่ยนแปลงแก้ไขปริมาณของของแข็งซึ่งเป็นองค์ประกอบของความเข้มข้นของน้ำโคลนด้วยสารแคลเซียมออกไซด์ ควรจะเติมในตอนท้ายสุดเพื่อการควบคุมปริมาตรสุดท้าย

อุณหภูมิที่มีผลกระทบต่อน้ำโคลนชนิดนี้เป็นอย่างมาก เมื่ออุณหภูมิที่กั้นหลุมสูงขึ้นความหนืดของน้ำโคลนมีแนวโน้มที่จะลดลง อุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นนั้นทำให้น้ำโคลนเกิดการขยายตัวทำให้ความหนาแน่นลดลง น้ำมันสามารถขยายตัวได้มากกว่าน้ำซึ่งผลจากการขยายตัวจะส่งผลกระทบต่อให้เห็นได้ชัดเจนในระบบน้ำโคลนชนิดนี้ เพื่อความถูกต้องแม่นยำในการวัดความหนาแน่นของน้ำโคลนควรวัดที่อุณหภูมิ 75-80 องศาฟาเรนไฮต์

น้ำโคลนชนิดนี้จะขยายและหดตัวเมื่อความดันภายในหลุมแตกต่างกัน น้ำมันจะมีความสามารถในการขยายตัวและหดตัวได้มากกว่าน้ำ ซึ่งที่ความดันสูงขึ้นน้ำมันจะถูกอัดตัวจนมีความหนาแน่นเพิ่มขึ้น ดังนั้นเพื่อความถูกต้องแม่นยำควรทำการวัดความหนาแน่นและความหนืดที่ความดัน 500 ปอนด์ต่อตารางนิ้ว และอุณหภูมิ 300 องศาฟาเรนไฮต์

การเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างน้ำมันกับน้ำจากระดับที่ควรจะเป็นนั้น จะต้องทำการแก้ไขอัตราส่วนดังกล่าวให้ถูกต้องโดยการเติมน้ำหรือน้ำเค็มลงไปในเครื่องมือวัด อัตราส่วนระหว่างน้ำมันและน้ำจะใช้อุปกรณ์กักเก็บเพื่อหาร้อยละโดยปริมาตรของน้ำ น้ำมัน และอนุภาคของแข็ง สำหรับอัตราส่วนระหว่างน้ำกับน้ำมันจะสามารถหาได้จากสมการ

$$\frac{\% \text{ oil}}{\% \text{ total liquid}} \times 100 = \% \text{ oil to liquid phase}$$

$$\frac{\% \text{ water}}{\% \text{ total liquid}} \times 100 = \% \text{ water to liquid phase}$$

ในกรณีที่ต้องการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนระหว่างน้ำมันกับน้ำ อย่างแรก คือ การหาอัตราส่วนระหว่างน้ำมันกับน้ำ และทำการตัดสินใจในการเติมน้ำมันหรือน้ำ ซึ่งสามารถหาได้จากสมการ

$$\% \text{ oil (retort)} \times \text{total volume (bbl)} = \text{oil volume (bbl)}$$

$$\% \text{ water} \times \text{total volume (bbl)} = \text{water volume (bbl)}$$

$$\% \text{ solid} \times \text{total volume (bbl)} = \text{solid volume (bbl)}$$

ในกรณีที่ต้องผสมน้ำมันเพิ่ม

$$\frac{\text{oil volume} + x}{\text{water volume}} \times 100 = \frac{\text{desired oil ratio}}{\text{desired water ratio}}$$

ในกรณีที่ต้องเติมน้ำ

$$\frac{\text{oil volume}}{\text{water volume} + x} = \frac{\text{desired oil ratio}}{\text{desired water ratio}}$$

ผลกระทบของน้ำโคลนประเภทอิมัลชันต่อองค์ประกอบในการเจาะหลุมปีโตรเลียม

### 1. ผลกระทบต่ออัตราการเจาะ

อัตราการเจาะจะขึ้นอยู่กับองค์ประกอบต่างๆ ได้แก่ ประสิทธิภาพของผู้เกี่ยวข้อง (ประสิทธิภาพ) น้ำหนักบนหัวเจาะ ขนาดของหลุมเจาะ ความเร็วรอบในการหมุน และไฮดรอลิกโปรแกรมต่างๆ

### 2. ผลกระทบต่อหัวเจาะ

น้ำโคลนประเภทอิมัลชันทั้ง 2 ชนิดเป็นปัจจัยในการควบคุมอายุของหัวเจาะ ซึ่งเป็นผลจากคุณสมบัติในการหล่อลื่นของน้ำโคลน ซึ่งจะมีผลต่อ 1) จำนวนหัวเจาะที่ต้องใช้ในการเจาะหลุมนั้นๆ 2) จำนวนครั้งในการถอนและลงก้านเจาะเพื่อทำการเปลี่ยนหัวเจาะ และ 3) ระยะเวลาในการเจาะต่อหลุม ซึ่งทั้งหมดที่กล่าวมานี้เป็นปัจจัยที่ทำให้ต้นทุนในการเจาะเพิ่มขึ้น

### 3. ผลกระทบต่อขนาดหลุม

การกักเซาะหลุมเป็นปัญหาหลักที่พบในการใช้น้ำโคลนชนิดน้ำ (water-base mud) การควบคุมทำได้เพียงให้ปัญหาเหล่านี้เกิดได้น้อยที่สุด เช่น การทำริ่มมิ่งย้อนกลับไปกั้นหลุม น้ำโคลนประเภทอิมัลชันทั้งสองชนิดนี้ได้แสดงให้เห็นถึงความสามารถในการช่วยลดการกักเซาะจนเหลือน้อยที่สุด ซึ่งเป็นลักษณะเฉพาะของน้ำโคลนชนิดนี้ที่จะสามารถช่วยลดการสูญเสียโคลนจากระบบหมุนเวียนได้มาก ความสามารถในการป้องกันการบวมของหินดินดานอันเนื่องมาจากน้ำนั้น น้ำโคลนชนิดอิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมันจะสามารถป้องกันโดย 1) น้ำจากรอยแตกขนาดเล็ก และ 2) การทำปฏิกิริยากับน้ำของหินดินดานได้

คำอธิบายข้างต้นเป็นการป้องกันปัญหาที่ปรากฏโดยเฉพาะกับการใช้น้ำโคลนประเภทอิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมัน สำหรับการเจาะชั้นหินที่สามารถละลายน้ำได้ เช่น หินเกลือ ชั้นแอนไฮไดรด์ และยิปซัม ซึ่งด้วยเหตุผลเดียวกันนี้เกลือที่มีความเข้มข้นต่ำจึงไม่ถูกเติมลงในน้ำมันของระบบอิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมันเพื่อใช้เจาะชั้นหินเหล่านี้

#### 4. แรงบิดและแรงจูด

ระบบของน้ำโคลนประเภทอิมัลชันชนิดน้ำในน้ำมันและอิมัลชันย้อนกลับจะสามารถช่วยลดแรงบิดและแรงจูดที่กระทำต่อหัวเจาะได้เป็นอย่างมาก เนื่องจากคุณสมบัติทางด้านการหล่อลื่นของน้ำมัน การทดสอบที่ได้ดำเนินการในภาคสนาม แสดงให้เห็นถึงบริเวณที่สังเกตได้ว่ามีแรงบิดและแรงจูดเกิดขึ้นสูง การใช้น้ำโคลนชนิดอิมัลชันน้ำมัน (น้ำโคลนร้อยละ 10 โดยปริมาตร) สามารถช่วยลดแรงบิดได้ร้อยละ 40 ถึง 50 และลดแรงจูดได้ร้อยละ 20 ถึงแม้ว่าผลจากการทดสอบเหล่านี้จะสามารถใช้ได้กับการเจาะในทุกสภาพแวดล้อม แต่โดยมากแล้วนิยมใช้ในการเจาะหลุมเอียงเพื่อป้องกันก้านเจาะติด

#### 5. หัวเจาะถูกเคลือบด้วยโคลน

หัวเจาะมักจะถูกเคลือบในการระหว่างเจาะในชั้นของหินดินดาน และมักจะทำให้เกิดความเสียหายในการเจาะอันได้แก่ 1) มีแรงดันเกินในขณะลงก้านเจาะ 2) แรงดันของปั๊มเกิน 3) อัตราการเจาะต่ำ และ 4) เกิดการสูญเสียโคลนจากระบบหมุนเวียน ผลจากการศึกษาวิจัยแสดงให้เห็นว่าการใช้น้ำโคลนประเภทอิมัลชันนั้นสามารถช่วยลดผลกระทบเหล่านี้ได้

#### 6. ผลกระทบต่อการเตรียมหลุมเพื่อทำการผลิต

ถึงแม้ว่าน้ำโคลนทั้งสองระบบนี้จะออกแบบ และถูกใช้เพื่อให้เตรียมหลุมได้เร็วขึ้น แต่ก็ไม่ได้ช่วยให้สามารถผลิตได้เร็วกว่าเท่าที่ควรจะเป็น

#### 7. ผลกระทบต่อการยังชีพหลุมเจาะและการแปลความหมาย

การหยังธรณีหลุมเจาะที่ทำการเจาะด้วยน้ำโคลนประเภทอิมัลชันนั้น สามารถดำเนินการด้วยรูปแบบและวิธีการเดียวกันกับการหยังธรณีหลุมเจาะที่ถูกเจาะด้วยน้ำโคลนชนิดน้ำเป็นหลักได้ แต่อย่างไรก็ตามการหยังธรณีหลุมเจาะที่ถูกเจาะด้วยน้ำโคลนเหล่านี้จะใช้อุปกรณ์หยังธรณีเหมือนกันได้แก่

1. การหยังธรณีด้วยการเหนียวน้ำรังสีแกมมา การหยังธรณีประเภทนี้นั้นเป็นพื้นฐานของการหยังธรณีหลุมเจาะที่ทำการเจาะด้วยน้ำโคลนประเภทอิมัลชันใช้เพื่อการเทียบเคียงชั้นหิน การควบคุมความลึก การวัดความต้านทานพื้นฐานของหินดินดาน และการตรวจสอบแร่กัมมันตรังสี

2. การหยังธรณีหลุมเจาะด้วยคลื่นเสียง การหยังธรณีหลุมเจาะด้วยความเร็วของคลื่นเสียงช่วยให้สามารถเทียบเคียงชั้นหินได้ในกรณีที่มีการหยังธรณีหลุมเจาะประเภทอื่นให้ผลได้ไม่ดี และสามารถใช้ร่วมกับการหยังธรณีหลุมเจาะประเภทอื่นเพื่อประเมินหินกักเก็บ รวมทั้งความพรุนตัว และคุณสมบัติต่างๆ ของหิน โดยอุปกรณ์ที่ใช้ในการหยังธรณีหลุมเจาะประเภทนี้มีความใกล้เคียงกันระหว่างหลุมที่เจาะด้วยน้ำโคลนประเภทอิมัลชันชนิดย้อนกลับ กับน้ำโคลนชนิดน้ำเป็นหลัก เพราะหลักการทำงานของอุปกรณ์ในการหยังธรณีหลุมเจาะประเภทนี้ไม่ขึ้นอยู่กับการนำไฟฟ้าของระบบ

3. การหยังธรณีหลุมเจาะโดยการใช้ความหนาแน่นของชั้นหิน การหยังธรณีหลุมเจาะประเภทนี้ไม่มีผลกระทบจากน้ำโคลนทั้งสองชนิด เพราะเป็นการใช้เพื่อหาค่าความพรุนและค่าความอิมตัวด้วยน้ำ

4. การหยังธรณีหลุมเจาะด้วยนิวตรอน โดยการใช้การหยังธรณีหลุมเจาะประเภทนี้ใช้เพื่อหารอยต่อระหว่างชั้นของเหลวกับแก๊ส ซึ่งใช้ร่วมกับการหยังธรณีหลุมเจาะประเภทอื่นๆ ในการหาคุณสมบัติของหิน การหยังธรณีหลุมเจาะประเภทนี้ไม่มีผลกระทบจากประเภทน้ำโคลน

#### 2.5.4 Polymer drilling mud

สารพอลิเมอร์ เกิดจากการจัดเรียงตัวกันอย่างซ้ำๆ กันของโมเลกุล ที่เรียกว่าสารมอนอเมอร์ สารพอลิเมอร์มีขนาดมวลโมเลกุลสูง และเมื่อนำไปใส่ในสารที่มีความเข้มข้นต่ำจะช่วยเพิ่มความหนืดของน้ำ และมีผลต่อความสามารถในการแขวนลอยของเศษหินบดด้วย ประโยชน์ของการใช้สารอินทรีย์พอลิเมอร์ในน้ำโคลนเจาะ คือ ค่าของความหนืดจะมากที่สุด ในส่วนที่มีเศษหินบดเป็นส่วนประกอบน้อยที่สุด โดยค่าความหนืดมากที่สุดต่อหน่วยน้ำหนักของแข็งมีความสำคัญ ที่บริเวณแท่นเจาะเพราะค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการใช้สารที่เป็นตัวทำความหนืดเป็นส่วนที่มากที่สุดจากค่าใช้จ่ายจากวัสดุทั้งหมด แม้ว่าสารพอลิเมอร์ส่วนใหญ่มีการแตกตัวที่อุณหภูมิ

ประมาณ 300 องศาฟาเรนไฮต์ แต่อย่างไรก็ตามในการใช้งานกับหลุมเจาะที่มีอุณหภูมิกันหลุมมากกว่า 300 องศาฟาเรนไฮต์ ก็ยังคงสามารถใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพ แม้ยางธรรมชาติจัดเป็นวัสดุแข็งช้อนและคงความเสถียรที่อุณหภูมิสูง และยังทนต่อสภาวะที่เป็นกรดกว่าวัสดุสังเคราะห์อื่นๆ

ในปัจจุบันมีสารพอลิเมอร์ที่ใช้ในอุตสาหกรรม ได้แก่ guar gum, xanthan gum, starch, polyacrylates, cellulose, polyacrylamides และ maleic anhydride และได้มีการรวบรวมชนิดของสารพอลิเมอร์ในช่วงปี 1978-1979 ตามหัวข้อ “Guide to Drilling, Workover and Completion” ของวารสาร The World Oil Journal พบมากกว่า 260 รายการ

ในปี 1965 โดย Darley กล่าวว่า ความสามารถในการรักษาอัตราการเจาะผ่านชั้นหินแข็งให้คงตัวได้โดยใช้เพียงน้ำอย่างเดียวเป็นน้ำโคลนเจาะ ในบางกรณีน้ำไม่สามารถใช้ได้ เพราะเกิดการสูญเสียน้ำโคลนเจาะในปริมาณที่มาก และแตกต่างกันตามระดับความลึกเจาะ การหยุดหลุมเจาะ หรือการเตรียมความพร้อมของหลุมก่อนทำการผลิต หรือในบางครั้งอาจจำเป็นต้องการ mud up คือ การเพิ่มอัตราการผสมของแข็ง เพื่อลดอัตราการเจาะ เหตุผลโดยทั่วไปสำหรับการลดอัตราการเจาะ เพื่อเพิ่มศักยภาพของน้ำโคลนเจาะต่อการเกิด mud cake ในหลุมเจาะ ความแตกต่างของความดันที่เกิดขึ้นระหว่าง mud cake มีผลทำให้หัวเจาะสามารถบดกัดชั้นหินได้ดีขึ้น

