



รายงานการวิจัย

การใช้สาร ลิเนียร์ อัลคิล เบนซีน ซัลโฟเนต เพื่อลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบ
ในการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันดิบ
(Using Linear Alkyl Benzene Sulfonate to Reduce Interfacial
Tension of Crude Oil in Enhanced Oil Recovery)

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจาก
มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี



รายงานการวิจัย

การใช้สาร ลิเนียร์ อัลคิล เบนซีน ซัลโฟเนต เพื่อลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบ
ในการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันดิบ
(Using Linear Alkyl Benzene Sulfonate to Reduce Interfacial
Tension of Crude Oil in Enhanced Oil Recovery)

หัวหน้าโครงการ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. อัมพรรค์ วรรณโกมล

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ผู้ร่วมวิจัย

ดร.ปัทมาภิตา ชีระกุลสถิตย์

สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี

สำนักวิศวกรรมศาสตร์

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2555

ผลงานวิจัยเป็นความรับผิดชอบของหัวหน้าโครงการวิจัยแต่ผู้เดียว

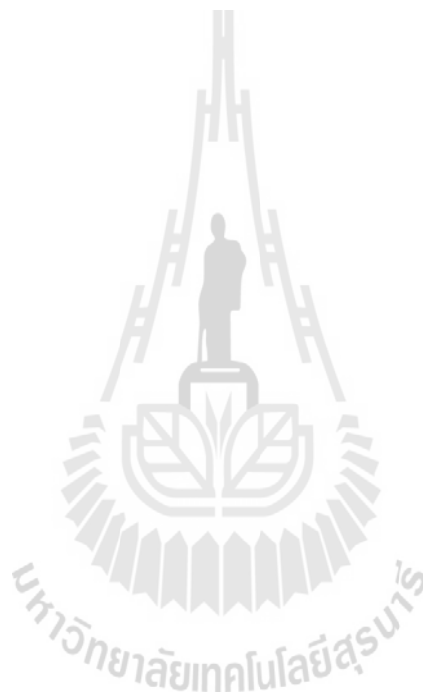
สิงหาคม 2558

กิตติกรรมประกาศ

การวิจัยครั้งนี้ได้รับทุนอุดหนุนการวิจัยจากมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ปีงบประมาณ พ.ศ. 2555 งานวิจัยนี้ได้รับความอนุเคราะห์ตัวอย่างน้ำมันดิบและข้อมูลที่สำคัญจากศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมพลังงานทหาร จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งผู้วิจัยต้องขอขอบคุณมา ณ โอกาสนี้ด้วย

ผู้วิจัย

สิงหาคม 2558



บทคัดย่อ

การวิจัยนี้มีจุดมุ่งหมายเพื่อศึกษาการลดค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบ โดยการเติมสารละลายลดแรงตึงผิวลงในน้ำมันดิบ สารอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต (Linear Alkyl Benzene Sulfonate, LAS) ถูกเลือกมาใช้เป็นสารเติมแต่งเพื่อลดแรงตึงผิวในงานวิจัยครั้งนี้ โดยผลกระทบอันเนื่องมาจากความเข้มข้นของสารอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตที่ความเข้มข้นร้อยละ 5 10 และ 15 โดยปริมาตร และอุณหภูมิในช่วง 40 ถึง 90 องศาเซลเซียส ระหว่างสารละลายอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตและน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันสันทรายซึ่งตั้งอยู่ที่แอ่งผาง ได้ถูกทำการวัดค่าโดยวิธีใช้วงแหวนและแผ่นวัดค่าความตึงผิวตามมาตรฐานของ ASTM D971-99 โดยในการศึกษาครั้งนี้ โปรแกรม Eclipse 100 ได้ถูกนำมาใช้ในการคำนวณอัตราการผลิตน้ำมันดิบและจากนั้นผลที่ได้ถูกนำมาพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์จากการใช้สารละลายอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตเป็นสารเติมแต่งเพื่อลดแรงตึงผิวในกระบวนการผลิตน้ำมันด้วยการอัดด้วยน้ำ ผลการศึกษาที่ได้พบว่าค่าแรงตึงผิวลดลงได้มากที่สุดถึงร้อยละ 20 เมื่อมีการเติมสารละลายอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตที่มีความเข้มข้นร้อยละ 10 โดยปริมาตร ที่อุณหภูมิ 70 องศาเซลเซียส ให้กับตัวอย่างน้ำมันดิบ ผลการจำลองแหล่งกักเก็บโดยการอัดสารลดแรงตึงผิวที่เตรียมไว้เพื่อช่วยในการผลิตบ่งชี้ว่าประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันสูงสุดคิดเป็นร้อยละ 25.33 ซึ่งได้มาจากวิธีการอัดสารลดแรงตึงผิวนี้ที่มีความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร ที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน ในส่วนของการประเมินทางเศรษฐศาสตร์พบว่าเมื่ออัตราส่วนลดเท่ากับร้อยละ 8 มูลค่าปัจจุบันสุทธิที่สูงที่สุดมีมูลค่าเท่ากับ 9,479,412 ดอลลาร์สหรัฐ ซึ่งได้จากวิธีการอัดสารละลายอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตในอัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้นของสารละลายร้อยละ 5 โดยปริมาตร ในขณะที่อัตราผลตอบแทนภายในที่สูงที่สุดเท่ากับร้อยละ 31.96 นั้น ได้จากวิธีการอัดสารละลายอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตในอัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้นของสารละลายร้อยละ 5 โดยปริมาตร

