

รหัสโครงการ SUT7-719-54-12-43



รายงานการวิจัย

การใช้ยางพาราเป็นสารเติมแต่งของโคลนเจาะ (Using Hevea Rubber Latex as Drilling Mud Additive)



ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่ผู้เดียว

รหัสโครงการ SUT7-719-54-12-43



รายงานการวิจัย

การใช้ยางพาราเป็นสารเติมแต่งของโคลนเจาะ (Using Hevea Rubber Latex as Drilling Mud Additive)

หัวหน้าโครงการ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อัมพรัตน์ วรรณโสม

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2554

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่ผู้เดียว

สิงหาคม 2556

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2554 งานวิจัยนี้สามารถสำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดีแม้จะมีอุปสรรคอยู่บ้างก็ด้วยความช่วยเหลือเป็นอย่างมากในการทดสอบยางพาราและน้ำโคลนเจาะจากคณะนักศึกษา สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ซึ่งผู้วิจัยต้องขอขอบคุณมา ณ โอกาสนี้ด้วย

ผู้วิจัย

สิงหาคม 2556



บทคัดย่อ

วัตถุประสงค์ของงานวิจัยครั้งนี้คือ เพื่อศึกษาและพัฒนาน้ำโคลนที่ใช้เป็นส่วนผสมโดยใช้น้ำยางพาราธรรมชาติเป็นสารเติมแต่ง โดยทำการเติมน้ำยางพาราธรรมชาติที่ความเข้มข้นร้อยละ 1 3 และ 5 โดยมวลต่อปริมาตร ให้กับโคลนเบนโทไนต์ธรรมดา จากนั้นทำการทดสอบคุณสมบัติทางด้านวิทยากระแสของของไหลนี้ที่อุณหภูมิ 30 45 60 และ 80 องศาเซลเซียส โดยใช้แบบจำลองบิงแฮมและเพาเวอร์ลอว์ เพื่อทำการเปรียบเทียบ อีกทั้งยังทำการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านและค่าความเปราะต่างของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางธรรมชาติเป็นสารเติมแต่ง การศึกษาทางด้านการป้องกันการซึมผ่านในงานวิจัยนี้เป็นการทดลองในระดับห้องปฏิบัติการและได้ทำการทดสอบตามมาตรฐาน API RP 13B ผลการทดสอบพบว่าน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นแสดงพฤติกรรมการไหลแบบซูโดพลาสติก ค่าความหนืดปรากฏ ค่าความหนืดพลาสติก จุดคราก และความแข็งแรงของเจลของน้ำโคลนเพิ่มขึ้นเมื่อเพิ่มอัตราส่วนน้ำยางธรรมชาติในน้ำโคลนและค่าของคุณสมบัติทางกระแสวิทยาเหล่านี้ก็เพิ่มขึ้นด้วยภายหลังจากน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาตินี้ถูกเพิ่มอุณหภูมิขึ้นยกเว้นค่าความหนืดพลาสติกที่แสดงค่าลดลงเล็กน้อย ค่าการสูญเสียของไหลตามมาตรฐาน API ของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางธรรมชาติชี้ให้เห็นว่าน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติเข้มข้นร้อยละ 3 และร้อยละ 5 นั้นมีการพัฒนาคุณสมบัติทางด้านการป้องกันการสูญเสียของไหลได้ดีกว่าน้ำโคลนเบนโทไนต์ธรรมดาร้อยละ 5 ถึงร้อยละ 10 นอกจากนี้ น้ำโคลนที่ผสมยางพาราธรรมชาติดังได้แสดงให้เห็นว่ามีคุณสมบัติทางด้านการป้องกันการซึมผ่านได้ดีขึ้นถึงร้อยละ 10 ถึงร้อยละ 15 ภายหลังจากถูกเพิ่มอุณหภูมิขึ้นไปสูงถึง 80 องศาเซลเซียส โดยปราศจากการย่อยสลายโดยความร้อนและปัญหาทางด้านการกัดกร่อน ผลการเปรียบเทียบทางด้านราคาชี้ให้เห็นว่าน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นมีราคาถูกกว่าสารเติมแต่งชนิดอื่น ๆ อีกด้วย ดังนั้นน้ำยางพาราธรรมชาตินี้จึงเหมาะสมที่จะนำมาใช้เป็นสารเติมแต่งเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพทางด้านกระแสวิทยาและคุณสมบัติทางด้านการป้องกันการสูญเสียน้ำในน้ำโคลนเจาะได้เป็นอย่างดี

Abstract

The objective of this research was studying and developing water-based drilling fluid by using natural rubber latex as an additive. The objective was achieved by adding 1, 3 and 5 percent of natural rubber latex to bentonite mud. These fluids were then tested their rheological properties at 30, 45, 60 and 80°C using Bingham-Plastic and Power-Law model for comparison purposes. The filtration properties and pH of the natural rubber latex containing mud were also tested. The study of filtration control in this research was in a laboratory scale and the tests were conducted followed the API RP 13B. The test results indicated that the natural rubber latex containing mud exhibited pseudoplastic flow. The apparent viscosity, plastic viscosity, yield point and gel strength of natural rubber latex containing mud increased with increasing of natural rubber latex concentration and these rheological properties were also increased after the natural rubber latex containing mud was heated up, except plastic viscosity that showed a slightly decreased. The API fluid loss values of natural rubber latex containing mud indicated a better fluid loss control properties at 3 and 5 percent natural rubber latex concentration compared to the base bentonite mud about 5 and 10 percent improvement. Moreover, the natural rubber latex containing mud showed insignificant increasing in the filtration preventing properties after elevated tested temperature to 80°C about 10 to 15 percent improvement without thermal degradation and corrosive problems. Result from price comparison study indicated that the natural rubber latex was also cheaper than other additives. Therefore, the natural rubber latex is suitable to use as an additive for improving the rheological and filtration control properties of the drilling mud.

สารบัญ

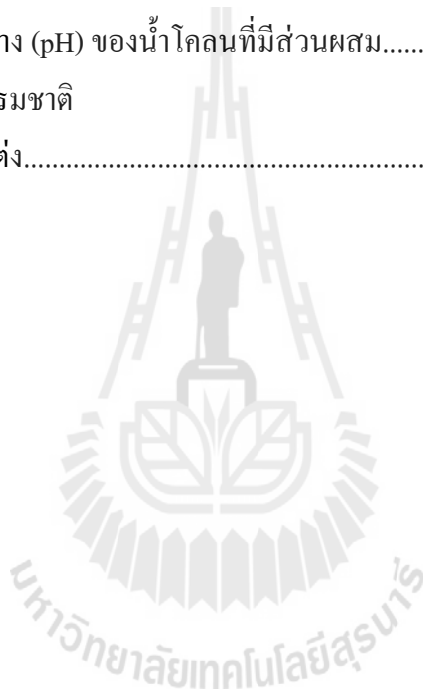
	หน้า
กิตติกรรมประกาศ.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ฉ
สารบัญภาพ.....	ช
บทที่ 1 บทนำ	
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาที่ทำการวิจัย.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัย.....	1
1.3 ขอบเขตของโครงการวิจัย.....	1
1.4 ระเบียบวิธีการวิจัย.....	2
1.5 เนื้อหาของรายงานงานวิจัย.....	5
บทที่ 2 การทบทวนวรรณกรรม	
2.1 บทนำ.....	6
2.2 หน้าที่ของน้ำโคลนเจาะ.....	6
2.3 การใช้สารพอลิเมอร์ใน โคลนเจาะ.....	7
2.4 น้ำยางธรรมชาติ (Natural rubber latex).....	8
2.5 ข้อปฏิบัติตามมาตรฐาน API (API Recommended Practices).....	9
2.6 วิทยากระแสของน้ำโคลน.....	10
2.6.1 แบบจำลองบิงแฮม (Bingham Plastic Model).....	10
2.6.2 แบบจำลองพาวเวอร์ลอว์ (Power Law Model).....	11
2.6.3 แบบจำลองเฮอส์เชลบัคเคย์ (Herschel-Buckley Model).....	13
บทที่ 3 การทดสอบในห้องปฏิบัติการ	
3.1 บทนำ.....	14
3.2 การเตรียมตัวอย่างน้ำโคลน.....	14
3.3 การทดสอบคุณสมบัติวิทยากระแส.....	17
3.3.1 ตัวแปรด้านวิทยากระแส.....	18
3.3.2 การหาค่าตัวแปรของน้ำโคลนเจาะ.....	19
3.4 การทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน.....	20

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
3.5 การทดสอบความเป็นกรด-ด่าง.....	22
บทที่ 4 ผลการทดลอง	
4.1 บทนำ.....	24
4.2 การหาค่าคุณสมบัติด้านวิทยากระแสและตัวแปรที่เกี่ยวข้อง.....	24
4.3 พฤติกรรมทางด้านวิทยากระแสของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางธรรมชาติ (NRL)..	30
4.4 คุณสมบัติการซึมผ่านของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติ.....	38
4.5 การทดสอบวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำโคลน.....	44
ที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ	
4.6 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์.....	45
บทที่ 5 สรุปผลการทดลอง และข้อเสนอแนะ	
5.1 สรุปผลการทดลอง.....	47
5.2 ข้อเสนอแนะ.....	48
บรรณานุกรม.....	49
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ผลการทดสอบจากเครื่องวัดความหนืด Fann viscometer.....	51
และตัวแปรที่เกี่ยวข้องของตัวอย่างน้ำโคลน	
ภาคผนวก ข ผลการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน.....	68
ประวัติผู้วิจัย.....	73

สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 3.1 ความหนืดของเบนโทไนด์ที่อัตราส่วนต่าง ๆ.....	15
ตารางที่ 3.2 ส่วนประกอบของน้ำโคลนที่ใช้ในการทดลอง.....	16
ตารางที่ 4.1 ค่าแรงเฉือน (Shear stress) และอัตราแรงเฉือน (Shear rates).....	25
ของน้ำโคลนเบนโทไนด์ธรรมดาที่ได้จากการคำนวณ	
ตารางที่ 4.2 ค่าตัวแปรทางวิทยากระแสของตัวอย่างน้ำโคลน.....	29
ตารางที่ 4.3 ค่าการทดสอบปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนในสถานะสถิต.....	39
ตามมาตรฐาน API (API static filtrate loss) ในเวลา 30 นาที	
ตารางที่ 4.4 ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสม.....	44
ของน้ำยางพาราธรรมชาติ	
ตารางที่ 4.5 ราคาของสารเติมแต่ง.....	45



สารบัญภาพ

	หน้า
รูปที่ 1.1 ขั้นตอนกระบวนการวิจัย.....	3
รูปที่ 2.1 โครงสร้างทางเคมี Cis-1,4-polyisoprene.....	9
รูปที่ 2.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์แบบจำลองบิงแฮม.....	11
รูปที่ 2.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์แบบจำลองเพาเวอร์ลอว์.....	12
รูปที่ 2.4 กราฟแสดงพฤติกรรมของน้ำโคลนเปรียบเทียบกับแบบจำลองของนิวโตเนียน.....	12
บิงแฮม และพาวเวอร์ลอว์	
รูปที่ 3.1 ส่วนประกอบและคุณลักษณะโดยทั่วไปของน้ำโคลนเจาะ.....	15
รูปที่ 3.2 API Mud balance ที่ใช้วัดความหนาแน่นของน้ำโคลนตัวอย่าง.....	16
รูปที่ 3.3 เครื่องวัดความหนืด Fann Viscometer รุ่น 35SA	17
รูปที่ 3.4 กราฟแสดงค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) และค่าจุดคราก	19
(Yield point) ของน้ำโคลนชนิดที่มีน้ำเป็นส่วนผสมหลัก (Water-base mud)	
รูปที่ 3.5 ชุดทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน Baroid standard filter press	21
รูปที่ 3.6 แผนภาพชุดทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านตามมาตรฐาน API	22
รูปที่ 3.7 เครื่องวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH meter) ในการวิจัย.....	23
รูปที่ 4.1 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนเบนโทไนต์.....	25
พร้อมเส้นแนวโน้มแบบเส้นตรง	
รูปที่ 4.2 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนเบนโทไนต์.....	26
พร้อมเส้นแนวโน้มแบบยกกำลัง	
รูปที่ 4.3 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลน.....	27
ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส	
รูปที่ 4.4 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลน.....	27
ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส	
รูปที่ 4.5 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลน.....	28
ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส	
รูปที่ 4.6 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลน.....	28
ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส	
รูปที่ 4.7 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity).....	31
กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ	

สารบัญภาพ (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.8 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity)..... กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน	31
รูปที่ 4.9 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติที่อัตราส่วนความเข้มข้นต่าง ๆ	33
รูปที่ 4.10 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity)..... กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน	34
รูปที่ 4.11 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจุดคราก (Yield point)..... กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ	35
รูปที่ 4.12 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจุดคราก (Yield point)..... กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน	35
รูปที่ 4.13 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น (Initial gel strength) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ	36
รูปที่ 4.14 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น..... (Initial gel strength) กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน	37
รูปที่ 4.15 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที (10 minutes gel strength) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ	37
รูปที่ 4.16 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที..... (10 minutes gel strength) กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน	38
รูปที่ 4.17 ปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนแบบสถิต (Static filtration volume)..... ของน้ำโคลนเบนโทไนต์	39
รูปที่ 4.18 ปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนแบบสถิต (Static filtration volume)..... ของน้ำโคลนอุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส	40
รูปที่ 4.19 ปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนแบบสถิตตามมาตรฐาน API ของตัวอย่างน้ำโคลนเบนโทไนต์และน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพารา ธรรมชาติเข้มข้นร้อยละ 5 ที่อุณหภูมิต่าง ๆ	41
รูปที่ 4.20 ความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส.....	42
รูปที่ 4.21 ความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสม..... ของน้ำยางพาราธรรมชาติร้อยละ 5	42

สารบัญภาพ (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.22 ผลการทดสอบวัดค่าการซึมผ่านแบบสถิต (Static filtration test)..... ของน้ำโคลนเบนโทไนต์เทียบกับรากที่สองของเวลา	43
รูปที่ 4.23 ผลการทดสอบวัดค่าการซึมผ่านแบบสถิต (Static filtration test) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียสเทียบกับรากที่สองของเวลา	44
รูปที่ 4.24 ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของตัวอย่างน้ำ โคลนที่มีส่วนผสมของ..... น้ำยางพาราธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส	45



บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาที่ทำการวิจัย

ในการขุดเจาะน้ำบาดาลหรือปิโตรเลียมที่ใช้การเจาะแบบหมุนนั้นปัญหาสำคัญที่เกิดขึ้นคือการสูญเสียโคลนไปสู่ชั้นหินใต้ดินในระหว่างการหมุนเวียนน้ำโคลนขึ้นสู่ผิวดิน (Lost circulation) เพื่อลดปัญหาดังกล่าวจึงได้มีการคิดค้นวิธีการหลายวิธีเพื่อนำมาใช้แก้ไข หนึ่งในนั้นคือการนำสารพอลิเมอร์มาใช้ผสมเป็นสารเติมแต่งในน้ำโคลนเพื่อให้โคลนมีคุณสมบัติที่เหมาะสม สำหรับในประเทศไทยนั้นมีการวิจัยและพัฒนาสารเติมแต่งดังกล่าวนี้ค่อนข้างน้อยเมื่อเปรียบเทียบกับต่างประเทศซึ่งได้มีการวิจัยพัฒนารวมถึงจดสิทธิบัตรค่อนข้างมาก ดังนั้นผู้ทำการวิจัยจึงเล็งเห็นว่าน่าจะมีการหาสารเติมแต่งอื่นที่มีศักยภาพพอที่จะนำมาใช้ผสมในน้ำโคลนได้

ในประเทศไทยน้ำยางพารา (Hevea rubber latex) ถือเป็นตัวเลือกที่ดีเพราะสามารถใช้ร่วมกับน้ำโคลนที่ใช้เป็นส่วนผสมหลัก (water-based mud) ได้ อีกทั้งยังเป็นสารพอลิเมอร์ที่ได้จากธรรมชาติซึ่งไม่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม และเป็นที่ยอมรับกันว่าประเทศไทยนั้นเป็นผู้ผลิตและส่งออกยางธรรมชาติรายใหญ่ของโลก ดังนั้นจึงเป็นการดีที่จะนำวัตถุดิบที่จัดหาได้ง่ายและมีอยู่มากนี้มาทำการวิจัย และถ่วงงานวิจัยนี้ให้ผลในเชิงที่ดี อาจมีการนำมาใช้แทนสารเติมแต่งที่มีราคาแพงจากต่างประเทศในอนาคตได้

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัย

งานวิจัยจะมุ่งไปที่การศึกษาการป้องกันการสูญเสียโคลนในน้ำโคลนประเภทที่มีน้ำเป็นหลัก (Water-based mud) และศึกษาวิทยากระแส (Rheology) ของน้ำโคลนที่ใช้ยางพาราธรรมชาติเป็นสารเติมแต่ง โดยวัตถุประสงค์ของการวิจัยประกอบด้วย

1. การศึกษาคุณสมบัติทางกายภาพของน้ำโคลนเจาะที่ใช้ยางพาราเป็นสารเติมแต่ง เช่น ความหนาแน่น ความหนืด ค่าความเป็นกรด-ด่าง
2. การศึกษาอิทธิพลของสัดส่วนของน้ำยางพาราธรรมชาติต่อน้ำโคลนเจาะและผลของอุณหภูมิที่มีต่อคุณสมบัติการซึมผ่าน (filtration properties) และคุณสมบัติด้านวิทยากระแส (rheological properties) ของน้ำโคลนเจาะ

1.3 ขอบเขตของโครงการวิจัย

งานวิจัยจะมุ่งเน้นไปที่การศึกษาคุณสมบัติการซึมผ่านและคุณสมบัติด้านวิทยากระแสของน้ำโคลนที่ใช้เป็นส่วนผสมหลัก (Water-based drilling mud) โดยใช้น้ำยางพาราธรรมชาติ (Natural Rubber Latex, NRL) เป็นสารเติมแต่ง ในส่วนของการทดสอบการซึมผ่าน (Filtration test) นั้นจะไม่

คำนึงถึงอิทธิพลของความดันโดยได้ทำการทดสอบที่ความดันคงที่ และการทดลองนี้เป็นการทดลองในระดับห้องปฏิบัติการไม่ใช่สถานะของหลุมเจาะจริง สำหรับขั้นตอนและวิธีการทดสอบนั้นได้ปฏิบัติตามมาตรฐานของสถาบันปิโตรเลียมของสหรัฐอเมริกา (The American Petroleum Institute, API) ได้แก่มาตรฐาน API RP 13B, “Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-Based Drilling Fluids” ซึ่งเป็นหลักปฏิบัติในการทดสอบน้ำโคลนที่ใช้น้ำเป็นส่วนผสม (Water-based mud)

1.4 ระเบียบวิธีการวิจัย

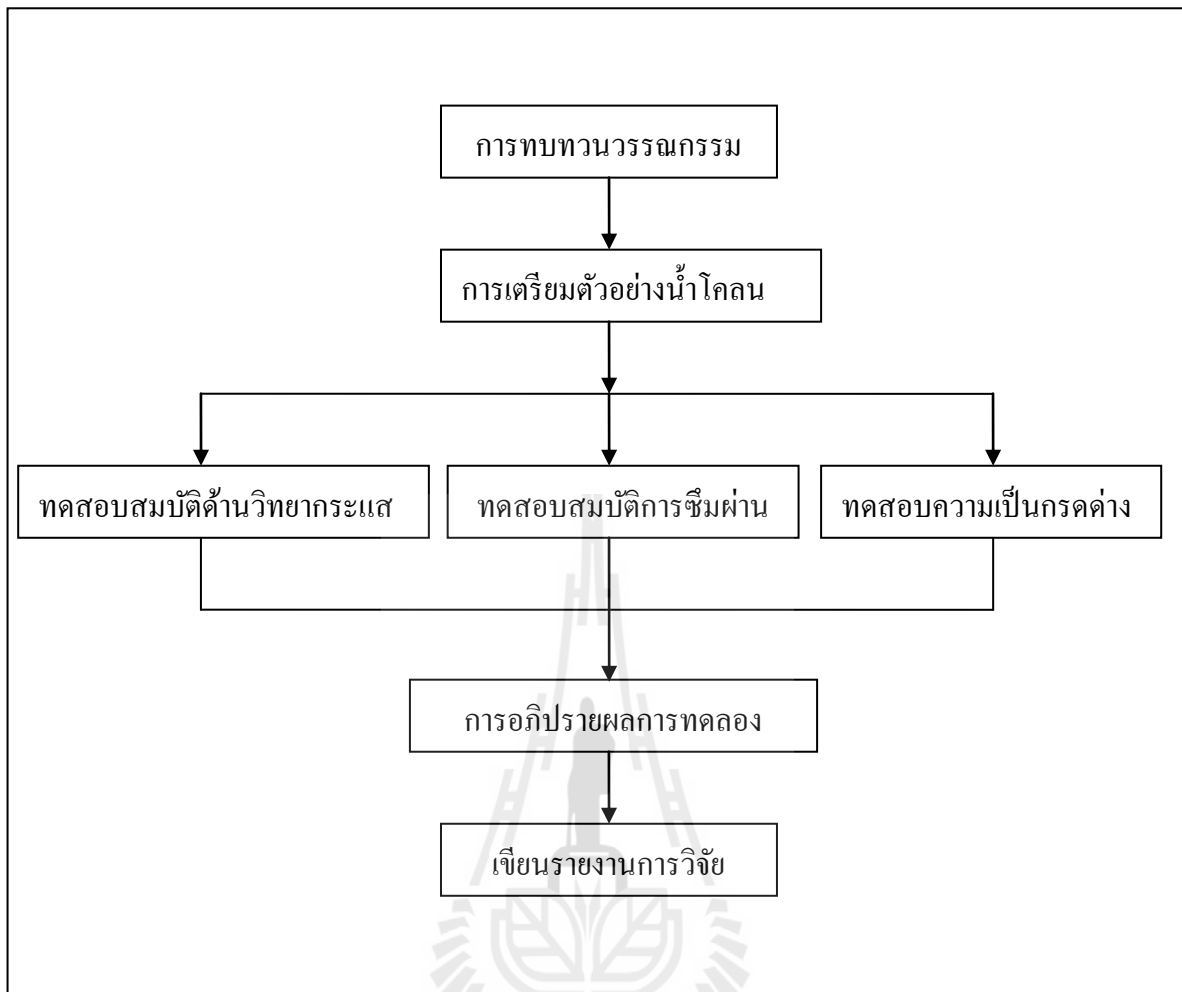
งานวิจัยนี้ประกอบด้วยขั้นตอน 5 ขั้นตอนหลัก ดังแสดงในรูปที่ 1.1 อันได้แก่ การทบทวนวรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง การเตรียมตัวอย่างน้ำโคลน การทดลอง (ทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน คุณสมบัติด้านวิทยากระแส และการทดสอบความเป็นกรดต่างของน้ำโคลน) การอภิปรายผลการทดลอง สรุปผลการทดลอง และเขียนรายงานการวิจัยตามลำดับ ดังมีรายละเอียดในการดำเนินการดังนี้

1.4.1 การทบทวนวรรณกรรม

ทำการศึกษาทบทวนข้อมูลเกี่ยวกับน้ำโคลนที่ใช้น้ำเป็นส่วนผสม การใช้สารพอลิเมอร์เป็นสารเติมแต่งในน้ำโคลน คุณสมบัติของน้ำยาพาราธรรมชาติ รวมถึงขั้นตอนวิธีการทดลอง โดยแหล่งข้อมูลที่ใช้อ้างอิงมาจาก วารสารเชิงวิชาการ บทความงานวิจัย วิทยานิพนธ์ และตำราเรียนที่เกี่ยวข้อง

1.4.2 การเตรียมตัวอย่างน้ำโคลน

น้ำโคลนที่ใช้น้ำเป็นส่วนผสมถูกเตรียมโดยผสมเบนโทไนต์ (Bentonite) จำนวน 30 กรัม ลงในน้ำจืด 500 มิลลิลิตร และเติมแบไรต์ (Barite) จำนวน 60 กรัมลงไปเพื่อใช้ควบคุมน้ำหนักน้ำโคลน ตัวอย่างน้ำโคลนที่ได้จะมีความหนาแน่นประมาณ 1.2 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร โดยน้ำโคลนตัวอย่างนี้จะมีเบนโทไนต์ต่อปริมาตรคิดเป็นร้อยละ 6 ซึ่งเป็นไปตามการเตรียมตัวอย่างน้ำโคลนเพื่อใช้ทดสอบภายในห้องปฏิบัติการตามมาตรฐาน API RP13B หลังจากนั้นจะเติมน้ำยาพาราที่มีความเข้มข้นแตกต่างกันลงไปเพื่อใช้เป็นสารเพิ่มความหนืดและสารเพิ่มคุณสมบัติป้องกันการซึมผ่านของไหลเข้าไปยังชั้นหิน การทดลองทั้งหมดได้ทำการทดสอบที่ห้องปฏิบัติการของไหลในการเจาะของสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รูปที่ 1.1 ขั้นตอนกระบวนการวิจัย

1.4.3 การทดลองวิจัย

การทดลองได้แบ่งออกเป็นสามส่วน คือ การทดสอบคุณสมบัติด้านวิทยากระแส การทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน และการทดสอบความเป็นกรด-ด่าง โดยได้ทำการทดสอบที่อุณหภูมิ 30 45 60 และ 80 องศาเซลเซียส และทำการทดสอบ 3 ครั้งในแต่ละสภาวะ โดยขั้นตอนและวิธีการทดสอบจะปฏิบัติตามมาตรฐาน API RP 13B