ในช่วงแรกของการทำวิจัยได้รับการยอมรับในเรื่องของการพัฒนาน้ำโคลนเจาะที่ให้ค่าความดันต่ำในขณะเจาะ (Chip hold-down pressure: CHDP) แต่เกิดการสูญเสียน้ำโคลนเจาะตัวอย่างเช่น ของเหลวที่มีการตกตะกอนกลายเป็น filter cake ทางด้านข้างผนังหลุมเจาะ แต่อาจเกิดเป็นชั้นบางๆ หรือไม่มีการเกิด filter cake ที่ตำแหน่งกันหลุมเจาะเลย ซึ่งในปี 1965 โดย Darley แสดงให้เห็นว่าอัตราการซึมผ่านในช่วงเริ่มต้น และค่า CHDP ขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของของแข็งในน้ำโคลนเจาะ จากการทดลองในห้องปฏิบัติการ โดยการใช้ น้ำโคลนเจาะสี่ประเภท ผสมกับของแข็งที่มีการกระจายตัวของขนาดแตกต่างกัน โดยในการทดสอบจะใช้แท่งหินทรายเป็นตัวทดสอบวัดอัตราการซึมผ่านของน้ำโคลน ซึ่งผลการจากทดสอบ พบว่าอนุภาคสารแขวนลอยของน้ำโคลนจะเกิดชั้น filter cake ที่ผิวของแท่งตัวอย่างหิน และยังช่วยลดอัตราการสูญเสียน้ำโคลนลง โดยขนาดของอนุภาคที่สามารถช่วยลดอัตราการสูญเสียของน้ำโคลน มีขนาดประมาณ 2-10 ไมโครเมตร เท่านั้น เนื่องจากผลการทดสอบพบอนุภาคขนาดนี้เท่านั้นที่มีการเกาะตัวบริเวณผิวของแท่งตัวอย่างหิน

ผลการทดสอบของ Darley ที่ได้ พบว่าค่า CHDP ที่ต่ำนั้นไม่จำเป็นต้องคงระดับความเข้มข้นของเศษหินให้อยู่ในระดับต่ำ ด้วยเหตุที่วิธีการบวกรวมการซึมผ่าน ไม่ได้ถูกนำมาพิจารณา ในช่วงระยะเริ่มต้นของการวิจัยภายใต้การเจาะ อัตราการซึมผ่านสูง และเนื่องจากเหตุนี้ค่า CHDP ที่

มีค่าที่สามารถรักษาระดับให้คงที่ได้ ถ้าความเข้มข้นของอนุภาคที่มีคุณสมบัติเป็นตัวเคลือบผนัง หลุมเจาะอยู่ในระดับต่ำ ความเข้มข้นของสารคอลลอยด์มีส่วนช่วยลดการซึมผ่านของน้ำโคลน ทางด้านผนังของหลุมเจาะ โดยปราศจากผลกระทบต่อค่า CHDP

ความสำเร็จของการเพิ่มอัตราการเจาะนั้นอยู่บนแนวคิดของการลดอัตราการเกิด filter cake จากน้ำโคลนเจาะที่ก้นหลุม โดยการใช้อัตราการเจาะที่เร็วเพิ่มขึ้นเมื่อทำการเจาะผ่านชั้น หินที่มีค่าความซึมผ่านสูง การพัฒนาอัตราการเจาะให้ดีขึ้น จะต้องประกอบด้วยข้อมูลชั้นหินทุกๆ ชั้น รวมทั้งชั้นหินดินดาน ค่าความซึมผ่านโดยรวมค่าที่มีขนาดน้อยกว่า filter cake นอกจากนี้แล้ว ความซับซ้อนของวิธีการที่มีความยุ่งยากมากกว่าจะต้องนำมาพิจารณาด้วย เมื่อมีการเจาะที่เร็ว ขึ้นลักษณะของน้ำโคลนเจาะควรจะมีคุณสมบัติที่เหมาะสม บนพื้นฐานของความดันในการเจาะประมาณ เท่ากับสภาวะรอบๆ ชั้นหิน ในชั้นหินที่การซึมผ่านได้ง่ายกว่า จะมีการเกิดขึ้นของการซึมผ่านเข้าไปในช่องว่างของหิน และการลดความดันไคนามิกส์ลง ส่วนในชั้นหินที่การซึมผ่านได้ยาก การซึมผ่านของของเหลวที่เกิดขึ้นที่รอยแตกที่เกิดการการบดของหัวเจาะ

การใช้ยางมะตอยมาเป็นส่วนผสมในสารแขวนลอยนั้นได้เริ่มมีการนำมาพิจารณา สำหรับการเจาะที่ค่อนข้างยาก และเป็นชั้นหินแข็งมากๆ แม้ว่าอัตราการเจาะที่เร็วสามารถกระทำได้ในทุกๆ ประเภทของชั้นหิน แต่ยังคงไม่เป็นที่นิยมใช้เนื่องจากยังมีข้อจำกัดด้านธุรกิจและเทคโนโลยีอยู่

ข้อจำกัดบางอย่างสามารถทำให้ลดลงได้โดยการปรับอัตราของส่วนผสม หรือพัฒนา และการใช้ของเหลวชนิดอื่นๆ ที่มีคุณสมบัติความหนืดต่ำ และมีค่าของเศษของแข็งเป็นส่วนประกอบต่ำ แต่โดยปกติของไหลที่ใช้ในการเจาะจะมีคุณสมบัติดังกล่าวอยู่แล้ว ดังนั้นจึงควรพัฒนาคุณสมบัติด้านเครื่องมือหรือใช้ของไหลชนิดอื่นแทน

การใช้ประโยชน์ของสารพอลิเมอร์ในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม

เป็นที่ทราบกันดีแล้วว่าในช่วงระยะเวลาหลายปีที่ผ่านมา ประสิทธิภาพของการใช้แรงดันน้ำมาช่วยในการผลิตสามารถทำให้เพิ่มปริมาณสารไฮโดรคาร์บอน โดยการทำให้ค่าอัตราส่วนความสามารถในการเคลื่อนที่ของน้ำต่อน้ำมันต่ำ

ข้อมูลจากห้องปฏิบัติการการทดสอบการไหลของน้ำมัน โดยใช้การอัดน้ำทั้งในตัวอย่างแท่งหินขนาดเล็ก และในแบบจำลองขนาดใหญ่ พบว่าความสามารถในการเคลื่อนที่ของน้ำ อาจลดลงและสามารถเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้โดยการเติมสารพอลิเมอร์ลงไปในการอัดน้ำ โดยการลดความสามารถในการเคลื่อนที่ของน้ำในหลายๆ กรณี จะดีขึ้นหากได้ทำการประมาณค่าของความหนืดไว้ สำหรับสารพอลิเมอร์นั้นจะต้องไม่ก่อให้เกิดการลด

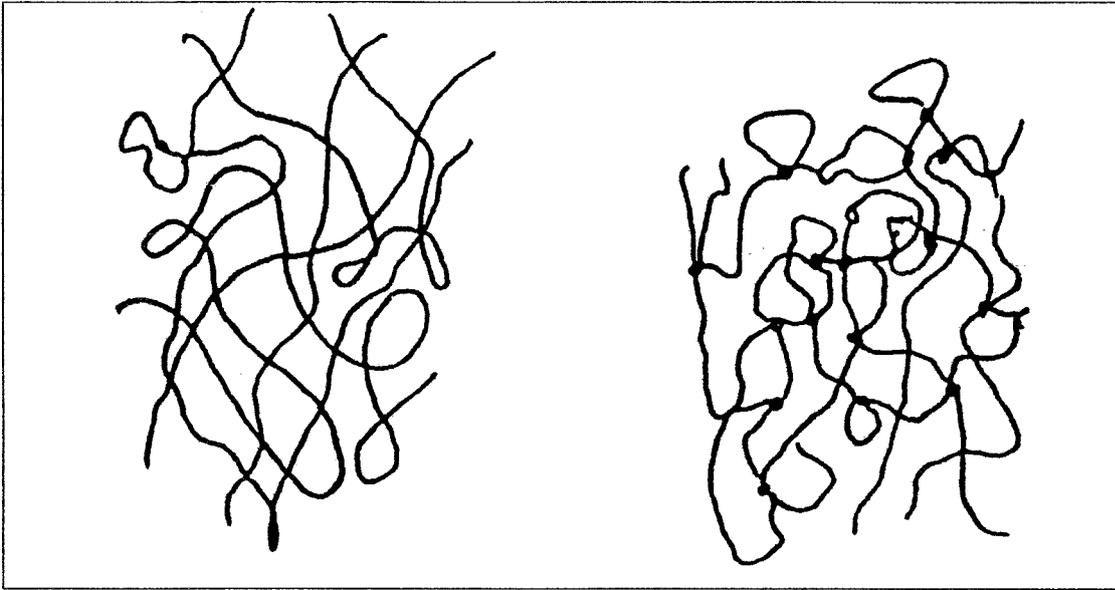
ความสามารถในการเคลื่อนที่ของน้ำมัน โดยผลจากการเปลี่ยนแปลงความสามารถในการเคลื่อนที่ อาจจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันดิบได้

การศึกษาในสนามนั้น ได้มีการนำสารพอลิเมอร์ประเภท hydrolyzed polyacrylamide มาใช้ในวิธีการอัดน้ำ (Sandiford, 1964) โดยข้อมูลจากห้องปฏิบัติการระบุว่าสารพอลิเมอร์ที่มีความเข้มข้นต่ำจะช่วยเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันให้มากขึ้นได้ ทั้งในน้ำมันที่มีค่าความหนืดต่ำมากจนถึงสูงมาก ทั้งในสภาพแวดล้อมแบบ non-linear หรือความไม่เป็นเนื้อเดียวกันตลอด และน้ำมันที่มีความหนืดสูงในสภาพแวดล้อมต่างๆ ดังนั้นกระบวนการนี้อาจประยุกต์ใช้กับทุกแหล่งกักเก็บได้ ในการทดสอบภาคสนามยังชี้ให้เห็นว่าการใช้สารพอลิเมอร์ที่มีความเข้มข้นต่ำในวิธีการอัดน้ำ เช่นการใช้ hydrolyzed polyacrylamide อาจจะช่วยค่าต่อการลงทุนในหลายๆ แหล่งกักเก็บ ซึ่งวิธีการนี้และอื่นๆ อาจจะถูกนำมาใช้ในการพัฒนาแหล่งกักเก็บที่มีขนาดใหญ่ต่อไป

#### ชนิดของสารพอลิเมอร์

สารพอลิเมอร์เป็นสารประกอบขึ้นจากโซโมเลกุลที่มีขนาดยาว ซึ่งมีเพียงเฉพาะสารพอลิเมอร์ที่มีโครงสร้างแบบเส้นตรงเท่านั้นที่สามารถจัดอยู่ในประเภทเทอร์โมพลาสติกคล้ายคลึงกับของเหลวที่มีการเย็นตัวกันอย่างรวดเร็ว

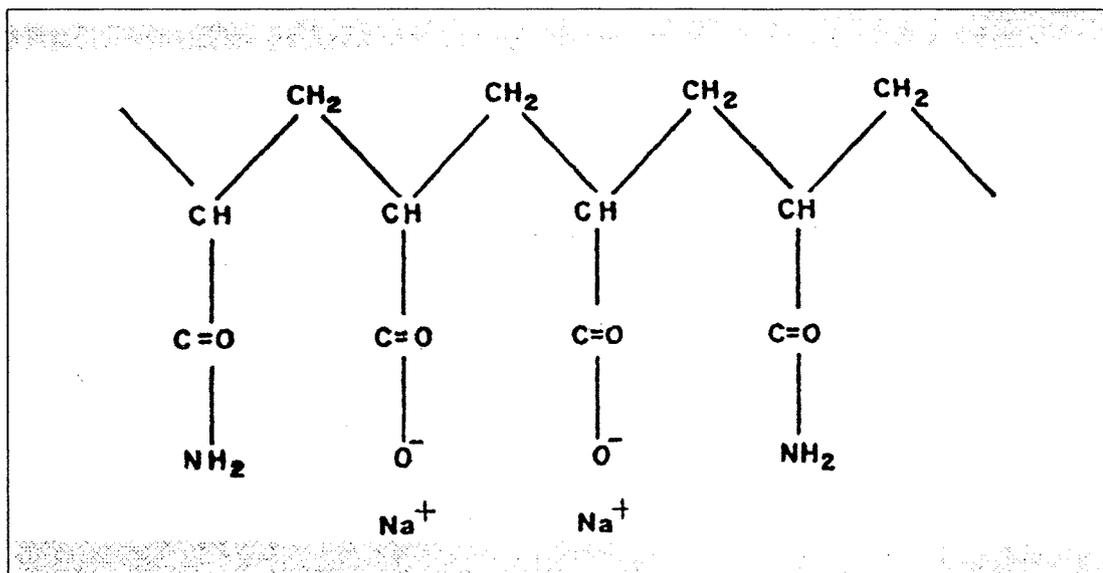
ในปี 1975 โดย Arridge กล่าวว่า เป็นไปได้ที่จะมีการเชื่อมโยงของสายโซ่พอลิเมอร์เป็นโครงสร้างตาข่าย ซึ่งทำให้เกิดการจัดเรียงตัวของโมเลกุลในสามทิศทาง ตัวอย่างเช่น ขาที่ผ่านการบ่มและพวกพลาสติกแบบเทอร์โมเซต ส่วนสารเรซิน เช่น เรซินสังเคราะห์ หรือยางเรซินไม่สามารถเปลี่ยนแปลงโครงสร้างได้เมื่อมีการเชื่อมโยงโครงสร้างตาข่ายแล้ว โดยรูปที่ 2.15 แสดงการจำลองรูปแบบการจัดเรียงตัวของโซ่พอลิเมอร์ ซึ่งเป็นที่ชัดเจนแล้วว่าไม่มีความแตกต่างกันระหว่างประเภทเทอร์โมพลาสติกและเทอร์โมเซตในระดับโมเลกุล ยกเว้นการเพิ่มน้ำหนักโมเลกุลเนื่องจากการเชื่อมโยงโครงสร้างตาข่าย หากสารพอลิเมอร์มีจำนวนหน่วยของสารมอนอเมอร์สูงในระหว่างการเชื่อมโยง จะทำให้ประเภทเทอร์โมพลาสติกมีประสิทธิภาพสูงขึ้น ซึ่งก็จะไม่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงรูปร่างได้ เช่น สารพอลิเมอร์จะไม่มีกรไหลหรือเคลื่อนที่แบบเดียวกับ polyvinyl chloride (PVC) หรือไนลอน นอกจากนี้สารพอลิเมอร์ที่ทำการเชื่อมโยงโครงสร้างตาข่ายอาจเกิดการบวมได้ แต่ก็ยังคงไม่ละลายน้ำ ซึ่งอาจมีการละลายได้เพียงบางส่วนในตำแหน่งที่ไม่มีการเชื่อมโยงโครงสร้างตาข่าย



รูปที่ 2.15 รูปแบบการจัดเรียงตัวของโซ่พอลิเมอร์แบบโซ่ตรง (ซ้าย) และแบบโครงสร้างตาข่าย (ขวา)

ในงานทางด้านวิศวกรรมปิโตรเลียม สารละลายพอลิเมอร์จะถูกนำมาใช้ในการช่วยเพิ่มการผลิต การเจาะ การเพิ่มประสิทธิภาพหลุมเจาะ และในกระบวนการเตรียมความพร้อมในการผลิต คุณสมบัติการละลายตัวของสารพอลิเมอร์มีความสลับซับซ้อนมากกว่าในสารประกอบที่มีมวลโมเลกุลน้อย รวมทั้งขนาดของอนุภาค ความหนืดของสารละลาย และเฟสการตกผลึก สารพอลิเมอร์โดยทั่วไปเกือบทุกชนิดจะได้จากระบวนการการบ่ม เช่น สาร polysaccharides, biopolymers และ hydrolyzed polyacrylamide

ทั้งสาร polyacrylamide และ biopolymers จะถูกนำมาใช้ในงานทางด้านวิศวกรรมปิโตรเลียม โดยสาร hydrolyzed acrylic polymers ประกอบด้วยอนุพันธ์ของสารไฮโดรคาร์บอนกับหมู่ฟังก์ชัน acid และ amide โดยมีตำแหน่งสลับกับคาร์บอนอะตอม แสดงดังรูปที่ 2.16 ซึ่งโมเลกุล กับน้ำหนักโมเลกุลมีขนาดใหญ่ถึง 10,000,000 สามารถมีอัตราส่วนระหว่าง acid/amide ตั้งแต่ 0 ถึง 1