Abstract

This research aimed to study the reduction of interfacial tension (IFT) by adding the surfactant solution into crude oil. Linear Alkyl Benzene Sulfonate (LAS) was selected to use as IFT reducing additive in this research. The effect of LAS concentration (5%, 10%, and 15% of concentration by volume) and temperature (40°C - 90°C) on IFT between LAS solution and crude oil from San sai oil field located in Fang basin were measured by Ring and Plate Method based on ASTM D971-99 standard. In this study Eclipse 100 was used to crude oil production rates and the results then had been considered in term of economic returns from using LAS as IFT reducing additive in the waterflooding oil recovery process. It was found that the maximum of 20% crude oil IFT reducing occurred after adding LAS solution at 10% by volume at 70°C to crude oil sample. Result from reservoir simulation by surfactant solution injection indicated that the highest oil recovery efficiency of 25.33% was from the 200 bbl/day surfactant solution injection rate model at concentration of 15% by volume. In economic evaluation with 8% discount rate, the highest net present value of 9,479,412 US\$ was from 200 bbl/day surfactant solution injection rate model at concentration of 5% by volume. While the highest internal rate of return of 31.96% was from 100 bbl/day surfactant solution injection rate model at concentration of 5% by volume.

สารบัญ

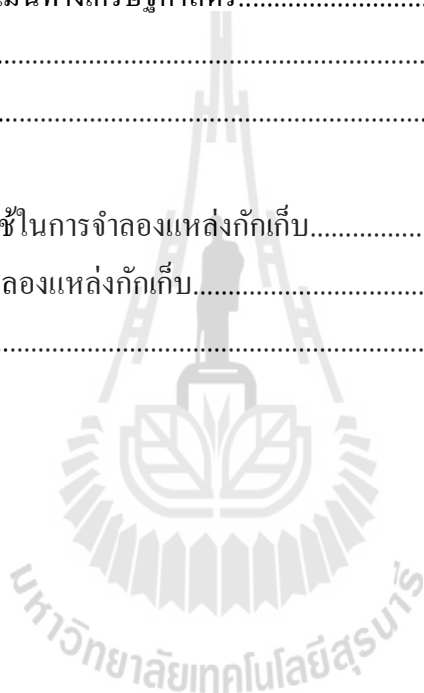
	หน้า
กิตติกรรมประกาศ.....	ก
บทคัดย่อภาษาไทย.....	ข
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ.....	ค
สารบัญ.....	ง
สารบัญตาราง.....	ช
สารบัญภาพ.....	ซ
คำอธิบายสัญลักษณ์.....	ฎ
บทที่ 1 บทนำ	
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาที่ทำการวิจัย.....	1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัย.....	1
1.3 ขอบเขตและข้อจำกัดของโครงการวิจัย.....	2
1.4 วิธีดำเนินการวิจัยและสถานที่ทำการทดลอง/เก็บข้อมูล.....	2
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและหน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์.....	3
1.6 เนื้อหาของรายงานงานวิจัย.....	4
บทที่ 2 การทบทวนวรรณกรรม	
2.1 บทนำ.....	5
2.2 คำจำกัดความและวิธีการวัดค่าแรงดึงผิว.....	5
2.3 การแบ่งประเภทและการใช้สารลดแรงดึงผิวเพื่อลดแรงดึงผิว.....	7
2.4 สารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต.....	8
2.5 แหล่งน้ำมันฝาง.....	9
2.5.1 ลักษณะทั่วไป.....	9
2.5.2 ลักษณะทางธรณีวิทยา.....	9
2.5.3 ระบบปิโตรเลียม.....	15
2.5.4 แหล่งน้ำมันสันทราย.....	18
2.5.5 ปริมาณสำรองของแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งฝาง.....	19
2.6 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	20
2.6.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม.....	20
2.6.2 ขั้นตอนในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่ง กักเก็บปิโตรเลียม.....	20