1.4.3.1 การทดสอบคุณสมบัติด้านวิทยากระแส

จุดประสงค์ของการทดสอบคุณสมบัติด้านวิทยากระแสคือการวัดค่าความหนืดซึ่งเป็นการวัดความสามารถในการต้านทานการไหลของของไหลเมื่อมีแรงมากระทำ ของไหลที่มีความหนืดสูงจะมีค่าความต้านทานต่อการไหลสูง ในขณะที่ของไหลที่มีความหนืดต่ำจะมีค่าความต้านทานต่อการไหลต่ำ หน่วยของความหนืดคือ $\text{dyne}\cdot\text{sec}\cdot\text{cm}^{-2}$ หรือ $\text{gram}\cdot\text{cm}^{-1}\cdot\text{sec}^{-1}$ หรือเรียกเป็น poise เมื่อ 1 poise คือแรงที่ใช้ทำให้ของเหลวที่มีพื้นที่หน้าตัด 1 cm^2 หนา 1 cm เคลื่อนที่ด้วยความเร็ว $1\text{ cm}/\text{sec}$ (1

poise = 100 centipoise) การวัดค่าความหนืดของน้ำโคลนเจาะตามมาตรฐานของ API กระทำโดยเครื่องวัดความหนืดแบบมอเตอร์ไฟฟ้า (Volt motor-driven viscometers) ทั้งนี้ค่าความหนืดของน้ำโคลนมีความสัมพันธ์กับการเคลื่อนที่ของน้ำโคลนจากกันหลุมเจาะและการนำเศษหินจากกันหลุมเจาะขึ้นมาสู่ผิวดินซึ่งจะต้องสอดคล้องกับอัตราการหมุนเวียนน้ำโคลน (Mud circulation rate) ด้วย

1.4.3.2 การทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน

จุดประสงค์ของการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านก็เพื่อวัดการสูญเสียในน้ำโคลนไปสู่ชั้นหินที่มีความซึมผ่านสูง เนื่องจากว่าถ้าน้ำโคลนมีการสูญเสียส่วนที่เป็นของเหลวออกไปจากส่วนผสมน้ำโคลนแล้วจะทำให้ค่าความหนาแน่นสูงเกินไปอาจทำให้เกิดมีแรงดันภายในหลุมเจาะมากกว่าความดันจากชั้นหินภายนอกเป็นผลให้มีการแตกของผนังของหลุมเจาะได้ การทดสอบการซึมผ่านของของไหลที่เป็นส่วนผสมของน้ำโคลนตามมาตรฐานของ API ทำได้โดยใช้เครื่องมือกระบอกอัดความดันด้วยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Cartridge pressurization) ซึ่งมีลักษณะเป็นกระบอกเหล็กที่สามารถอัดความดันภายในให้สูงขึ้นได้ด้วยการอัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เข้าไปเพื่อไล่เอาของไหลที่เป็นส่วนผสมของน้ำโคลนเจาะซึ่งอาจเป็นน้ำหรือน้ำมันออกมาผ่านกระดาษกรองที่ติดอยู่ที่ส่วนปลายของกระบอก จากนั้นก็จะทำการวัดปริมาณของน้ำที่ซึมผ่านกระดาษกรองนี้ออกมาเทียบกับเวลาที่ผ่านไปเพื่อตรวจวัดปริมาณการสูญเสียน้ำออกจากน้ำโคลนที่เวลาต่างๆ

1.4.3.3 การทดสอบความเป็นกรด-ด่าง

จุดประสงค์ของการทดสอบความเป็นกรด-ด่าง ก็เพื่อหาความเข้มข้นของไฮโดรเจนไอออนของน้ำโคลนเจาะ เนื่องจากสภาพความเป็นกรด-ด่าง ของน้ำโคลนเจาะนั้นจะมีผลต่อการกัดกร่อนอุปกรณ์ต่างๆ ภายในหลุมเจาะ ดังนั้นจึงมีความจำเป็นที่จะต้องทำการควบคุมความเป็นกรด-ด่างของน้ำโคลน โดยในการทดลองได้ทำการวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของตัวอย่างน้ำโคลนเจาะโดยใช้เครื่องมือวัดค่า pH (pH meter) ตามมาตรฐาน API

1.4.4 อภิปรายผลการทดลอง

ผลจากการทดลองในเทอมของค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) ค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) จุดคราก (Yield point) และค่าความแข็งแรงของเจล (Gel strength) ปริมาตรน้ำในน้ำโคลนที่สูญเสีย (Filtrate volume) ความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake thickness) และค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของตัวอย่างน้ำโคลนเจาะที่ผสมยางพาราเป็นสารเติมแต่งจะถูกนำมาเปรียบเทียบกับโคลนเจาะที่ไม่ได้ผสมยางพาราธรรมชาติเป็นสารเติมแต่งเพื่ออ้างอิง รวมถึงอิทธิพลของอุณหภูมิที่มีต่อค่าตัวแปรดังกล่าว ก็จะถูกอภิปรายผล รวมถึงศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้น้ำยางพาราธรรมชาติเป็นสารเติมแต่งในการเจาะหลุมปิโตรเลียมในประเทศไทย

1.4.5 สรุปผลการทดลอง และ เขียนรายงานการวิจัย

ทำการสรุปผลที่ได้จากการวิจัย ข้อมูลทั้งหมดของงานวิจัย อาทิ วิธีการวิจัย ผลการวิจัย จะถูกนำมาเสนอในรูปแบบของรายงานการวิจัยเล่มนี้

1.5 เนื้อหาของรายงานงานวิจัย

ประกอบด้วยเนื้อหาจำนวน 5 บท โดยบทที่ 1 จะเกริ่นนำและอธิบายภาพรวม รวมถึงปัญหาและที่มาของงานวิจัย จุดประสงค์ กระบวนการวิจัยและขอบเขตของโครงการวิจัย บทที่ 2 ทำการทบทวนปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เข้าใจถึงคุณสมบัติและคุณลักษณะของน้ำโคลนเจาะ บทที่ 3 อธิบายถึงการเตรียมตัวอย่างน้ำโคลนรวมถึงวิธีการทดลอง บทที่ 4 แสดงผลการทดลอง เปรียบเทียบ และอภิปรายผลการทดลองที่ได้ และบทที่ 5 สรุปผลการทดลองและให้ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาในขั้นต่อไปตามลำดับ





บทที่ 2

การทบทวนวรรณกรรม

2.1 บทนำ

ผลสรุปจากบทความและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องจะถูกนำเสนอเพื่อเพิ่มความเข้าใจเกี่ยวกับน้ำโคลนที่ใช้เป็นน้ำเป็นส่วนผสม (Water-based drilling mud) และการนำไปประยุกต์ใช้ การใช้สารพอลิเมอร์ในน้ำโคลน คุณสมบัติของน้ำยางธรรมชาติ และมาตรฐาน API RP 13B ในบทนี้ยังอธิบายเกี่ยวกับคุณสมบัติทางวิทยากระแส (Rheological properties) ซึ่งเป็นคุณลักษณะที่สำคัญของน้ำโคลน โดยแหล่งของข้อมูลได้มาจาก บทความวิจัยงานวิจัย วิทยานิพนธ์ และตำราที่เกี่ยวข้อง ผลสรุปจากการทบทวนวรรณกรรมมีดังต่อไปนี้

2.2 หน้าที่ของน้ำโคลนเจาะ

Bourgoyne *et al.* (1986) ได้อธิบายหน้าที่ของน้ำโคลนเจาะในการเจาะหลุมแบบหมุน (Rotary drilling) ไว้ว่าน้ำโคลนถือว่ามีหน้าที่สำคัญหลายอย่างและต้องมีคุณลักษณะที่เหมาะสมแก่การขุดเจาะ ซึ่งน้ำโคลนเจาะจะถูกใช้ในกระบวนการเพื่อ

- (1) ทำความสะอาดหลุมโดยนำพาเศษหินใต้ดินที่ถูกหัวเจาะตัด (cutting) ขึ้นมาทำการแยกที่ผิวดิน
- (2) ป้องกันความดันจากชั้นหินใต้ดิน และป้องกันการไหลของไหลจากชั้นหินเข้าสู่หลุมเจาะ
- (3) ช่วยในกระบวนการลงซีเมนต์เพื่อติดตั้งทำกรู (casing) และ
- (4) ช่วยหล่อเย็นและหล่อลื่นก้านเจาะและหัวเจาะ

เพื่อให้การเจาะเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ น้ำโคลนเจาะไม่ควร

- (1) มีคุณสมบัติที่ไปขัดขวางการหยั่งค่าธรณีหลุมเจาะ
- (2) มีคุณสมบัติที่ส่งผลเสียต่อชั้นหินที่เจาะผ่าน และ
- (3) มีคุณสมบัติที่กัดกร่อนอุปกรณ์ที่ใช้ในการขุดเจาะ

สำหรับเบนโทไนต์ที่ใช้ในน้ำโคลนจะเป็นโคลนประเภทมอนต์มอริลโลไนต์ (Chilingarian *et al.*, 1983) โดยจะถูกผสมในน้ำโคลนเพื่อ

- (1) เพิ่มคุณสมบัติในการทำความสะอาดหลุม
- (2) ลดการสูญเสียโคลนไปสู่ชั้นหินใต้ดินที่มีความซึมผ่าน
- (3) สร้างชั้นบางๆ ของโคลนเจาะที่มีความซึมผ่านต่ำที่ผนังหลุมเจาะ และ
- (4) รักษาเสถียรภาพของหลุมเจาะ

อย่างไรก็ตามถ้าพึ่งแค่เพียงเบนโทในตัวอย่างเดียวไม่สามารถทำให้การเจาะเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุดได้ จึงต้องมีการเติมสารเติมแต่ง (Additive) ประเภทพอลิเมอร์เพื่อให้ น้ำโคลนมีคุณสมบัติที่เหมาะสมและช่วยให้การเจาะเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ

2.3 การใช้สารพอลิเมอร์ในโคลนเจาะ

สารพอลิเมอร์ถูกใช้ในการผสมน้ำโคลนตั้งแต่ปี ค.ศ.1930 (M.I. Swaco, 1998) โดยเริ่มจากการนำแป้งข้าวโพดมาใช้เป็นสารเติมแต่งในน้ำโคลนเพื่อควบคุมการสูญเสีย น้ำโคลน หลังจากนั้นจึงมีการยอมรับและนำมาใช้มากขึ้น ปัจจุบันพอลิเมอร์ถือเป็นส่วนหนึ่งที่สำคัญของน้ำโคลนที่มีน้ำเป็นส่วนประกอบหลัก (Water-based mud) ซึ่งมีหลายชนิดและถูกนำมาใช้ ยกตัวอย่างเช่น แป้งซึ่งได้มาจากธรรมชาติเป็นต้น พอลิเมอร์อาจจำแนกได้ในแง่ของการนำไปใช้ (Steve, 1998) ซึ่งหน้าที่หลักที่สำคัญก็ได้แก่การทำให้เกิดการจับตัวเป็นก้อน (Flocculants) การสลายการจับตัวกัน (Deflocculants หรือ Thinners) การเป็นสารเพิ่มความหนืด (Viscosifier) ให้กับน้ำโคลนเจาะและการเป็นสารเติมแต่งเพื่อควบคุมอัตราการซึมผ่าน (Filtration control additives) เป็นต้น

Stowe *et al.* (2004) ได้อธิบายข้อดีของพอลิเมอร์ลาเทกซ์ (Polymer latex) ที่เติมในน้ำโคลนที่มีน้ำเป็นส่วนประกอบหลัก (Water-based mud) ว่าสามารถช่วยลดอัตราการสูญเสีย น้ำโคลนไปสู่ชั้นหินมีความซึมผ่านได้ โดยจะสร้างแผ่นฟิล์มที่เกิดจากน้ำโคลนบางๆ ปิดกั้นชั้นหินดังกล่าวไว้ คำว่าปิดกั้นนี้ไม่ได้หมายความว่า จะสามารถป้องกันการสูญเสีย น้ำโคลน ได้ทั้งหมด แต่ฟิล์มบางที่เกิดขึ้นจะมีความซึมผ่านน้อย นั่นคือยอมให้น้ำโคลนผ่านได้ลดลง พอลิเมอร์ลาเทกซ์แบบที่มีขนาดอนุภาคเล็ก ระดับไมครอนจะใช้เติมในน้ำโคลนที่มีน้ำเค็มเป็นส่วนประกอบ (Salt water-based mud) โดยจะช่วยลดอัตราของแรงดันของน้ำโคลนที่จะซึมผ่านไปสู่ชั้นหินดินดาน นอกจากนี้การป้องกันแรงดันจากของไหลที่มาจากชั้นหินก็ถือเป็นปัจจัยสำคัญที่ช่วยรักษาเสถียรภาพของหลุมเจาะไว้อีกด้วย

Chesser *et al.*, (2008) ได้ศึกษาสารเติมแต่งสำหรับควบคุมอัตราการซึมผ่านที่ใช้สำหรับน้ำเกลือ โดยจะเป็นพอลิเมอร์ที่ไม่มีขี้ว เช่น แป้ง อนุพันธ์ของแป้ง ยาง อนุพันธ์ของยางและเซลลูโลส ซึ่งพอลิเมอร์เหล่านี้ใช้ได้ดี แต่ก็มีข้อเสียคือมีอัตราการดูดน้ำเข้ามาเป็นส่วนประกอบ (Hydration rate) ที่ต่ำเมื่ออยู่ในน้ำเกลือ โดยเฉพาะน้ำเกลือที่มีความความหนาแน่นสูง ซึ่งมีสัดส่วนของน้ำที่น้อยที่จะยอมให้พอลิเมอร์บวมตัวได้ ข้อเสียอีกอย่างหนึ่งของพอลิเมอร์ชนิดนี้คือมีข้อจำกัดด้านอุณหภูมิคือทนต่ออุณหภูมิที่ไม่สูงจึงไม่เหมาะกับการเจาะในระดับลึกที่มีอุณหภูมิสูง ในปัจจุบันน้ำโคลนที่ใช้ในการเจาะต้องมีสมบัติด้านการไหลที่เสถียรและมีอัตราการสูญเสีย น้ำโคลนที่ต่ำที่อุณหภูมิสูงกว่า 300 องศาฟาเรนไฮต์ แต่น่าเสียดายที่พอลิเมอร์ประเภทไม่มีขี้วนี้ก็ทนต่ออุณหภูมิได้ไม่เกิน 225 องศาฟาเรนไฮต์ สารเติมแต่งสำหรับควบคุมอัตราการซึมผ่านที่ดีควรจะสร้างชั้นผนังของโคลน (Mud cake) ได้เร็วและทนอุณหภูมิสูง ๆ เป็นเวลานานได้

Chilingarian *et al.* (1983) ได้รายงานถึงข้อดีของยางขานทาน (Xanthan gum) หรืออีกชื่อหนึ่ง ที่เรียกว่า XC polymer ซึ่งเป็นพอลิเมอร์ชีวภาพที่ละลายน้ำได้ไว้ว่า (1) ผสมและดูแลรักษาได้ง่าย (2) เข้ากันได้กับสารเติมแต่งและสารเคมีอื่นในน้ำโคลน (3) ใช้ร่วมกับน้ำเกลือได้ (4) คงความหนืดได้ดี เมื่ออยู่ในสภาวะที่แรงเฉือนสูง และ (5) แวนลอยวัตถุที่มีน้ำหนัก (Weighting agents) ได้ดีเยี่ยม

Stowe *et al.* (2004) ได้ศึกษาน้ำยางสังเคราะห์สองชนิดใช้กับน้ำโคลนที่มีน้ำเป็นส่วนประกอบหลัก (Water-based mud) พบว่าโพลีเมอร์ลาเทกซ์นั้นสามารถลดความซึมผ่านของชั้นหินได้ โดยโพลีเมอร์ลาเทกซ์ 2 ชนิดที่ทำการศึกษาได้แก่ Carboxylated styrene-butadiene และ Sulfonated styrene polymer จากการศึกษพบว่าที่อุณหภูมิ 300 องศาฟาเรนไฮต์ น้ำโคลนที่ปราศจากน้ำยางผสม จะไม่สามารถควบคุมการสูญเสียในน้ำโคลนได้ แต่น้ำโคลนที่ผสมน้ำยางลงไปร้อยละ 3 โดยปริมาตร พบว่าอัตราการสูญเสียในน้ำโคลนจะลดลงตามเวลา

Bailey (2001) ได้ศึกษาผลของอุณหภูมิที่มีต่อการอัตราการสูญเสียในน้ำโคลนโดยใช้ยางขานทาน (Xanthan gum) เป็นสารเติมแต่งในน้ำโคลน โดยเติมแร่แบไรต์ต่อยางขานทาน (Barite/Xanthan) ในอัตราส่วน 4 กรัมต่อลิตร ของยางขานทาน ต่อ 160 กรัมต่อลิตร ของ API barite พบว่า น้ำโคลนจะมีอัตราการสูญเสียในน้ำโคลนมากที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส เนื่องจากยางขานทานมีข้อจำกัดทางด้านอุณหภูมิ (Caen *et al.*, 1996) โดยจะเริ่มสูญเสียสภาพที่อุณหภูมิ 105 - 110 องศาเซลเซียส ซึ่งโดยทั่วไปจะพบว่าอัตราการสูญเสียในน้ำโคลนจะเพิ่มขึ้นตามอุณหภูมิและสารเติมแต่งที่เป็นสารพอลิเมอร์ที่มาจากธรรมชาติก็จะเสื่อมสภาพที่อุณหภูมิสูง ๆ

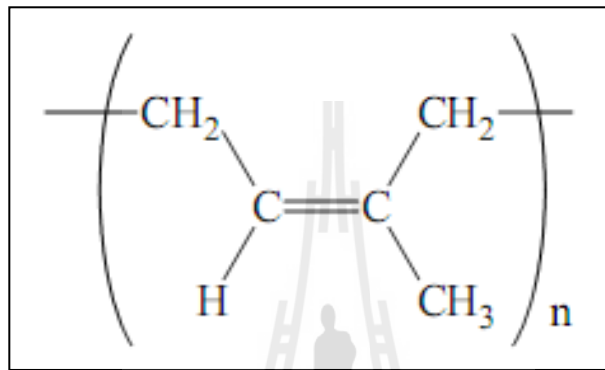
Vikas and Sharma (2004) ได้ศึกษาสมบัติการไหลของน้ำโคลนที่มีน้ำเป็นส่วนประกอบหลัก (Water-based mud) โดยใช้ Polyanionic Cellulose (PAC) และ Tamarind gum ซึ่งเป็นพืชในท้องถิ่นของประเทศไทย จากการทดลองพบว่าน้ำโคลนที่เติมสารเติมแต่งดังกล่าวมีสมบัติการไหลที่ดี และควบคุมการสูญเสียในน้ำโคลนได้ที่มีความเข้มข้นของ Tamarind gum ต่ำๆ อีกทั้ง Tamarind gum ยังมีราคาถูกกว่า Guar gum ถึงเจ็ดเท่าซึ่งประหยัดกว่า นอกจากนี้ผลของการสูญเสียสภาพของชั้นหิน (Formation damage) ก็น้อยกว่าน้ำโคลนที่ใช้ Guar gum เป็นสารเติมแต่งอีกด้วย

2.4 น้ำยางธรรมชาติ (Natural rubber latex, NRL)

Blackley (1997) ได้ให้รายละเอียดเกี่ยวกับน้ำยางธรรมชาติและการจำแนกประเภทของน้ำยางธรรมชาติ โดยกล่าวว่า คำว่า ลาเทกซ์ (latex) จะใช้กับคอลลอยด์ของพอลิเมอร์ที่กระจายตัวอยู่ในตัวกลางที่เป็นน้ำ (Aqueous) หรือ ไม่ใช่ในน้ำ (Non-aqueous) ซึ่งน้ำยางก็จัดเป็นพอลิเมอร์ที่จำแนกอยู่ในสองพวกนี้ ในส่วนของน้ำยางสังเคราะห์โดยทั่วไปจะได้มาจากกระบวนการเกิดพอลิเมอร์ด้วยการเติม (Addition polymerization) และกระบวนการเกิดพอลิเมอร์แบบควบแน่น (Condensation polymerization) สำหรับยางธรรมชาติจะได้มาจากส่วนหนึ่งส่วนใดของต้นไม้ เช่น เปลือก ราก ใบ

ลำต้น เป็นต้น ในปัจจุบันน้ำยางธรรมชาติส่วนใหญ่จะเป็นสายพันธุ์ฮีเวีย บราซิลเลียนซิส (*Hevea brasiliensis*) ในวงศ์เปกล้า (*Euphorbiaceae*) (Blackley, 1997).

Cacioli (1997) ได้อธิบายส่วนประกอบของน้ำยางธรรมชาติ ใ้ว่าน้ำยางธรรมชาติที่ได้มาจากยางจากต้นยางพาราจะประกอบไปด้วย Cis-1,4-polyisoprene ร้อยละ 98 (รูปที่ 2.1) ซึ่งไม่ตกผลึกที่อุณหภูมิห้อง เพราะฉะนั้นจึงประกอบไปด้วยส่วนที่เป็นผลึกหรืออสัณฐาน (Amorphous) และเป็นยาง (Rubbery) น้ำยางธรรมชาติจะมีส่วนประกอบหลักคือเป็นเนื้อยางร้อยละ 34 โดยน้ำหนัก มีโปรตีน ร้อยละ 2 - 3 มีเรซินร้อยละ 1.5 - 3.5 และมีส่วนที่เป็นน้ำร้อยละ 55 - 60



รูปที่ 2.1 โครงสร้างทางเคมี Cis-1,4-polyisoprene

Sridee (2006) ได้ทำการศึกษาอิทธิพลของอุณหภูมิที่มีต่อความหนืดของน้ำยางธรรมชาติ ในช่วงอุณหภูมิ 10 – 40 องศาเซลเซียส โดยเพิ่มอุณหภูมิช่วงละ 5 องศาเซลเซียส จากการทดลองพบว่าที่อัตราแรงเฉือน (Shear rate) ต่าง ๆ ความหนืด (Viscosity) ของน้ำยางจะลดลงตามอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้น เหมือนกับของเหลวทั่วไปที่ความหนืดจะลดลงเมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้นเช่นกัน

2.5 ข้อปฏิบัติตามมาตรฐาน API (API Recommended Practices)

สถาบันปิโตรเลียมของสหรัฐอเมริกา (The American Petroleum Institute, 1985) ได้กำหนดข้อปฏิบัติเกี่ยวกับมาตรฐานในการทดสอบด้านต่างๆ ในอุตสาหกรรมปิโตรเลียม หนึ่งในนั้นคือมาตรฐาน API RP 13B, “Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-Based Drilling Fluids” ซึ่งเป็นหลักปฏิบัติในการทดสอบน้ำโคลนที่ใช้น้ำเป็นส่วนผสม (Water-based mud) ซึ่งจะมีข้อปฏิบัติเพื่อทดสอบคุณสมบัติต่างๆ ของน้ำโคลน โดยในงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษา 3 ส่วนด้วยกันคือ

(1) การทดสอบคุณสมบัติด้านการไหล ได้แก่ ความหนืด (Viscosity) และค่าความแข็งแรงของเจล (Gel strength)

(2) การทดสอบการซึมผ่านของของไหลของน้ำโคลน (Filtration test) กระทำเพื่อวัดการสูญเสียในน้ำโคลนไปสู่ชั้นหินที่มีความซึมผ่านสูง และ

(3) การวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH test) กระทำเพื่อวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง ของน้ำโคลน
เจาะ

2.6 วิทยากระแสของน้ำโคลน

มีหนังสือหลายเล่มที่นำเสนอเกี่ยวกับวิทยากระแสของน้ำโคลนและแบบจำลองที่ใช้อธิบายพฤติกรรมการไหล วิทยากระแส คือศาสตร์ที่ใช้อธิบายการไหลของของเหลวและการเปลี่ยนแปลงรูปร่างของของเหลว อธิบายโดยความสัมพันธ์ระหว่างแรง การเปลี่ยนแปลงรูปร่างและ แบบจำลองที่ถูกนำมาใช้อธิบายพฤติกรรมการไหลซึ่งได้มาจากการพัฒนาสมการคณิตศาสตร์โดยความสัมพันธ์ระหว่างแรงเฉือน (Shear stress) และอัตราการเฉือน (Shear rate) โดยทั่วไปแบบจำลองที่ใช้กันอย่างกว้างขวางที่ใช้อธิบายพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนคือ แบบจำลองบิงแฮม (Bingham Plastic Model) และแบบจำลองเพาเวอร์ลอว์ (Power Law Model) และอีกแบบจำลองที่สำคัญคือ แบบจำลองเฮอส์เชลบัคเคิลีย์ (Herschel-Buckley Model) โดยทั้งสามแบบจำลองมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.6.1 แบบจำลองบิงแฮม (Bingham Plastic Model)