รูปที่ 2.16 โครงสร้างการจับตัวของอนุพันธ์สาร hydrolyzed polyacrylamide

ความสามารถในการแตกตัวเป็นไอออนของหมู่ฟังก์ชัน COO-Na ตามโซ่โมเลกุล จะมีผลต่อขนาดโมเลกุลเมื่อสารพอลิเมอร์ละลายในน้ำ ซึ่งได้ทำการศึกษาในปี 1965 โดย Burcik กระแสไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านตามโซ่พอลิเมอร์ เนื่องจากการขยายตัวของโมเลกุลในสารละลาย alkaline เนื่องจากขนาดของสารพอลิเมอร์จะมีผลต่อความหนืด และคุณสมบัติทางกายภาพอื่นๆ ของ สารละลาย โดยมีปัจจัยที่มีผลต่อขนาดของสารพอลิเมอร์ คือ 1) น้ำหนักโมเลกุล 2) อัตราส่วนระหว่าง acid/amide 3) ความแข็งแรงของพันธะไอออนของสารละลาย และ 4) ค่า pH ของ สารละลาย

ในปี 1967 โดย Deily และคณะ ได้สรุปผลการทดลองของความสามารถของการละลายในน้ำของสาร biopolymer ซึ่งเป็นผลจากการทำปฏิกิริยาของแบคทีเรียต่อสาร ไฮโดรคาร์บอน ซึ่งบางครั้งเรียกว่า XC polymer

ประโยชน์จากการใช้น้ำโคลนเจาะประเภท biopolymer คือ 1) ความสะดวกในการผสม และการเก็บรักษา 2) สามารถใช้ร่วมกับน้ำโคลนเจาะ และสารเคมีที่มีใช้อยู่ในปัจจุบัน 3) การปนเปื้อนของเกลือ และแร่ธาตุ ไม่มีผลทำให้คุณภาพเปลี่ยนแปลง 4) ความหนืดไม่มีการเปลี่ยนแปลงหลังจากมีการใช้ซ้ำที่อัตราแรงเฉือนสูงๆ และ 5) มีคุณสมบัติการแขวนลอยดีที่ใช้สำหรับการเพิ่มน้ำหนัก

ในปี 1968 โดย Mungan ได้ทำรายงานการศึกษาความหนืดของสาร hydrolyzed polyacrylamide พบว่าคุณสมบัติจะไม่เปลี่ยนแปลงตามอุณหภูมิที่เปลี่ยนไป ซึ่งการลดความหนืด

ของสารละลายพอลิเมอร์ทำได้โดยการลดความหนืดของน้ำโดยการเพิ่มอุณหภูมิ ความหลากหลายของน้ำโคลนเจาะประเภทสารพอลิเมอร์นั้น ได้ถูกพัฒนาเพื่อจุดประสงค์ต่างๆ กัน เช่น ความแข็งแรงของหลุมเจาะ การทำความสะอาดหลุมเจาะได้ง่าย การเพิ่มอัตราการเจาะ และการป้องกันการพังของชั้นหิน

### น้ำโคลนเจาะประเภทสารพอลิเมอร์

ในปี 1975 โดย Darley และ Vickers กล่าวว่าแรมอนต์มอริสโลไนต์เป็นส่วนประกอบที่สำคัญในการกำหนดคุณสมบัติของน้ำโคลนเจาะทั้งคุณสมบัติด้านการไหล และการซึมผ่าน เนื่องจากเป็นคุณสมบัติเฉพาะตัวของแร่ ดังนั้นจึงทำให้น้ำโคลนเจาะประเภทนี้ยังคงได้รับความนิยมใช้มากกว่าน้ำโคลนเจาะประเภทอื่นๆ จนถึงปัจจุบัน โดยลักษณะของน้ำโคลนนี้จะมีค่าการผสมของเศษหินบด และค่าความหนืดสูง ในการเริ่มต้นการใช้งาน น้ำโคลนจะมีค่าความหนืดต่ำ ดังนั้นในระหว่างการเจาะจึงต้องมีการผสมแร่ดินเหนียวเพื่อช่วยเพิ่มความหนืด แต่ในการทำงานจริงจะพบว่าไม่สามารถกำหนดค่าให้แน่นอนได้ ซึ่งมักมีค่ามากขึ้นไป รวมทั้งจากการใช้สารหินเนอร์เข้ามาเป็นตัวช่วยให้แรงความหนืดให้มากขึ้น จึงส่งผลทำให้เศษหินบดเข้าไปผสมในระบบน้ำโคลนได้ง่าย

ข้อเสียที่สำคัญที่สุด คือ การมีค่าความหนืดสูง เศษหินบดมากขึ้นเมื่ออัตราการเจาะลดลง และผลที่ตามมาคือ มีการใช้จ่ายที่สูงขึ้น

การตกตะกอนของอนุภาคของแร่ดินเหนียวจากของเหลวจะทำให้เกิดผลเสียได้เช่นกัน สิ่งที่สำคัญของความแตกต่างกันระหว่างชนิดของเหลวที่มีอนุภาคของแร่ดินเหนียว คือ 1) ไม่มีการใช้แร่ดินเหนียวในช่วงของการเริ่มต้น 2) ไม่มีการเพิ่มปริมาณแร่ดินเหนียวในระหว่างการเจาะ และ 3) สารเคมี หรือ/และเครื่องจักรกล จะถูกนำมาใช้ในการปรับปรุงคุณภาพน้ำโคลน โดยการแยกเอาเศษหินบดออก ก่อนการหมุนเวียนกลับ ซึ่งจะทำให้การแยกในบริเวณพื้นที่ที่เตรียมเอาไว้ในบางครั้งของเหลวเหล่านี้อาจจัดอยู่ภายใต้ระบบปิด การผสมของเศษหินบดในน้ำโคลนในปริมาณที่น้อยจะช่วยเพิ่มอัตราการเจาะได้ นอกจากนี้ความหนืดไม่ควรจะมีค่ามาก เพราะจะส่งผลต่อการทำความสะอาดหลุมเจาะ ส่วนตัวกลางที่ใช้ในการลดการสูญเสีย น้ำโคลน การเพิ่มความหนืดหรือเพิ่มความหนาแน่น จะต้องมีอิทธิพลต่ออัตราการเจำน้อยที่สุด ตัวอย่างเช่น สารพอลิเมอร์ที่ใช้เพิ่มความหนืด เมื่อทำการใช้ในการเจาะผ่านชั้นหินเกลือ จะทำให้เพิ่มความหนาแน่น และสารพอลิเมอร์ยังมีส่วนช่วยทำให้คุณสมบัติของการทำความสะอาดหลุมเจาะดีขึ้นที่ระดับความดันต่ำ ในบางครั้งจะมีส่วนช่วยลดอัตราการเกิดโพรงกับชั้นหินดินดาน

ระบบอนุภาคของแร่ดินเหนียวไม่สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพในน้ำโคลนเจาะ และไม่สามารถใช้ได้กับทุกหลุมเจาะ ตัวอย่างเช่น การเจาะผ่านชั้นหินเกลือ น้ำโคลนที่ใช้ควรมีน้ำหนักมากกว่า 11.5 ปอนด์ต่อแกลลอน ดังนั้นการเจาะจะไม่สามารถทำได้สำเร็จโดยปราศจากการเติมเศษของแข็งลงในน้ำโคลน ซึ่งการมีเศษของแข็งนั้นจะต้องมีในปริมาณที่พอเหมาะที่ไม่มีผลต่อกับอัตราการเจาะ นอกจากนี้เป็นการยากลำบากในการเจาะผ่านชั้นหินดินดานชั้นบางๆ รวมทั้งการรักษาปริมาณเศษหินบดที่ผสมในน้ำโคลนในระดับต่ำ แต่กระทำได้ในระดับที่สามารถยอมรับได้ ซึ่งระดับมากที่สุดอาจเป็นตำแหน่งของอุณหภูมิกันหลุมเจาะ ที่ประมาณ 375 องศาฟาเรนไฮต์

### น้ำโคลนเจาะที่มีอนุภาคของแร่ดินเหนียว

รายละเอียดสารแขวนลอยแสดงในตารางที่ 2.2 ประกอบด้วยน้ำ และสารพอลิเมอร์ที่ความเข้มข้นต่ำ เพื่อไม่ให้มีผลต่อคุณสมบัติของน้ำโคลนเจาะ โดยในตารางดังกล่าวเป็นการเปรียบเทียบความสัมพันธ์ระหว่างคุณสมบัติของของไหล เช่น น้ำ สารพอลิเมอร์ชนิดต่างๆ และแร่โซเดียม-มอนต์มอริลโลไนต์ (แรมเบนทอไนต์) เนื่องจากของเหลวโดยทั่วไปไม่มีคุณสมบัติที่เหมาะสมต่อการนำมาใช้ในกระบวนการเจาะหลุม เพราะคุณสมบัติของน้ำโคลนจะต้องประกอบด้วยค่าความหนืด และความหนาแน่นอยู่ในระดับสูง และค่าการสูญเสีย น้ำโคลนในระดับต่ำ โดยส่วนประกอบของน้ำโคลนเจาะประเภทสารพอลิเมอร์ที่จำเป็นต้องมี เพื่อทำให้เกิดประโยชน์มากที่สุดประกอบด้วยรายละเอียดดังนี้

การพิจารณาเบื้องต้นของการกำหนดคุณสมบัติของน้ำโคลนเจาะ เพื่อนำมาตัดสินใจในการเลือกชนิดสารพอลิเมอร์ให้เหมาะสมกับสภาพข้อจำกัดต่างๆ ที่คาดการณ์ไว้ ซึ่งในกรณีที่เกิดปัญหาในระหว่างการเจาะที่ไม่ให้คาดการณ์ไว้ ทางเลือกหนึ่งในการแก้ไขปัญหา ก็คือการเลือกใช้สารพอลิเมอร์เพราะว่าทำให้อัตราการเจาะเร็วขึ้น ในการเปรียบเทียบสารพอลิเมอร์ชนิดต่างๆ สิ่งที่สำคัญก็คือ ผลจากการทดลองซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดของก้านเจาะ อัตราการหมุนเวียนน้ำโคลน และความเข้มข้นของสารพอลิเมอร์ที่ใช้ ความคาดหวังของของเหลวก็คือ สามารถทำการทดสอบความหนืดในก้านเจาะได้ และการเปลี่ยนข้อมูลที่ได้ให้เป็นข้อมูลเฉพาะของหลุมเจาะนั้นๆ

ตารางที่ 2.2 การเปรียบเทียบการลดแรงเสียดทาน และคุณสมบัติการไหลของสารพอลิเมอร์  
แต่ละชนิด และแร่เบนโทไนต์

Expt. No.	Fluid	Pressure drop in 10,000 ft, 2 inch tbg., 250 gpm (psi)	Fann viscometer			Pipe Viscometer Exponent n'
			$\overline{PV}$ (cP)	$\overline{YP}$ (lb/100ft <sup>2</sup> )	$\overline{YP / PV}$ (ration)	
1.	Water	1,278	1	0	0	1
2.	21 lb/bbl Wyoming bentonite	2,981	6.5	5.5	0.85	0.69
3.	1.2 lb/bbl Guar gum	335	6	4	0.67	1
4.	1 lb/bbl hydroxy-ethyl-cellulose (HEC)	384	6	3	0.5	0.85
5.	1 lb/bbl carboxy-methyl-cellulose (CMC)	432	6.5	1	0.15	0.95
6.	1 lb/bbl poly-saccharide biopolymer	664	4	8.5	2.1	0.46
7.	0.6 lb/bbl, 30% hydrolyzed polyacrylamide	573	4.5	7	1.6	0.62
8.	1.9 lb/bbl polyacrylamide	897	6	4	0.67	0.82

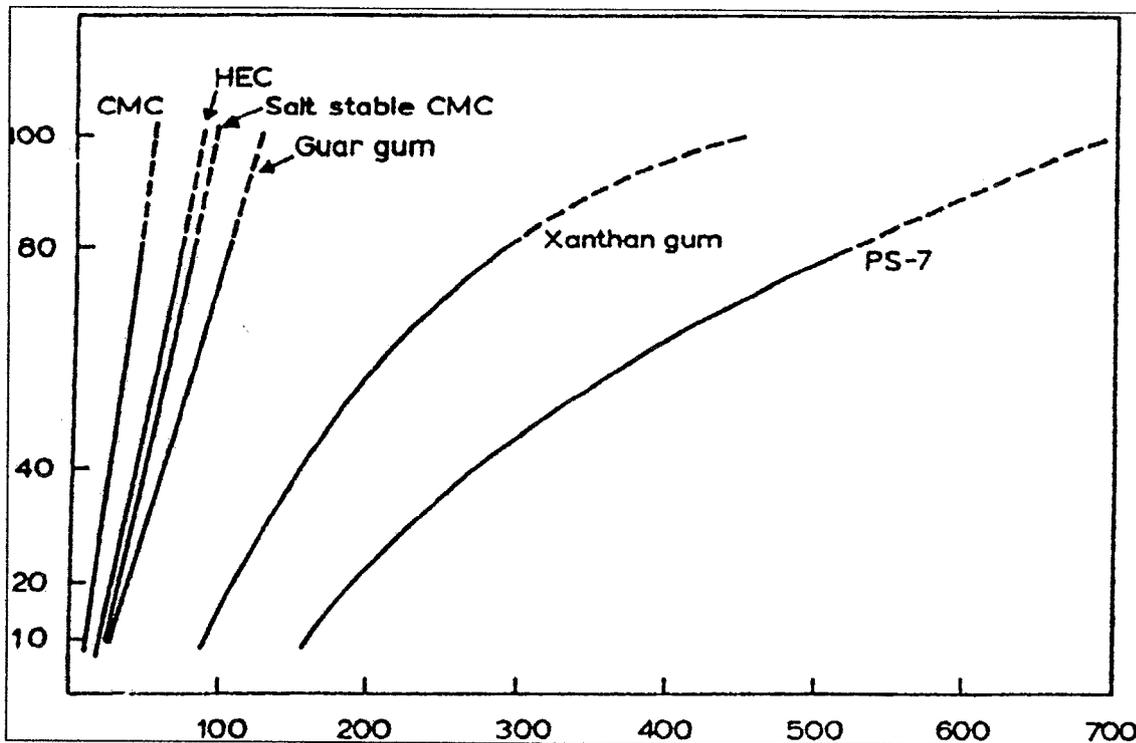
สารพอลิเมอร์จะถูกนำมาใช้ในการแก้ปัญหของการทำความสะอาดหลุมเจาะ เนื่องจากมีค่าอัตราส่วนระหว่าง YP ต่อ PV สูง หรือค่า n' ต่ำ ส่วนในเหตุการณ์การระเบิดในระหว่างการเจาะสาร polysaccharide หรือสารผสมระหว่างสารพอลิเมอร์ชนิดต่างๆ จะถูกนำมาแก้กับปัญหานี้ เนื่องจากสาร polysaccharide เป็นสารที่มีคุณสมบัติ thixotropic เช่น การเพิ่มความแข็งแรงของหลุมเจาะในระหว่างการเจาะ และการป้องกันการตกตะกอนของเศษหินบด เป็นต้น แต่มีข้อควรระวัง คือ การเพิ่มขึ้นของความแข็งแรงมากเกินไปจะทำให้เกิดการปิดกั้นการเคลื่อนที่ของก๊าซ และอาจช่วยเร่งการสูญเสียโคลนเจาะ ในกรณีที่เจาะผ่านชั้นหินที่มีความแตกต่างระหว่างความดันมากๆ ดังนั้นในการใช้สาร polysaccharide ควรใช้อย่างระมัดระวังในเรื่องของปริมาณมวลสาร

สาร Stabilized hydroxyl - ethyl - cellulose (HEC) หรือสารพอลิเมอร์ มีคุณสมบัติความเสถียรภาพในสารละลาย  $\text{CaCl}_2$  โดยจะถูกนำมาใช้เพื่อช่วยเพิ่มน้ำหนักของสารละลายในช่วงประมาณ 10 ปอนด์ต่อแกลลอน