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
2.6.3 การเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	21
บทที่ 3 วิธีการทดลอง	
3.1 บทนำ.....	25
3.2 การทดลองในห้องปฏิบัติการ.....	25
3.2.1 การทดลองวัดค่าแรงดึงผิว.....	25
3.2.2 การทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงดึงผิว.....	27
3.3 การประเมินแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน.....	28
3.3.1 ข้อมูลที่จำเป็นในการสร้างแบบจำลอง.....	28
3.3.2 ข้อมูลที่รวบรวมมาจากงานวิจัยที่ผ่านมา.....	30
3.3.3 การออกแบบรูปแบบการอัดน้ำ.....	30
3.4 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์.....	32
3.4.1 ค่าสมมติฐานเบื้องต้น.....	32
3.4.2 ข้อสมมติฐานประกอบอื่น ๆ.....	33
บทที่ 4 ผลการทดลองและการอภิปราย	
4.1 บทนำ.....	35
4.2 ผลการทดลองและการอภิปราย.....	35
4.2.1 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิว.....	35
4.2.2 ผลการทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำที่ผสมสารลดแรงดึงผิว.....	37
4.3 ผลจากการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บและการอภิปรายผล.....	38
4.3.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบพื้นฐาน.....	39
4.3.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj100_case1.....	40
4.3.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj100_case2.....	42
4.3.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj100_case3.....	43
4.3.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj200_case1.....	45
4.3.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj200_case2.....	46
4.3.7 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj200_case3.....	48
4.3.8 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj300_case1.....	49
4.3.9 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj300_case2.....	51
4.3.10 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj300_case3.....	52

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
4.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์.....	55
บทที่ 5 สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ	
5.1 บทนำ.....	66
5.2 สรุปผลการทดลอง.....	66
5.2.1 สรุปผลการทดลองจากห้องปฏิบัติการ.....	66
5.2.2 การทดลองแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน.....	66
5.2.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์.....	69
5.3 ข้อเสนอแนะ.....	71
บรรณานุกรม.....	72
ภาคผนวก	
ภาคผนวก ก ข้อมูลที่ใช้ในการจำลองแหล่งกักเก็บ.....	74
ภาคผนวก ข ผลการจำลองแหล่งกักเก็บ.....	85
ประวัติผู้วิจัย.....	95



สารบัญตาราง

	หน้า
ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวในชั้นทรายปางสัก.....	17
แหล่งน้ำมันแม่สุ่น	
ตารางที่ 2.2 ปริมาณน้ำมันสำรองโดยประมาณของแอ่งน้ำมันฝาง.....	19
ตารางที่ 2.3 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์.....	23
ตารางที่ 3.1 รายละเอียดรูปแบบการอัดน้ำที่กำหนดขึ้นในการทดสอบ.....	31
ตารางที่ 3.2 รายละเอียดข้อมูลหลุมเจาะที่ทดสอบ.....	32
ตารางที่ 3.3 รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสเงินสด.....	33
ตารางที่ 4.1 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ไม่ผสมสารลดแรงดึงผิว.....	35
ตารางที่ 4.2 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงดึงผิว.....	36
ความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยปริมาตร	
ตารางที่ 4.3 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงดึงผิว.....	36
ความเข้มข้นร้อยละ 10 โดยปริมาตร	
ตารางที่ 4.4 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงดึงผิว.....	36
ความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร	
ตารางที่ 4.5 ความหนืดของน้ำที่ผสมสารลดแรงดึงผิวที่อุณหภูมิ 40.....	38
และ 70 องศาเซลเซียส	
ตารางที่ 4.6 ค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ (Oil recovery efficiency).....	54
ตารางที่ 4.7 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบพื้นฐาน (base case).....	56
ตารางที่ 4.8 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj100_case1.....	57
ตารางที่ 4.9 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj100_case2.....	58
ตารางที่ 4.10 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj100_case3.....	59
ตารางที่ 4.11 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj200_case1.....	60
ตารางที่ 4.12 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj200_case2.....	61
ตารางที่ 4.13 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj200_case3.....	62
ตารางที่ 4.14 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj300_case1.....	63
ตารางที่ 4.15 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj300_case2.....	64
ตารางที่ 4.16 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj300_case3.....	65