แบบจำลองนี้นิยม โดยความสัมพันธ์

$$\tau = \tau_0 + \mu_p \gamma \quad (2.1)$$

เมื่อ

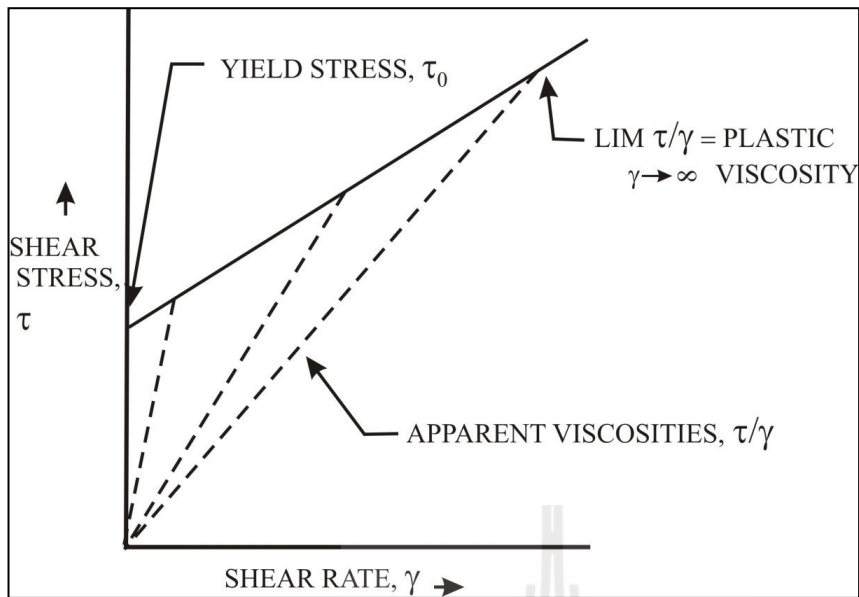
τ = แรงเฉือน (Shear stress) ; lb/ft²

τ_0 = แรงที่จุดคราก (Yield stress) ; lb/ft²

μ_p = ความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) ; cP

γ = อัตราแรงเฉือน (Shear rate) ; sec⁻¹

ของไหลแบบบิงแฮมพลาสติกจะไม่สามารถไหลได้จนกระทั่งมีการให้แรงกับของไหลจนถึงจุดคราก (Yield point) ของไหลจึงเริ่มไหล และเมื่อแรงมากกว่าจุดครากการเปลี่ยนแปลงของอัตราแรงเฉือนจะเป็นสัดส่วนโดยตรงกับแรงเฉือน และเรียกว่าความหนืดพลาสติก ค่าความหนืดพลาสติกจะเป็นค่าความชันของเส้นตรงบิงแฮม ดังรูปที่ 2.2 โดยค่าความหนืดพลาสติกจะมีค่าลดลงเมื่ออัตราการเฉือนมีค่าเพิ่มขึ้นซึ่งจะเรียกปรากฏการณ์นี้ว่า “Shear thinning”



รูปที่ 2.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์แบบจำลองบิงแฮม

2.6.2 แบบจำลองพาวเวอร์ลอว์ (Power Law Model)

แบบจำลองนี้นิยามโดยความสัมพันธ์

$$\tau = k\gamma^n \quad (2.2)$$

เมื่อ

τ = แรงเฉือน (Shear stress) ; lb/ft²

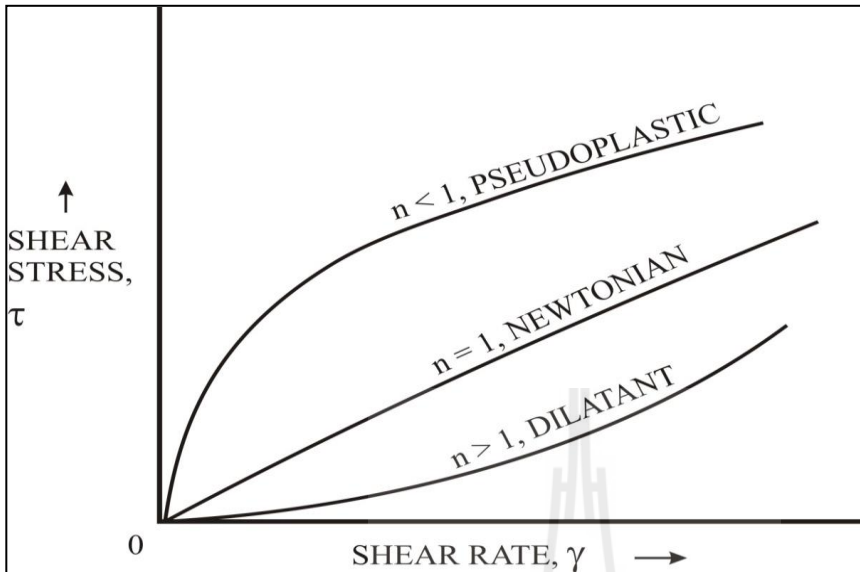
k = ดัชนีระดับความเข้มข้นของของไหล (Fluid consistency index)

γ = อัตราแรงเฉือน (Shear rate) ; sec⁻¹

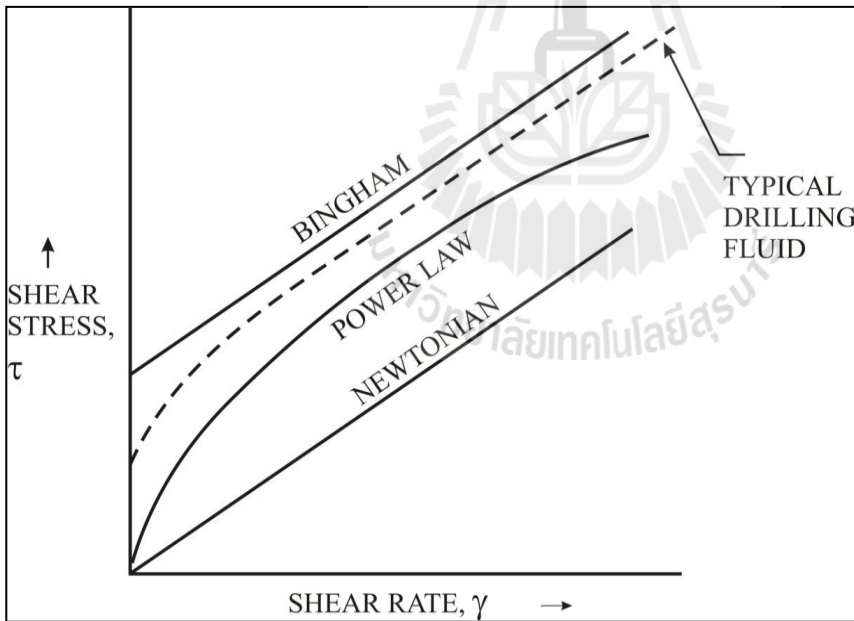
n = ดัชนีพฤติกรรมการไหล (Flow behavior index)

ค่าตัวแปรดัชนีระดับความเข้มข้นของของไหล (Fluid consistency index, k) และดัชนีพฤติกรรมการไหล (Flow behavior index, n) เป็นค่าคงที่ที่แสดงคุณลักษณะของของไหล โดยถ้าค่า k มีค่ามากแสดงว่าของไหลมีความหนืดมาก และค่า n เป็นค่าที่วัดระดับพฤติกรรมของความไม่เป็นนิวตันเนียน (Non-Newtonian) ของของไหล โดยค่าตัวแปรทั้งสองได้มาจากกราฟ log-log ที่พล็อตระหว่างแรงเฉือนและอัตราการเฉือน โดยเมื่อ $n = 1$ ของไหลจะมีพฤติกรรมการไหลแบบนิวตันเนียน (Newtonian) และเมื่อ n มากกว่า 1 ของไหลจะมีพฤติกรรมการไหลแบบไดเลแทนท์ (Dilatant) โดยค่าความหนืดจะเพิ่มขึ้นเมื่ออัตราการเฉือนเพิ่มขึ้น และถ้า n น้อยกว่า 1 ของไหลจะมีพฤติกรรมการไหลแบบซูโดพลาสติก (Pseudoplastic) โดยของไหลแบบซูโดพลาสติกจะมีพฤติกรรมการไหลขึ้นอยู่กับอัตราการเฉือน และค่าความหนืดจะมีค่าลดลงเมื่ออัตราการเฉือนมีค่าลดลง รูปที่

2.3 แสดงความสัมพันธ์ของแบบจำลองเพาเวอร์ลอว์และรูปที่ 2.4 แสดงพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนเทียบกับแบบจำลองของนิวโตเนียน บิงแฮม และพาวเวอร์ลอว์



รูปที่ 2.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์แบบจำลองเพาเวอร์ลอว์



รูปที่ 2.4 กราฟแสดงพฤติกรรมของน้ำโคลนเปรียบเทียบกับแบบจำลองของนิวโตเนียน บิงแฮม และพาวเวอร์ลอว์

2.6.3 แบบจำลองเฮอส์เชลบัคเลย์ (Herschel-Buckley Model)

แบบจำลองของเฮอส์เชลบัคเลย์มีความสัมพันธ์ดังสมการ

$$\tau = \tau_y + k\dot{\gamma}^n \quad (2.3)$$

โดย	τ	=	แรงเฉือน (Shear stress) ; lb/ft ²
	τ_y	=	แรงที่จุดคราก (Yield stress) ; lb/ft ²
	k	=	ดัชนีระดับความเข้มข้นของไหล (Fluid consistency index)
	$\dot{\gamma}$	=	อัตราแรงเฉือน (Shear rate) ; sec ⁻¹
	n	=	ดัชนีพฤติกรรมการไหล (Flow behavior index)

แบบจำลองนี้อาจเรียกอีกอย่างว่าแบบจำลอง Modified power law หรือ Yield-pseudoplastic โดยใช้เพื่ออธิบายการไหลของน้ำโคลนและถูกใช้กันอย่างแพร่หลายเพราะ (1) อธิบายพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนได้ทุกประเภท (2) คำนวณค่าแรงที่จุดคราก (Yield stress) ซึ่งถูกนำมาใช้ในการคำนวณในส่วนของแรงดันเนื่องจากของไหล และ(3) รวมแบบจำลองระหว่างบิงแฮมและพาวเวอร์ลอว์เข้าไว้ด้วยกัน ค่าตัวแปรทางวิทยากระแสน้ำโคลนที่ถูกบันทึกไว้ในรายงานของไหลที่ใช้ในการเจาะตามมาตรฐานของ API (API Drilling Fluid Report) จะประกอบไปด้วยค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) และจุดคราก (Yield point) จากแบบจำลองบิงแฮมพลาสติก ซึ่งตัวแปรสองตัวนี้ถือเป็นตัวแปรที่สำคัญที่ใช้คำนวณค่าตัวแปรทางวิทยากระแสน้ำโคลนค่าอื่น ๆ ต่อไป

บทที่ 3

การทดสอบในห้องปฏิบัติการ

3.1 บทนำ

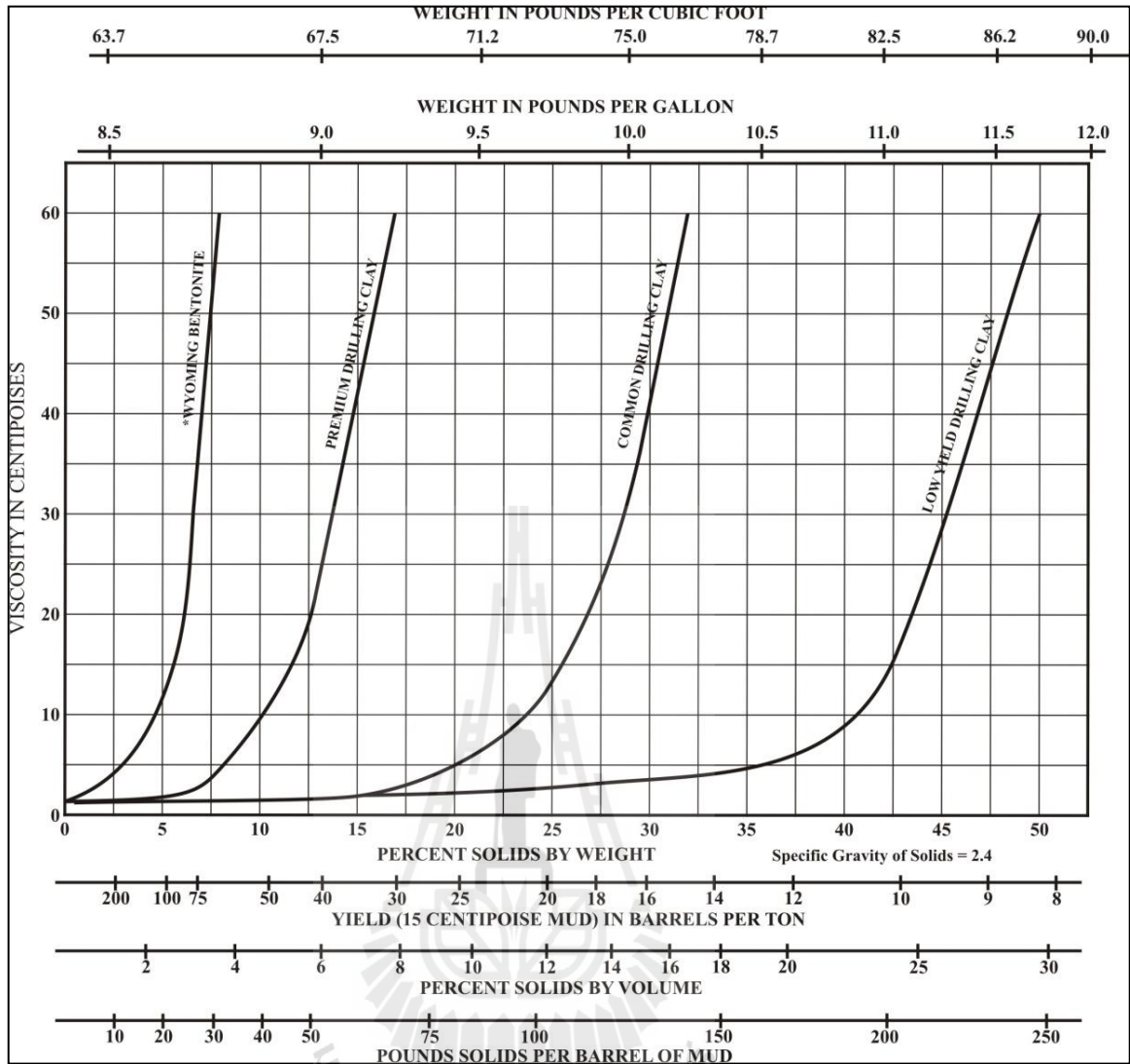
จุดประสงค์ของการทดสอบในห้องปฏิบัติการ ในงานวิจัยนี้คือการทดสอบอิทธิพลของความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติและอิทธิพลของอุณหภูมิที่มีต่อคุณสมบัติด้านวิทยากระแสและคุณสมบัติป้องกันการซึมผ่านของตัวอย่างน้ำโคลนเบนโทไนต์ รายละเอียดในบทนี้ประกอบไปด้วย ส่วนของ การเตรียมตัวอย่างน้ำโคลนสำหรับการทดลอง เครื่องมือและอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดลอง และวิธีการทดลอง โดยในส่วนของ การทดสอบ ได้ถูกแบ่งออกเป็นสามส่วนคือ การทดสอบคุณสมบัติด้านวิทยากระแส คุณสมบัติการซึมผ่านและการทดสอบความเป็นกรด-ด่างของน้ำโคลนตัวอย่าง

3.2 การเตรียมตัวอย่างน้ำโคลน

ส่วนประกอบของน้ำโคลนตัวอย่างที่ใช้ในการทดลองประกอบด้วยแร่เบนโทไนต์ที่ได้มาจากบริษัท MI-Swaco ประเทศอินโดนีเซีย แร่แบไรท์ที่ได้มาจากบริษัท Ajax Finechem ประเทศออสเตรเลีย และน้ำยางพาราชั้นธรรมชาติร้อยละ 60 ได้มาจากบริษัท Thaihua rubber จังหวัดสกลนคร ประเทศไทย

โดยทั่วไปแล้วช่วงของความเข้มข้นเบนโทไนต์ในโคลนเจาะที่ใช้กันทั่วไปจะอยู่ในช่วงร้อยละ 1.5 ถึง 8.5 โดยน้ำหนักต่อปริมาตร โดยจะให้น้ำหนักของน้ำโคลนอยู่ในช่วง 8.85 ถึง 18 ปอนด์ต่อแกลลอน ขึ้นอยู่กับคุณภาพของเบนโทไนต์และชั้นหินที่ทำการเจาะผ่าน (MI-Swaco, 1998) รูปที่ 3.1 แสดงส่วนประกอบและคุณลักษณะโดยทั่วไปของน้ำโคลนเจาะ และจากกราฟแสดงให้เห็นว่าค่าความหนืดมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อความเข้มข้นของเบนโทไนต์เพิ่มขึ้น

เนื่องจากคุณภาพของแร่เบนโทไนต์ที่ใช้ในการทดลองไม่ใช่ Wyoming grade ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหาอัตราส่วนที่เหมาะสมของอัตราส่วนของความเข้มข้นเบนโทไนต์ที่ใช้ที่ให้ความหนืดที่เหมาะสมสำหรับเจาะหลุมทั่วไป ตารางที่ 3.1 แสดงอัตราส่วนของเบนโทไนต์ที่ความเข้มข้นร้อยละ 2 4 6 และ 8 โดยน้ำหนักต่อปริมาตรที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส จากตารางแสดงให้เห็นว่าเบนโทไนต์ที่อัตราส่วนความเข้มข้นร้อยละ 6 โดยน้ำหนักต่อปริมาตร ให้ค่าความหนืดขั้นต่ำของน้ำโคลนที่เหมาะสมสำหรับการเจาะหลุมทั่วไป ดังนั้นในการทดลองนี้จึงเลือกทดสอบน้ำโคลนที่มีอัตราส่วนความเข้มข้นของเบนโทไนต์ร้อยละ 6 โดยน้ำหนักต่อปริมาตร โดยใช้เป็นส่วนผสมหลักในการทดลอง



รูปที่ 3.1 ส่วนประกอบและคุณลักษณะโดยทั่วไปของน้ำโคลนเจาะ (คัดลอกและดัดแปลงจาก Gatlin, 1960)

ตารางที่ 3.1 ความหนืดของเบนโทไนต์ที่อัตราส่วนต่าง ๆ

ร้อยละความเข้มข้นเบนโทไนต์ (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร)	ความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) (cP)
2	0.5
4	3
6	11
8	33

น้ำโคลนเบนโทไนต์ถูกเตรียมโดยผสมเบนโทไนต์ 30 กรัมในน้ำจืดปริมาตร 500 มิลลิลิตร และเติมแร่แบไรต์อีก 60 กรัมเพื่อใช้ควบคุมน้ำหนักของน้ำโคลน ค่อย ๆ ผสมและทำการตีส่วนผสมดังกล่าวเป็นเวลา 15 นาทีโดยใช้เครื่องผสม Hamilton Beach ในระหว่างการตีน้ำโคลนค่อย ๆ ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติอย่างช้า ๆ ลงในน้ำโคลนเพื่อป้องกันการเกิดการจับตัวเป็นก้อนของน้ำโคลน ตัวอย่างน้ำโคลนที่ได้จะมีความหนาแน่นประมาณ 1.12 กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร (9.34 ปอนด์ต่อแกลลอน) ซึ่งมีอัตราส่วนความเข้มข้นของเบนโทไนต์อยู่ที่ร้อยละ 6 โดยน้ำหนักต่อปริมาตร เป็นส่วนผสมหลัก น้ำหนักของน้ำโคลนตัวอย่างถูกทำการวัดโดยใช้เครื่องมือตรวจวัดตามมาตรฐานของ API คือ Mud balance ดังรูปที่ 3.2 น้ำยางพาราธรรมชาติที่ถูกเติมลงไปจะถูกใช้เป็นสารเติมแต่งในน้ำโคลนและถูกนำมาเปรียบเทียบกับคุณสมบัติกับน้ำโคลนที่ไม่ได้มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ โดยอัตราส่วนของส่วนประกอบต่าง ๆ ในน้ำโคลนตัวอย่างได้ถูกผสมดังตารางที่ 3.2



รูปที่ 3.2 API Mud balance ที่ใช้วัดความหนาแน่นของน้ำโคลนตัวอย่าง

ตารางที่ 3.2 ส่วนประกอบของน้ำโคลนที่ใช้ในการทดลอง

ส่วนประกอบ	โคลนเบนโทไนต์	โคลนเบนโทไนต์ + NRL 1%	โคลนเบนโทไนต์ + NRL 3%	โคลนเบนโทไนต์ + NRL 5%
น้ำ (มล.)	500	500	500	500
เบนโทไนต์ (กรัม)	30	30	30	30
แบไรต์ (กรัม)	60	60	60	60
น้ำยางธรรมชาติ (NRL) (มล.)	-	5	15	25

3.3 การทดสอบคุณสมบัติวิทยากระแส

จุดประสงค์ของการทดสอบคุณสมบัติด้านวิทยากระแสก็เพื่อวัดค่าความหนืด (Viscosity) และค่าความแข็งแรงของเจล (Gel strength) ซึ่งมีผลต่อการไหลของน้ำโคลนเจาะ โดยใช้อธิบายการต้านทานการไหลและการเปลี่ยนแปลงรูปร่างของของไหล คุณสมบัติด้านวิทยากระแสจะมีความสัมพันธ์กับการเคลื่อนที่ของน้ำโคลนจากกันหลุมเจาะและการนำเศษหินจากกันหลุมเจาะขึ้นมาสู่ผิวดิน รวมถึงการแขวนลอยเศษหินเมื่อในช่วงการหยุดเจาะ ตัวแปรด้านวิทยากระแสของน้ำโคลนในงานวิจัยนี้จะถูกทำการวัดและคำนวณในส่วนต่อไป

การทดสอบคุณสมบัติทางด้านวิทยากระแสในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบโดยใช้เครื่องวัดความหนืด Fann Viscometer รุ่น 35SA (รูปที่ 3.3) ซึ่งมีความเร็วรอบ จำนวน 6 ความเร็วรอบ (600, 300, 200, 100, 6 และ 3 รอบต่อนาที (rpm)) เป็นชนิดแกนทรงกระบอกหมุน ค่าความหนืดที่อ่านได้จะสัมพันธ์กับความเร็วนวน (Rotational speed) ในการศึกษาได้ทำการทดสอบตามข้อปฏิบัติตามมาตรฐานของ API RP 13B, “Recommended Practice Standard Procedure for Field Testing Water-Based Drilling Fluids” ซึ่งเป็นหลักปฏิบัติในการทดสอบน้ำโคลนที่ใช้น้ำเป็นส่วนผสม (API Recommended Practice, 1985)



รูปที่ 3.3 เครื่องวัดความหนืด Fann Viscometer รุ่น 35SA

3.3.1 ตัวแปรด้านวิทยากระแส

เพื่อให้เกิดความเข้าใจในการคำนวณเกี่ยวกับคุณสมบัติด้านวิทยากระแส ในส่วนนี้จึงนำเสนอรายละเอียดเกี่ยวกับคุณสมบัติพื้นฐานของน้ำโคลนเจาะที่เกี่ยวข้องกับการไหลและการคำนวณเกี่ยวกับคุณสมบัติด้านวิทยากระแสซึ่งใช้อธิบายพฤติกรรมการไหลของของไหล

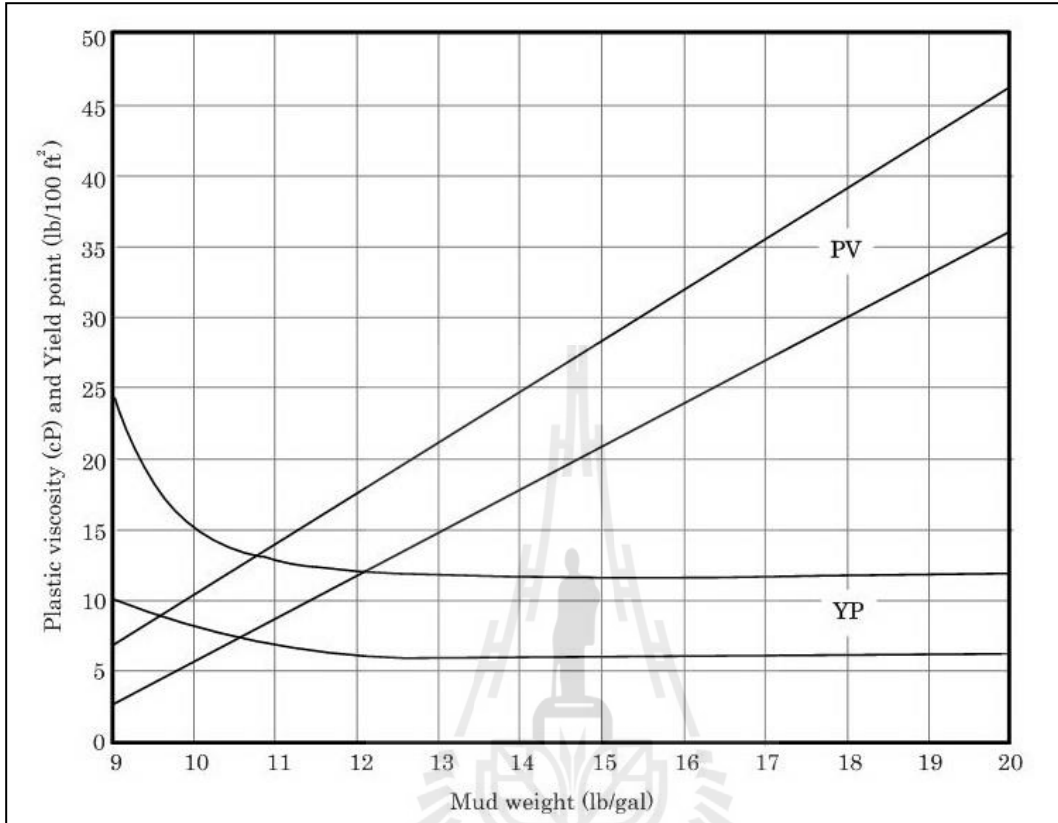
ความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) เป็นค่าความหนืดที่วัดจากการอ่านค่าจากเครื่องวัดความหนืดที่อัตราแรงเฉือนของน้ำโคลนตามมาตรฐาน API โดยความหนืดมีหน่วยเป็นเซนติพอยส์ (cP) ซึ่งแสดงถึงความสามารถในการต้านทานการไหลของของไหล เมื่อมีแรงมากระทำ โดยค่าความหนืดสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.3

ความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) คือ การวัดค่าความหนืดของของไหลเมื่อให้แรงกระทำเกินจุดคราก (Yield point) ไปแล้ว ปัจจัยที่ผลต่อค่าความหนืดพลาสติกคือแรงเสียดทานเชิงกล (Mechanical friction) ที่เกิดขึ้นอันได้แก่ (1) แรงเสียดทานระหว่างของแข็งในน้ำโคลน (2) แรงเสียดทานระหว่างของแข็งและของเหลวในน้ำโคลน และ (3) แรงเสียดทานระหว่างของเหลวด้วยกันเอง จะเห็นว่าค่าความหนืดพลาสติกนั้นจะขึ้นอยู่กับความเข้มข้นของของแข็งที่แขวนลอยในน้ำโคลน ความหนืดพลาสติกสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.4 และช่วงของค่าความหนืดพลาสติกที่เหมาะสมในการขุดเจาะแสดงอยู่ในรูปที่ 3.4