ในปี 1976 โดย Carico แสดงให้เห็นว่าค่าฟังก์ชัน “n” จากสมการเลขยกกำลัง ไม่มีความสัมพันธ์กับอัตราการตกตะกอน โดยจากหลักการของความสามารถของน้ำโคลนเจาะในการจัดการกับเศษหินบดขึ้นอยู่กับความหนืดของของเหลว ส่วนใหญ่ น้ำโคลนเจาะจัดเป็นสารประเภท Non-Newtonian และมีความหนืดที่แตกต่างกันตามอัตราเร็วของของเหลวที่ใช้ ในการทดลองการแขวนลอยของสารพอลิเมอร์ชนิดต่างๆ โดย Carico ในปี 1976 สรุปได้ว่าตำแหน่งของจุด API yield อยู่ในบริเวณขอบของชุดข้อมูล และข้อมูลการแขวนลอยที่ได้ไม่มีความถูกต้อง ดังนั้นจึงมีการเปรียบเทียบการทดสอบการแขวนลอยตามมาตรฐานของ API คือ sand content tube โดย Carico ในปี 1976 ซึ่งวิธีการนี้ได้นำมาทดลอง และจัดลำดับคุณสมบัติการแขวนลอยของน้ำโคลนเจาะประเภทสารพอลิเมอร์

วิธีการทดสอบ โดยเริ่มจากการใส่สารพอลิเมอร์ที่จะทำการทดสอบลงในหลอดทดสอบจนถึงระดับ “mud level” หรือประมาณ 100 ลูกบาศก์เซนติเมตร และทรายประมาณน้ำหนัก 1 กรัม ลงในหลอดทดลอง ทำการเขย่าเพื่อให้สารพอลิเมอร์ และทรายผสมกันเนื้อเดียว จากนั้นทำการหมุนหลอดทดลองกลับ พร้อมทั้งทำการจับเวลาในการตกตะกอนของทราย โดยการจับเวลาจะเริ่มนับตั้งแต่การหมุนหลอดทดลอง จนถึงทรายมีการตะกอนทั้งหมด ในการทดลองนี้ต้องทำการทดลองซ้ำหลายๆ ครั้ง โดยไม่มีการเปลี่ยนตัวอย่างสารหรือเอาทรายออก เมื่อทำการทดลองเสร็จเฉลี่ยเวลาที่ใช้ในการตกตะกอน และทำการเปรียบเทียบค่าเฉลี่ยเวลาที่ใช้กับตัวอย่างของเหลวอื่นๆ เพื่ออธิบายความสัมพันธ์ความสามารถของการแขวนลอย โดยมีตัวอย่างแสดงการเปรียบเทียบของเหลวชนิดต่างๆ ในรูปที่ 2.17

ในกรณีที่ชั้นหินดินดานไม่มีความแข็งแรง ได้มีการนำสารพอลิเมอร์ที่มีคุณสมบัติเสริมความแข็งแรงมาใช้ แต่อย่างไรก็ตามการใช้งานไม่มีความเข้าใจวิธีการเป็นอย่างดี เนื่องจากไม่มีการควบคุมการซึมผ่านของน้ำโคลนเจาะจึงทำให้เกิดการทำปฏิกิริยากัน ซึ่งขึ้นอยู่คุณสมบัติทางเคมีของน้ำโคลนเจาะ เช่น ความเข้มข้นของเกลือ ชนิดของประจุลบ และประจุบวก ความเป็นกรด ด่าง เป็นต้น และรวมถึงคุณสมบัติของน้ำในชั้นหิน และชนิดของเกลือ หินดินดาน และสารพอลิเมอร์ ในการอธิบายสัดส่วนของการใช้สารแต่ละชนิด จำเป็นต้องมีการทดลองในชั้นหินดินดาน โดยการจำลองสภาพแวดล้อมให้เหมือนกับอยู่ที่ระดับลึก โดยทำการทดลองในปี 1969 โดย Darley ซึ่งผลจากการทดลองที่ได้ทั้งในห้องปฏิบัติการ และในภาคสนาม พบว่าสารที่สามารถนำมาใช้แทนกันได้ คือ สาร polyacrylamide และ stabilized hydroxyl - ethyl - cellulose (HEC)



รูปที่ 2.17 อัตราการตกตะกอนของตะกอนที่มีขนาดระหว่างตะแกรงเบอร์ 20-35 ในสารพอลิเมอร์แต่ละชนิด โดย PS-7 = experimental biopolymer; xanthan gum = naturally produced heteropolysaccharide (M.W.  $>10^6$ ); HEC = synthetic cellulosic derivative; salt-stable CMC = synthetic cellulosic derivative; Guar gum = naturally-produced nonionic polysaccharide (M.W.  $\sim 200,000$ )

#### การศึกษาคุณสมบัติของน้ำโคลนเจาะแบบใช้สารพอลิเมอร์

หลังจากการเลือกใช้สารพอลิเมอร์ ที่มีคุณสมบัติตรงตามข้อกำหนดในการเจาะ โดยการเตรียมน้ำโคลนเจาะนี้ สิ่งที่ต้องพิจารณาเป็นพิเศษ คือ น้ำหนัก ลักษณะการเคลื่อนที่ของของเหลว และคุณสมบัติการซึมผ่าน ในปี 1974 โดย Darley และ Hartfiel กล่าวว่า การใช้สารพอลิเมอร์ชนิดต่างๆ นั้น เป็นการถูกพัฒนาขึ้นมาใช้ เพื่อให้สอดคล้องกับจุดประสงค์การใช้งาน คือ 1) เพิ่มความแข็งแรงของหลุมเจาะ 2) ง่ายต่อการทำความสะอาดหลุมเจาะ 3) เพิ่มอัตราการเจาะ และ 4) ลดปัญหาการได้ข้อมูลที่ผิดพลาด

คุณสมบัติการเคลื่อนที่ของสารพอลิเมอร์นั้น จะไม่เหมือนกับของเหลวโดยทั่วไป คือ ค่าของแรงเสียดทานของการเคลื่อนที่แบบปั่นป่วนจะลดลง อันเป็นผลเนื่องมาจากการ

สูญเสียความดันในก้านเจาะกับของเหลวประเภทสารพอลิเมอร์จะมีค่าต่ำกว่าของเหลวประเภทน้ำโคลนเจาะ หรือน้ำธรรมดาเพียงอย่างเดียว ดังนั้นการให้กำลังในการหมุนหัวเจาะน้อยลง ผลก็คือทำให้อัตราการเจาะเร็วขึ้น นอกจากนี้ยังมีเหตุผลอื่นๆ อีกที่ทำให้อัตราการเจาะเร็วขึ้น คือ ความหนืดของสาร พอลิเมอร์มีค่าต่ำ และผลจากการที่แรงเสียดทานลดลงจากการใช้สารพอลิเมอร์ จะมีประโยชน์ต่อการเตรียมความพร้อมของหลุมเจาะ และการแก้ไขอุปกรณ์การผลิตในหลุมเจาะขนาดเล็ก

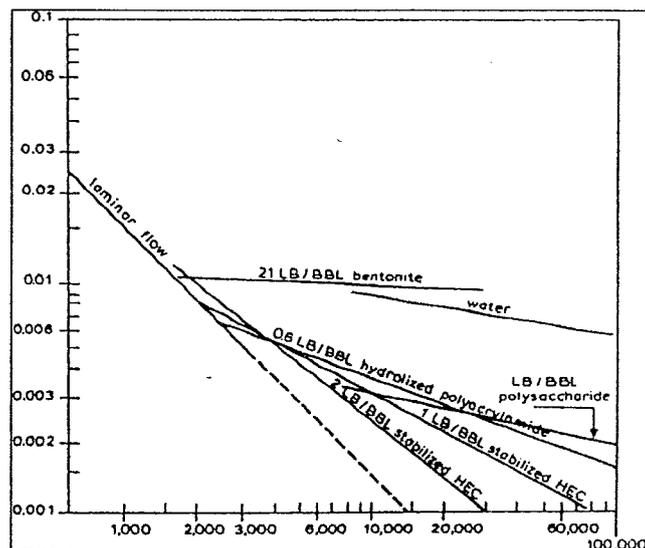
ผลการทดสอบจากห้องปฏิบัติการ โดย Darley และ Hartfiel ในปี 1974 ระบุว่า การใช้สารพอลิเมอร์มีผลต่อการสูญเสียความดันต่ำกว่าการใช้ของเหลวชนิดอื่นๆ โดยเป็นการทดสอบในท่อกรอง ซึ่งการลดลงของความดันมีความสัมพันธ์ขนาดของก้านเจาะ อัตราการหมุนเวียน และความเข้มข้นของสารละลาย

สิ่งที่นำมาเพิ่มเติม เช่น แร่เบนโทไนต์ หรือแร่แบไรต์ จะไม่ถูกนำมาใช้ ถ้ามีผลทำให้อัตราเร็วลดลง โดยตารางที่ 2.3 เป็นการแสดงคุณสมบัติที่ดีที่สุด เมื่อมีการใช้สาร hydroxy-ethyl-cellulose (HEC) ซึ่งจากตารางดังกล่าวจะเห็นได้ว่าตัวอย่างชุดที่ 1 และ 2 เป็นการแสดงการลดการสูญเสียอย่างชัดเจน และไม่มีผลการเปลี่ยนแปลงความดัน ส่วนคุณสมบัติด้านน้ำหนักของของเหลวจะทำการเปรียบเทียบไว้ในตัวอย่างชุดที่ 2 ถึงชุดที่ 7 นอกจากนี้การลดลงของความดันจากการใช้สาร HEC ตัวอย่างเช่น ของเหลวขนาด 11 ปอนด์ ต่อแกลลอน เมื่อใช้สาร HEC ละลายในสารแคลเซียมคาร์บอเนต ( $\text{CaCl}_2$ ) มีผลทำให้ความดันลดลง 706 psi ดังตัวอย่างชุดที่ 6 นอกจากนี้เมื่อมีการผสมแร่เบนโทไนต์ และแร่แบไรต์ จะทำให้การสูญเสียความดันเพิ่มขึ้นเป็น 1,730 psi ดังตัวอย่างชุดที่ 7 หากทำการเปรียบเทียบกันระหว่างตัวอย่างชุดที่ 8 และชุดที่ 9 จะพบว่าค่าความหนืดสูงขึ้นโดยมีการเพิ่มความเข้มข้นของสาร HEC (ความดันลดลง 165 psi) กว่าที่เติมแร่เบนโทไนต์ (ความดันลดลง 548 psi)

ตารางที่ 2.3 คุณสมบัติของสาร HEC ที่มีอนุภาคของแร่ดินเหนียวในน้ำโคลนเจาะ

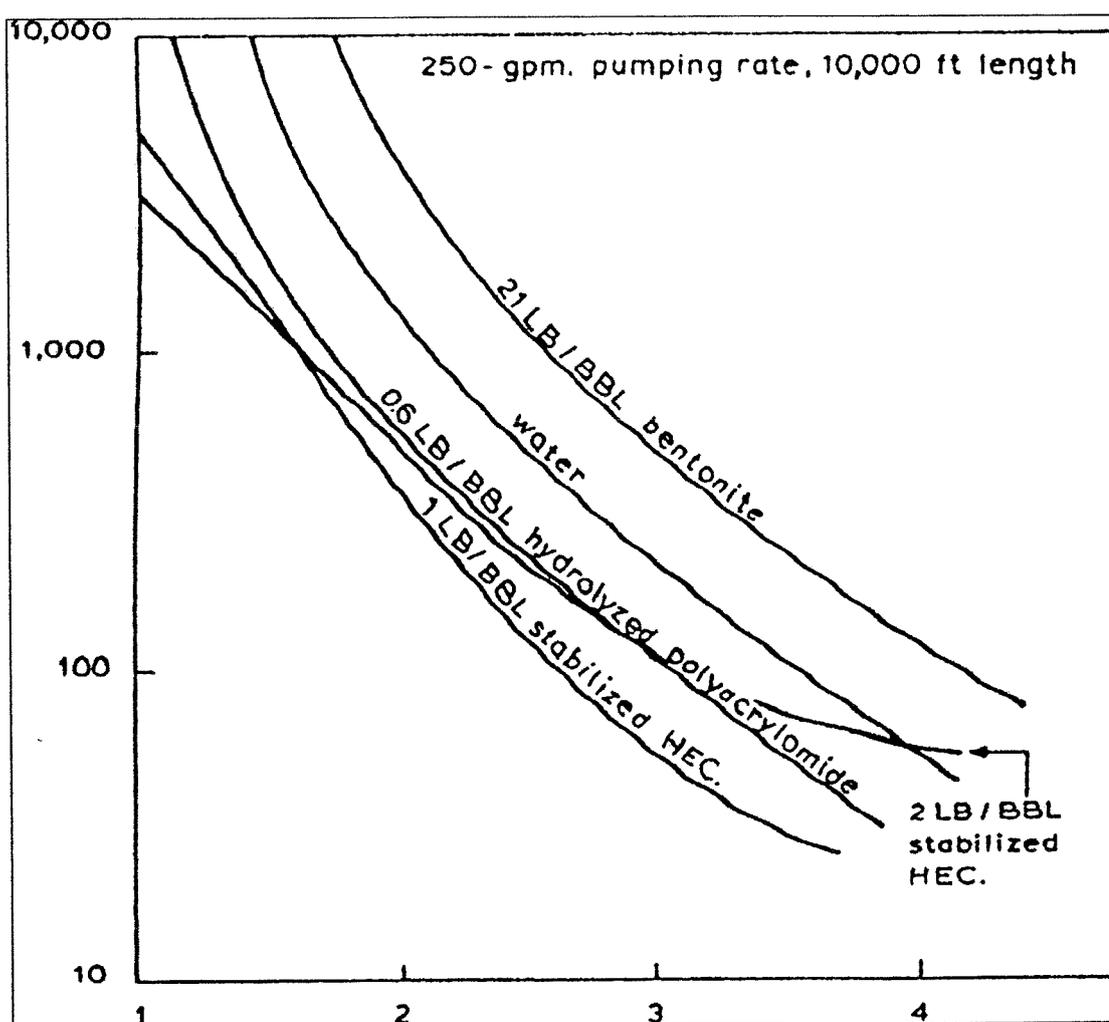
Expt. No.	Composition	Weight (lb/gal)	API filtrate loss (cm <sup>3</sup> )	Pressure drop, 10,000 ft (3 1/2 inch x 11.2 lb/ft DP)	$\overline{PV}$ (cP)	$\overline{YP}$ (lb/100ft <sup>2</sup> )
1.	1 lb/bbl stabilized HEC	8.3	55.0	135	6	3
2.	6 lb/bbl stabilized HEC + lignosulphonate + ground carbonates	8.3	8.5	143	3	1
3.	As for Expt.2 but in sat. NaCl	10.1	4.3	220	6	1.5
4.	Sat. NaCl	10.0	-	635	2	-
5.	As for Expt.2 but in conc. CaCl <sub>2</sub>	11.0	11.0	265	3.5	2.5
6.	Conc. CaCl <sub>2</sub>	11.0	-	706	4.5	-
7.	21 lb/bbl bentonite + barite	10.8	15.0	1,730	10.5	9
8.	2 lb/bbl stabilized HEC	8.3	17.8	165	13	15
9.	1 lb/bbl stabilized HEC + 8 lb/bbl bentonite	8.5	130.0	548	8.5	8.5

ในปี 1974 โดย Darley และ Hartfiel ได้สร้างความสัมพันธ์ระหว่าง fanning friction ( $f$ ) กับค่า Reynolds ( $Re'$ ) สำหรับของเหลวชนิดต่างๆ ในรูปแบบของกราฟสเกล log-log (รูปที่ 2.18) ที่แสดงให้เห็นว่าสารพอลิเมอร์ที่มีค่า  $Re'$  ในระดับสูง จะมีค่า  $f$  ต่ำกว่าน้ำ หรือสารแขวนลอยประเภทแร่เบนทอไนต์ ส่วนการเพิ่มความเข้มข้นของสารพอลิเมอร์ พบว่าค่า  $f$  จะลดลงเมื่อค่า  $Re'$  สูงขึ้น นอกจากนี้ในกรณีที่มีค่า  $Re'$  อยู่ในระดับต่ำ จึงไม่จำเป็นต้องทำการศึกษา ในตารางที่ 2.3 มีการแสดงรายละเอียดของค่า  $f$  ที่ระดับค่า  $Re'$  เท่ากับ 25,000