สารบัญภาพ

	หน้า
รูปที่ 2.1 รูปการทดสอบวัดค่าแรงดึงผิวตามแบบ Wilhelmy plate method.....	6
รูปที่ 2.2 สูตรเคมีของสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต.....	8
รูปที่ 2.3 ธรณีวิทยาของแอ่งฝางและแอ่งย่อยในแอ่งฝาง.....	13
รูปที่ 2.4 ลำดับโครงสร้างชั้นทรายในหินชุดแม่สอด.....	16
รูปที่ 2.5 ภาพแสดงระบบปิโตรเลียมในโครงสร้างแม่สอดและโครงสร้างสันทราย.....	18
รูปที่ 2.6 โครงสร้างชั้นหินในแหล่งน้ำมันสันทราย.....	19
รูปที่ 3.1 เครื่องมือ KRUSS K10ST Tension Meter	26
รูปที่ 3.2 พฤติกรรมของสารละลายที่อยู่ในถ้วยทดลอง.....	27
รูปที่ 3.3 เครื่องมือ HAAKE- Viscometer550	28
รูปที่ 3.4 ตัวอย่างของแบบจำลองแหล่งกักเก็บและตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำ... ที่ใช้ทดสอบในการทดลอง	29
รูปที่ 4.1 แรงดึงผิวของน้ำมันดิบทั้งที่ผสมและไม่ผสมสารลดแรงดึงผิวในแต่ละความเข้มข้น ที่อุณหภูมิแตกต่างกัน	37
รูปที่ 4.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ base case	39
รูปที่ 4.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ base case	39
รูปที่ 4.4 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ base case	40
รูปที่ 4.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case1	40
รูปที่ 4.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case1	41
รูปที่ 4.7 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj100_case1	41
รูปที่ 4.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case2	42
รูปที่ 4.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case2	42

สารบัญภาพ (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.10 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj100_case2	43
รูปที่ 4.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case3	43
รูปที่ 4.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case3	44
รูปที่ 4.13 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj100_case3	44
รูปที่ 4.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case1	45
รูปที่ 4.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case1	45
รูปที่ 4.16 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj200_case1	46
รูปที่ 4.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case2	46
รูปที่ 4.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case2	47
รูปที่ 4.19 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj200_case2	47
รูปที่ 4.20 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case3	48
รูปที่ 4.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา..... (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case3	48
รูปที่ 4.22 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj200_case3	49
รูปที่ 4.23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา..... (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case1	49

สารบัญภาพ (ต่อ)

	หน้า
รูปที่ 4.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา.....	50
(Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case1	
รูปที่ 4.25 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา	50
(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj300_case1	
รูปที่ 4.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา.....	51
(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case2	
รูปที่ 4.27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา.....	51
(Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case2	
รูปที่ 4.28 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา	52
(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj300_case2	
รูปที่ 4.29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา.....	52
(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case3	
รูปที่ 4.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา.....	53
(Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case3	
รูปที่ 4.31 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา	53
(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj300_case3	
รูปที่ 5.1 การเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้เปรียบเทียบกัน.....	67
ทั้งแบบผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว	
รูปที่ 5.2 การเปรียบเทียบปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้ทั้งแบบผสมและไม่ผสม.....	68
สารลดแรงตึงผิว	
รูปที่ 5.3 มูลค่าปัจจุบัน (NPV) ของแต่ละรูปแบบจำลองที่ถูกคิดที่อัตราคร้อยละ 8.....	70
เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบพื้นฐาน	
รูปที่ 5.4 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return, IRR) ของรูปแบบจำลองต่าง ๆ.....	71
ที่ถูกคิดที่อัตราคร้อยละ 8 เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบพื้นฐาน	

คำอธิบายสัญลักษณ์

bbbl = บาร์เรล (barrel)

bbbl/day = บาร์เรลต่อวัน (barrel per day)

bbbl/month = บาร์เรลต่อเดือน (barrel per month)

bbbl/year = บาร์เรลต่อปี (barrel per year)

bbbl/STB = บาร์เรล(คิดที่แหล่งกักเก็บ) ต่อบาร์เรลคิดที่ถังเก็บ (barrel per stock tank barrel)

Bcf = พันล้านลูกบาศก์ฟุต (Billion cubic feet)

Bcfd = พันล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (Billion cubic feet per day)

BOD = บาร์เรลน้ำมันต่อวัน (oil barrel per day)

dynes/cm = ดายน์ต่อเซนติเมตร (dynes/centimeter)

$^{\circ}\text{F}/100\text{ ft}$ = องศาฟาเรนไฮต์ต่อหนึ่งร้อยฟุต (fahrenheit degree per 100 feet)

ft^3/SCF = ลูกบาศก์ฟุตต่อลูกบาศก์ฟุตมาตรฐาน (cubic foot per standard cubic foot)

g/l = กรัมต่อลิตร (gram per liter)

g/cc = กรัมต่อลูกบาศก์เซนติเมตร (gram per cubic centimeter)

L/kg = ลิตรต่อกิโลกรัม (liter per kilogram)

mN/m = มิลลินิวตันต่อเมตร (millinewton per meter)

mg/kg bw/day = มิลลิกรัมต่อกิโลกรัมของน้ำหนักตัวต่อวัน

(milligram per kilogram bodyweight per day)

mg/m^3 = มิลลิกรัมต่อลูกบาศก์เมตร (milligram per cubic meter)