จุดคราก (Yield point) เป็นอีกตัวแปรหนึ่งที่แสดงถึงการต้านทานการไหลของของไหลของน้ำโคลน เป็นการวัดค่าแรงดึงดูดระหว่างมวลที่เกิดจากกระแสไฟฟ้าเคมี (Electro-chemical attractive forces) ของของไหลภายใต้สภาวะการไหล แรงดังกล่าวเป็นผลให้เกิดประจุลบเคลื่อนที่มาบริเวณพื้นผิวของอนุภาค โดยขึ้นอยู่กับ (1) คุณสมบัติพื้นผิวของของแข็งในน้ำโคลน (2) ปริมาณความเข้มข้นของของแข็ง และ (3) สภาพแวดล้อมที่เป็นกระแสไฟฟ้าเคมีของไอออนที่ปรากฏ ซึ่งค่าจุดครากอาจควบคุมได้โดยใช้สารเคมีเติมแต่ง (Chemical additives) การควบคุมค่าจุดครากก็เพื่อรักษาค่าความหนืดของน้ำโคลนให้เหมาะสมสำหรับการเจาะนั่นเอง ค่าจุดครากสามารถคำนวณได้จากสมการที่ 3.5 และช่วงของค่าจุดครากที่เหมาะสมในการขุดเจาะแสดงอยู่ในรูปที่ 3.4

ความแข็งแรงของเจล (Gel strength) คือการวัดคุณสมบัติไซโทรปิก (Thixotropic) ของน้ำโคลนเจาะภายใต้สภาวะสถิต (Static condition) ซึ่งจะคล้ายคลึงกับจุดคราก โดยค่าความแข็งแรงของเจลจะเป็นการวัดค่าแรงดึงดูดระหว่างมวลที่เกิดจากกระแสไฟฟ้าเคมีระหว่างอนุภาคของแข็ง ค่าจุดครากและความแข็งแรงของเจลเป็นผลมาจากการจับตัวกันของอนุภาค (Flocculation) ของของไหลที่มีคุณสมบัติไซโทรปิก ค่าความแข็งแรงของเจลวัดได้โดยเครื่องวัดความหนืดที่ความเร็วรอบ 3 รอบต่อนาที น้ำโคลนตัวอย่างจะถูกตั้งทิ้งไว้เป็นเวลา 10 วินาที และ 10 นาทีซึ่งจะถูกเรียกว่าค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น (Initial gel strength) และค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที (10 Minutes

gel strength) ตามลำดับ โดยอ่านค่าสูงสุดที่วัดได้ที่ความเร็รรอบ 3 รอบต่อนาที ค่าความแข็งแรงของเจล มีหน่วยเป็น lb/100 ft²



รูปที่ 3.4 กราฟแสดงค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) และค่าจุดคราก (Yield point) ของน้ำโคลนชนิดที่มีน้ำเป็นส่วนผสมหลัก (Water-base mud) (ดัดแปลงจาก MI-Swaco, 1998)

3.3.2 การหาค่าตัวแปรของน้ำโคลนเจาะ

ค่าตัวแปรของน้ำโคลนเจาะสามารถอธิบายโดยความสัมพันธ์ระหว่างแรงเฉือน (Shear stress, τ) และอัตราแรงเฉือน (Shear rate, γ) โดยทำการคำนวณจากค่าที่ทำการวัดได้จากเครื่องวัดความหนืด โดยสามารถคำนวณได้จากสมการต่อไปนี้

$$\tau = 0.01066 \times \phi_i \times N \quad (3.1)$$

$$\gamma = 1.703 \times \text{RPM} \quad (3.2)$$

เมื่อ

$$\tau = \text{แรงเฉือน (Shear stress) ; lb}_f\text{/ft}^2$$

$$\gamma = \text{อัตราแรงเฉือน (Shear rate) ; sec}^{-1}$$

$$\phi_i = \text{ค่าที่อ่านได้ที่เครื่องวัดความหนืดที่รอบความเร็วที่สังเกต}$$

(Viscometer dial reading)

N = ค่าคงที่สปริงของเครื่องวัดความหนืด

RPM = ความเร็วรอบ (Rotational speed)

ค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) ความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) และจุดคราก (Yield point) ถูกคำนวณจากค่าที่อ่านจากเครื่องวัดความหนืดที่ความเร็วรอบ 300 และ 600 รอบต่อนาที โดยใช้สมการจาก API recommended practice of standard procedure for field testing drilling fluid (API Recommended Practice, 1985) ดังนี้

$$\mu_a = \phi_{600} / 2 \quad (3.3)$$

$$\mu_p = \phi_{600} - \phi_{300} \quad (3.4)$$

$$\gamma_p = \phi_{300} - \mu_p \quad (3.5)$$

เมื่อ

μ_a = ค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) ; cP

μ_p = ความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) ; cP

γ_p = จุดคราก (Yield point) ; lb/100 ft²

ค่าตัวแปรจากแบบจำลองพาวเวอร์ลอว์ (Power Law model) คือ ดัชนีพฤติกรรมการไหล (Flow behavior index, n) และดัชนีระดับความเข้มข้นของของไหล (Fluid consistency index, k) คำนวณจากค่าที่อ่านจาก Viscometer เช่นกัน ตามสมการ

$$n = 3.322 \log(\phi_{600} / \phi_{300}) \quad (3.6)$$

$$k = 510 \phi_{300} / 511^n \quad (3.7)$$

เมื่อ

n = ดัชนีพฤติกรรมการไหล (Flow behavior index)

k = ดัชนีระดับความเข้มข้นของของไหล (Fluid consistency index)

ϕ_{600} = ค่าที่อ่านได้ที่เครื่องวัดความหนืดที่ความเร็วรอบ 600 รอบต่อนาที

ϕ_{300} = ค่าที่อ่านได้ที่เครื่องวัดความหนืดที่ความเร็วรอบ 300 รอบต่อนาที

3.4 การทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน

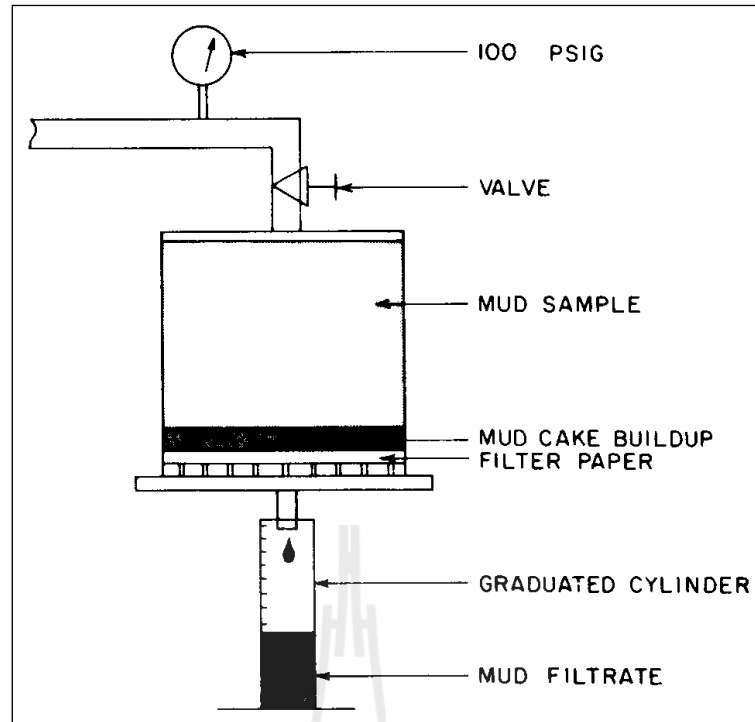
จุดประสงค์ของการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน (Filtration tests) ก็เพื่อจำลองการซึมผ่านของของไหลของน้ำโคลน และเพื่อวัดการสูญเสียในน้ำโคลนไปสู่ชั้นหินที่มีความซึมผ่านสูง

ภายใต้สภาพของความดันภายในหลุมเจาะ (Hydrostatic pressure) ที่มีค่ามากกว่าความดันจากชั้นหินใต้ดินที่ทำการเจาะผ่าน การซึมผ่านของของไหลแบ่งออกเป็นสองประเภทคือ 1) เมื่อน้ำโคลนเจาะไม่มีการหมุนเวียน (Static filtration) และไม่มีการรบกวนการเกิดขึ้นผนังโคลนที่มีความซึมผ่านต่ำ (mudcake) และ 2) เมื่อมีการหมุนเวียนน้ำโคลนเจาะ (Dynamic filtration) และการเกิดขึ้นผนังโคลนถูกรบกวนเนื่องจากการไหลของน้ำโคลน ในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบแบบกรณีน้ำโคลนเจาะไม่มีการหมุนเวียน (Static filtration) เพื่อวัดคุณสมบัติการซึมผ่านของน้ำในน้ำโคลนเจาะตัวอย่างตามมาตรฐานของ API โดยใช้เครื่องมือการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านตามมาตรฐานของ API

โดยในงานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านโดยเครื่อง Baroid standard filter press rig laboratory รุ่น 821 (รูปที่ 3.5) โดยทำการวัด (1) ปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนผ่านกระดาษกรอง (Filtrate loss volume, มิลลิลิตร) และ (2) ความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake thickness, มิลลิเมตร) ภายใต้สภาวะสถิต เครื่องมือที่ใช้ทดสอบประกอบไปด้วยถ้วยใส่ของไหล (Fluid cup) ที่ถูกยึดโดยที่ยึดจับ กระดาษกรองและเครื่องมือกระบอกอัดความดันด้วยก๊าซไนโตรเจน (N_2 Cartridge pressurization) และหลอดแก้ว (Graduated cylinder) สำหรับรองรับน้ำที่ซึมผ่าน (Filtrate) ที่ผ่านกระดาษกรอง ในการทดสอบได้ทำการอัดก๊าซที่สุกระบอกที่ความดัน 100 psig เป็นเวลา 30 นาที ทำการบันทึกค่าปริมาณน้ำที่ซึมผ่านในหน่วยมิลลิลิตร และความหนาของชั้นผนังโคลนในหน่วยมิลลิเมตร รูปที่ 3.6 แสดงแผนภาพของชุดทดสอบการซึมผ่านตามมาตรฐานของ API (API filter press) โดยการทดสอบได้ปฏิบัติตามมาตรฐาน API (API Recommended Practice, 1985)



รูปที่ 3.5 ชุดทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน Baroid standard filter press



รูปที่ 3.6 แผนภาพชุดทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านตามมาตรฐาน API
(API filter press)

3.5 การทดสอบความเป็นกรด-ด่าง

การทดสอบความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของโคลนเจาะตัวอย่างกระทำโดยเครื่องวัดความเป็นกรด-ด่าง แบบ Glass electrode pH meter Metrohm 713 (รูปที่ 3.7) โดยหลักการวัดคือการวัดค่า pH ของสารละลายโดยใช้ความแตกต่างของความต่างศักย์ ที่เกิดขึ้นระหว่างแท่งแก้วตรวจวัด (Glass electrode) และแท่งแก้วอ้างอิง (Reference electrode) การวัดค่าและการปรับแต่งค่า pH ถือเป็นพื้นฐานสำคัญในการควบคุมคุณภาพของน้ำโคลน ปฏิกริยาระหว่างโคลน ความสามารถในการละลาย และประสิทธิภาพของส่วนประกอบรวมถึงสารเติมแต่งในน้ำโคลนล้วนแล้วแต่ขึ้นอยู่กับค่า pH การควบคุมความเป็นกรดนั้นเป็นการป้องกันกระบวนการกัดกร่อน (Corrosion process) ที่มีต่ออุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการเจาะซึ่งเป็นโลหะแทบทั้งหมด การทดสอบในการวิจัยนี้ได้ปฏิบัติตามมาตรฐาน API (API Recommended Practice, 1985)



รูปที่ 3.7 เครื่องวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH meter) ในการวิจัย



บทที่ 4

ผลการทดลอง

4.1 บทนำ

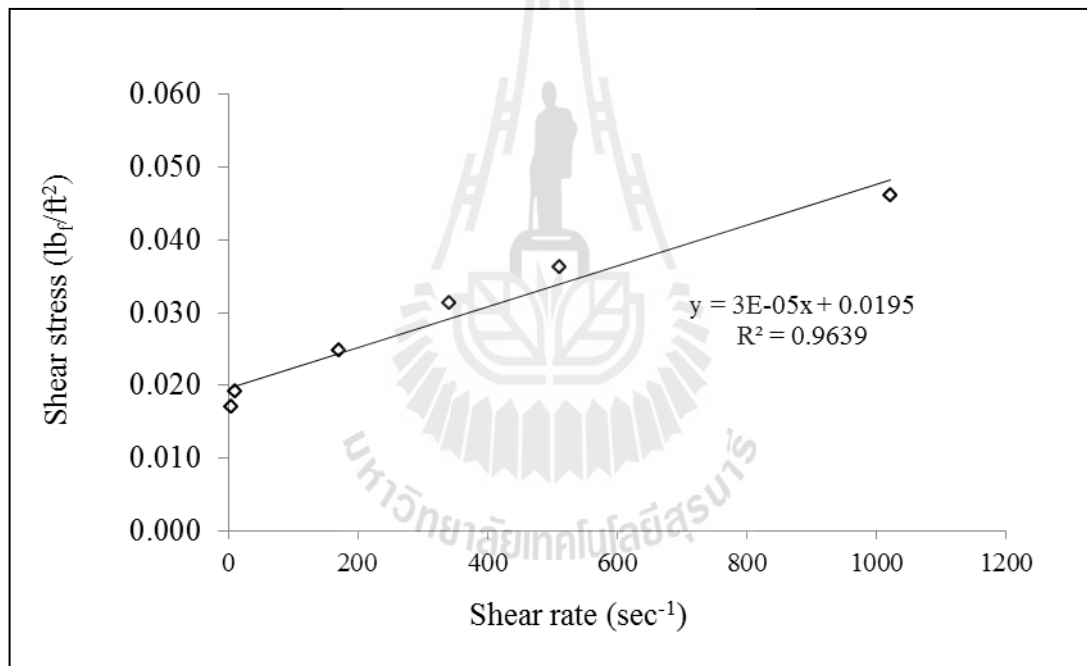
ในบทนี้จะนำเสนอผลการทดลองและอภิปรายผลการทดลองของตัวอย่างน้ำโคลนที่ถูกทดสอบคุณสมบัติด้านวิทยากระแส คุณสมบัติการซึมผ่านและค่าความเป็นกรดต่าง ทำการวิเคราะห์และเปรียบเทียบราคาของสารเติมแต่งที่ใช้ผสมน้ำโคลน โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

4.2 การหาค่าคุณสมบัติด้านวิทยากระแสและตัวแปรที่เกี่ยวข้อง

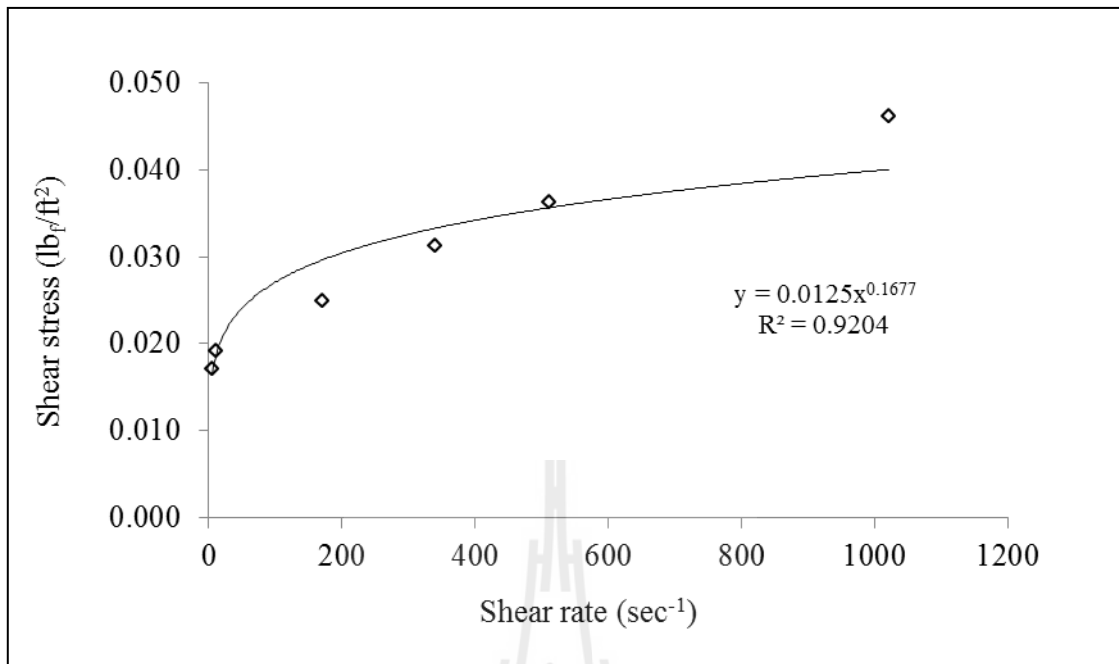
ตารางที่ 4.1 แสดงค่าแรงเฉือน (Shear stress) และอัตราแรงเฉือน (Shear rate) ของน้ำโคลนเบนโทไนต์ที่ความเร็วรอบต่าง ๆ ทั้ง 6 ค่า โดยค่าเฉลี่ยจากการอ่านเครื่องวัดความหนืดจะถูกนำมาคำนวณค่าแรงเฉือนและอัตราแรงเฉือนโดยสมการ 3.1 และ 3.2 ที่ได้นำเสนอในบทที่แล้ว และทำการพล็อตกราฟระหว่างค่าแรงเฉือนและอัตราแรงเฉือนแล้วสร้างเส้นแนวโน้มเพื่อตรวจสอบว่าเส้นแนวโน้มที่ได้มีลักษณะสอดคล้องกับแบบจำลองพาวเวอร์ลอว์หรือบิงแฮมพลาสติก โดยใช้เส้นแนวโน้มแบบสมการเส้นตรง (Linear) และแบบยกกำลัง (Power) โดยตามทฤษฎีนั้นของไหลแบบบิงแฮมพลาสติกจะแสดงพฤติกรรมการไหลสอดคล้องกับเส้นแนวโน้มแบบเส้นตรงในขณะที่ของไหลแบบพาวเวอร์ลอว์นั้นจะแสดงพฤติกรรมการไหลสอดคล้องกับเส้นแนวโน้มแบบยกกำลัง ยกตัวอย่างจากรูปที่ 4.1 และ 4.2 แสดงกราฟพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนเบนโทไนต์ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส เมื่อเปรียบเทียบกราฟทั้งสองพบว่าน้ำโคลนมีแนวโน้มของลักษณะการไหลเป็นแบบบิงแฮมพลาสติกมากกว่าที่จะเป็นของไหลแบบพาวเวอร์ลอว์เนื่องจากเส้นแนวโน้มเส้นตรงมีความสอดคล้องกับค่าแรงเฉือนและอัตราแรงเฉือนที่ได้จากผลการทดลองมากกว่า

ตารางที่ 4.1 ค่าแรงเฉือน (Shear stress) และอัตราแรงเฉือน (Shear rates) ของน้ำโคลนเบนโทไนต์
 ธรรมดาที่ได้จากการคำนวณ

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จาก เครื่องวัดความหนืด	อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
600	21.67	1021.8	0.046
300	17.00	510.9	0.036
200	14.67	340.6	0.031
100	11.67	170.3	0.025
6	9.00	10.2	0.019
3	8.00	5.1	0.017

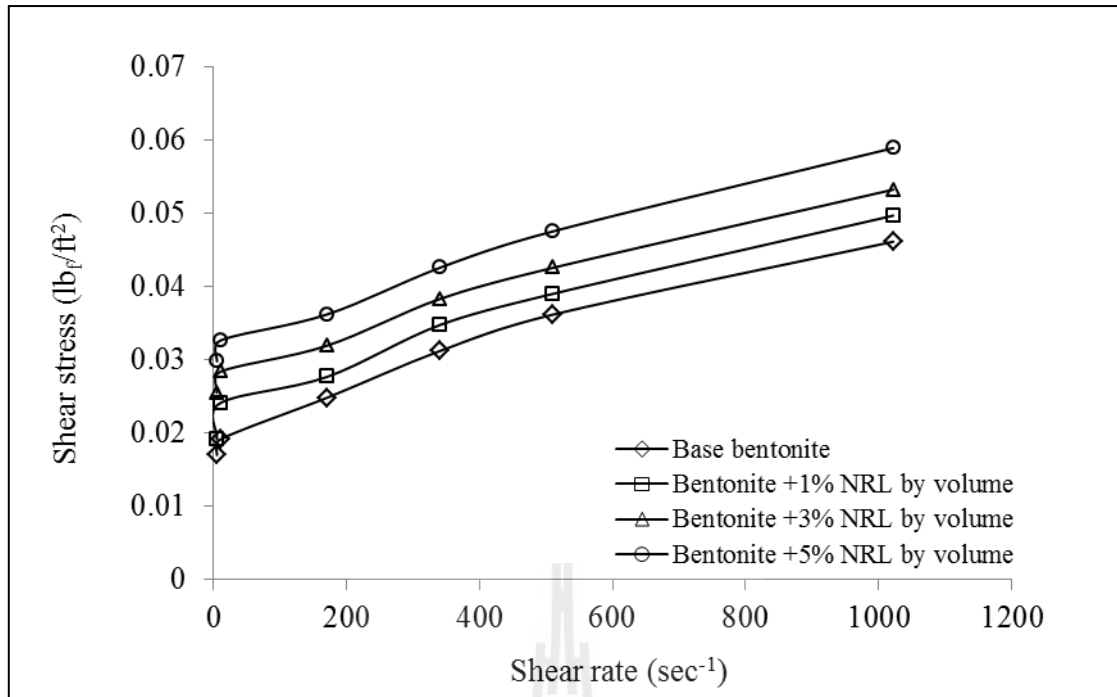


รูปที่ 4.1 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนเบนโทไนต์พร้อมเส้นแนวโน้มแบบเส้นตรง

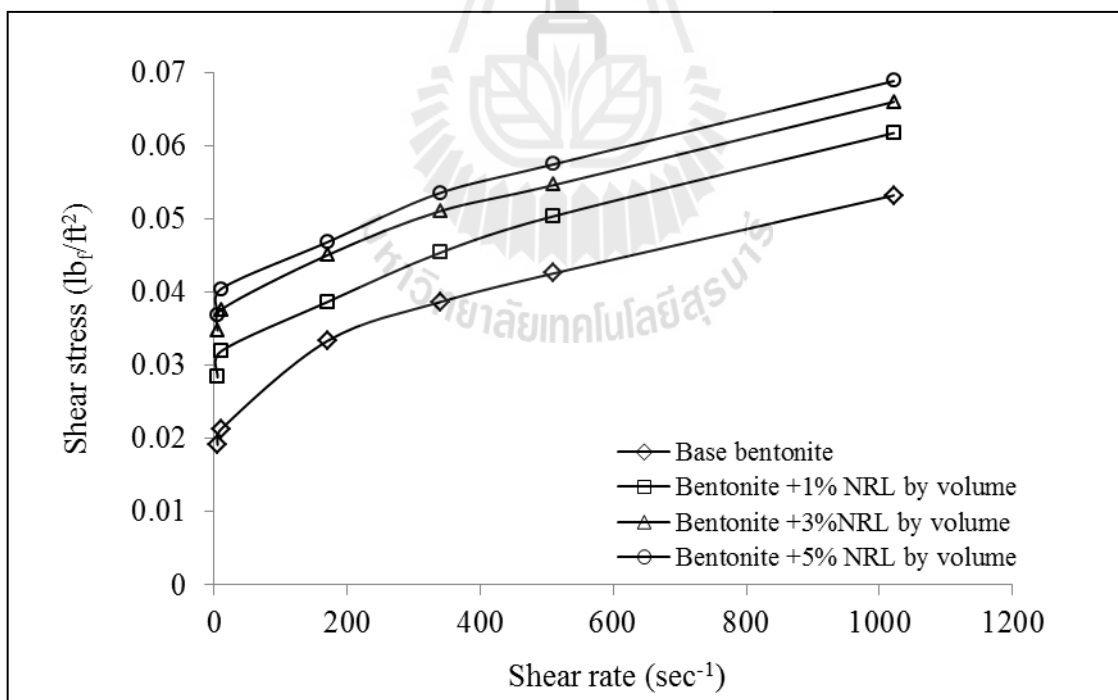


รูปที่ 4.2 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนเบนโทไนต์พร้อมเส้นแนวโน้มแบบยกกำลัง