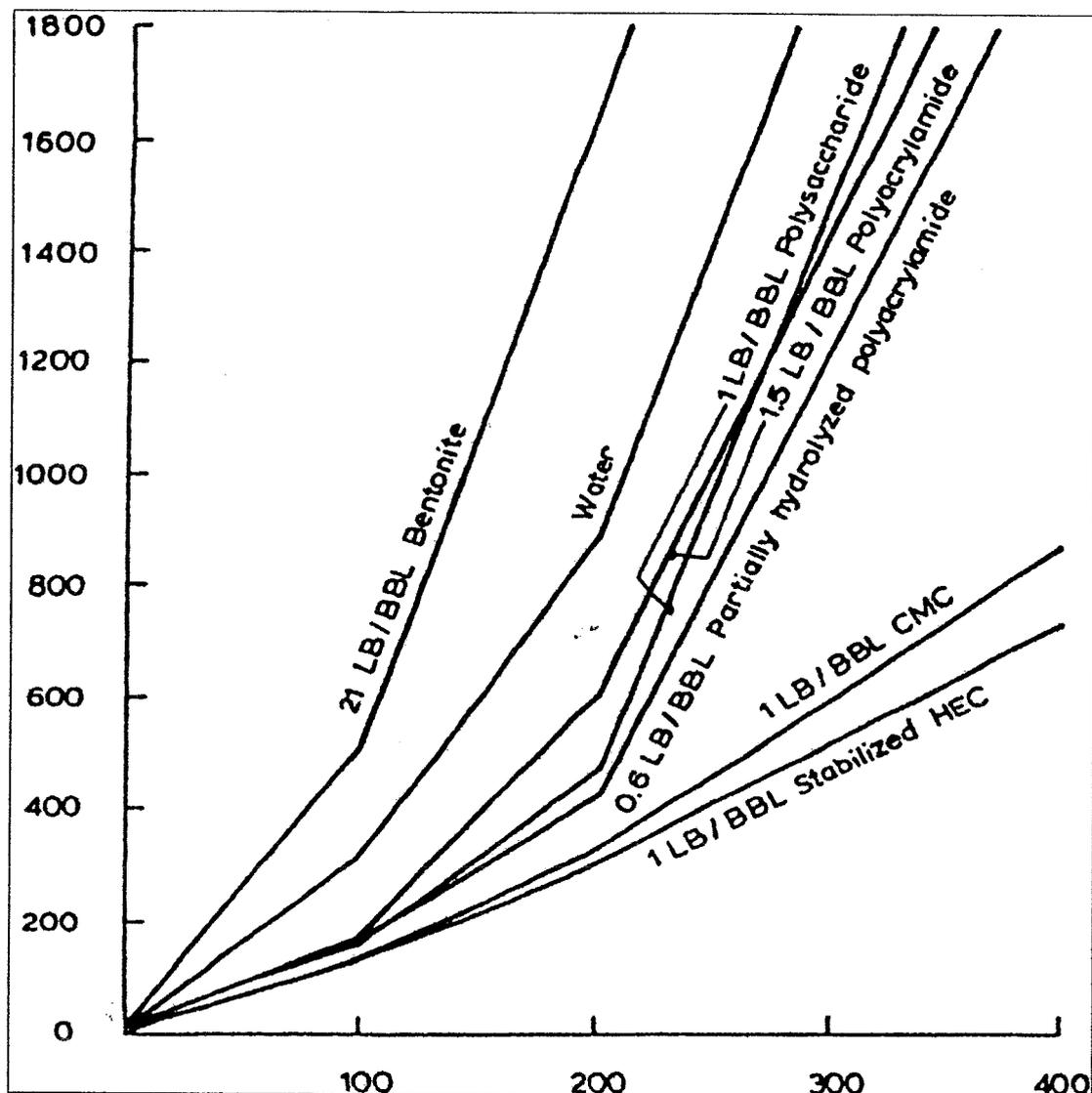


รูปที่ 2.18 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัย fanning friction กับค่า Reynolds number ในน้ำโคลนเจาะชนิดต่างๆ

การลดลงของความดันภายในก้านเจาะจากการใช้ของเหลวประเภทสารพอลิเมอร์ จากรูปที่ 2.19 แสดงความสัมพันธ์การลดลงของความดันต่อก้านเจาะ 10,000 ฟุต กับขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางภายใน เมื่อทำการใช้ของเหลวชนิดต่างๆ ที่อัตราการหมุนเวียน 250 gpm และความสัมพันธ์ระหว่างการลดลงของความดันกับอัตราการหมุนเวียน ในหน่วย gpm ในก้านเจาะขนาด 2 นิ้ว แสดงในรูปที่ 2.20 โดยปัจจัยหลักที่ทำให้เกิดการลดลงของความดัน คือ ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางของก้านเจาะ และอัตราการหมุนเวียนของน้ำโคลน สำหรับข้อกำหนดต่างๆ ในการเจาะที่ส่งผลต่อการลดลงของความดันนี้ อาจลดลงได้โดยการใช้ก้านเจาะประเภทสารพอลิเมอร์



รูปที่ 2.19 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างการลดลงของความดันและขนาดของท่อ ในน้ำโคลนเจาะชนิดต่างๆ



รูปที่ 2.20 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างการลดลงของความดันกับอัตราการหมุนเวียนในก้านเจาะขนาด 2 นิ้ว

การลดลงของความดันในท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 1 นิ้ว ที่อัตราการหมุนเวียน 50 gpm และขนาด 2 นิ้ว ที่อัตราการหมุนเวียน 250 gpm แสดงรายละเอียดในตารางที่ 2.4 สำหรับน้ำโคลนเจาะประเภทสารพอลิเมอร์ชนิดต่างๆ ตัวอย่างเช่น การใช้สาร polysaccharide ดีกว่าสาร polyacrylamide ที่อัตราการหมุนเวียนช้า ในทางกลับกันที่อัตราการหมุนเวียนเร็ว สาร polyacrylamide จะดีกว่า นอกจากนี้ การเพิ่มขึ้นของความเข้มข้นสาร HEC จาก 1 ปอนด์ต่อบาร์เรล เป็น 2 ปอนด์ต่อบาร์เรล จะมีผลทำให้ความดันที่ใช้ลดลงเฉพาะในท่อขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 1 นิ้ว แต่ในท่อขนาดใหญ่ไม่มีการเปลี่ยนแปลง

ตารางที่ 2.4 คุณสมบัติการไหลของของเหลวผสม

Expt. No.	Composition	Weight (lb/gal)	API filtrate loss (cm <sup>3</sup> / 30 min)	Fann viscometer			K' (poundals/sq ft)
				$\overline{AV}$ (cP)	$\overline{PV}$ (cP)	$\overline{YP}$ (lb/100 sq ft)	
1.	1 lb/bbl stabilized HEC	8.34	55.0	7.5	6	3	0.01700
2.	1 lb/bbl stabilized HEC and 8 lb/bbl bentonite	8.50	130.0	13.7	8.5	8.5	0.21000
3.	6 lb/bbl slugheal	8.40	8.5	3.5	3	1	0.00340
4.	6 lb/bbl slugheal and 9 lb/bbl asbestos	8.50	11.4	8.7	6	5.5	0.06473
5.	6 lb/bbl slugheal, 9 lb/bbl asbestos and 214 lb/bbl carbonate particles	10.50	8.0	9.5	8	3	0.06990
6.	6 lb/bbl slugheal in sat'd NaCl	10.00	4.3	7.7	6	1.5	0.02630
7.	5 lb/bbl hydrolyzed polyacrylamide and barite	10.30	47.0	19	10	10	0.53800
8.	10 lb/bbl attapulgite in sat'd NaCl	10.10	165.0	5.2	3.5	3.5	0.00556
9.	Sat'd NaCl	10.00	-	-	2	-	0.00134
10.	6 lb/bbl slugheal in CaCl <sub>2</sub>	11.00	11.0	9.7	8.5	2.5	0.00853
11.	5 lb/bbl hydrolyzed polyacrylamide and barite	11.60	35.0	22	12	19	0.54500
12.	21 lb/bbl bentonite and barite	10.80	15.0	15	10.5	9	0.23900
13.	CaCl <sub>2</sub>	11.20	-	-	4.5	-	0.03020
14.	2 lb/bbl stabilized HEC	8.34	17.8	20.7	13	15.5	0.31210

ตารางที่ 2.4 คุณสมบัติการไหลของของเหลวผสม (ต่อ)

Expt. No.	Composition	n'	Critical Reynolds number	Fann viscometer		Press drop/10,000 ft of 3 1/2 inch by 11.2-lb/ft D.P. (psi)	
				@ Re' crit	@ Re' 25,000	100 gpm	400 gpm
1.	1 lb/bbl stabilized HEC	0.848	1,855	0.0091	0.00192	21	135
2.	1 lb/bbl stabilized HEC and 8 lb/bbl bentonite	0.562	1,117	0.0141	0.00521	67	548
3.	6 lb/bbl slugheal	1.000	1,680	0.00923	0.00264	20	143
4.	6 lb/bbl slugheal and 9 lb/bbl asbestos	0.662	1,340	0.0120	0.00500	47	450
5.	6 lb/bbl slugheal, 9 lb/bbl asbestos and 214 lb/bbl carbonate particles	0.386	1,810	0.0083	0.00490	98	611
6.	6 lb/bbl slugheal in sat'd NaCl	0.750	1,650	0.00982	0.00317	36	220
7.	5 lb/bbl hydrolyzed polyacrylamide and barite	0.478	2,380	0.0072	0.00232	51	319
8.	10 lb/bbl attapulgite in sat'd NaCl	0.610	1,570	0.0102	0.00782	73	905
9.	Sat'd NaCl	1.000	-	-	0.00785	54	635
10.	6 lb/bbl slugheal in CaCl <sub>2</sub>	0.996	2,070	0.00781	0.00252	31	265
11.	5 lb/bbl hydrolyzed polyacrylamide and barite	0.489	2,430	0.00655	0.00243	59	370
12.	21 lb/bbl bentonite and barite	0.531	1,870	0.0083	0.00795	80	1,730
13.	CaCl <sub>2</sub>	1.000	-	-	0.00763	66	706
14.	2 lb/bbl stabilized HEC	0.567	1,460	0.00117	0.00123	50	165

การลดลงของความดันที่เกิดจากการใช้ของเหลวหลายๆ ชนิด ในการไหลผ่านท่อขนาด 10,000 ฟุต เส้นผ่านศูนย์กลาง 3.5 นิ้ว ก้านเจาะขนาด 11.2 ปอนด์ต่อฟุต ที่อัตราการหมุนเวียน 100 gpm และ 400 gpm ซึ่งมีรายละเอียดแสดงในตารางที่ 2.4 และในปี 1974 โดย Darley และ Hartfiel สรุปว่าสิ่งที่เพิ่มเติมลงในน้ำโคลนเจาะจะทำให้การลดลงของความดันเพิ่มขึ้น ที่อัตราการหมุนเวียน 400 gpm

การศึกษาการใช้ น้ำโคลนเจาะประเภทสารพอลิเมอร์ในพื้นที่ศึกษา

ประสบการณ์จากพื้นที่ศึกษา และผลการทดลองจากห้องปฏิบัติการ พบว่าการมีเศษของแข็งในน้ำโคลนเจาะ จะมีผลทำให้อัตราการเจาะลดลง (Grey และ Kellogg ในปี 1953 และ Eckel ในปี 1954) ดังนั้นในปี 1958 Gallus และคณะ ได้ทำการศึกษานำเศษของแข็งประเภทสารแขวนลอยออกจากน้ำโคลนเจาะประเภทน้ำจืด และน้ำเค็ม โดยการเติมสารพอลิเมอร์ acrylamide-carboxylic acid copolymer ลงไป ซึ่งสารพอลิเมอร์ขนาด 0.01 ถึง 0.2 ปอนด์ต่อบาร์เรล ที่ใส่ลงในน้ำโคลนเจาะ จะมีค่าของของแข็งประเภทดินเหนียวน้อยกว่าร้อยละ 5 โดยน้ำหนัก ซึ่งเป็นผลจากการจับตัวกันของเศษของแข็ง และการตกตะกอนอย่างรวดเร็วที่ก้นบ่อพักน้ำโคลนเจาะ นอกจากนี้ การสูญเสีย น้ำโคลนเจาะให้กับชั้นหินที่สามารถซึมผ่านได้ จะลดลงเมื่อมีการใส่สารพอลิเมอร์ที่ตำแหน่งของ pump suction ลงในน้ำโคลนเจาะ แต่ไม่มีผลกระทบต่อความสามารถในการซึมผ่านของน้ำมันให้ลดลง ผลจากการใส่สารพอลิเมอร์ในน้ำโคลนเจาะ คือ 1) อัตราของการเจาะเพิ่มขึ้น 2) อายุการใช้งานของหัวเจาะเพิ่มขึ้น และ 3) ลดค่าใช้จ่ายในส่วน of น้ำโคลนเจาะ

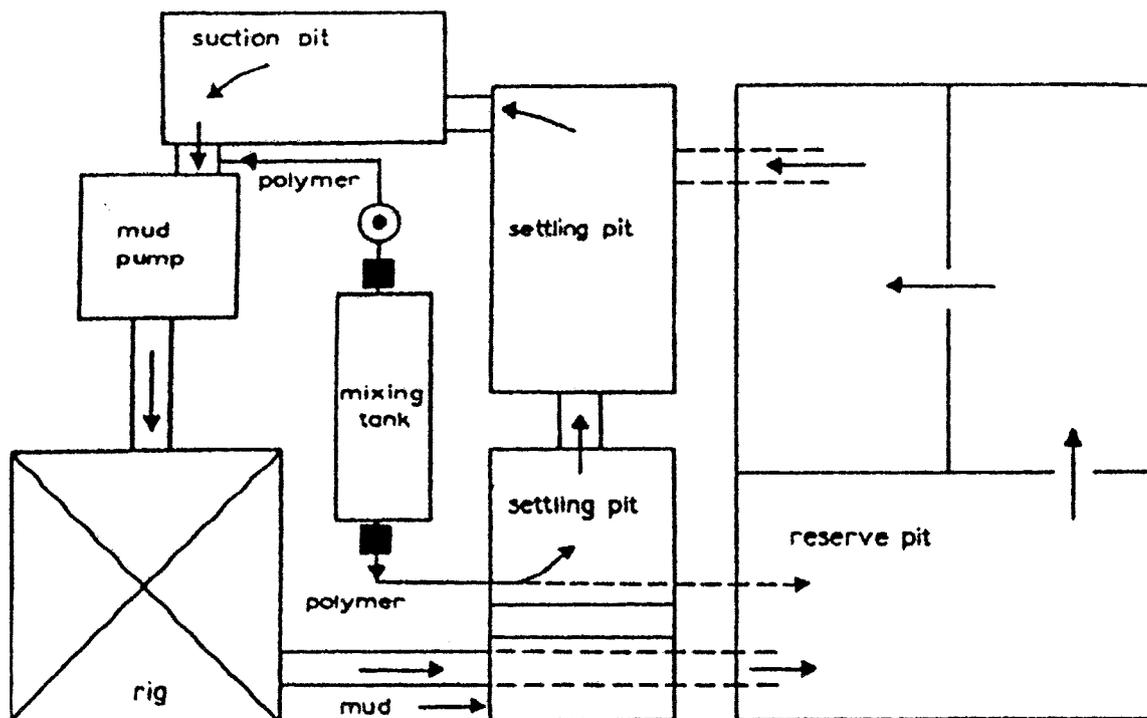
ในปี 1958 Gallus และคณะ ได้ทำการทดสอบในพื้นที่ศึกษา โดยใช้สารพอลิเมอร์ 1% (3.5 ปอนด์ต่อบาร์เรล) ผสมลงในถังน้ำโคลน หรือ manifolded drums ในตำแหน่งที่เหมาะสมต่อการตกตะกอนก่อนเข้าสู่ระบบน้ำโคลน โดยมีเครื่องจักร หรือเครื่อง air agitator และเครื่อง aspirator ทำหน้าที่ทำให้สารพอลิเมอร์เกิดการละลายตัว