Ma = ล้านปี (Million ages)

Mcf/bbl = พันลูกบาศก์ฟุตต่อบาร์เรล (Thousand cubic feet per barrel)

mD = มิลลิดาร์ซี (milli Darcy)

MMbbl = Million barrels

MMcfd = ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (Million cubic feet per day)

MMcfd/month = ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อเดือน (Million cubic feet per month)

MMcfd/year = ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี (Million cubic feet per year)

MMSTB = ล้านบาร์เรลคิดที่ถังเก็บ (Million stock tank barrel)

MMUS\$/km = ล้านเหรียญสหรัฐต่อกิโลเมตร (Million US\$ per kilometer)

MMUS\$/well = ล้านเหรียญสหรัฐต่อหลุม (Million US\$ per well)

ppg = ปอนด์ต่อแกลลอน (pound per gallon)

ppm = หนึ่งในล้านส่วน (part per million)

คำอธิบายสัญลักษณ์ (ต่อ)

psi = ปอนด์ต่อตารางนิ้ว (pound square inch)

SCF/STB = ลูกบาศก์ฟุตมาตรฐานต่อบาร์เรลที่ถึงเก็บ (standard cubic foot per stock tank barrel)

US\$/bbl = เหรียญสหรัฐต่อบาร์เรล (US\$ per barrel)

US\$/kg = เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัม (US\$ per kilogram)

US\$/MMBTU = เหรียญสหรัฐต่อล้านบีทียู (US\$ per Million British thermal unit)

US\$/MMcf = เหรียญสหรัฐต่อลูกบาศก์ฟุต (US\$ per Million cubic feet)

FGIP = ปริมาณก๊าซที่อยู่ภายในแหล่งกักเก็บ (Gas in place)

FWIP = ปริมาณน้ำที่อยู่ภายในแหล่งกักเก็บ (Water in place)

FOIP = ปริมาณน้ำมันที่อยู่ภายในแหล่งกักเก็บ (Oil in place)

FGPT = ปริมาณก๊าซที่ผลิตขึ้นมาได้ทั้งหมด (Gas production total)

FOPT = ปริมาณก๊าซที่ผลิตขึ้นมาได้ทั้งหมด (Oil production total)

FWPT = ปริมาณน้ำที่ผลิตขึ้นมาได้ทั้งหมด (Water production total)

FGOR = อัตราส่วนของก๊าซต่อน้ำมัน (Gas oil ratio)

FGPR = ปริมาณการผลิตก๊าซ (Gas production rate)

FOPR = ปริมาณการผลิตน้ำมัน (Oil production rate)

FWPR = ปริมาณการผลิตน้ำ (Water production rate)

FWCT = ปริมาณน้ำที่ปนอยู่ในของไหลที่ผลิตได้ (Water cut)

FWIR = อัตราการฉีดอัดน้ำ (Water injection rate)

FPR = Reservoir pressure

FOE = ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมัน (Oil efficiency)

FTIRSUR = อัตราการฉีดอัดสารละลายลดแรงตึงผิว (Surfactant injection rate)

FTITSUR = ปริมาณรวมสารลดแรงตึงผิวที่ฉีดอัด (Surfactant injection total)

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหาที่ทำการวิจัย

การผลิตน้ำมันในชั้นตะกอนอินทรีย์ได้มีการพัฒนาและใช้ในการผลิตน้ำมันในหลายแหล่งกักเก็บทั่วโลกมาเป็นเวลานาน โดยเฉพาะวิธีการไล่น้ำมันด้วยน้ำนั้นเป็นวิธีการที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย เนื่องจากมีค่าใช้จ่ายที่ถูกลง วัสดุ อุปกรณ์หาได้ง่ายและมีความรู้ความเชี่ยวชาญอยู่แล้ว เนื่องจากมีการใช้กันอย่างแพร่หลาย ต่อเนื่อง วิธีการนี้สามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันให้ได้ปริมาณมากขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับปริมาณการผลิตน้ำมันในชั้นปฐมภูมิซึ่งเป็นการผลิตน้ำมันจากแรงขับเคลื่อนในแหล่งกักเก็บน้ำมันเพียงอย่างเดียว อย่างไรก็ตามแหล่งน้ำมันบางแหล่งที่ใช้วิธีการนี้ก็ยังคงสามารถผลิตน้ำมันได้เพียง 1 ใน 3 ของปริมาณสำรองเท่านั้น และปริมาณน้ำมันสำรองส่วนใหญ่ถึง 2 ใน 3 จะยังคงเหลือตกค้างอยู่ในแหล่งกักเก็บ จากปัญหาดังกล่าว นำมาซึ่งการคิดค้นวิธีการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมันโดยวิธีอื่น ๆ หนึ่งในนั้นคือ วิธีการไล่น้ำมันด้วยน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิว ซึ่งเป็นวิธีการที่ถูกใช้ในแหล่งกักเก็บที่มีอัตราการผลิตน้ำมันลดลงหลังจากการทำ การไล่น้ำมันด้วยน้ำเพียงอย่างเดียวในประเทศสหรัฐอเมริกา ปัจจุบันเทคโนโลยีนี้เป็นที่สนใจและทำการพัฒนาในหลายประเทศเนื่องจากราคาน้ำมันที่สูงขึ้นนั้นคุ้มค่าพอที่จะทำการค้นหาเทคนิคหรือวิธีการใหม่ๆ เพื่อนำน้ำมันดิบที่เหลืออยู่ในแหล่งกักเก็บขึ้นมาใช้ประโยชน์ แต่สารที่ใช้ส่วนใหญ่ที่ใช้ในกระบวนการไล่น้ำมันด้วยสารเคมีนั้นมักเป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมและมีราคาแพง ดังนั้นวิธีการไล่น้ำมันด้วยสารเคมีจึงไม่เป็นที่นิยมในบางประเทศ อย่างไรก็ตามในบางแหล่งกักเก็บก็ยังคงมีความจำเป็นในการใช้เทคนิคนี้อยู่เช่นกัน