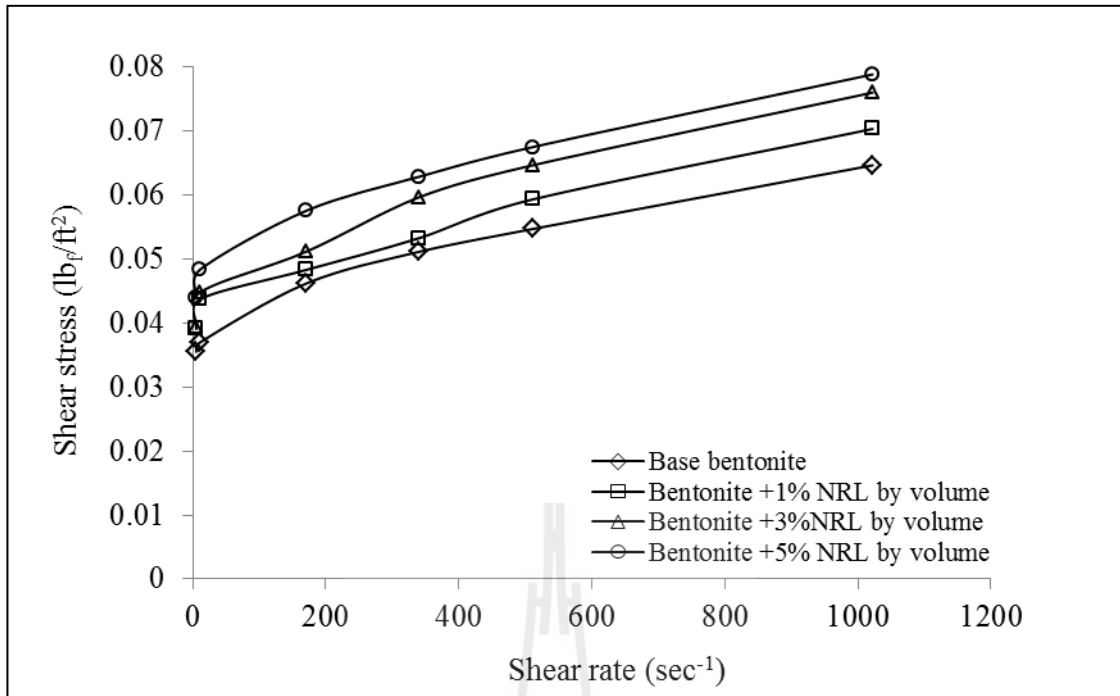
ในการวิจัยนี้ได้สร้างกราฟแสดงพฤติกรรมการไหลสำหรับตัวอย่างน้ำโคลนอื่น ๆ เพื่อหาแบบจำลองกระแสวิทยาน้ำโคลนที่เหมาะสมในทำนองเดียวกันกราฟแสดงพฤติกรรมการไหลที่อุณหภูมิต่าง ๆ ได้แสดงไว้ในรูปที่ 4.3 ถึง 4.6 จากกราฟแสดงให้เห็นว่า ตัวอย่างน้ำโคลนที่ทุกความเข้มข้นอย่างธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส แสดงพฤติกรรมการไหลแบบบิงแฮมพลาสติก แต่หลังจากเพิ่มอุณหภูมิของน้ำโคลนไปที่อุณหภูมิ 45 60 และ 80 องศาเซลเซียส พบว่าตัวอย่างน้ำโคลนที่ทุกความเข้มข้นอย่างพาราธรรมชาติแสดงพฤติกรรมการไหลแบบพาวเวอร์ลอว์นั้นแสดงให้เห็นว่าพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลนมีพฤติกรรมขึ้นอยู่กับอุณหภูมิ อย่างไรก็ตามก็ยังไม่สามารถระบุพฤติกรรมที่แน่นอนของน้ำโคลนเจาะได้ว่าเป็นตามแบบจำลองบิงแฮมพลาสติกหรือพาวเวอร์ลอว์ได้ เพราะน้ำโคลนเจาะส่วนใหญ่จะแสดงพฤติกรรมการไหลอยู่ระหว่างบิงแฮมพลาสติกและพาวเวอร์ลอว์ ดังนั้นค่าตัวแปรคุณสมบัติทางวิทยากระแสของตัวอย่างน้ำโคลนจะถูกคำนวณทั้งสองแบบจำลองโดยใช้เพื่อการเปรียบเทียบ ผลจากการคำนวณและการเปรียบเทียบดังแสดงในตารางที่ 4.2



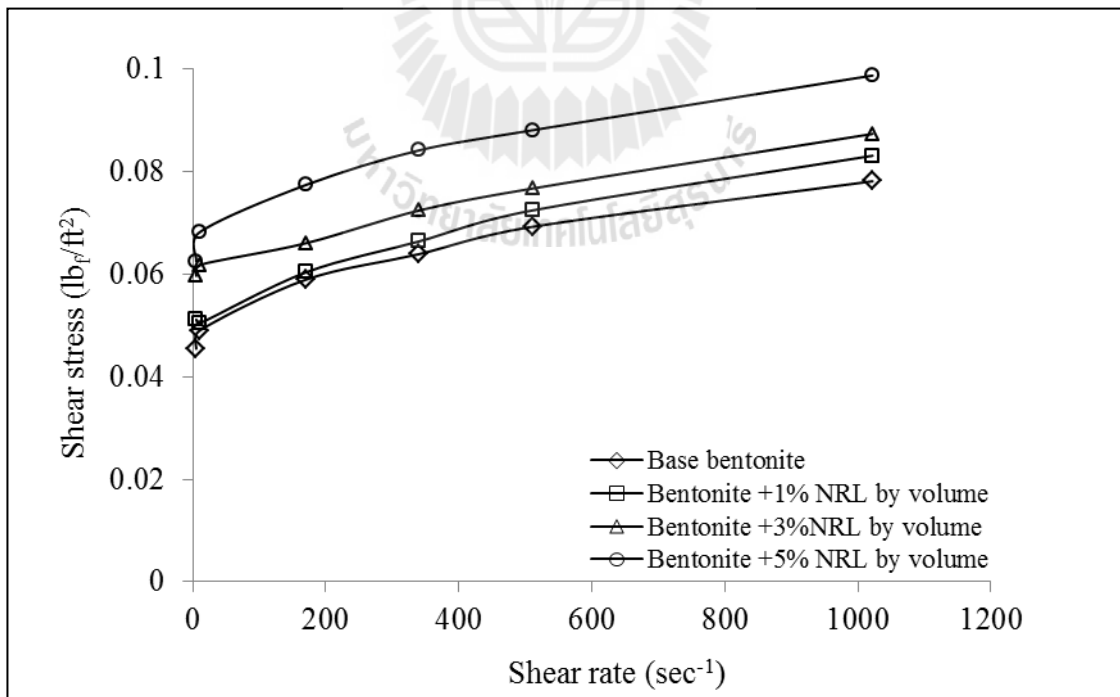
รูปที่ 4.3 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลนที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส



รูปที่ 4.4 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลนที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส



รูปที่ 4.5 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลนที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส



รูปที่ 4.6 กราฟแสดงพฤติกรรมการไหลของตัวอย่างน้ำโคลนที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

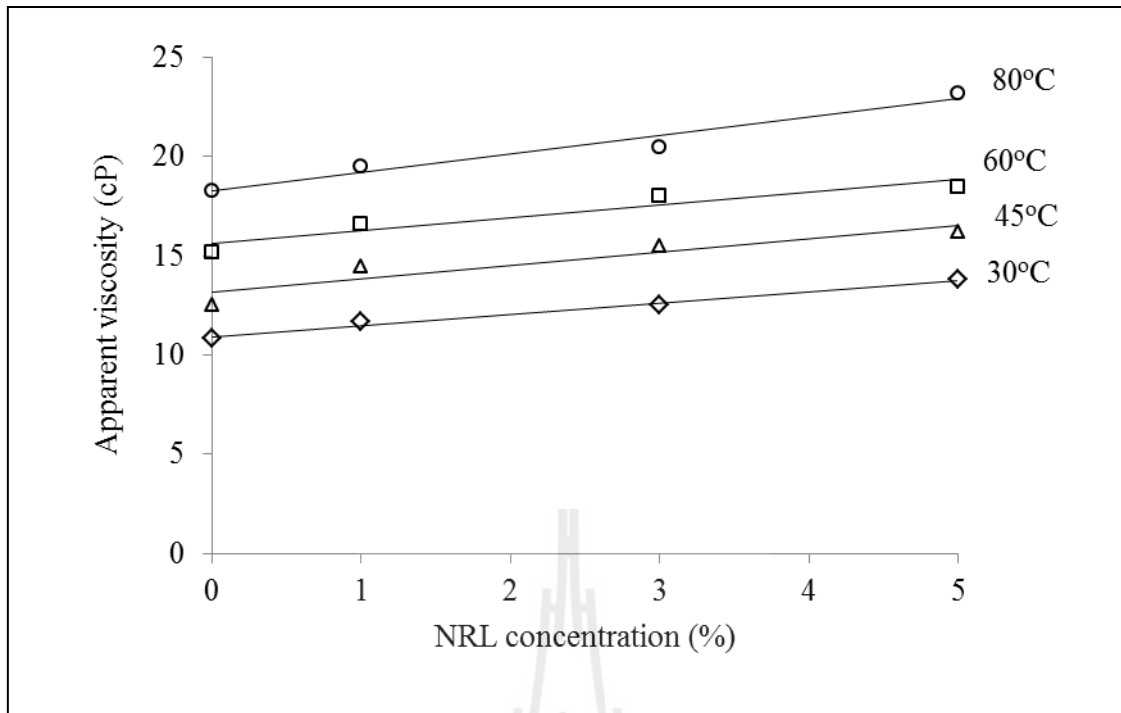
ตารางที่ 4.2 ค่าตัวแปรทางวิทยาการกระแสของตัวอย่างน้ำโคลน

อุณหภูมิของน้ำโคลน	ส่วนประกอบของน้ำโคลน	apparent viscosity (cp)	แบบจำลอง Bingham Plastic		แบบจำลอง Power Law		Gel _{in} (lb _f /100 ft ²)	Gel ₁₀ (lb _f /100 ft ²)
			Plastic viscosity (cp)	Yield point (lb _f /100 ft ²)	n	K (eq.cP)		
30°C	Bentonite	10.8	4.7	12.3	0.35	978	11.3	13.7
	Bentonite+ 1%NRL	11.7	5	13.3	0.35	1068	11.3	13.7
	Bentonite+ 3%NRL	12.5	5	15.0	0.32	1370	13.2	15.7
	Bentonite+ 5%NRL	13.8	5.3	17.0	0.31	1659	14.7	15.7
	Bentonite	12.5	5	15.0	0.32	1370	14.8	18.7
45°C	Bentonite+ 1%NRL	14.5	5.3	17.3	0.29	1939	16.3	19.3
	Bentonite+ 3%NRL	15.5	5.3	20.3	0.27	2395	18	21.2
	Bentonite+ 5%NRL	16.2	5.3	21.7	0.26	2720	19.0	19.3
	Bentonite	15.2	4.7	21.0	0.24	2912	20.7	20.2
	Bentonite+ 1%NRL	16.6	5.2	22.2	0.25	3068	21	21.3
60°C	Bentonite+ 3%NRL	18	5.3	23.3	0.23	3602	22.7	22.2
	Bentonite+ 5%NRL	18.5	5.3	25.7	0.22	3981	23.3	22.3
	Bentonite	18.3	4.2	28.3	0.17	5599	24.7	24.2
	Bentonite+ 1%NRL	19.5	5	29	0.20	5046	26	24.5
	Bentonite+ 3%NRL	20.5	5	31	0.19	5698	31.5	27.7
80°C	Bentonite+ 5%NRL	23.2	5	36.3	0.16	7545	31.7	31.3

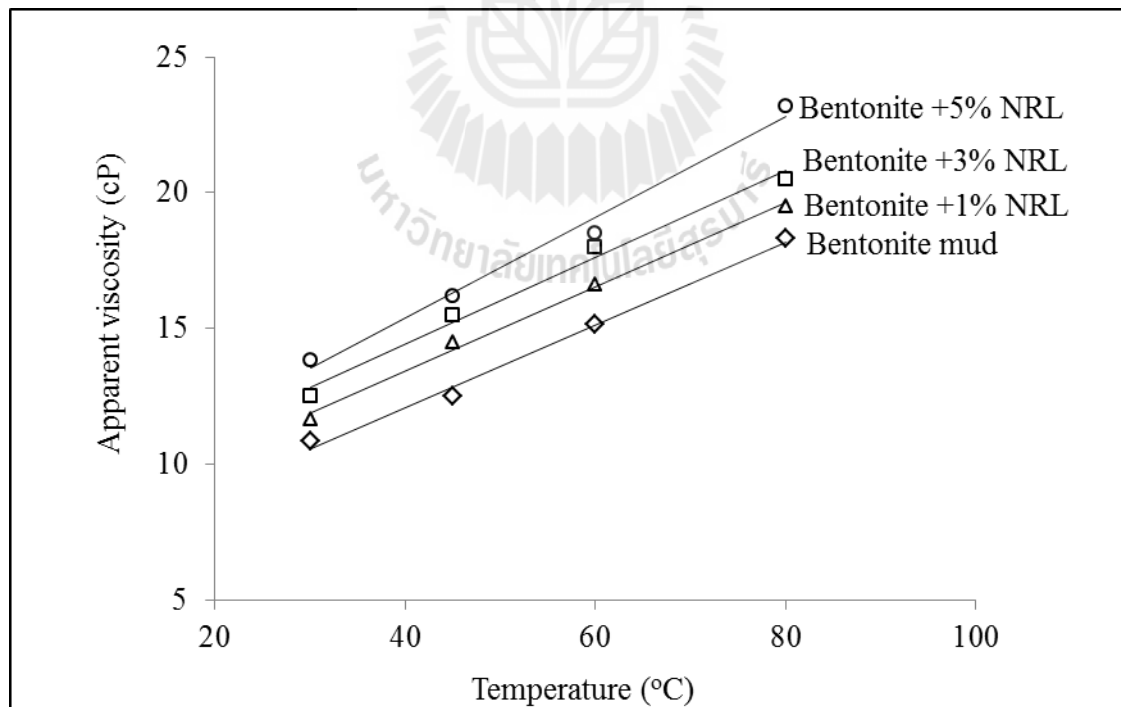
4.3 พฤติกรรมทางด้านวิทยากระแสของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางธรรมชาติ (NRL)

ตารางที่ 4.2 แสดงคุณสมบัติวิทยากระแสของน้ำโคลนของน้ำโคลนเบนโทไนต์ที่ไม่ได้ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) และน้ำโคลนเบนโทไนต์ที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติ โดยค่าที่ทำการวัดจากการทดลองทั้งสามครั้งแสดงอยู่ใน ภาคผนวก ก. ตัวแปรของแบบจำลองพาวเวอร์ลอว์ในเทอมของดัชนีพฤติกรรมการไหล (Flow behavior index, n) และดัชนีระดับความเข้มข้นของไหล (Fluid consistency index, k) ซึ่งถูกคำนวณโดยสมการ 3.6 และ 3.7 ดังที่แสดงในบทที่แล้ว ค่าดัชนีพฤติกรรมการไหลแสดงให้เห็นว่าตัวอย่างน้ำโคลนแสดงพฤติกรรมการไหลแบบซูโดพลาสติก (Pseudoplastic) เมื่อ n น้อยกว่า 1 ดังที่ได้กล่าวไปแล้ว ซึ่งพฤติกรรมการไหลของน้ำโคลนจะที่ใช้กันทั่วไปจะแสดงพฤติกรรมการไหลอยู่ระหว่างแบบจำลองบิงแฮมพลาสติกและพาวเวอร์ลอว์ซึ่งเรียกว่าของไหลแบบซูโดพลาสติก (Pseudoplastic) เช่นกัน และค่าดัชนีระดับความเข้มข้นของไหล (Fluid consistency index, k) ของตัวอย่างน้ำโคลนมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อปริมาณความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติเพิ่มขึ้น ซึ่งสอดคล้องกับค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) ของตัวอย่างน้ำโคลนที่อธิบายถึงการจับตัวกันเป็นก้อนเหนียวของของไหล แต่แบบจำลองพาวเวอร์ลอว์นั้นก็ไม่สามารถอธิบายพฤติกรรมของน้ำโคลนได้แน่นอนนักเพราะโดยปกติค่าของ n และ k จะใช้ในการคำนวณที่เกี่ยวข้องกับกำลังที่เกิดจากแรงดันของของไหลที่เกิดจากการหมุนเวียนน้ำโคลนเป็นส่วนใหญ่

รูปที่ 4.7 ถึง 4.16 แสดงกราฟการพล็อตของตัวแปรทางด้านวิทยากระแสของตัวอย่างน้ำโคลนที่ได้จากการคำนวณที่ความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติและอุณหภูมิต่าง ๆ ส่วนตารางที่ 4.7 แสดงความสัมพันธ์ระหว่างค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) และความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติ จากกราฟพบว่าที่ทุกอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนค่าความหนืดปรากฏมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อปริมาณความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติเพิ่มขึ้น ทั้งนี้เนื่องมาจากปริมาณสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นของสารที่แขวนลอยคือเบนโทไนต์และน้ำยางพาราธรรมชาติในตัวอย่างน้ำโคลนนั้นทำให้ความต้านทานการไหลสูงขึ้น สำหรับอิทธิพลของอุณหภูมิที่มีต่อค่าความหนืดปรากฏได้แสดงอยู่ในตารางที่ 4.8 จากกราฟจะเห็นได้ว่าที่ทุกความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติค่าความหนืดปรากฏนั้นมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่ออุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนเพิ่มขึ้น อันเป็นผลจากอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นทำให้พลังงานภายในระบบของตัวอย่างน้ำโคลนเพิ่มขึ้นจึงเหนี่ยวนำให้เกิดแรงดึงดูดระหว่างภายในระหว่างอนุภาค (Inter-particle attractive force) ทำให้เนื้อโคลนเคลื่อนที่มาอยู่ใกล้กันและเกิดการจับตัว (Agglomerate) ของอนุภาคโคลนขึ้น (Luckham and Rossi, 1999)



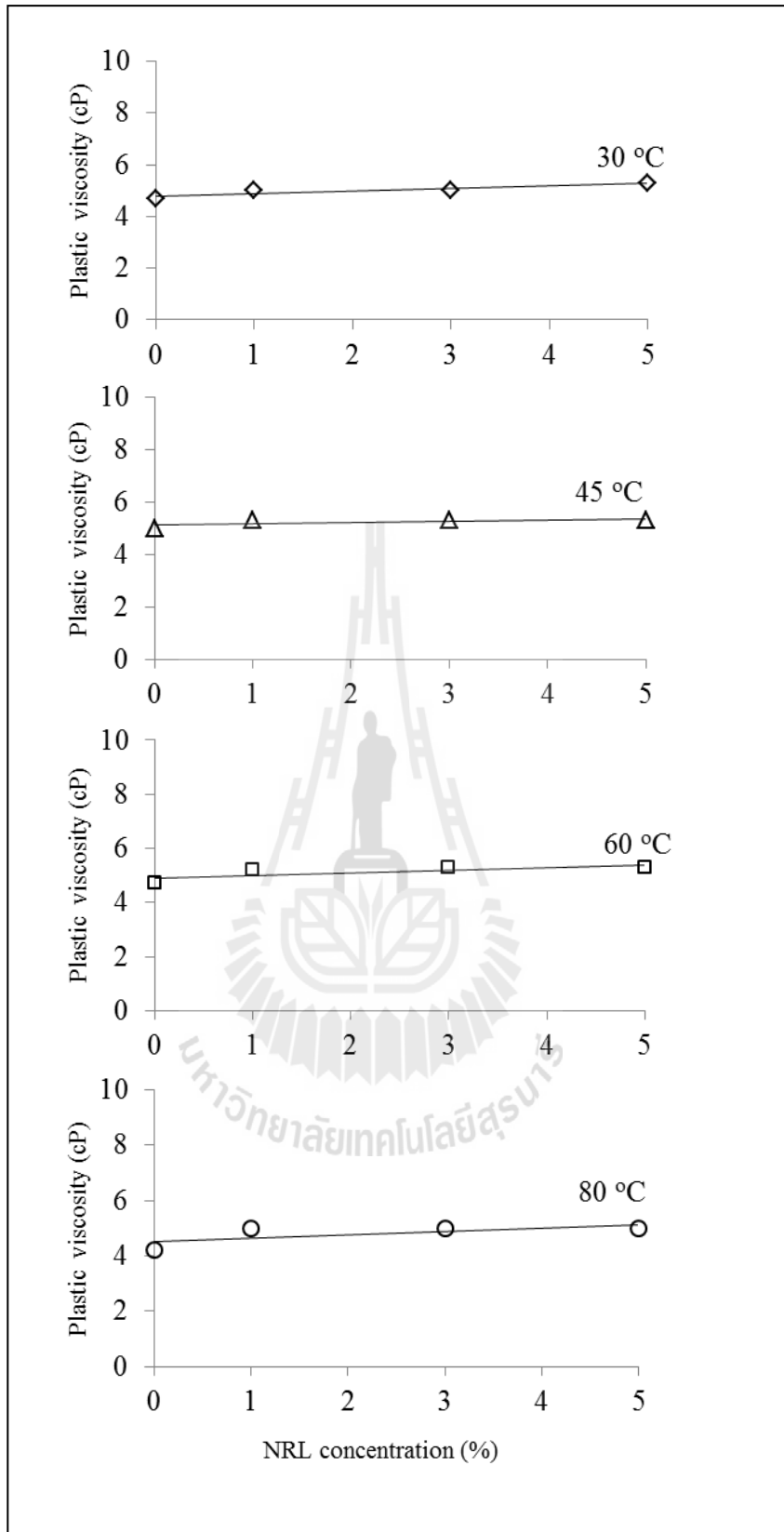
รูปที่ 4.7 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ



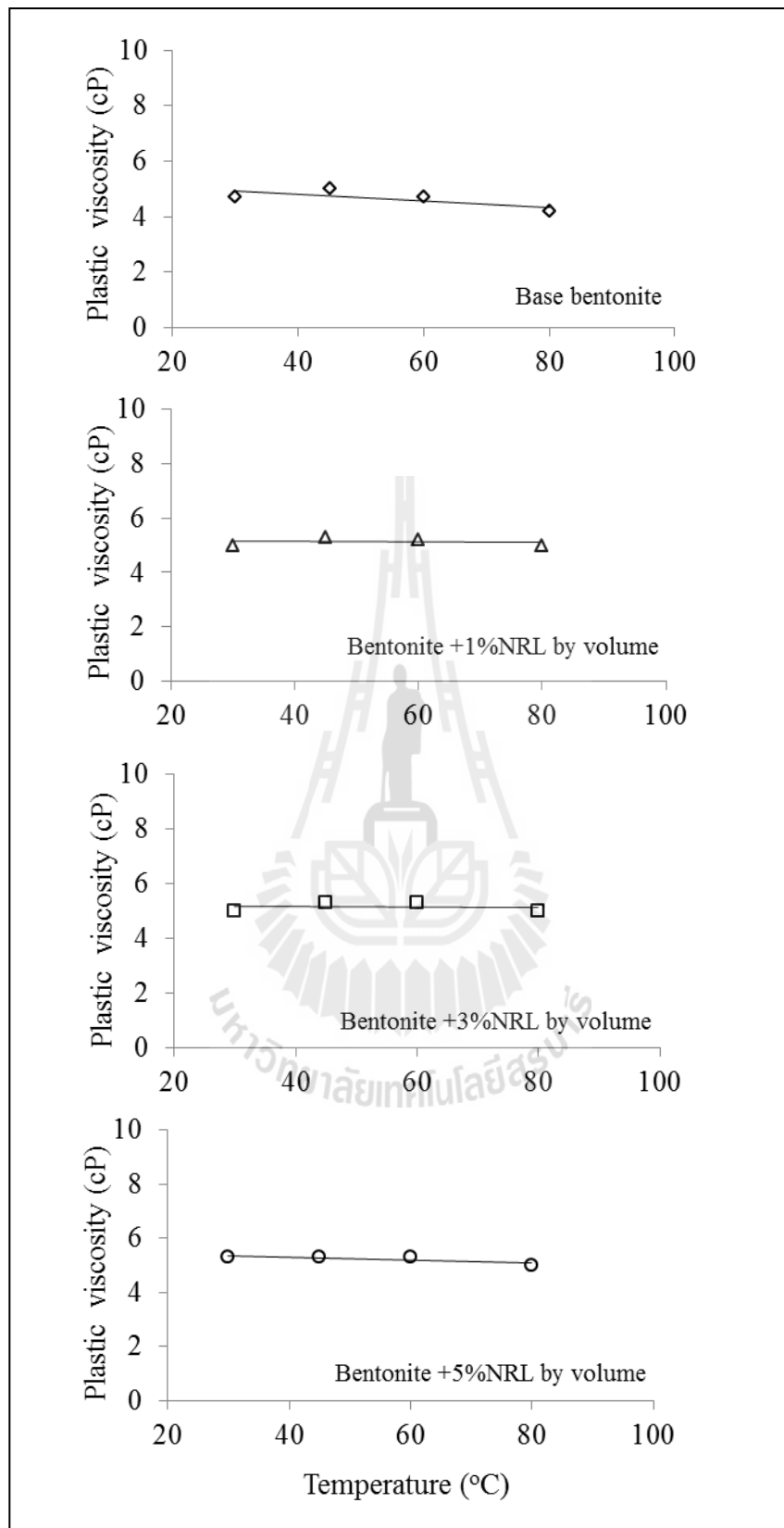
รูปที่ 4.8 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน

การตรวจสอบแบบจำลองบิงแฮมพลาสติกในการวิจัยนี้ทำโดยการพล็อตค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติและอนุหภูมิ ดังรูปที่ 4.9 และ 4.10 จากผลการทดลองพบว่าที่ทุกๆอนุหภูมิ ค่าความหนืดพลาสติกของตัวอย่างน้ำโคลนมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเล็กน้อยเมื่อปริมาณความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติเพิ่มขึ้นจากความเข้มข้นร้อยละ 1 ถึงร้อยละ 5 และเมื่ออนุหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนเพิ่มขึ้น ค่าความหนืดพลาสติกมีค่าลดลงเล็กน้อยเมื่ออนุหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนเพิ่มขึ้นจากอนุหภูมิ 45 องศาเซลเซียส ถึง 80 องศาเซลเซียส ซึ่งอิทธิพลของอนุหภูมิที่มีผลต่อน้ำโคลนอธิบายได้ว่าเมื่ออนุหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนเพิ่มขึ้นค่าการเหนียวนำไฟฟ้าของระบบก็จะเพิ่มขึ้น โดยจะเหนียวนำให้อนุภาคประจุบวกกระจายอยู่ที่ผิวของอนุภาคมากขึ้นซึ่งเป็นเหตุผลให้เกิดการลดลงของค่าความหนืดพลาสติกและในขณะเดียวกันค่าจุดครากก็จะเพิ่มขึ้นด้วย ซึ่งเป็นผลมาจากการเหนียวนำทางความร้อนทำให้เกิดการบวมตัวของน้ำโคลน (Luckham and Rossi, 1999)