น้ำโคลนที่มีเศษของแข็งผสมอยู่จากหลุมเจาะนั้น จะถูกนำมาผสมกับสารพอลิเมอร์หลังจากที่น้ำโคลนเจาะผ่านเครื่อง shale shaker แล้ว โดยตำแหน่งที่มีการผสมจะอยู่ระหว่างเส้นทางก่อนถึงบ่อพักน้ำโคลน ดังนั้นจึงมีการกวนน้ำโคลนเพื่อทำให้สารละลายพอลิเมอร์ผสมกับน้ำโคลนเจาะเป็นอย่างดี

อัตราการส่งสารละลายพอลิเมอร์ต้องมีความสัมพันธ์กับการรักษาระดับคุณภาพของน้ำโคลนเจาะที่ตำแหน่งของ pump suction ซึ่งอัตราการใส่น้ำโคลนนั้นขึ้นอยู่กับคุณสมบัติและปริมาณของเศษของแข็งในน้ำโคลน ซึ่งมีค่าแตกต่างกันตั้งแต่ ½ ปอนด์ ถึง 4 ปอนด์ ของสารพอลิเมอร์ต่อชั่วโมง โดยสารที่มีค่าของ yield สูงๆ เช่น แร่เบนทอไนต์ มีลักษณะการกระจายตัวอย่างรวดเร็วในน้ำโคลนเจาะดังนั้นจึงต้องการสารพอลิเมอร์ในปริมาณที่มาก

การเคลื่อนที่ของของเหลวจากหลุมเจาะ เริ่มต้นจากการผ่าน reserve pit ซึ่งเป็นพื้นที่ที่มีขนาดใหญ่ และเป็นพื้นที่ที่ไม่มีท่อเหล็กสำหรับการหมุนเวียน เพื่อนำเอาเศษของแข็งที่มีการตกตะกอนออก โดยทั่วไประบบการหมุนเวียนของของเหลวที่ใช้ในระหว่างการทดสอบในพื้นที่ศึกษาแสดงแผนผังดังรูปที่ 2.21 ในบางเหตุการณ์ที่ไม่สามารถทำการหมุนเวียนผ่าน reserve

pit ได้ การหมุนเวียนจะส่งผ่านไปยัง settling pit เพื่อใช้เป็นพื้นที่สำหรับการตกตะกอนของของแข็งในระดับที่เพียงพอก่อนที่จะส่งผ่านไปยัง suction pump ต่อไป



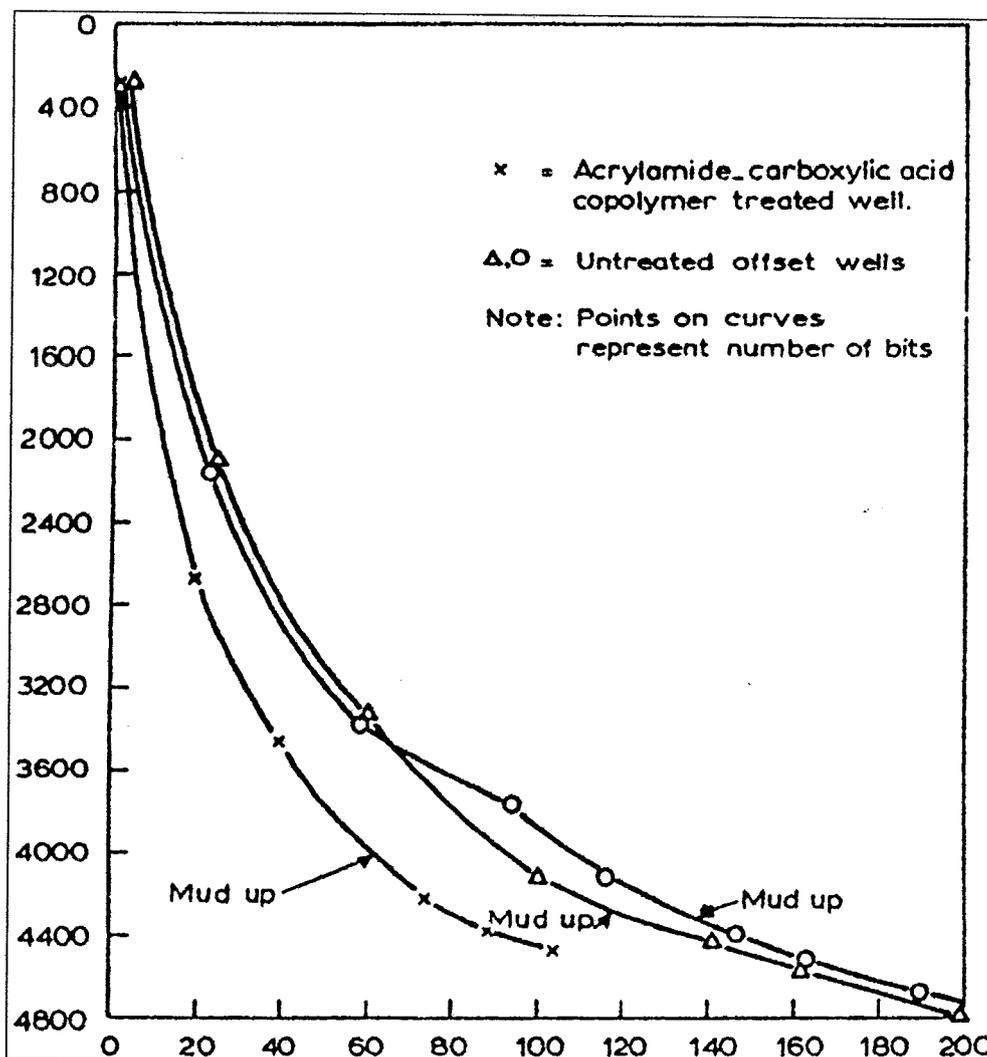
รูปที่ 2.21 แผนผังแสดงระบบการไหล เมื่อมีการใส่สารเคมีเพื่อช่วยในการจับตัวกันของตะกอน

สารละลายพอลิเมอร์จะถูกนำมาเข้าผสมกับน้ำโคลนเจาะตรงบริเวณตำแหน่ง suction pump โดยมีวัตถุประสงค์ เพื่อลดการสูญเสียโคลนให้กับชั้นที่มีคุณสมบัติการซึมผ่าน ซึ่งสารพอลิเมอร์ที่นำมาผสมมีขนาดตั้งแต่ 1 ปอนด์ ถึง 6 ปอนด์ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับค่าความสามารถของการซึมผ่านในชั้นหิน สำหรับการหยั่งธรณีหลุมเจาะสามารถให้ข้อมูลระดับความลึกของชั้นหินที่มีคุณสมบัติของความซึมผ่านได้ ในปี 1958 โดย Gallus และคณะ ได้ทำการทดสอบใช้ในพื้นที่ศึกษาจำนวน 17 พื้นที่ โดยมีรายละเอียดแสดงดังตารางที่ 2.5 ซึ่งสารพอลิเมอร์ที่นำไปใช้ในการตกตะกอนเศษของของแข็งจากน้ำโคลนเจาะประเภทน้ำจืด และน้ำเค็ม รวมทั้งเป็นการป้องกันการสูญเสียโคลนให้กับชั้นหินในหลุมเจาะ ซึ่งมีระดับความลึกตั้งแต่ 234 ฟุต จนถึง 11,160 ฟุต

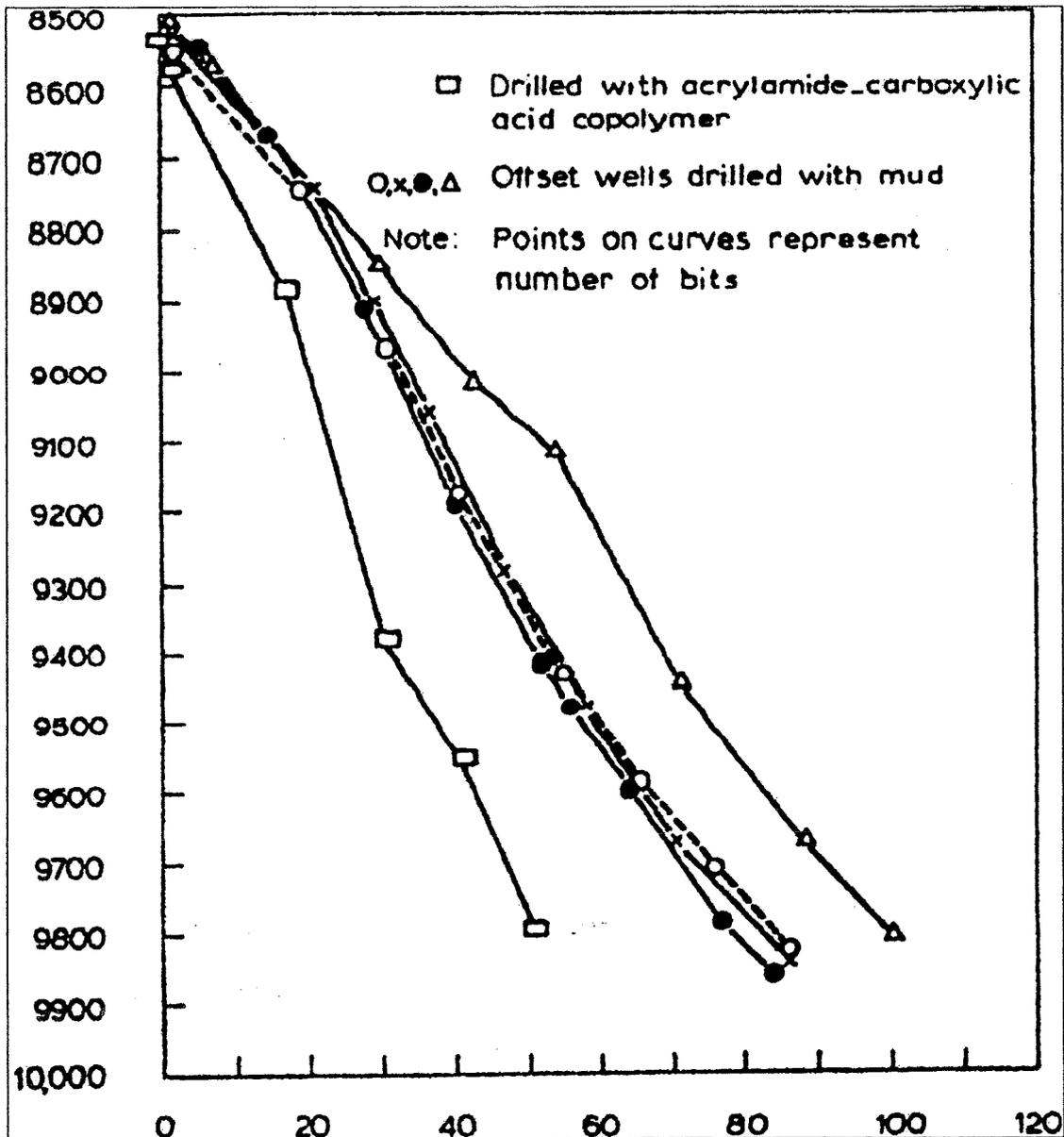
ตารางที่ 2.5 ผลการทดสอบภาคสนาม ในการใช้สาร acrylamide carboxylic acid copolymer

Test no.	Area	Depth (ft)	Results
1.	Winkler County, Tex.	459-3,559	-Trip time reduced six hours. -Drilling time reduced 35 percent. -Bit life increased 25 percent.
2.	Andrews County, Tex.	352-4,050	-Drilling time reduced 39 percent. -Bit life increased 18 percent. -Trouble-free trips.
3.	Scurry County, Tex.	4,995-7,560	-Reduced fluid loss to formations: 80 percent. -Reduced mud costs: 50 percent.
4.	Winkler County, Tex.	550-8,747	-Reduced drilling time: 41 percent. -Increased bit and pump liner life: 26 percent.
5.	Scurry County, Tex.	2,730-6,750	-Reduced fluid loss to formations: 95 percent. -Increased penetration rate: 34 percent. -Increased bit life: 19 percent.
6.	Scurry County, Tex.	4,460-7,000	-Reduced fluid loss to formations: 50 percent. -Increased penetration rate: 31 percent. -Increased bit life: 22 percent.
7.	Andrews County, Tex.	5,500-11,160	-Drilled 1000 ft deeper than adjacent wells with water.
8.	Lipscomb Country, Tex.	3,460-6,135	-Saved \$2000 on mud costs. -Regained circulation by slugging 20 lb of polymer.
9.	Lipscomb Country, Tex.	365-3,493	-Reduced seepage 66 percent. -Increased penetration rates and bit life.
10.	San Juan Country, N.M.	263-5,020	-Drilled to 5020 ft in 11 days (fastest drilling rate recorded in area). Stopped water loss to formations.
11.	San Juan Country, N.M.	234-4,700	-Prevented water seepage. Reduced drilling time. Increased bit and pump liner life 26 percent.
12.	Lipscomb Country, Tex.	1,719-3,115	-Saved nine bits. Saved 128 rotating hours.
13.	Andrews County, Tex.	5,435-10,710	-Saved 13 bits. Saved 85 rotating hours over 5000 ft interval.
14.	Andrews County, Tex.	8,550-9,800	-Saved 2 1/8 bits, 22 hours drilling time, over 1250 ft interval. -Chemical cost \$25. Saving: \$2000.
15.	Leo County, N.M.	4,250-4,770	-Reduced fluid seepage from 40 to 0 bbl/hr. Reduced drilling time. Increased bit and pump liner life.
16.	Cleveland County, Ohio	925-2,735	-Inadequate fluid volume and settling area prevented maintenance of clear water at pump. Highly bentonitic solids required reserve pit circulation.
17.	Alberta, Canada	2,100-7,800	-Reduced drilling time nine days to 7800 ft. Good bore conditions.

อัตราการเจาะที่ใช้ในการเจาะพื้นที่เมือง Andrews, Texas (พื้นที่ศึกษาที่ 2) เป็นพื้นที่ที่นำเอาสารพอลิเมอร์มาประยุกต์ใช้ในการเจาะ เมื่อทำการเปรียบเทียบกับอัตราการเจาะกับอีก 2 หลุมเจาะในพื้นที่เดียวกันแต่ไม่ได้นำเอาสารพอลิเมอร์มาช่วยในการตักตะกอนของเศษของแข็งแสดงดังรูปที่ 2.22-2.23 ซึ่งทั้ง 3 หลุมเจาะนี้ ทำการเจาะโดยใช้แท่นขุดเจาะเดียวกัน การนำเอาสารพอลิเมอร์มาใช้ในกระบวนการปรับปรุงคุณภาพของน้ำโคลนเจาะ พบว่ามีการเพิ่มขึ้นของอัตราการเจาะประมาณร้อยละ 43 และการลดลงของการใช้หัวเจาะร้อยละ 37 ซึ่งเป็นการใช้แท่นขุดเจาะเดียวกัน นอกจากนี้ความต้องการน้ำมาใช้ในกระบวนการเจาะลดลงประมาณร้อยละ 50 เช่น พื้นที่ New Mexico และ West Texas เป็นต้น



รูปที่ 2.22 ผลของการปรับสภาพน้ำโคลนเจาะจากการใช้สาร acrylamide-carboxylic acid copolymer ต่ออัตราการเจาะ ในพื้นที่ Andrews Country, Texas.



รูปที่ 2.23 ผลของการปรับสภาพน้ำโคลนเจาะจากการใช้สาร acrylamide-carboxylic acid copolymer ต่ออัตราการเจาะ ในพื้นที่ Midland Country, Texas.