เพื่อเป็นการป้องกันการใส่สารเคมีที่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม สารละลายอัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต (Linear Alkyl Benzene Sulfonate, LAS) ถูกนำมาใช้เพื่อลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบ เนื่องจากคุณสมบัติที่เหมาะสมของสารชนิดนี้ คือ สามารถช่วยลดแรงตึงผิวของคราบน้ำมัน ละลายน้ำได้ ราคาถูก และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม งานวิจัยนี้จึงเลือกสารชนิดนี้มาใช้ในการทดสอบ โดยผลที่คาดว่าจะได้รับจากงานวิจัยนี้คือสารลดแรงตึงผิวชนิดนี้สามารถที่จะลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบได้ และสามารถเป็นทางเลือกที่จะใช้สารลดแรงตึงผิวชนิดนี้เพื่อใช้ในกระบวนการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันได้ในอนาคต

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงการวิจัย

1.2.1 เพื่อศึกษาสมบัติทางกายภาพและผลของสารลดแรงตึงผิว (สารละลายระหว่าง

อัลคิลซิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตกับน้ำ) ต่อน้ำมันดิบ

- 1.2.2 เพื่อศึกษาผลกระทบระหว่างอัตราส่วนระหว่างสารลดแรงตึงผิวที่ใช้ทดสอบต่อน้ำมันดิบและน้ำ
- 1.2.3 เพื่อศึกษาผลกระทบของอุณหภูมิต่อแรงตึงผิวและสมบัติการไหลของน้ำมันและสารลดแรงตึงผิวที่ใช้ทดสอบ
- 1.2.4 เพื่อเปรียบเทียบอัตราการผลิตน้ำมันระหว่างวิธีการไล่น้ำมันด้วยน้ำทั้งแบบที่มีการผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวโดยการใช้แบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมันจากโปรแกรม Eclipse 100
- 1.2.5 เพื่อประเมินผลทางเศรษฐศาสตร์เมื่อใช้สารละลายระหว่างอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีน ซัลโฟเนตกับน้ำเป็นสารลดแรงตึงผิวเพื่อช่วยในการผลิตน้ำมันจากแหล่งน้ำมัน

1.3 ขอบเขตและข้อจำกัดของโครงการวิจัย

- 1.3.1 การทดสอบแรงตึงผิวกระทำในสถานะที่ไม่มี การเคลื่อนที่ และไม่ได้พิจารณาอิทธิพลของความดันและความเค็มของน้ำมันดิบ
- 1.3.2 การทดสอบแรงตึงผิวได้ทำการศึกษาเฉพาะในห้องปฏิบัติการทดลองเท่านั้น
- 1.3.3 ตัวอย่างน้ำมันดิบที่ใช้ในการทดลองได้มาจากแอ่งน้ำมันแม่สุ่น ภายในแหล่งน้ำมันฝาง อ.ฝาง จ.เชียงใหม่
- 1.3.4 การทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมันเพื่อประเมินประสิทธิภาพของการผลิตน้ำมันได้กระทำโดยใช้โปรแกรม Eclipse 100 ซึ่งเป็นโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่สามารถใช้จำลองคุณสมบัติของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมและยังสามารถจำลองการผลิตจากแหล่งจำลองที่สร้างขึ้นได้อีกด้วย