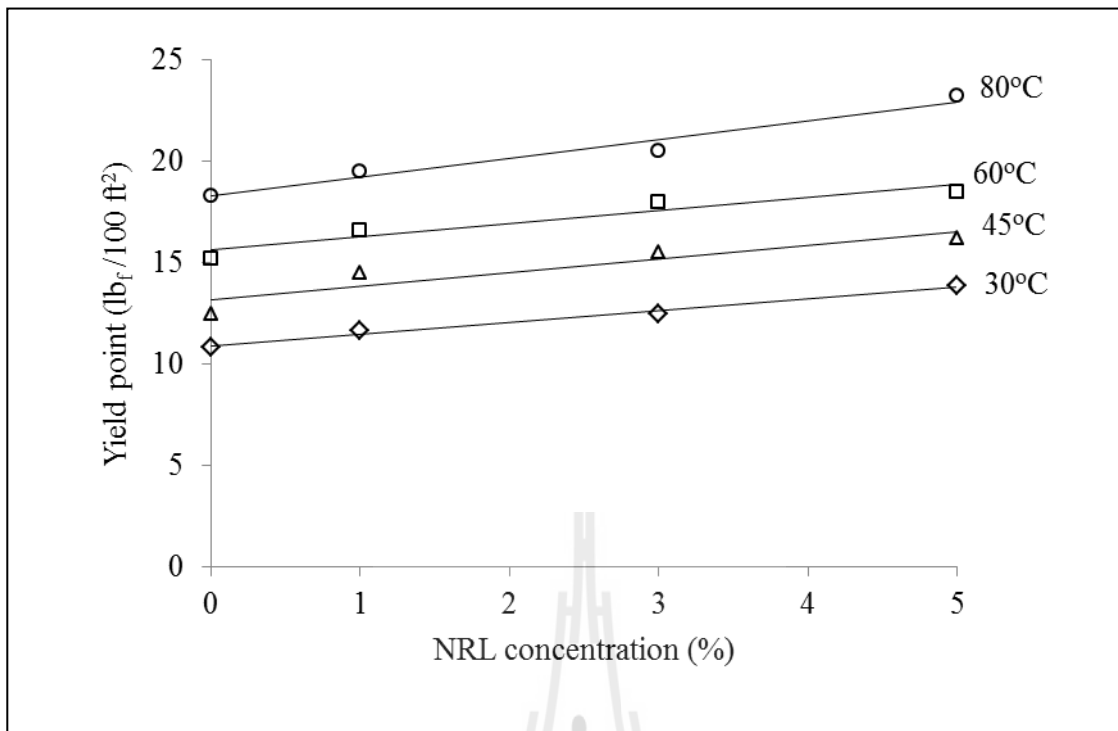
ในส่วนของการตรวจสอบค่าจุดครากของตัวอย่างน้ำโคลนในการวิจัยนี้ทำโดยการพล็อตจุดครากกับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติและอนุหภูมิดังรูปที่ 4.11 และ 4.12 จากกราฟที่ได้พบว่าที่ทุกอนุหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนค่าจุดครากมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อปริมาณความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติเพิ่มขึ้น ทั้งนี้เนื่องมาจากปริมาณของแข็งในตัวอย่างน้ำโคลนมีปริมาณมากขึ้นทำให้มีการจับตัวกันของอนุภาคเพิ่มมากขึ้นทำให้เกิดการเพิ่มขึ้นของค่าความเค้นที่จุดคราก (Yield stress) และที่ทุกๆ ความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ ค่าความเค้นที่จุดครากของตัวอย่างน้ำโคลนมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่ออนุหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนเพิ่มขึ้นด้วยเช่นกัน การเพิ่มขึ้นของอนุหภูมินั้นเป็นการเพิ่มพลังงานอันตรกิริยา (Interaction energy) ของระบบแขวนลอยของโคลนเบนโทไนต์ทำให้เกิดการจับตัวกันเป็นก้อนเหนียวมากขึ้น จากผลการทดลองสรุปได้ว่าปริมาณความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นนั้นทำให้ค่าความเค้นวิกฤต (Yield strength) ของตัวอย่างน้ำโคลนสูงขึ้น ซึ่งจะส่งผลทำให้ประสิทธิภาพของน้ำโคลนในการนำพาเศษหินในระหว่างการหมุนเวียนน้ำโคลนดีขึ้นด้วย



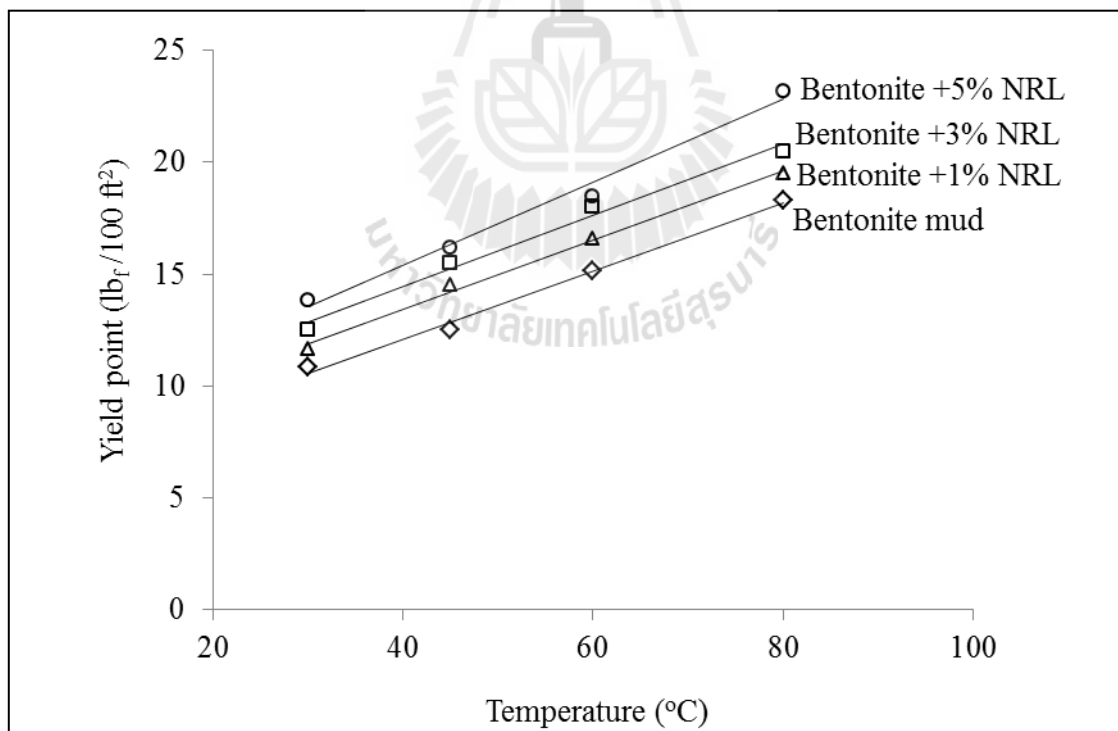
รูปที่ 4.9 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติที่อัตราส่วนความเข้มข้นต่าง ๆ



รูปที่ 4.10 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน

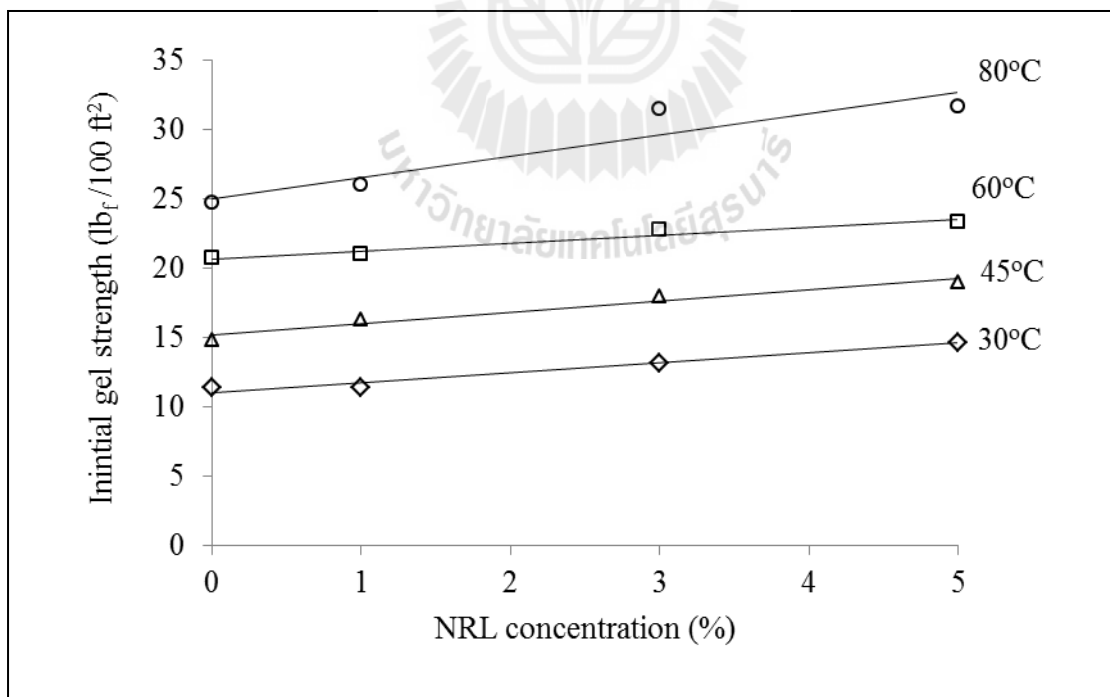


รูปที่ 4.11 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจุดคราก (Yield point) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ

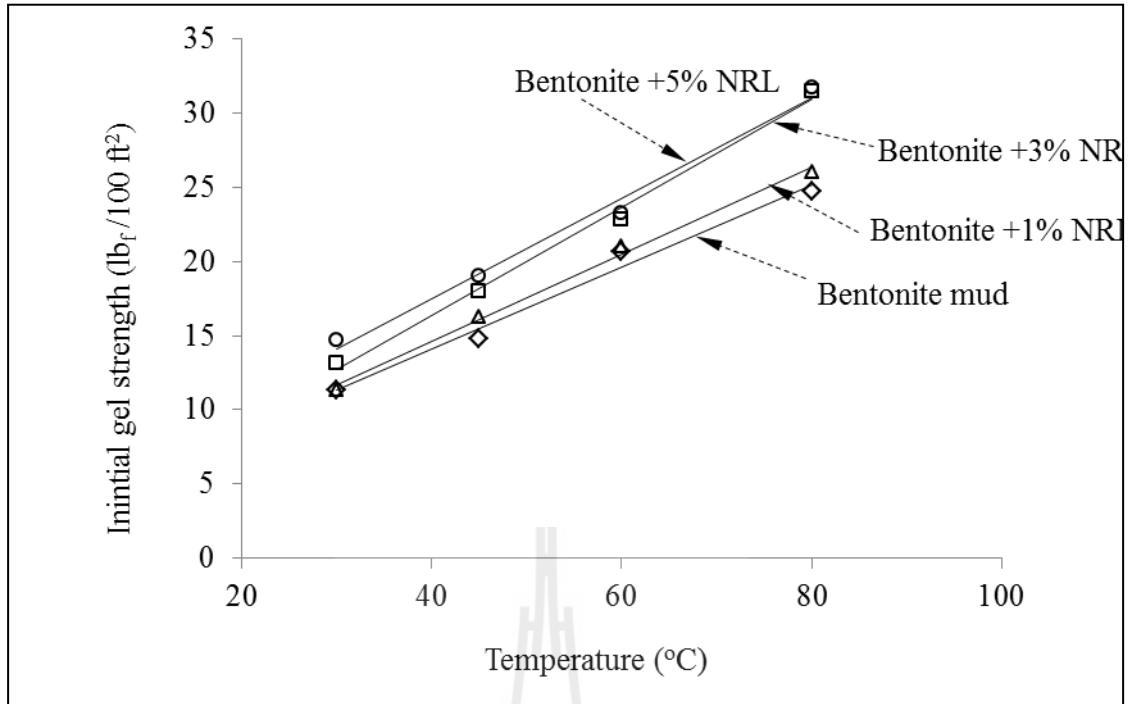


รูปที่ 4.12 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างจุดคราก (Yield point) กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน

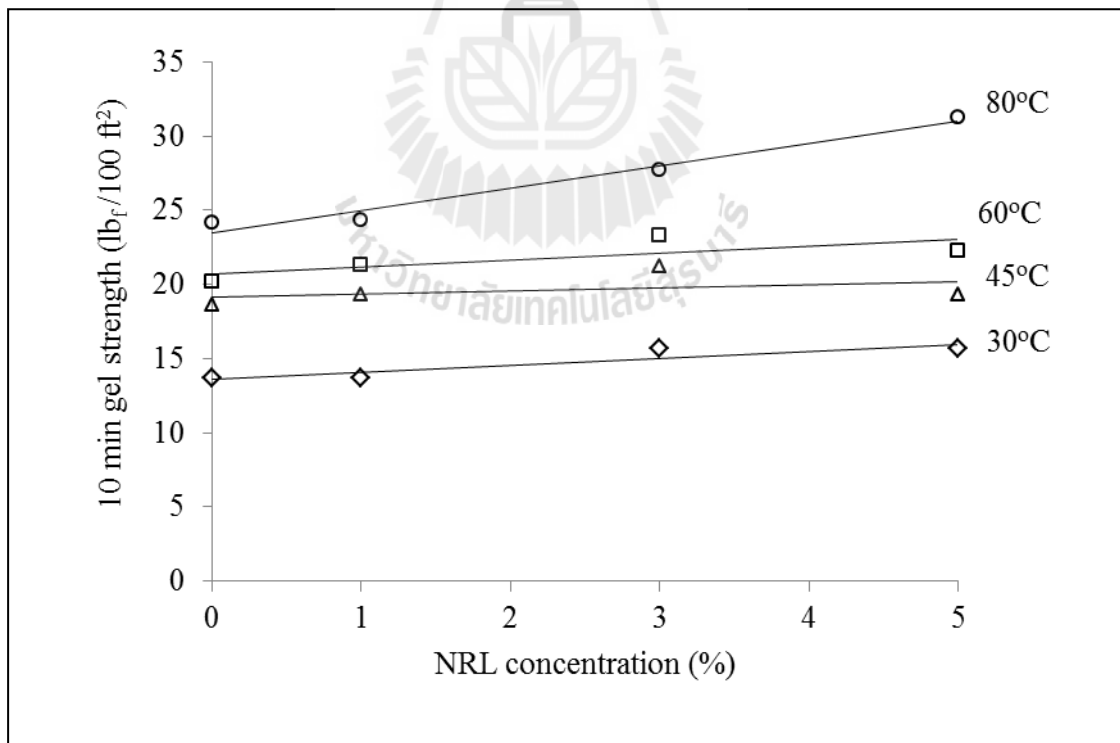
ในการวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น (Initial gel strength) และค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที (10 minutes gel strength) โดยได้แสดงผลการทดสอบค่าความแข็งแรงของเจลของตัวอย่างน้ำโคลนโดยทำการพล็อตเทียบความสัมพันธ์กับน้ำยางธรรมชาติและอุณหภูมิดังแสดงในรูปที่ 4.13 ถึง 4.16 จากการทดลองพบว่าค่าความแข็งแรงของเจล (Gel strength) มีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติและอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลนสูงขึ้น พิจารณาตัวอย่างน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 และ 45 องศาเซลเซียส (ตารางที่ 4.2) ค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที มีค่าสูงกว่าค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น ทั้งนี้เป็นเพราะเวลาที่ตัวอย่างน้ำโคลนไม่ถูกรบกวนมากกว่าทำให้โคลนเกิดการสร้างโครงสร้างของเจลที่แข็งแรงกว่า แต่เมื่อพิจารณาตัวอย่างน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติที่อุณหภูมิ 60 และ 80 องศาเซลเซียส กลับพบว่าค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที มีค่าน้อยกว่าค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น ทั้งนี้เป็นเพราะว่ามีการเกิดการลดลงของอุณหภูมิต่ำกว่าในระหว่างช่วงเวลา 10 นาทีของการตั้งน้ำโคลนทิ้งไว้ใน ทำให้ค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที มีค่าน้อยลงกว่าที่ควรจะเป็น ทั้งนี้จะเห็นได้ว่าค่าความแข็งแรงของโครงสร้างเจลมีค่าขึ้นอยู่กับเวลาและอุณหภูมิ จากผลการทดลองสรุปได้ว่าความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติที่เพิ่มขึ้นนั้นทำให้ค่าความแข็งแรงของเจลของตัวอย่างน้ำโคลนสูงขึ้น อันจะส่งผลทำให้ประสิทธิภาพของน้ำโคลนในการทำความสะอาดหลุมและแขวนลอยเศษหินเจาะที่มีน้ำหนักในระหว่างการหยุดการเจาะหรือไม่มีการหมุนเวียนเวียนน้ำโคลนมีประสิทธิภาพดีขึ้นด้วย



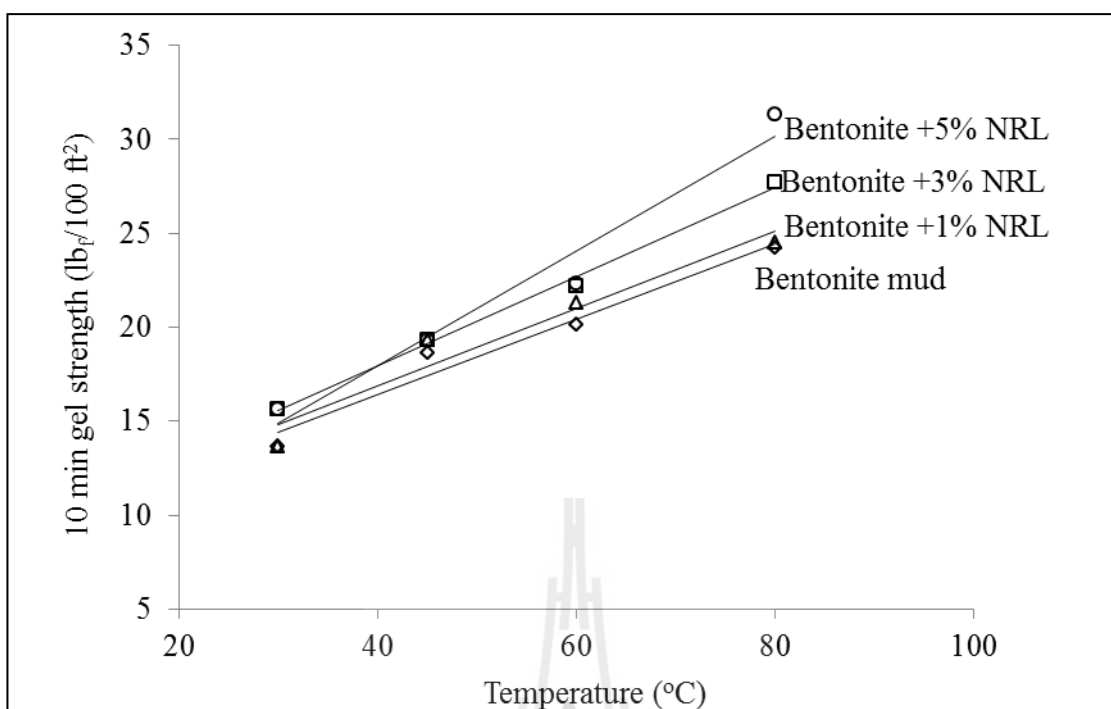
รูปที่ 4.13 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น (Initial gel strength) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ



รูปที่ 4.14 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลเริ่มต้น (Initial gel strength) กับ อุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน



รูปที่ 4.15 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที (10 minutes gel strength) กับความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติ



รูปที่ 4.16 กราฟความสัมพันธ์ระหว่างค่าความแข็งแรงของเจลที่เวลา 10 นาที (10 minutes gel strength) กับอุณหภูมิของตัวอย่างน้ำโคลน

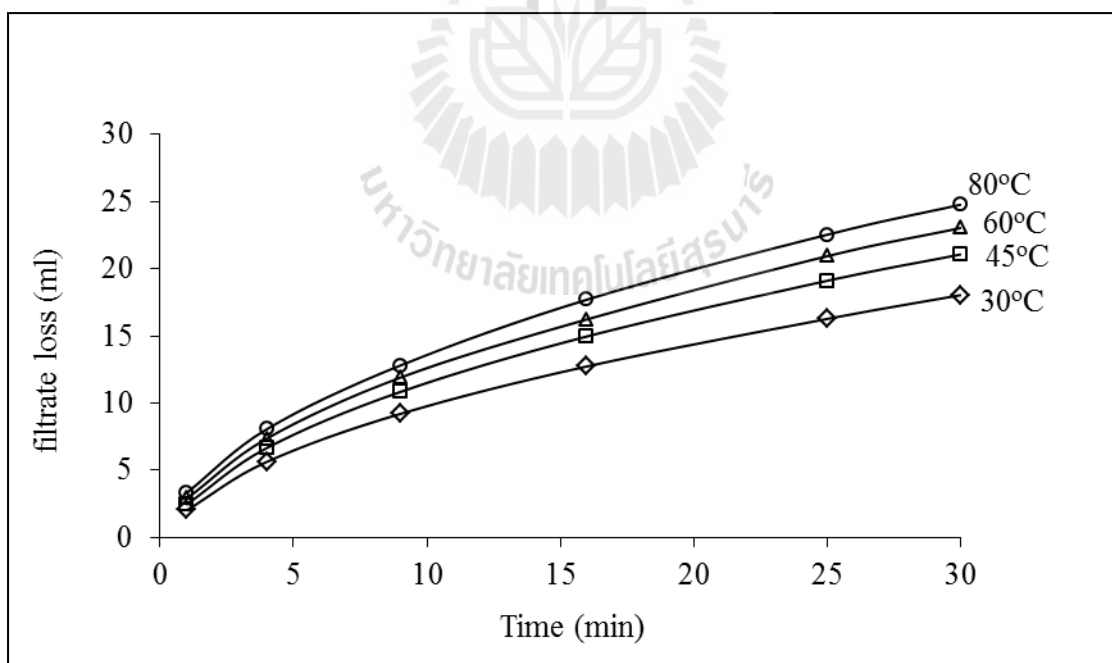
4.4 คุณสมบัติการซึมผ่านของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติ

ตารางที่ 4.3 แสดงผลเฉลี่ยของค่าการทดสอบปริมาณการสูญเสียน้ำในน้ำโคลนในสถานะสถิตตามมาตรฐาน API (API static filtrate loss) ในเวลา 30 นาทีของน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติที่ได้จากการทดลอง โดยค่าที่วัดจากการทดลองทั้ง 3 ครั้งรวมถึงความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake) ที่ได้แสดงผลอยู่ใน ภาคผนวก ข

รูปที่ 4.17 แสดงการพล็อตความสัมพันธ์ระหว่างค่าการซึมผ่านของตัวอย่างน้ำโคลนเบนโทไนต์ที่อุณหภูมิต่างๆเทียบกับเวลา และรูปที่ 4.18 แสดงการพล็อตความสัมพันธ์ระหว่างค่าการซึมผ่านของตัวอย่างน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติที่อัตราส่วนต่างๆ โดยพบว่าทั้งสองกราฟแสดงให้เห็นว่าค่าการสูญเสียน้ำในน้ำโคลนนั้นจะขึ้นอยู่กับเวลา เมื่อเวลาเพิ่มมากขึ้นค่าการสูญเสียน้ำโคลนจะค่อย ๆ เพิ่มขึ้น แล้วค่อย ๆ เพิ่มขึ้นในอัตราลดลง ทั้งนี้การลงของค่าซึมผ่านก็เนื่องมาจากการเกิดการสร้างชั้นผนังโคลนอย่างต่อเนื่องจนเกิดเป็นชั้นผนังโคลนที่หนาและเสถียร จากรูปที่ 4.17 พบว่าค่าการซึมผ่านของน้ำโคลนเบนโทไนต์มีค่าสูงขึ้นเมื่อเวลาเพิ่มมากขึ้น ทั้งนี้เนื่องมาจากผลของอุณหภูมิที่สูงขึ้นเป็นผลให้ความหนืดของวัฏภาคของเหลวของน้ำโคลนลดลงและอนุภาคแขวนลอยของโคลนเกิดการจับตัวกันและเป็นผลทำให้เกิดการซึมผ่านของของเหลวผ่านชั้นผนังโคลนได้เพิ่มขึ้น