ในปี 1958 Gallus และคณะ ได้ทำการศึกษากับค่าใช้จ่ายต่างๆ ที่เกิดขึ้น จากการใช้สารพอลิเมอร์มาใช้ในการปรับปรุงคุณภาพของน้ำโคลนเจาะ โดยมีรายละเอียดแสดงในตารางที่ 2.6 ซึ่งสอดคล้องกับการทดสอบในพื้นที่ศึกษาทั้ง 17 พื้นที่ ที่ได้นำสารพอลิเมอร์มาใช้เพื่อนำเอาเศษของแข็งออกจากน้ำโคลนเจาะ และป้องกันการซึมผ่านของน้ำโคลนเจาะด้วย นอกจากนี้

ค่าใช้จ่ายของน้ำโคลนลดลงประมาณร้อยละ 50 อัตราการเจาะเพิ่มขึ้นโดยเฉลี่ยร้อยละ 50 และอายุการใช้งานของหัวเจาะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 25 มีตัวอย่างแสดงในตารางที่ 2.6 ถึงตารางที่ 2.7

ในปี 1958 Gallus และคณะ ได้สรุปประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการใช้สารพอลิเมอร์มาใช้ร่วมกับน้ำโคลนเจาะ พบว่ามีการเพิ่มขึ้นของอัตราการเจาะ และอายุการใช้งานของหัวเจาะ รวมทั้งเป็นการลดค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับน้ำโคลนเจาะ

การทดสอบในพื้นที่ศึกษาที่ 1 คือ พื้นที่ Winkler, Texas ที่ทำการเจาะที่ระดับความลึก 1,750 ฟุต โดยใช้เวลาเพียง 2 ชั่วโมง แต่ในพื้นที่อื่นๆ ใช้ระยะเวลาตั้งแต่ 4 ถึง 9 ชั่วโมง เนื่องจากเกิดการติดขัดของก้านเจาะ โดยสาเหตุของการเจาะในพื้นที่ศึกษาที่ใช้ระยะเวลาสั้น คือ มีการสูญเสียโคลนที่เป็นสารละลายสารพอลิเมอร์น้อย และเกิด mud cake บาง ดังนั้นจึงไม่ส่งผลต่อการติดขัดของก้านเจาะ

ตารางที่ 2.6 แสดงค่าใช้จ่ายที่ลดลงในปี 1958 จากการใช้สาร acrylamide-carboxylic acid copolymer โดยค่าเช่าแท่นเจาะประมาณ 1,000 เหรียญต่อวัน และค่าหัวเจาะประมาณ 200 เหรียญต่อวัน

Field test no.	Area	Depth (ft)	Principal effects	Total cost savings (\$)
1.	Winkler County, Tex.	459-3,559	-Reduced trip time - six hours -Reduced drilling time - 35 percent -Increase bit life - 25 percent	2,500.00
5.	Scurry County, Tex.	4,995-7,560	-Reduced water loss - 80 percent -Reduced total mud costs - 50 percent	4,000.00
7.	Scurry County, Tex.	2,730-6,750	-Reduced water loss - 95 percent -Increased penetration rate - 34 percent -Increased bit life - 19 percent	4,100.00
9.	Andrews County, Tex.	5,500-11,160	-Obtained \$0.50/ft footage price reduction from contractor	2,500.00
20.	Alberta, Canada	2,100-7,800	-Reduced drilling time - nine days	9,000.00

การทดสอบในพื้นที่ศึกษาที่ 3 ทดสอบในพื้นที่ Scurry ซึ่งทำการทดสอบในห้องปฏิบัติการ พบว่า การผสมตัวของสารพอลิเมอร์มีผลต่อการเจาะ พบว่าน้ำโคลนประเภท Gel-chemical และวัสดุที่เป็นสารลดการสูญเสียโคลน จะถูกนำมาใช้ในพื้นที่ เพราะทำให้เกิดการสูญเสียโคลนเจาะอย่างมากให้กับชั้นหินซึ่งมีคุณสมบัติของการซึมผ่านสูงตั้งแต่ระดับความลึกประมาณ

5,000 ฟุต ดังนั้นจึงมีการจึงนำสารละลายพอลิเมอร์มาช่วยในการเจาะ โดยนำมาผสมร่วมในตำแหน่งของ pump suction ที่อัตราการผสมประมาณ 1.3 ถึง 4 ปอนด์ ต่อชั่วโมง ซึ่งทำให้ลดการสูญเสีย น้ำโคลนเจาะประมาณร้อยละ 80 และทำให้การเจาะผ่านชั้นหินดินดานที่ระดับความลึก 6,100 ฟุต ถึง 7,500 ฟุต ไม่เกิดการติดขัด นอกจากนี้ราคาค่าใช้จ่ายของน้ำโคลน ลดลงประมาณ โดยเฉลี่ยร้อยละ 50 จากการเจาะทั้ง 13 หลุมเจาะ

การใช้สารพอลิเมอร์มาในการเจาะกับหลุมอื่นๆ เช่น การทดสอบในพื้นที่ศึกษาที่ 5 มีผลต่อการสูญเสีย น้ำโคลนให้กับชั้นหิน ลดลงประมาณร้อยละ 5

การลดลงของการสูญเสีย น้ำโคลนเจาะ มีความน่าเชื่อถือมากขึ้นจากการเจาะในพื้นที่บริเวณ Texas, Oklahoma และ New Mexico, U.S.A. เช่นพื้นที่ศึกษาที่ 8 พื้นที่ Texas Panhandle ซึ่งเป็นพื้นที่เจาะที่มีการสูญเสีย น้ำโคลน แต่เมื่อมีการนำสารพอลิเมอร์มาช่วยในการเจาะก็สามารถลดการสูญเสีย น้ำโคลนลง โดยมีอัตราส่วนของสารพอลิเมอร์ 20 ปอนด์ ต่อ น้ำ 10 บาร์เรล

การทดสอบในพื้นที่ศึกษาที่ 4 ทดสอบในพื้นที่ Winkler, Texas เป็นการเจาะโดยใช้ น้ำเพียงอย่างเดียว ร่วมกับสารพอลิเมอร์ ซึ่งเกิด mud cake เพียงบางๆ และไม่มีเศษหินบดและโพรงหิน ดังนั้นจึงง่ายต่อการติดตั้งท่อกรู

ในบางพื้นที่ที่บ่อพักน้ำโคลน ไม่มีขนาดเพียงพอต่อการจับตัวกันของเศษของแข็ง ดังเช่นในพื้นที่ศึกษาที่ 16 ไม่ประสบความสำเร็จในการเจาะ การหมุนเวียนของน้ำโคลนอาจทำได้โดยใช้บ่อพักน้ำโคลนแบบเหล็กที่มีขนาดความจุประมาณ 250 บาร์เรล จำนวน 2 บ่อ มาใช้แทนการใช้ reserve pit โดยมีจุดประสงค์เพื่อการจับตัวกันของเศษของแข็ง ในบางครั้งอาจลดปัญหานี้ ทำได้โดยการให้สารพอลิเมอร์เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นการช่วยเร่งการจับตัวของเศษของแข็ง

ในปี 1958 Gallus และคณะ กล่าวว่า การใช้ reserve pit ที่มีขนาดใหญ่อาจเป็นเพียงแนวทางการทำงาน หรืออาจเป็นไปได้ จึงได้มีอุปกรณ์ชุดอื่นมาช่วย คือ cyclone separator หรือ mechanical separator ซึ่งเป็นการช่วยลดเศษของแข็งที่ผสมร่วมในน้ำโคลน รวมทั้งเป็นการลดปริมาณของสารพอลิเมอร์ที่นำมาใช้

ในกรณีการเตรียมหลุมเจาะให้พร้อม เนื่องจากความสามารถในการนำพาเศษของแข็งขนาดเล็กของน้ำโคลน ไม่สามารถทำได้ ดังนั้นในกรณีการทำความสะดวกหลุมเจาะที่เศษหินบดและของแข็งการจับตัวกันของสารแขวนลอย ที่มีการตกตะกอนบริเวณก้นหลุมเจาะ เนื่องจากการหยุดการหมุนเวียนของระบบน้ำโคลน อาจทำได้โดยง่าย คือ การเริ่มการหมุนเวียนของระบบน้ำโคลน และยังคงต่อการโค้งงอของก้านเจาะลดลง

การเปลี่ยนรูปแบบของของเหลวที่ใช้ในการเจาะจากการใช้ น้ำปรกติมาเป็นน้ำโคลนนี้ ส่งผลดีต่อการเจาะที่ระดับลึกต่างๆ คือ 1) เพิ่มความสามารถในการนำพาเศษหินบด 2) การ

จัดเตรียมวัสดุได้อย่างเพียงพอต่อการใช้งาน 3) ช่วยเพิ่มความหนาแน่นของน้ำโคลนเจาะเมื่อมีการเจาะผ่านชั้นหินที่มีความดันสูงกว่าปรกติ และ 4) ช่วยลดการสูญเสียน้ำโคลนให้กับชั้นหิน

สำหรับการเปลี่ยนจากการใช้สารพอลิเมอร์เป็นน้ำโคลนเจาะ ทำได้โดยการหยุดให้สารพอลิเมอร์ประมาณ 1-2 ชั่วโมง หรือเจาะผ่านระดับความลึกเพิ่มขึ้น 100-200 ฟุต ก่อนมีการผสมของแร่ดิน เนื่องจากการคุณสมบัติของแร่ดินสามารถดูดซับสารพอลิเมอร์โดยใช้ระยะเวลาช่วงสั้นๆ

ในปี 1967 โดย Deily และคณะ ได้ทำการศึกษาและพัฒนาของน้ำโคลนเจาะ โดยเน้นทางด้านคุณสมบัติของความหนืด และการเตรียมความพร้อมของหลุมเจาะง่ายขึ้น รวมทั้งความสามารถในการนำพาของเศษของแข็ง โดยมีใช้น้ำที่มีการละลายตัวของ biopolymer ซึ่งเป็นการทำปฏิกิริยากันระหว่างแบคทีเรีย กับ carbohydrates โดย carbohydrates เป็นสารพอลิเมอร์เส้นตรง แบบ polysaccharide ที่มีน้ำหนักโมเลกุลมาก บางครั้งอาจเรียกว่า XC polymer นอกจากนี้ในตารางที่ 2.7 ยังแสดงคุณสมบัติของสาร Kelzan-XC polymer

ตารางที่ 2.7 คุณสมบัติของไหลของสารละลายพอลิเมอร์ XC (KELZAN XC) ซึ่งมีคุณสมบัติ pseudoplasticity

KELZAN XC polymer concentration	Apparent viscosity (cP)	Plastic viscosity (cP)	Yield point (lb/100 sq ft)	n*	K*	Viscosity at 50 sec <sup>-1**</sup> (cP)
<i>Fresh water</i>						
0.5 lb/bbl	6.9	3.8	6.2	0.41	3.9	39
1.0 lb/bbl	9.9	4.7	10.4	0.35	8.6	68
1.5 lb/bbl	16.0	6.5	19.0	0.32	17.5	135
<i>Sea water</i>						
0.5 lb/bbl	5.6	3.1	5.0	0.44	2.7	30
1.0 lb/bbl	9.0	4.0	8.0	0.36	7.5	64
1.5 lb/bbl	15.0	6.0	18.0	0.31	17.5	120
<i>Saturated salt water</i>						
0.5 lb/bbl	6.8	3.9	5.8	0.43	3.4	35
1.0 lb/bbl	11.6	6.5	10.2	0.38	6.0	68
1.5 lb/bbl	17.25	6.5	21.5	0.28	24.0	140

\* n and K at 100 and 200 rpm; K is in dynes-sec/cm<sup>2</sup>.

\*\* Typical annular shear rate.

### 2.5.5 Air drilling

การเจาะสำรวจด้วยการใช้อากาศหมุนเวียนมีข้อดี คือ สามารถเจาะได้รวดเร็ว และหัวเจาะมีการสึกหรอน้อย แต่ถ้าเจาะผ่านชั้นหินที่มีน้ำ อาจจะทำให้การหมุนเวียนของอากาศหยุดลง และนำไปสู่การติดของก้านเจาะได้ ในสภาพชั้นหินอย่างหนึ่งการเจาะด้วยระบบหมุนเวียนอากาศ จะได้ผลดีกว่าระบบหมุนเวียนด้วยน้ำโคลน แต่ในสภาพของชั้นหินอีกอย่างหนึ่งอาจจะให้ผลลัพธ์ตรงกันข้าม ดังนั้นการตัดสินใจเลือกใช้ระบบใดระบบหนึ่งจึงมีความสำคัญมากสำหรับการตัดสินใจของวิศวกร ผู้เขียนได้เสนอผลลัพธ์เชิงเปรียบเทียบของการใช้ระบบต่างๆ กับการเจาะในประเทศไทย และได้บรรยายถึงการคำนวณปริมาณของอากาศที่จะใช้ในระบบหมุนเวียน รวมทั้งพลังงานที่จำเป็นต้องใช้อีกด้วย

#### ก. บทนำ

การเจาะสำรวจทั่วไป ไม่ว่าจะเป็นการเจาะสำรวจน้ำบาดาล แร่ ปิโตรเลียม หรือจุดประสงค์อื่นๆ จะต้องมีตัวกลางที่นำเศษหิน (cutting) ขึ้นสู่ผิวดินในขณะที่เจาะสำรวจ ซึ่งเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้เจาะสำรวจลึกลงไปได้อย่างเรื่อยๆ ซึ่งเรียกว่า drilling fluid เป็นของไหล เช่น น้ำโคลน (mud) น้ำมัน อากาศ และก๊าซต่างๆ เป็นต้น นอกจากนั้นของไหลเหล่านี้ยังมีประโยชน์ช่วยลดอุณหภูมิ ลดความร้อน ฉาบผนังหลุมเจาะ และควบคุมความดันในหลุมเจาะอีกด้วย

การเจาะสำรวจปิโตรเลียมในปัจจุบันนิยมใช้การเจาะแบบหมุน (rotary drilling) โดยมีน้ำโคลนเป็น drilling fluid ซึ่งมีการพัฒนาเทคนิคการเจาะมากกว่าร้อยปีแล้ว และใช้เจาะสำรวจทั่วไป ส่วน drilling fluid อย่างอื่นก็มีการพัฒนาบ้าง เพื่อใช้ตามวัตถุประสงค์จำเพาะการใช้อากาศเป็น drilling fluid เริ่มพัฒนาประมาณ 50 กว่าปี ยังไม่เป็นที่นิยมมากนัก อาจเป็นเพราะว่าการเจาะด้วยอากาศ มีความยุ่งยากเกี่ยวกับเทคนิค อุปกรณ์ และข้อจำกัดหลายอย่าง เช่น มีอุปสรรคเมื่อเจาะพบชั้นน้ำ ควบคุมความดันจากชั้นหินในหลุมเจาะไม่ได้ เศษหินที่ขึ้นมามีขนาดเล็กเกินไปยากต่อการวิเคราะห์เป็นต้น แต่อย่างไรก็ตามจากผลการทดสอบเห็นได้ชัดว่าการเจาะสำรวจด้วยอากาศได้อัตราการเจาะเร็วกว่าใช้น้ำโคลนหลายเท่า และสิ้นเปลืองหัวเจำน้อยกว่ามาก ซึ่งเป็นผลทำให้ประหยัดทั้งเวลา และค่าใช้จ่ายในกรณีที่ประสบความสำเร็จ และใช้ได้ผล ดังนั้นวิศวกรจึงไม่ควรมองข้ามวิธีนี้ไป เพราะอาจจะใช้ได้เหมาะสมประสบความสำเร็จในบางสถานะและบางพื้นที่ดีกว่าใช้ drilling fluid ชนิดอื่นๆ

#### ข. ผลการทดสอบ และการพัฒนา

สาเหตุที่ทำให้อัตราการเจาะด้วยความเร็วกว่าเจาะด้วยน้ำโคลนนั้น เพราะอากาศมีน้ำหนักน้อยกว่าน้ำโคลนมาก จึงมีแรงกดบนหินในหลุมเจาะทำให้หินแตกง่ายขึ้น และอากาศยังสามารถพาเศษหินออกจากบริเวณรอบๆ หัวเจาะได้เร็วกว่า และการที่หัวเจาะทนทานกว่า