1.4 วิธีดำเนินการวิจัยและสถานที่ทำการทดลอง /เก็บข้อมูล

ในการวิจัยนี้ได้ดำเนินการตามลำดับขั้นตอนดังนี้

1.4.1 ทำการทดสอบหาแรงตึงผิว ตามมาตรฐานของ ASTM D971-99 ณ ห้องปฏิบัติการของไหลในการเจาะ สาขาวิชาเทคโนโลยีธรณี และห้องปฏิบัติการของไหลของ สาขาวิชาวิศวกรรมเครื่องกล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี ดังนี้

1. เตรียมตัวอย่างน้ำมันดิบที่ได้จากแหล่งน้ำมันที่ อ.ฝาง จ.เชียงใหม่ และทำการตรวจสอบสมบัติทางกายภาพ เช่น ค่าความถ่วงจำเพาะ ค่าความหนืด ค่าความหนาแน่น และแรงตึงผิว ที่ช่วงอุณหภูมิ 40-90 องศาเซลเซียส
2. ทำการเตรียมผสมน้ำและสารลดแรงตึงผิวในอัตราส่วนที่แตกต่างกัน คือ ร้อยละ 5 ร้อยละ 10 และ ร้อยละ 15 โดยปริมาตร

3. ตรวจสอบค่าความหนืดของสารลดแรงตึงผิวที่อยู่ในรูปของสารละลายแล้ว ที่ช่วงอุณหภูมิ 40-90 องศาเซลเซียส
4. ทดสอบหาค่าแรงตึงผิวระหว่างน้ำมันดิบและสารลดแรงตึงผิว ที่ช่วงอุณหภูมิ 40-90 องศาเซลเซียส

1.4.2 ทำการวิเคราะห์การผลิตน้ำมันด้วยโปรแกรม Eclipse 100 ดังนี้

1. สร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมันด้วยโปรแกรม Eclipse 100 โดยการใช้ข้อมูลคุณสมบัติทางกายภาพของแหล่งน้ำมันฝาง จ.เชียงใหม่ และน้ำมันที่ถูกผสมด้วยสารลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนและอุณหภูมิต่าง ๆ ดังที่ได้จากการทดลองข้างต้นที่กล่าวมาในการสร้างแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมันเพื่อทดสอบหาอัตราการผลิตน้ำมันที่เหมาะสมในเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ได้จำลองขึ้น
2. ทำการเปรียบเทียบอัตราการผลิตน้ำมันระหว่างวิธีการไล่้ำมันด้วยน้ำทั้งแบบที่มีการผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว

1.4.3 ทำการประเมินผลทางเศรษฐศาสตร์เมื่อมีการใช้สารละลายอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีน ซัลโฟเนตผสมกับน้ำเป็นสารลดแรงตึงผิวเพื่อช่วยในกระบวนการผลิตน้ำมันดิบ โดยทำการศึกษาและวิเคราะห์จากกระแสเงินสด (Cash flow analysis) และประเมินผลจากผลตอบแทนการลงทุน (Internal rate of return) และมูลค่าเงินปัจจุบันของโครงการ (Net Present Value, NPV)

1.4.4 เก็บรวบรวมข้อมูลและผลการทดสอบที่ได้ เพื่อนำมาวิเคราะห์

1.4.5 สรุปผลการทดลองและเขียนรายงาน

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับและหน่วยงานที่นำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

สารละลายอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต จะสามารถนำมาใช้เป็นสารเพื่อลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบ ในกระบวนการเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันดิบ โดยจะถูกใช้เป็นทางเลือกของสารลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบที่มีราคาถูก และไม่เป็นอันตรายต่อสิ่งแวดล้อม และสามารถนำไปพัฒนาต่อยอดโดยการนำไปประยุกต์ใช้และมีการผลิตเชิงพาณิชย์หรือนำไปจดสิทธิบัตรหรือนำไปใช้ในอุตสาหกรรมการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมทั้งภายในและนอกประเทศได้ โดยเฉพาะกับประเทศไทยเองซึ่งแหล่งน้ำมันบนบกเกือบทุกแห่งเป็นน้ำมันประเภทที่มีความหนาแน่นและมีความหนืดสูงในการผลิตน้ำมันจากแหล่งเหล่านี้ยังไม่ได้รับผลประโยชน์ที่คุ้มค่ากับการลงทุน เพราะยังคงมีน้ำมันตกค้างหลงเหลืออยู่ภายในแหล่งกักเก็บอีกเป็นจำนวนมากที่ไม่สามารถผลิตขึ้นมาได้ ถ้าสามารถนำน้ำมันที่ยังตกค้างเหล่านี้ขึ้นมาจากแหล่งกักเก็บน้ำมัน ได้ก็จะช่วยให้มีการผลิตน้ำมันภายในประเทศเพิ่มมากขึ้นตามไปด้วย

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากผลการวิจัยที่เสนอนี้มีหลายด้าน ซึ่งสามารถสรุปเป็นหัวข้อได้ดังต่อไปนี้