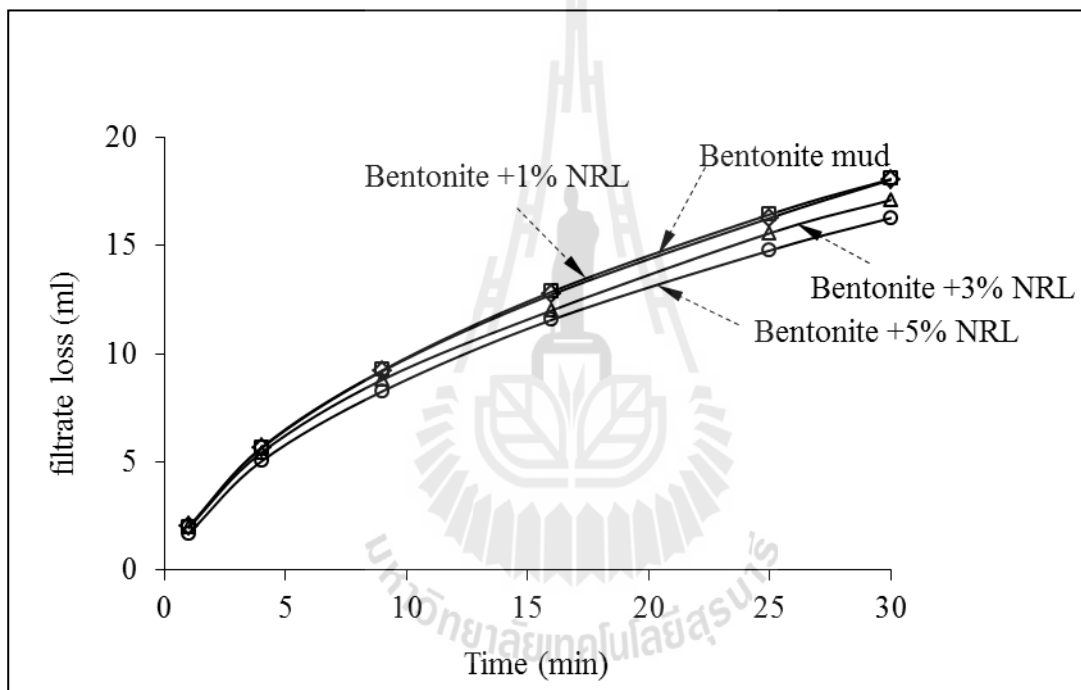
ตารางที่ 4.3 ค่าการทดสอบปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนในสภาวะสถิตตามมาตรฐาน API (API static filtrate loss) ในเวลา 30 นาที

อุณหภูมิ ตัวอย่างน้ำ โคลน	ส่วนประกอบของ น้ำโคลน	ค่าการสูญเสียในน้ำโคลนเฉลี่ย (มล.)					
		นาทีที่ 1	นาทีที่ 4	นาทีที่ 9	นาทีที่ 16	นาทีที่ 25	นาทีที่ 30
30°C	Bentonite	2.0	5.6	9.2	12.7	16.3	18.0
	Bentonite+ 1%NRL	2.0	5.7	9.2	12.9	16.4	18.1
	Bentonite+ 3%NRL	2.0	5.4	8.8	12.0	15.6	17.1
	Bentonite+ 5%NRL	1.7	5.0	8.3	11.6	14.8	16.3
45°C	Bentonite	2.5	6.7	10.8	15.0	19.1	21.1
	Bentonite+ 5%NRL	2.2	6.1	9.9	13.6	17.3	19.1
60°C	Bentonite	2.9	7.4	11.9	16.2	20.9	23.0
	Bentonite+ 5%NRL	2.6	6.8	10.9	14.9	18.8	20.7
80°C	Bentonite	3.3	8.1	12.8	17.7	22.5	24.8
	Bentonite+ 5%NRL	2.7	7.0	11.1	15.2	19.2	21.2



รูปที่ 4.17 ปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนแบบสถิต (Static filtration volume) ของน้ำโคลนเบนโทไนต์

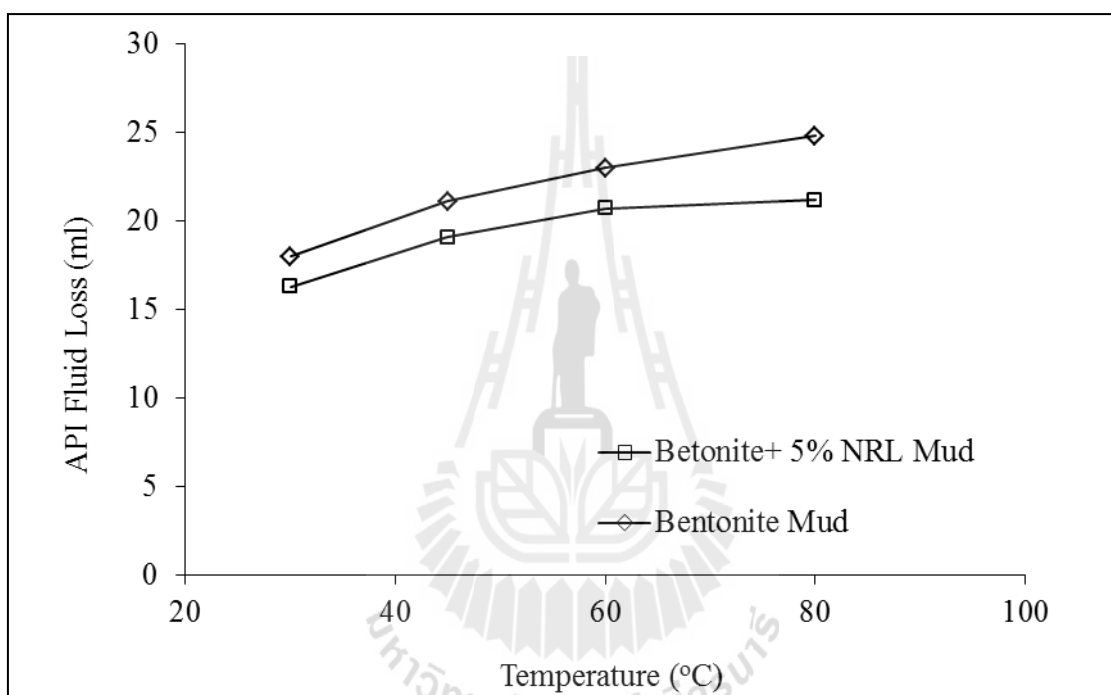
รูปที่ 4.18 แสดงอิทธิพลของความเข้มข้นน้ำยางพาราธรรมชาติที่มีผลต่อคุณสมบัติการซึมผ่านที่ 30 องศาเซลเซียส เส้นโค้งจากกราฟแสดงให้เห็นว่าน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่มีความเข้มข้นร้อยละ 1 นั้นไม่พบว่ามี การปรับปรุงคุณสมบัติการป้องกันการซึมผ่านให้ดีขึ้นแต่อย่างใด แต่หากเมื่อทำการเปรียบเทียบน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่มีความเข้มข้นร้อยละ 3 และร้อยละ 5 กับน้ำโคลนเบนโทไนต์จะเห็นได้อย่างชัดเจนกว่าค่าการสูญเสีย น้ำในน้ำโคลนมีค่าลดลง โดยภายในระยะเวลา 30 นาที น้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติมีค่าการสูญเสีย น้ำโคลนลดลงร้อยละ 3 และร้อยละ 5 ตามลำดับ อันเป็นผลเนื่องมาจากการเกิดการบวมตัวของของโคลนเบนโทไนต์และการกระจายตัวของสารเติมแต่งน้ำยางพาราธรรมชาติทำให้เกิดการสร้างชั้นของชั้นผนังโคลนที่มีความแข็งแรงและมีรูพรุนน้อยลงบนกระดาษกรอง



รูปที่ 4.18 ปริมาณการสูญเสีย น้ำในน้ำโคลนแบบสถิต (Static filtration volume) ของน้ำโคลนอุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

รูปที่ 4.19 แสดงคุณสมบัติการซึมผ่านของน้ำโคลนที่อุณหภูมิต่างๆ ได้แก่ 30 45 60 และ 80 องศาเซลเซียส จากกราฟแสดงการเปรียบเทียบค่าการสูญเสีย น้ำในน้ำโคลนในเวลา 30 นาทีของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่มีความเข้มข้นร้อยละ 5 กับน้ำโคลนเบนโทไนต์ โดยพบว่าค่าการสูญเสีย น้ำในน้ำโคลนลดลงร้อยละ 10 ถึงร้อยละ 15 ในช่วงของอุณหภูมิที่ทำการทดสอบ และไม่พบการสูญเสียสภาพทางความร้อนของน้ำยางพาราธรรมชาติในตัวอย่างน้ำโคลน ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าสารเติมแต่งน้ำยางพาราธรรมชาติสามารถใช้เป็นสารเติมแต่งได้ในช่วงอุณหภูมิ

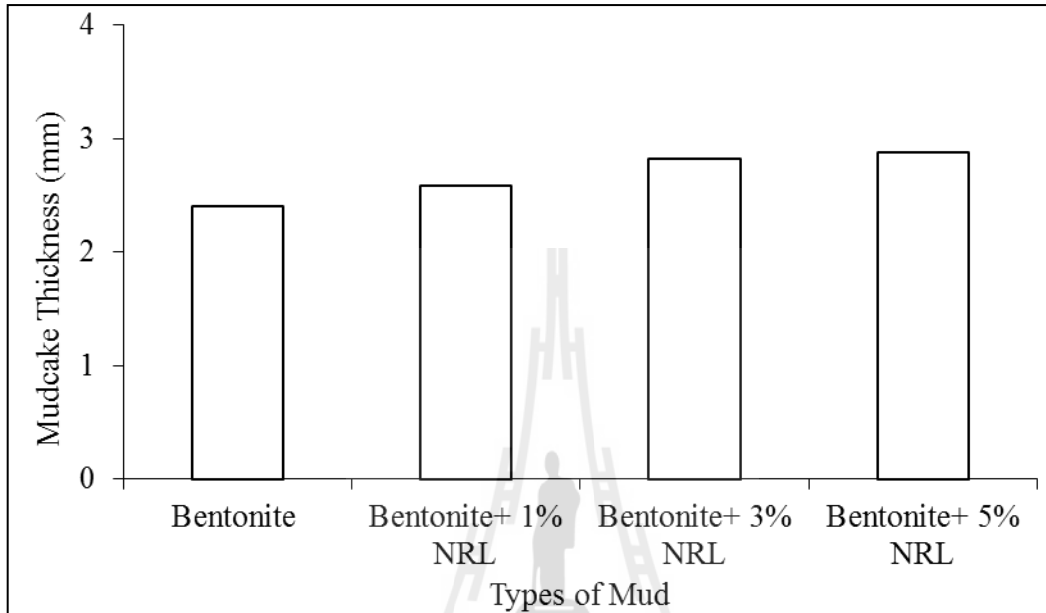
ดังกล่าว โดยความเสถียรทางความร้อนน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติแสดงให้เห็นว่าสามารถใช้ได้ในการเจาะหลุมที่มีอุณหภูมิสูงถึง 80 องศาเซลเซียส ได้ ยกตัวอย่างในอ่าวไทยซึ่งมีค่าอุณหภูมิที่เพิ่มขึ้นตามความลึก (Geothermal gradient) ในบริเวณที่มีการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมมีค่าอยู่ในช่วง 2.95 ถึง 7.00 องศาเซลเซียส ต่อความลึก 100 เมตร (Lekuthai *et al.*, 1995) ดังนั้นน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติจึงสามารถใช้เจาะหลุมที่มีความลึกอยู่ในช่วงระหว่าง 700 ถึง 1600 เมตรในบริเวณอ่าวไทยนี้ได้โดยความลึกนั้นจะขึ้นอยู่กับสถานะอุณหภูมิของชั้นหินในบริเวณที่ทำการขุดเจาะ



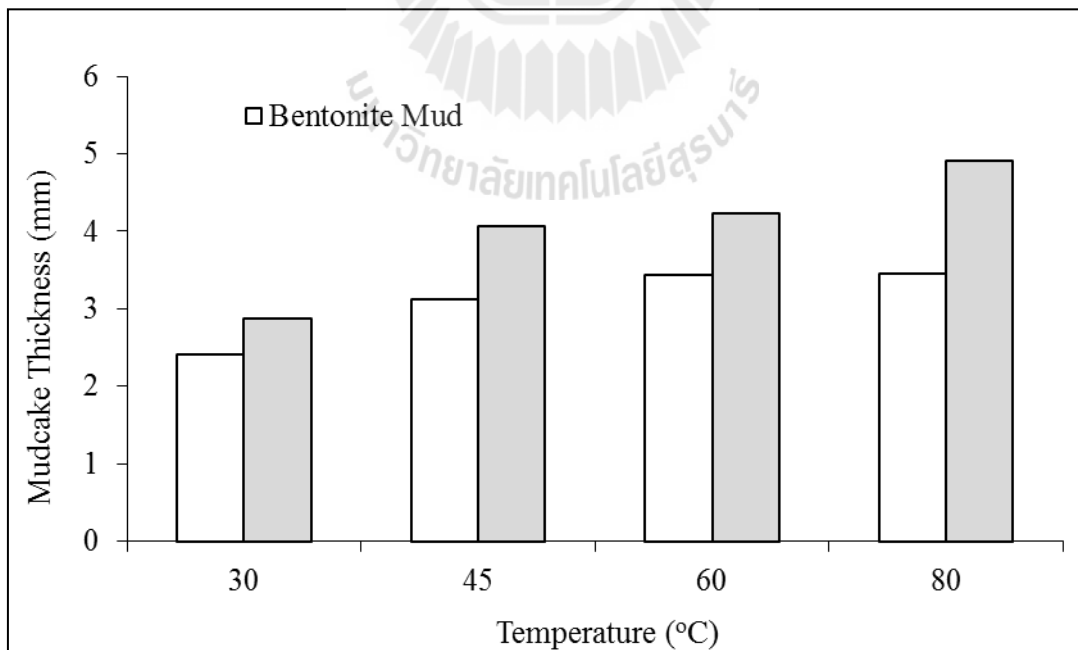
รูปที่ 4.19 ปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนแบบสถิตตามมาตรฐาน API (API Static filtration loss volume) ของตัวอย่างน้ำโคลนเบนโทไนต์และน้ำโคลนที่ผสมน้ำยางพาราธรรมชาติเข้มข้นร้อยละ 5 ที่อุณหภูมิต่าง ๆ

รูปที่ 4.20 และ 4.21 แสดงความหนาของชั้นผนังโคลนที่เกิดจากน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ จากแผนภูมิแท่งแสดงให้เห็นว่าชั้นผนังโคลนมีความหนามากขึ้นเมื่อสัดส่วนความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติและอุณหภูมิสูงขึ้น และเมื่อทำการตรวจสอบคุณภาพของชั้นผนังโคลนพบว่าชั้นผนังโคลนที่เกิดจากน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นมีความเหนียวและนุ่มมากกว่าชั้นผนังโคลนที่เกิดจากน้ำโคลนเบนโทไนต์ธรรมดา และยังพบว่ามีความแข็งแรงและลื่นมากกว่าด้วย นอกจากนี้ชั้นผนังโคลนที่มีน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติดังแสดงคุณภาพที่ดีในช่วงของอุณหภูมิที่ทำการทดลอง โดยทั่วไปชั้นผนังโคลนที่มีคุณภาพที่ดีนั้นอาจ

กล่าวได้ว่ามีคุณสมบัติที่สามารถป้องกันการไหลเข้ามาของของไหลจากชั้นหินใต้ดิน (Formation fluid inflow) และไม่ก่อให้เกิดความเสียหายแก่ชั้นหินใต้ดิน (Formation damage) โดยจะต้องสามารถป้องกันอนุภาคที่มีความละเอียดสูงไหลเข้าสู่ชั้นหินและสามารถขจัดออกได้ง่ายเมื่อเปิดชั้นผลิตน้ำมัน (Amanullar *et al.*, 1995)

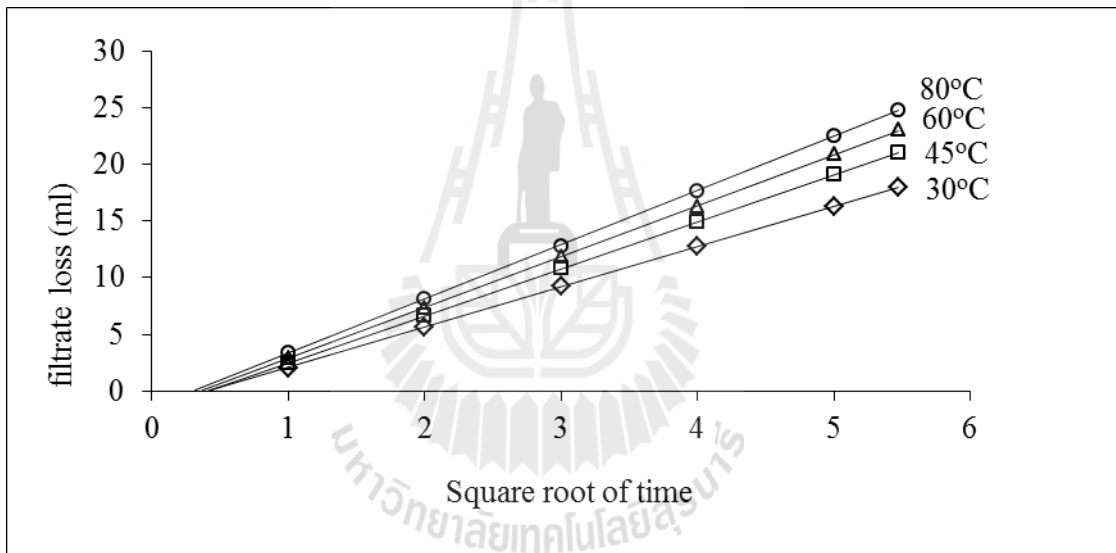


รูปที่ 4.20 ความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

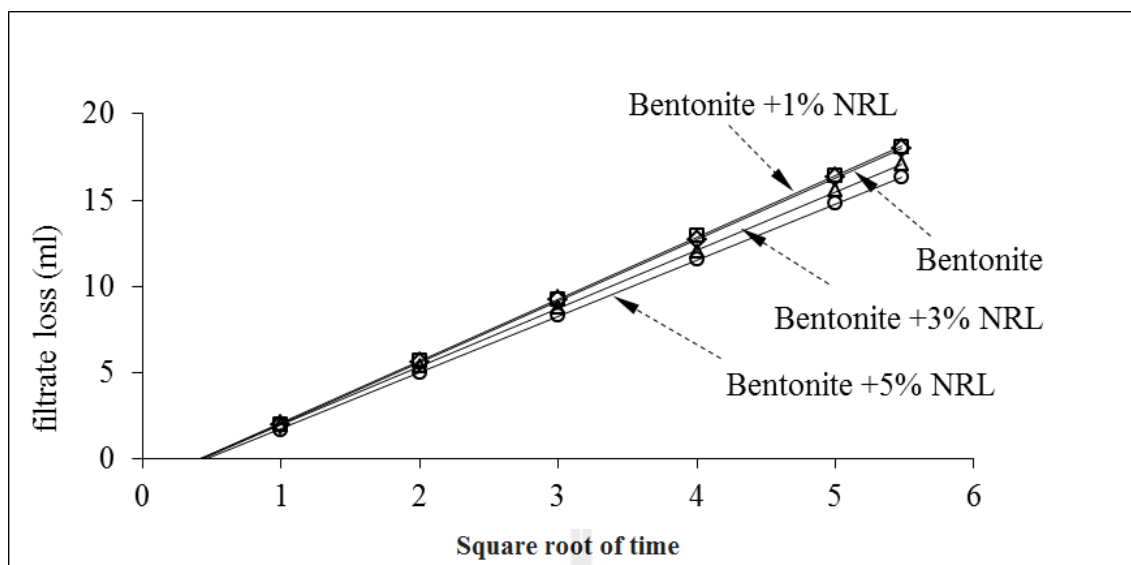


รูปที่ 4.21 ความหนาของชั้นผนังโคลน (Mudcake) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยาพารา
ธรรมชาติร้อยละ 5

รูปที่ 4.22 และ 4.23 แสดงค่าปริมาณน้ำที่มีการซึมผ่านกระดวยกรองก่อนการเกิดขึ้นของชั้นผนังโคลน (Spurt loss volume, ml) ของน้ำโคลนเบนโทไนต์และน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ โดยเป็นการพล็อตความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณน้ำที่ซึมหายไป (Filtrate loss volume, ml) กับค่ารากที่สองของเวลา จากกราฟแสดงให้เห็นว่าค่าการสูญเสียในน้ำโคลนนั้นเพิ่มขึ้นเป็นเส้นตรงตามรากที่สองของเวลาที่เพิ่มขึ้น นั่นคือค่าการสูญเสียน้ำโคลนเป็นสัดส่วนโดยตรงกับค่ารากที่สองของเวลา จากกราฟแสดงให้เห็นว่าไม่พบการเกิดค่าปริมาณน้ำที่มีการซึมผ่านกระดวยกรองก่อนการเกิดขึ้นของชั้นผนังโคลนที่เวลาเท่ากับศูนย์ ทั้งนี้อาจเนื่องมาจากค่าความซึมผ่าน (Permeability) ของกระดวยกรองที่ใช้มีค่าต่ำเกินไป ทำให้ไม่สามารถหาค่าปริมาณน้ำที่มีการซึมผ่านกระดวยกรองก่อนการเกิดขึ้นของชั้นผนังโคลนได้ สำหรับการทดสอบวัดค่าการซึมผ่านแบบสถิต (Static filtration test) ที่อาจให้ผลการทดลองที่แม่นยำขึ้นนั้นอาจใช้การทดสอบที่เรียกว่าการทดสอบ Permeability Plugging Test (PPT) โดยใช้แผ่นเซรามิกที่ทราบค่าความซึมผ่านที่แน่นอน



รูปที่ 4.22 ผลการทดสอบวัดค่าการซึมผ่านแบบสถิต (Static filtration test) ของน้ำโคลนเบนโทไนต์เทียบกับรากที่สองของเวลา



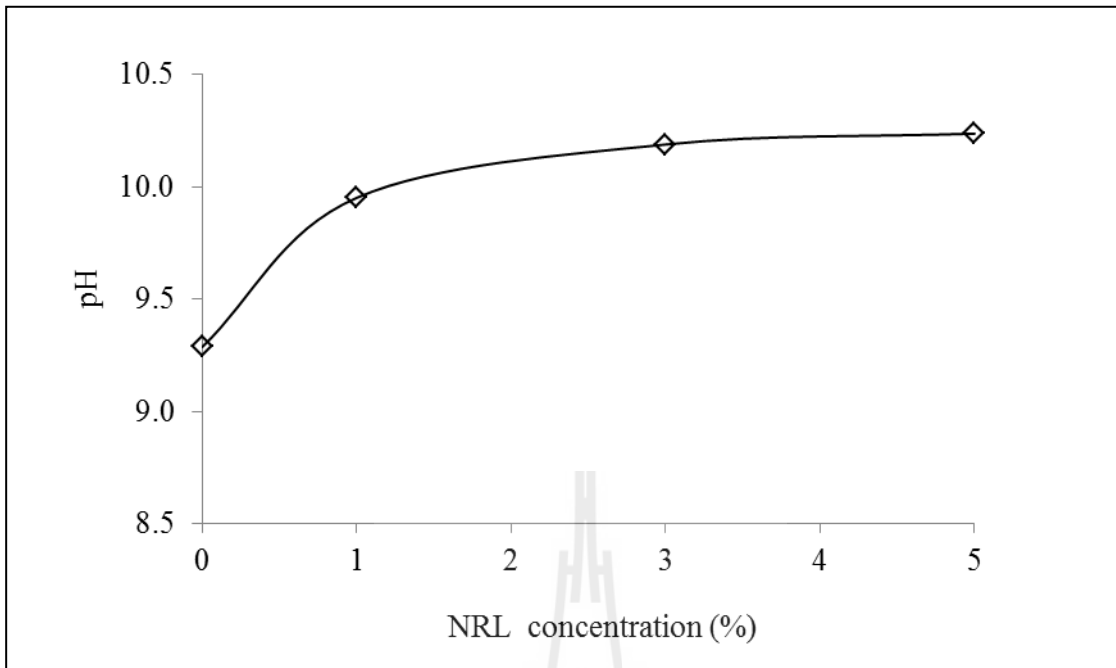
รูปที่ 4.23 ผลการทดสอบวัดค่าการซึมผ่านแบบสถิต (Static filtration test) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส เทียบกับรากที่สองของเวลา

4.5 การทดสอบวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ

ตารางที่ 4.4 แสดงผลการทดลองการทดสอบการวัดค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส ค่าจากการวัดทั้งสามครั้งได้ถูกเฉลี่ยและแสดงผลไว้ในรูปที่ 4.24 จากผลการทดลองแสดงให้เห็นว่าค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของตัวอย่างน้ำโคลนสูงขึ้นเมื่อสัดส่วนความเข้มข้นของน้ำยางพาราธรรมชาติเพิ่มสูงขึ้น นั่นคือน้ำโคลนมีความเป็นด่าง (Alkaline) มากขึ้น ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำโคลนเจาะที่ใช้เป็นส่วนผสมหลัก (Water-based mud) โดยทั่วไปจะถูกปรับปรุงให้มีค่าอยู่ในช่วงประมาณ 9.5 ถึง 10.5 (Baker Hughes, 2006) ซึ่งสอดคล้องกับตัวอย่างน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติซึ่งมีค่าความเป็นกรด-ด่าง อยู่ที่ 9.9 ถึง 10.2 ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าความเป็นด่างของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นสามารถช่วยลดปัญหาการกัดกร่อนของท่อและอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับกิจกรรมการเจาะได้อีกทางหนึ่งด้วย

ตารางที่ 4.4 ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ

ส่วนประกอบ ของตัวอย่างน้ำโคลน	ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของตัวอย่างน้ำโคลน			
	#1	#2	#3	เฉลี่ย
Bentonite	9.332	9.235	9.295	9.287
Bentonite+ 1%NRL	10.032	9.912	9.910	9.952
Bentonite+ 3%NRL	10.251	10.226	10.089	10.189
Bentonite+ 5%NRL	10.154	10.300	10.257	10.237



รูปที่ 4.24 ค่าความเป็นกรด-ด่าง (pH) ของตัวอย่างน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

4.6 การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

โดยทั่วไปน้ำโคลนจะนั้นมีราคาค่อนข้างแพง จึงจำเป็นต้องมีการวิเคราะห์และสรุปถึงความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของน้ำโคลนที่นำมาใช้ โดยทำการเปรียบเทียบราคาของสารเติมแต่งน้ำยางพาราธรรมชาติกับสารเติมแต่งที่ใช้กันทั่วไปในการเจาะ ตารางที่ 4.5 แสดงรายการชนิดของสารเติมแต่งที่ใช้ผสมในน้ำโคลนเจาะพร้อมทั้งราคาต่อหน่วย