เพราะอากาศจะระบายความร้อนเร็วกว่าน้ำโคลน นอกจากนั้นประโยชน์ของการเจาะด้วยอากาศ คือ เศษหินชั้นสู่พื้นผิวได้เร็วกว่า ทดสอบความดันจากชั้นหินได้อย่างต่อเนื่อง ลดการอุดตันหรือชั้นหิน เพราะมีแรงกดน้อย (low hydrostatic pressure) อุปสรรคของการเจาะสำรวจด้วยวิธีนี้ คือ เมื่อเจาะพบชั้นน้ำ น้ำที่ออกมาจากชั้นหินจะทำให้เศษหินที่ขึ้นมาจับกันเป็นก้อนจนไม่สามารถนำชั้นสู่พื้นผิวได้ เป็นสาเหตุทำให้การหมุนเวียนอากาศ (circulation) หยุดลง และทำให้ก้านเจาะติด เพื่อแก้ไขปัญหาก็เกิดขึ้นจึงมีการพัฒนาเทคนิคที่เรียกว่า “mist of foam drilling” โดยฉีดสารพวก ฟองซักฟอก (foam or detergent) ผสมเข้าไปกับอากาศ ทำให้น้ำแขวนลอยในกระแสอากาศ (emulsion) ป้องกันการจับตัวของเศษหิน และสามารถหมุนเวียนขึ้นสู่พื้นผิวได้ สาเหตุที่ทำให้ก้านเจาะติดอีกอย่างหนึ่งคือเจาะเร็วเกินไปโดยก้นน้ำหนักลงบนหัวเจาะมากเกินไป ทำให้หลุมคุด ชั้นหินรอบๆ หลุมแตกกร้าวและพังทลาย

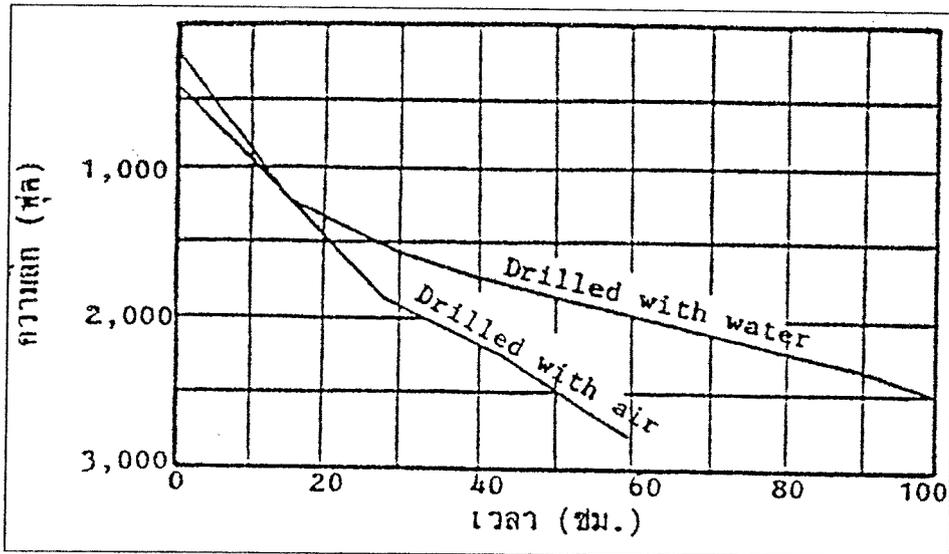
เศษหินที่ได้จากการเจาะด้วยอากาศจะมีขนาดเล็ก และยากต่อการวิเคราะห์ที่ เศษหินมีขนาดเล็ก เพราะว่าการกระทบและเสียดสีกันมีมากในหลุมที่เป่าด้วยอากาศ แต่ถ้าเจาะสำรวจพื้นที่ที่คาดเดาชั้นหินได้บ้าง เมื่อเป็นพื้นที่ที่ผ่านการสำรวจมาบ้าง แล้วอุปสรรคข้อนี้ก็จะลดน้อยลงไป

อากาศมีน้ำหนักน้อยกว่าน้ำ จึงมีความดันในหลุม (hydrostatic pressure) น้อย ไม่สามารถจะควบคุมความดันที่มาจากชั้นหินได้ดี และปลอดภัย จึงมีการพัฒนาเทคนิคเรียกว่า “aerated mud drilling” คือ ใช้ทั้งอากาศ และน้ำโคลนหมุนเวียนพร้อมกัน เมื่อเจาะสำรวจพบชั้นหินปิโตรเลียมหรือชั้นน้ำ ก็สามารถเพิ่มน้ำหนักน้ำโคลนได้รวดเร็ว และควบคุมความดันในหลุมเจาะได้ตามต้องการ น้ำหนักของน้ำโคลนผสมอากาศย่อมน้อยกว่าน้ำหนักน้ำโคลนอย่างเดียว สามารถนำเทคนิคนี้ไปใช้เจาะสำรวจในกรณีที่มีการสูญเสีย น้ำโคลน (lost circulation) และทำลายชั้นหินอันเนื่องมาจากน้ำโคลนทำให้เกิด hydrostatic pressure มากเกินไป

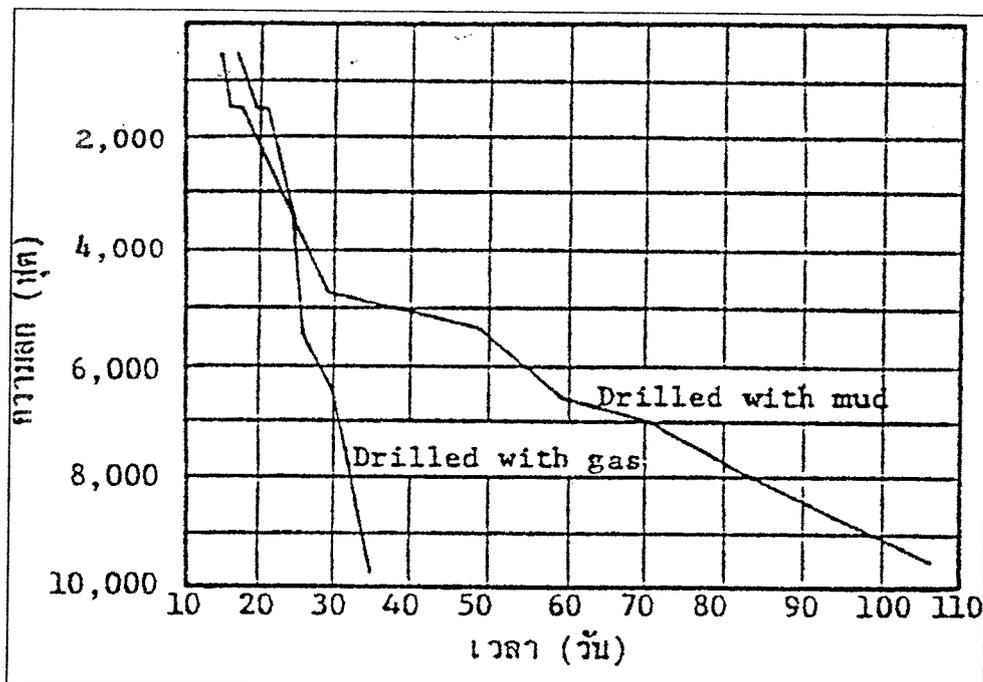
การเจาะสำรวจปิโตรเลียมด้วยอากาศ บางครั้งอาจประสบความสำเร็จได้ อัตราการเจาะมากกว่าเจาะสำรวจด้วยน้ำโคลนถึง 10 เท่าตัว ใช้หัวเจาะน้อยกว่าและประหยัดกว่ามาก แต่บางครั้งก็ไม่ดีไปกว่าการเจาะด้วยน้ำโคลน และบางกรณีอาจประสบความสำเร็จล้มเหลว เช่น ก้านเจาะติด ก็อาจจะเสียทั้งเงิน และเวลามากกว่าที่ใช้ น้ำโคลนเจาะสำรวจ ฉะนั้นตัวอย่างการเจาะสำรวจและการทดลองในอดีตจึงมีประโยชน์สำหรับวิศวกร เพื่อศึกษาและพิจารณานำไปใช้ประกอบการตัดสินใจในอนาคต

รูปที่ 2.24 แสดงผลการเจาะสำรวจหลุมต้นบริเวณตะวันออกเฉียงใต้ของ รัฐเท็กซัส ประเทศสหรัฐอเมริกา ถ้าใช้น้ำเจาะสำรวจจะใช้เวลาประมาณ 4 วัน แต่ถ้าใช้อากาศเจาะจะใช้เวลาเพียง 2 วัน เท่านั้น อีกตัวอย่างแสดงการเจาะสำรวจบริเวณตะวันตกเฉียงใต้ของรัฐเท็กซัส

ในรูปที่ 2.25 หลังจากลงท่อกรู (casing) ถึงความลึกประมาณ 1,500 ฟุต แล้วเจาะสำรวจถึงความลึกประมาณ 10,000 ฟุต เจาะสำรวจด้วยน้ำโคลน ใช้เวลาประมาณ 90 วัน ใช้หัวเจาะ 128 ตัว แต่ถ้าใช้อากาศเจาะสำรวจ ใช้เวลาเพียง 14 วัน และใช้หัวเจาะเพียง 15 ตัว เท่านั้น



รูปที่ 2.24 แสดงเปรียบเทียบการเจาะสำรวจด้วยน้ำและอากาศ

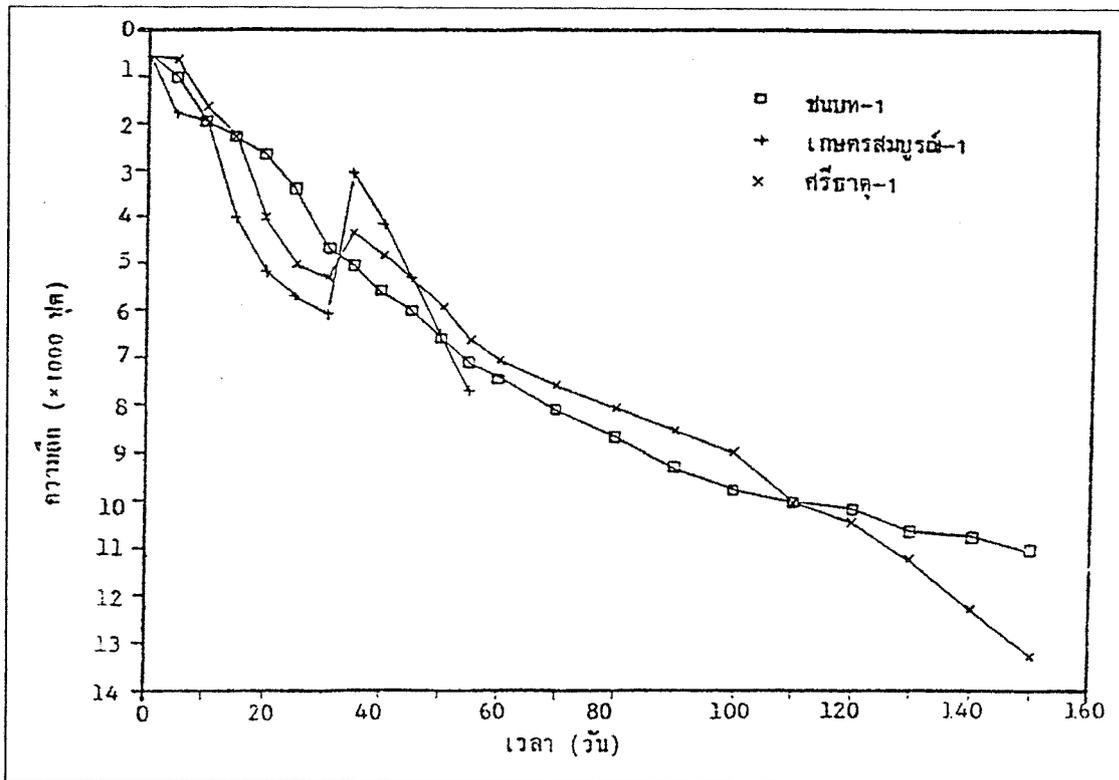


รูปที่ 2.25 แสดงเปรียบเทียบการเจาะสำรวจด้วยน้ำโคลนและอากาศ

บริษัทเอสโซ่ฯ ใช้ในการเจาะสำรวจปิโตรเลียมด้วยอากาศในเมืองไทยครั้งแรกที่หลุมเจาะสำรวจเกษตรสมบูรณ์-1 อ.เกษตรสมบูรณ์ จ.ชัยภูมิ ตั้งแต่เดือนตุลาคม 2525 และหลังจากนั้นก็ใช้วิธีนี้ผนวกกับการใช้น้ำโคลนเจาะสำรวจปิโตรเลียมในบริเวณภาคตะวันออกเฉียงเหนืออีกหลายหลุม โดยใช้ทั้ง “mist drilling” และ “aerated drilling” เทคนิคเข้าช่วยแต่ก็ยังไม่ได้ผลดีเท่าที่ควร เพราะพบปัญหาที่งานเจาะติดและเสียเวลากับการพยายามที่จะดึงก้านเจาะที่ติดขึ้นมา หรือเจาะ sidetrack แทบทุกหลุม แต่ผลการเจาะสำรวจแสดงว่าการเจาะสำรวจด้วยอากาศสามารถประหยัดเวลาและค่าใช้จ่ายได้เป็นบางช่วง คือ ช่วงความลึกจากผิวดินลงไปประมาณถึงความลึก 5,000 ฟุต ถ้าลึกกว่านี้มักพบชั้นน้ำ และก้านเจาะจะติดทำให้เจาะสำรวจด้วยอากาศล้มเหลว ต้องเปลี่ยนมาเจาะสำรวจด้วยน้ำโคลน โดยรูปที่ 2.26 แสดงกราฟระหว่างความลึก และระยะเวลาที่ใช้ในการเจาะสำรวจของหลุมชนบท-1 หลุมเกษตรสมบูรณ์-1 และหลุมศรีธาตุ-1 โดยหลุมชนบท-1 ใช้น้ำโคลนเจาะสำรวจทั้งหมด หลุมเกษตรสมบูรณ์-1 ใช้อากาศเจาะสำรวจเป็นส่วนใหญ่ และหลุมศรีธาตุ -1 ใช้ทั้งน้ำโคลนและอากาศสลับกัน สามารถเปรียบเทียบอัตราการเจาะ และจำนวนหัวเจาะที่ใช้ คือ จากผิวดินถึงความลึก 5,000 ฟุต หลุมชนบท-1 ใช้เวลาเจาะ 34 วัน ใช้หัวเจาะ 19 ตัว หลุมเกษตรสมบูรณ์-1 ใช้เวลา 20 วัน ใช้หัวเจาะ 10 ตัว และหลุมศรีธาตุ-1 ใช้เวลา 26 วัน ใช้หัวเจาะ 9 ตัว

หลุมชนบท-1 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 11,814 ฟุต ใช้หัวเจาะทั้งหมด 76 ตัว หลุมเกษตรสมบูรณ์-1 เจาะถึงความลึกสุดท้าย 7,704 ฟุต ใช้หัวเจาะ 24 ตัว และหลุมศรีธาตุ-1 เจาะถึงความลึก 13,316 ฟุต ใช้หัวเจาะ 56 ตัว จากผลการเจาะสำรวจทั้งสามหลุมที่กล่าวมาแสดงให้เห็นชัดเจนว่าการเจาะสำรวจด้วยอากาศจะได้อัตราการเจาะเร็วกว่า และใช้หัวเจาะจำนวนน้อยกว่า ซึ่งก็สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายได้บ้าง นอกจากนี้บริษัทเอสโซ่ฯ ยังใช้ Air drilling ทดลองเจาะสำรวจปิโตรเลียมอีกหลายหลุมซึ่งก็ได้ผลไม่เป็นที่น่าพอใจนัก เพราะอุปสรรคหลุมพังและก้านเจาะติด อย่างไรก็ตามเป็นการทดลองที่กล้าหาญและมีประโยชน์ได้ข้อมูลเพื่อนำไปศึกษาหาวิธีขจัดอุปสรรคที่เกิดขึ้น ซึ่งจะเป็นผลดีต่อการเจาะสำรวจในอนาคต

สำหรับการเจาะในปัจจุบันนั้นได้มีการประยุกต์ใช้น้ำโคลนแบบ Air drilling (หรือ Foam drilling) มาใช้ในการเจาะแบบ Under balance drilling สลับกับการใช้น้ำโคลนเบา จึงทำให้สามารถเจาะหลุมปิโตรเลียมได้อย่างรวดเร็วขึ้นและไม่เกิดการทำลายชั้นปิโตรเลียม ทำให้มีการพบและผลิตปิโตรเลียมได้มากขึ้น



รูปที่ 2.26 ความสัมพันธ์ระหว่างความลึก และเวลาที่ใช้เจาะ