ตารางที่ 4.5 ราคาของสารเติมแต่ง

สารเติมแต่ง	ราคา (บาท)	หน่วย (กก.)	ราคาต่อหน่วย (บาท/กก.)
API Bentonite	16,100	1,000	16.10
Barite	4,500	1,000	4.5
PAC Polymer	72,000	25	2,880
Guar Gum	120,00	1,000	120
Xanthan Gum	105,000	1,000	105
Natural Rubber Latex	75	1	75

สารเติมแต่งในตารางเป็นชนิดของสารเติมแต่งที่ใช้ทั่วไปในหลุมเจาะ จากตารางจะเห็นได้ว่าราคาของสารเคมีที่เป็นสารเติมแต่งมีราคาแพงกว่าน้ำยางธรรมชาติ เมื่อเปรียบเทียบกับสารเพิ่มความหนืด (viscosifier) นั่นคือ Guar gum และ Xhanthan gum น้ำยางพาราธรรมชาติก็มีราคาถูกกว่าร้อยละ 38 และร้อยละ 29 ตามลำดับ และยังถูกกว่า PAC polymer ซึ่งเป็นสารลดการสูญเสียในน้ำโคลนอยู่มาก ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่า ราคาของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นมีราคาถูกกว่าน้ำโคลนที่ผสมด้วยสารเติมแต่งอื่น ๆ โดยทั่วไป ดังนั้นด้วยความที่มีราคาไม่แพงและเป็นสารที่มาจากธรรมชาติ เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและยังจัดหาได้ง่ายในประเทศไทย ดังนั้นน้ำยางพาราธรรมชาติจึงเหมาะสมที่จะนำมาผสมเป็นสารเติมแต่งในโคลนเจาะเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพทางด้านกระแสวิทยาและคุณสมบัติทางด้านการป้องกันการสูญเสียโคลนหรือน้ำในน้ำโคลนเจาะได้เป็นอย่างดี



บทที่ 5

สรุปผลการทดลอง และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการทดลอง

- จากผลการทดสอบน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ สามารถสรุปได้ดังต่อไปนี้
- 1) น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ แสดงคุณสมบัติการไหลแบบ ชูโดพลาสติก (Pseudoplastic) จากการที่มีค่าดัชนีการไหล (Flow behavior index, n) มีค่าน้อยกว่าหนึ่ง
 - 2) สารเติมแต่งน้ำยางพาราธรรมชาติในน้ำโคลนนั้นสามารถเพิ่มค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) ความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) จุดคราก (Yield point) และความแข็งแรงของเจล (Gel strength) สูงขึ้น ซึ่งจะมีผลในการช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการนำพาเศษหินในระหว่างการหมุนเวียนน้ำโคลนจากก้นหลุมขึ้นมายังปากหลุมและยังช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการทำความสะอาดหลุม โดยการช่วยแขวนลอยเศษหินที่มีน้ำหนักในระหว่างที่มีการหยุดกิจกรรมการเจาะไว้ได้นานมากขึ้น
 - 3) เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติจะมีค่าความหนืดปรากฏ (Apparent viscosity) จุดคราก (Yield point) และความแข็งแรงของเจล (Gel strength) สูงขึ้น ในขณะที่ค่าความหนืดพลาสติก (Plastic viscosity) นั้นมีค่าลดลงเพียงเล็กน้อย
 - 4) จากการทดลองพบว่าน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่มีอัตราส่วนความเข้มข้นร้อยละ 5 นั้นให้ค่าทางวิทยากระแสน้ำที่เหมาะสมแก่น้ำโคลนประเภทที่มีน้ำเป็นหลัก (Water-based mud) มากที่สุด
 - 5) ค่าปริมาณการสูญเสียในน้ำโคลนตามมาตรฐาน API (API fluid loss) ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่มีอัตราส่วนความเข้มข้นร้อยละ 3 และร้อยละ 5 นั้นมีค่าลดลงร้อยละ 5 และ 10 ตามลำดับ เมื่อเปรียบเทียบกับน้ำโคลนเบนโทไนต์ธรรมดา
 - 6) เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นถึง 80 องศาเซลเซียส น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติสามารถช่วยปรับปรุงคุณสมบัติในการป้องกันการซึมผ่านเพิ่มขึ้นได้ประมาณร้อยละ 10 ถึงร้อยละ 15
 - 7) ชั้นผนังโคลน (Mudcake) ที่เกิดจากน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ มีความลื่น ซึ่งสามารถช่วยหล่อลื่นและลดความเสียหายของก้านเจาะต่อน้ำโคลนเจาะได้
 - 8) น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติสามารถใช้เจาะหลุมที่มีอุณหภูมิกันหลุมสูงได้ถึง 80 องศาเซลเซียส โดยไม่เกิดการสูญเสียสภาพทางความร้อนซึ่งสามารถเทียบเคียงได้กับความลึกของหลุมเจาะในอ่าวไทยที่อยู่ในช่วงความลึกระหว่าง 700 ถึง 1600 เมตร

- 9) น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติที่อัตราส่วนความเข้มข้นร้อยละ 13 และ 5 มีค่าเป็นกรด-ด่าง (pH) อยู่ในช่วงระหว่าง 9.9 ถึง 10.2 ซึ่งจะสามารถช่วยลดปัญหาการกัดกร่อนต่ออุปกรณ์ในระหว่างการหมุนเวียนน้ำโคลนได้
- 10) ผลการเปรียบเทียบราคาและทางด้านเศรษฐศาสตร์พบว่าน้ำยางพาราธรรมชาตินั้นมีราคาที่ถูกกว่าสารเติมแต่งชนิดอื่น ๆ ทั้งที่เป็นสารตามธรรมชาติหรือเป็นสารที่สังเคราะห์ขึ้น ดังนั้นน้ำยางพาราธรรมชาติจึงเหมาะสมที่จะนำมาผสมเป็นสารเติมแต่งในโคลนเจาะเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพทางด้านกระแสวิทยาและคุณสมบัติทางด้านการป้องกันการสูญเสีย น้ำโคลนหรือน้ำในน้ำโคลนเจาะได้เป็นอย่างดี

5.2 ข้อเสนอแนะ

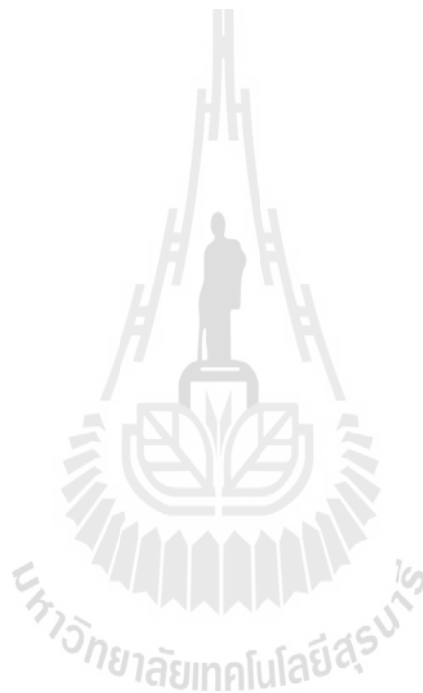
ข้อเสนอแนะจากการทดลองเพื่อการศึกษาเพิ่มเติมในอนาคตมีดังต่อไปนี้

- 1) ควรมีการศึกษาเพิ่มเติมเกี่ยวกับพฤติกรรมของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของสารเติมแต่งน้ำยางพาราธรรมชาติต่อความร้อนที่อุณหภูมิสูงกว่า 80 องศาเซลเซียส เพื่อหาอุณหภูมิที่น้ำยางพาราธรรมชาติมีการเสถียรภาพทางความร้อน และอาจทำการทดลองต่อน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติมากกว่าร้อยละ 5 เพิ่มเติม
- 2) ควรมีการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่านแบบมีการหมุนเวียนของน้ำโคลน (Dynamic filtration test) และควรมีการทดสอบน้ำโคลนที่อยู่ในสถานะที่มีอุณหภูมิและความดันสูงเพิ่มเติมซึ่งจะใกล้เคียงสถานะหลุมเจาะจริงมากกว่า และควรมีการทดสอบเพิ่มเติมเกี่ยวกับการปนเปื้อนและทำให้เกิดสูญเสียสภาพหรือการทำลายชั้นหิน (Formation damaged) ร่วมด้วย
- 3) ควรมีการศึกษาถึงอิทธิพลของความเค็มหรือความเป็นอิเล็กโทรไลต์ของน้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติเพราะว่าอาจจะส่งผลถึงการกระจายตัวของอนุภาคเบนโทไนต์ในโคลนเจาะ ตัวอย่างสารอิเล็กโทรไลต์เช่น โซเดียมคลอไรด์ (Sodium chloride) โพแทสเซียมคลอไรด์ (Potassium chloride) ซึ่งใช้กันโดยทั่วไปในโคลนเจาะเป็นต้น

บรรณานุกรม

- Amanullar, Md. and Yu, L. (2005). Environment friendly fluid loss additives to protect the marine environment from the detrimental effect of mud additives. J. Pet. Sci. Eng. 48: 199-208.
- API Recommended Practice. (1985). API Recommended Practice for Field Testing Drilling Fluids. (11th ed). Washington: API, Vol. 13 B, pp. 9-10.
- Bailey, L. (2004). Latex additive for water-based drilling fluids. inventors: M-I L.L.C. assignee. Apr 6. U.S. patent no. 6,715,568.
- Baker Hughes. (2006). Fundamentals of Drilling Fluids. In Drilling Fluids Reference Manual. Baker Hughes. p.1-30.
- Blackley, D.C. (1997). Polymer latexes: Science and technology. (2nd ed.). New York, Chapman & Hall.
- Bourgoyne Jr, A.T., Millheim, K.K., Chenevert, M.E., and Young Jr, F.S. (1986). Drilling Fluids. In: Applied Drilling Engineering. SPE Vol. 2, p. 41-84.
- Cacioli, P. (1997). Introduction to latex and the rubber industry. Rev. fr. Allegol. 37 (8): 1173-1176.
- Caenn, R. and Chillingar, G.V. (1996). Drilling fluids: state of the art. J. Pet. Sci. Eng. 14: 221-230.
- Chesser, B.G., Perricone, C., and Bettge, G.W. (2008). Drilling Fluid System with Improved Fluid Loss Properties. inventors: Baker Hughes assignee. Oct 21. U.S. patent no. 7,439,209 B2.
- Chilingarian, G.V. and Vorabutr, P. (1983). Drilling and Drilling Fluids. (2nd ed). Amsterdam: Elsevier. 767p.
- Gatlin, C. (1960). Petroleum Engineering Drilling and Well Completions. Texas, Prentice Hall. P. 7-93.
- Lekuthai, T., Charusirisawad, R. and Vacher, M. (1995). Heat flow map of the Gulf of Thailand. CCOP Technical bulletin. 25: 63-78.
- Luckham, P.V. and Rossi, S. (1999). The colloidal and rheological properties of bentonite suspensions. J. Colloid Interface Sci. 82: 43-92.
- MI Swaco. (1998). Polymer Chemistry and Applications. In Fluids Engineering Manual. Revision No: A-0

- Sridee, J. (2006). Rheological properties of natural rubber latex. Thesis: Master of Engineering (Polymer Engineering). Suranaree University of Technology, Nakhon Ratchasima, Thailand.
- Stowe, C.J., Bland, R.G., Clapper, D.K., Xiang, T., and Benaissa S. (2004). Water-based drilling fluids using latex additives. inventors: Baker Hughes assignee, Mar 9. U.S. patent no. 6,703,351 B2.
- Mahto, V. and Sharma, V.P. (2004). Rheological study of a water based oil well drilling fluid. J. Pet. Sci. Eng. 45: 123-128.



ภาคผนวก ก

ผลการทดสอบจากเครื่องวัดความหนืด Fann viscometer
และตัวแปรที่เกี่ยวข้องของตัวอย่างน้ำโคลน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ตารางที่ ก1 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	22	20	23	21.67	1021.8	0.046
300	17	16	18	17.00	510.9	0.036
200	15	14	15	14.67	340.6	0.031
100	12	11	12	11.67	170.3	0.025
6	9	9	9	9.00	10.2	0.019
3	8	8	8	8.00	5.1	0.017
Gel _{in}	13	12	9			
Gel ₁₀	16	14	11			
Plastic viscosity	5	4	5			
Apparent viscosity	11	10	11.5			
Yield point	12	12	13			

ตารางที่ ก2 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	26	23	26	25.00	1021.8	0.053
300	20	19	21	20.00	510.9	0.043
200	18	17	19.5	18.17	340.6	0.039
100	16	14	17	15.67	170.3	0.033
6	10	9	11	10.00	10.2	0.021
3	9	8	10	9.00	5.109	0.019
Gel _{in}	15	14	15.5			
Gel ₁₀	19	18	19			
Plastic viscosity	6	4	5			
Apparent viscosity	13	11.5	13			
Yield point	14	15	16			

ตารางที่ ก3 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	32	28	31	30.33	1021.8	0.065
300	27	24	26	25.67	510.9	0.055
200	26	23	23	24.00	340.6	0.051
100	25	20	20	21.67	170.3	0.046
6	19	14	19	17.33	10.2	0.037
3	18	13	19	16.67	5.1	0.036
Gel _{in}	24	18	20			
Gel ₁₀	23	18	19.5			
Plastic viscosity	5	4	5			
Apparent viscosity	16	14	15.5			
Yield point	22	20	21			

ตารางที่ ก4 6 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	35	39	36	36.67	1021.8	0.078
300	30	36	31.5	32.50	510.9	0.069
200	28	34	28	30.00	340.6	0.064
100	25	32	26	27.67	170.3	0.059
6	23	22	24	23.00	10.2	0.049
3	21	20	23	21.33	5.1	0.045
Gel _{in}	22	26	26			
Gel ₁₀	25	23.5	24			
Plastic viscosity	5	3	4.5			
Apparent viscosity	17.5	19.5	18			
Yield point	25	33	27			

ตารางที่ ก5 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 1
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	22	24	24	23.33	1021.8	0.050
300	17	19	19	18.33	510.9	0.039
200	15	17	17	16.33	340.6	0.035
100	12	14	13	13.00	170.3	0.028
6	9	13	12	11.33	10.2	0.024
3	7	10	10	9.00	5.1	0.019
Gel _{in}	10	12	12			
Gel ₁₀	12	14	15			
Plastic viscosity	5	5	5			
Apparent viscosity	11	12	12			
Yield point	12	14	14			

ตารางที่ ก6 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 1
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	28	30	29	29.00	1021.8	0.062
300	23	24	24	23.67	510.9	0.050
200	20	23	21	21.33	340.6	0.045
100	17	19.5	18	18.17	170.3	0.039
6	13	15	17	15.00	10.2	0.032
3	11	14	15	13.33	5.1	0.028
Gel _{in}	15	16	18			
Gel ₁₀	20	19	19			
Plastic viscosity	5	6	5			
Apparent viscosity	14	15	14.5			
Yield point	18	18	19			

ตารางที่ ก7 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 1
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	32	33	34	33.00	1021.8	0.070
300	27	27.5	29	27.83	510.9	0.059
200	24	25	26	25.00	340.6	0.053
100	22	22	24	22.67	170.3	0.048
6	19	20	22.5	20.50	10.2	0.044
3	17	17	21	18.33	5.1	0.039
Gel _{in}	20	19	24			
Gel ₁₀	19	22	23			
Plastic viscosity	5	5.5	5			
Apparent viscosity	16	16.5	17			
Yield point	22	22	24			

ตารางที่ ก8 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 1
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	41	37	39	39.00	1021.8	0.083
300	36	31	35	34.00	510.9	0.072
200	32	28	33.5	31.17	340.6	0.066
100	30	24	31	28.33	170.3	0.060
6	26	23	22	23.67	10.2	0.050
3	20	22	30	24.00	5.1	0.051
Gel _{in}	24	27	27			
Gel ₁₀	24	24	25			
Plastic viscosity	5	6	4			
Apparent viscosity	20.5	18.5	19.5			
Yield point	31	25	31			

ตารางที่ ก9 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 3
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรง เฉือน $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb/ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	24	27	24	25.00	1021.8	0.053
300	19	22	19	20.00	510.9	0.043
200	16	20	18	18.00	340.6	0.038
100	14	16	15	15.00	170.3	0.032
6	13	15	12	13.33	10.2	0.028
3	12	14	10	12.00	5.1	0.026
Gel _{in}	13	14.5	12			
Gel ₁₀	14	18	15			
Plastic viscosity	5	5	5			
Apparent viscosity	12	13.5	12			
Yield point	14	17	14			

ตารางที่ ก10 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 3
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb/ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	33	30	30	31.00	1021.8	0.066
300	27	26	24	25.67	510.9	0.055
200	25	24	23	24.00	340.6	0.051
100	21	23	19.5	21.17	170.3	0.045
6	20	18	15	17.67	10.2	0.038
3	19	16	14	16.33	5.1	0.035
Gel _{in}	20	18	16			
Gel ₁₀	24.5	20	19			
Plastic viscosity	6	4	6			
Apparent viscosity	16.5	15	15			
Yield point	21	22	18			

ตารางที่ ก11 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 3
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน $\dot{\gamma}$ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	34	36	37	35.67	1021.8	0.076
300	29	30	32	30.33	510.9	0.065
200	27	28	29	28.00	340.6	0.060
100	23	25	24	24.00	170.3	0.051
6	21	21	21	21.00	10.2	0.045
3	18	19	18.5	18.50	5.1	0.039
Gel _{in}	21	23.5	24			
Gel ₁₀	21	25	24			
Plastic viscosity	5	6	5			
Apparent viscosity	17	18	18.5			
Yield point	24	24	27			

ตารางที่ ก12 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 3
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	41	42	40	41.00	1021.8	0.087
300	35	38	35	36.00	510.9	0.077
200	33	35	34	34.00	340.6	0.072
100	30	32	31	31.00	170.3	0.066
6	27	31	29	29.00	10.2	0.062
3	26	30	28	28.00	5.1	0.060
Gel _{in}	29	33	32.5			
Gel ₁₀	25	30	28			
Plastic viscosity	6	4	5			
Apparent viscosity	20.5	21	20			
Yield point	29	34	30			

ตารางที่ ก13 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	29	25	29	27.67	1021.8	0.059
300	24	20	23	22.33	510.9	0.048
200	22	18	20	20.00	340.6	0.043
100	19	15	17	17.00	170.3	0.036
6	18	13	15	15.33	10.2	0.033
3	16	12	14	14.00	5.1	0.030
Gel _{in}	16	13	15			
Gel ₁₀	17	14	16			
Plastic viscosity	5	5	6			
Apparent viscosity	14.5	12.5	14.5			
Yield point	19	15	17			

ตารางที่ ก14 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อ ปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	30	33	34	32.33	1021.8	0.069
300	26	27	28	27.00	510.9	0.058
200	24	24.5	27	25.17	340.6	0.054
100	22	21	23	22.00	170.3	0.047
6	21	15	21	19.00	10.2	0.041
3	20	14	18	17.33	5.1	0.037
Gel _{in}	21	15	21			
Gel ₁₀	19	18	21			
Plastic viscosity	4	6	6			
Apparent viscosity	15	16.5	17			
Yield point	22	21	22			

ตารางที่ ก15 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	40	35	36	37.00	1021.8	0.079
300	35	29	31	31.67	510.9	0.068
200	34	25.5	29	29.50	340.6	0.063
100	30	23	28	27.00	170.3	0.058
6	22	21	25	22.67	10.2	0.048
3	21	19	22	20.67	5.1	0.044
Gel _{in}	24	22	24			
Gel ₁₀	23	21	23			
Plastic viscosity	5	6	5			
Apparent viscosity	20	17.5	18			
Yield point	30	23	26			

ตารางที่ ก16 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

ความเร็วรอบ (รอบต่อนาที)	ค่าเฉลี่ยที่อ่านได้จากเครื่องวัดความหนืด				อัตราแรงเฉือน γ (sec ⁻¹)	แรงเฉือน τ (lb _f /ft ²)
	ครั้งที่ 1	ครั้งที่ 2	ครั้งที่ 3	ค่าเฉลี่ย		
600	43	47	49	46.33	1021.8	0.099
300	38	41	45	41.33	510.9	0.088
200	36	40	42.5	39.50	340.6	0.084
100	34	36	39	36.33	170.3	0.077
6	27	35	34	32.00	10.2	0.068
3	25	31	32	29.33	5.1	0.063
Gel _{in}	29	32	34			
Gel ₁₀	28	34	32			
Plastic viscosity	5	6	4			
Apparent viscosity	21.5	23.5	24.5			
Yield point	33	35	41			

ภาคผนวก ข

ผลการทดสอบคุณสมบัติการซึมผ่าน



ตารางที่ ข1 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.1	5.7	9.3	12.8	16.4	18.1	2.52	2.8	2.06
2	2	5.6	9.1	12.6	16	17.8	2.86	2.42	2.5
3	2	5.6	9.2	12.8	16.4	18.2	2.2	2.16	2.12

ตารางที่ ข2 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.4	6.2	10.3	14.2	18.1	20.1	3.84	3.2	3.19
2	2.4	6.6	10.8	15	19.2	21.2	2.48	2.38	3.1
3	2.6	7.2	11.4	15.7	20	21.9	3.16	3.62	3.1

ตารางที่ ข3 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.6	7.1	11.5	15.4	20.4	22.5	4.8	3.8	2.7
2	3	7.5	12	16.5	21	23.1	3.12	3	2.76
3	3.1	7.5	12.2	16.8	21.4	23.5	3.72	3.02	3.96

ตารางที่ ข5 น้ำโคลนเบนโทไนต์ร้อยละ 6 (โดยน้ำหนักต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	3.4	8.2	13.0	18.0	22.8	25.1	3.54	3.86	3.18
2	3.2	7.8	12.4	17.2	22.0	24.1	3.76	3.60	3.18
3	3.4	8.2	13.0	17.9	22.8	25.1	3.10	3.16	3.64

ตารางที่ ข6 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 1
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.0	5.6	9.4	12.9	16.4	18.0	2.78	2.08	3.40
2	1.8	5.4	8.6	12.2	15.5	17.2	2.74	2.32	2.46
3	2.1	6.0	9.7	13.5	17.4	19.0	2.32	2.46	2.66

ตารางที่ ข7 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 3
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.0	5.6	9.0	12.4	15.9	17.4	3.52	2.62	2.48
2	1.9	5.2	8.6	11.8	15.3	16.9	2.56	2.56	2.6
3	2.1	5.5	8.8	11.8	15.5	17.0	3.00	3.00	3.00

ตารางที่ ข8 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 30 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	1.6	4.8	8.0	11.2	14.2	15.6	3.24	2.40	3.00
2	1.8	5.0	8.2	11.5	14.8	16.4	3.14	2.88	3.22
3	1.7	5.3	8.6	12.0	15.3	16.8	2.48	2.62	2.92

ตารางที่ ข9 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 45 องศาเซลเซียส

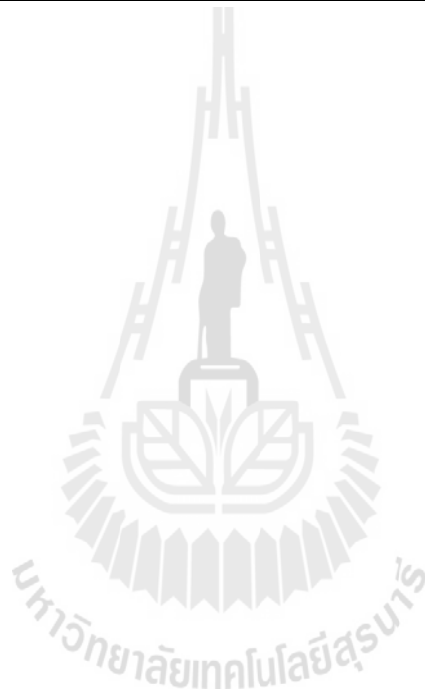
ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.1	5.8	9.5	13.0	16.9	18.4	4.98	2.84	5.26
2	2.2	6.0	9.8	13.4	17.0	18.8	5.00	3.38	3.96
3	2.3	6.4	10.4	14.3	18.1	20.0	3.38	3.6	4.2

ตารางที่ ข10 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 60 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.5	7.0	11.1	15.2	19.2	21.1	5.98	4.70	5.56
2	2.6	6.7	10.6	14.5	18.4	20.2	3.34	3.62	3.16
3	2.6	6.8	10.9	14.9	18.9	20.8	3.78	4.64	3.28

ตารางที่ ข11 น้ำโคลนที่มีส่วนผสมของน้ำยางพาราธรรมชาติ (NRL) ที่ร้อยละ 5
(โดยปริมาตรต่อปริมาตร) ที่อุณหภูมิ 80 องศาเซลเซียส

ตัวอย่าง น้ำโคลน	การสูญเสียน้ำในน้ำโคลน (มล.)						ความหนาของ ชั้นผนังโคลน (มม.)		
	นาที่ที่ 1	นาที่ที่ 4	นาที่ที่ 9	นาที่ที่ 16	นาที่ที่ 25	นาที่ที่ 30	#1	#2	#3
1	2.6	7.0	11.2	15.4	19.4	21.4	4.34	4.76	3.80
2	2.8	7.0	11	15	18.8	20.8	6.28	4.63	3.68
3	2.7	7.0	11.2	15.3	19.3	21.3	4.60	6.70	5.46



ประวัติผู้วิจัย

นายอัมพรัตน์ วรรณโกมล เกิดเมื่อวันที่ 30 กันยายน 2515 ที่จังหวัดชลบุรี สำเร็จการศึกษาชั้นปริญญาตรีสาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาวิทยาศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ชั้นปริญญาโทสาขาวิศวกรรมปิโตรเลียม จากภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และชั้นปริญญาเอก สาขาธรณีวิทยา จากภาควิชาธรณีวิทยา มหาวิทยาลัย Free University ประเทศสหพันธ์รัฐเยอรมัน ปัจจุบันเป็นอาจารย์ประจำสาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี สำนักวิชาวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จังหวัดนครราชสีมา