1.5.1 ทางด้านวิศวกรรมการผลิตปิโตรเลียม

ความรู้ทางด้านคุณสมบัติทางกายภาพของน้ำมันที่ถูกผสมด้วยสารละลายแรงดึงผิวอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต ที่สัดส่วนและอุณหภูมิต่าง ๆ กัน จะเป็นข้อมูลพื้นฐานในการวางแผนการผลิตน้ำมันดิบทั้งจากแหล่งที่มีการผลิตแล้วและมีน้ำมันตกค้างเหลืออยู่หรือแหล่งน้ำมันที่ยังไม่มีการผลิตแต่น้ำมันมีคุณสมบัติการไหลไม่ค่อยดีนัก โดยจะมีส่วนช่วยในการวางแผนการผลิตทั้งในขั้นปฐมภูมิและทุติยภูมิไปได้พร้อม ๆ กัน เพื่อให้ได้ปริมาณการผลิตปิโตรเลียมที่เหมาะสมมากที่สุดของแต่ละแหล่งกักเก็บน้ำมัน

1.5.2 ทางด้านเศรษฐศาสตร์

การใช้สารละลายอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต เป็นสารลดแรงดึงผิวในน้ำมันดิบภายในแหล่งกักเก็บได้จะช่วยทำให้สามารถประหยัดค่าใช้จ่ายในกระบวนการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันดิบได้เนื่องจากสารละลายดังกล่าวมีราคาถูก ไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อม และสามารถสลายตัวได้ง่ายตามธรรมชาติทำให้ไม่ต้องมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติมในการจัดการสารเหลือใช้หรือส่วนที่เป็นขยะที่เกิดจากกระบวนการดังกล่าวด้วย และปริมาณน้ำมันที่สามารถผลิตขึ้นมาได้เพิ่มขึ้นนั้นก็จะทำให้ผู้ประกอบการมีผลกำไรมากขึ้นด้วยเช่นกัน

1.5.3 หน่วยงานที่จะนำผลการวิจัยไปใช้ประโยชน์

ผลการวิจัยในครั้งนี้จะเป็นประโยชน์อย่างมากต่อหน่วยงานทั้งภาครัฐและเอกชน หน่วยงานของรัฐประกอบไปด้วยหน่วยงานที่ทำงานเกี่ยวข้องกับงานทางด้าน การสำรวจและผลิตปิโตรเลียม หน่วยงานเหล่านี้ อาทิ เช่น กรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ กรมทรัพยากรธรณี เป็นต้น หน่วยงานในภาคเอกชนประกอบด้วย บริษัทที่ประกอบการด้านการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม เช่น บริษัทน้ำมันหรือบริษัทรับจ้างที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการผลิตหรือเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตน้ำมัน เป็นต้น

1.6 เนื้อหาของรายงานงานวิจัย

ประกอบด้วยเนื้อหาจำนวน 5 บท โดยบทที่ 1 จะเรีกรึนนำและอธิบายภาพรวม รวมถึงปัญหาและที่มาของงานวิจัย จุดประสงค์ กระบวนการวิจัยและขอบเขตของโครงการวิจัย บทที่ 2 ทำการทบทวนปริทัศน์วรรณกรรมงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้เข้าใจถึงคำจำกัดความ คุณสมบัติและคุณลักษณะของสารลดแรงดึงผิวและการทำงานของสารลดแรงดึงผิวต่อกระบวนการช่วยในการเคลื่อนตัวของน้ำมันในแหล่งกักเก็บ รวมถึงการตรวจวัดค่าแรงดึงผิวในของไหล ธรณีวิทยา ธรณีวิทยาปิโตรเลียมและตัวอย่างน้ำมันดิบจากแอ่งฟาง จ. เชียงใหม่ บทที่ 3 อธิบายถึงการเตรียมตัวอย่างน้ำมันดิบที่ผสมสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต รวมถึงวิธีการทดลอง และวิธีการจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่จะนำมาใช้ในการศึกษา บทที่ 4 แสดงผลการทดลอง เปรียบเทียบ และอภิปรายผลการทดลองที่ได้ทั้งทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ และบทที่ 5 สรุปผลการทดลองและให้ข้อเสนอแนะสำหรับการศึกษาในขั้นต่อไปตามลำดับ

บทที่ 2

การทบทวนวรรณกรรม

2.1 บทนำ

ในบทนี้อธิบายถึง คำจำกัดความและวิธีการวัดค่าแรงตึงผิว การแบ่งประเภทของสารลดแรงตึงผิวและตัวอย่างการนำสารลดแรงตึงผิวไปใช้ลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบ และสุดท้ายคือการอธิบายถึง สารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต

2.2 คำจำกัดความและวิธีการวัดค่าแรงตึงผิว

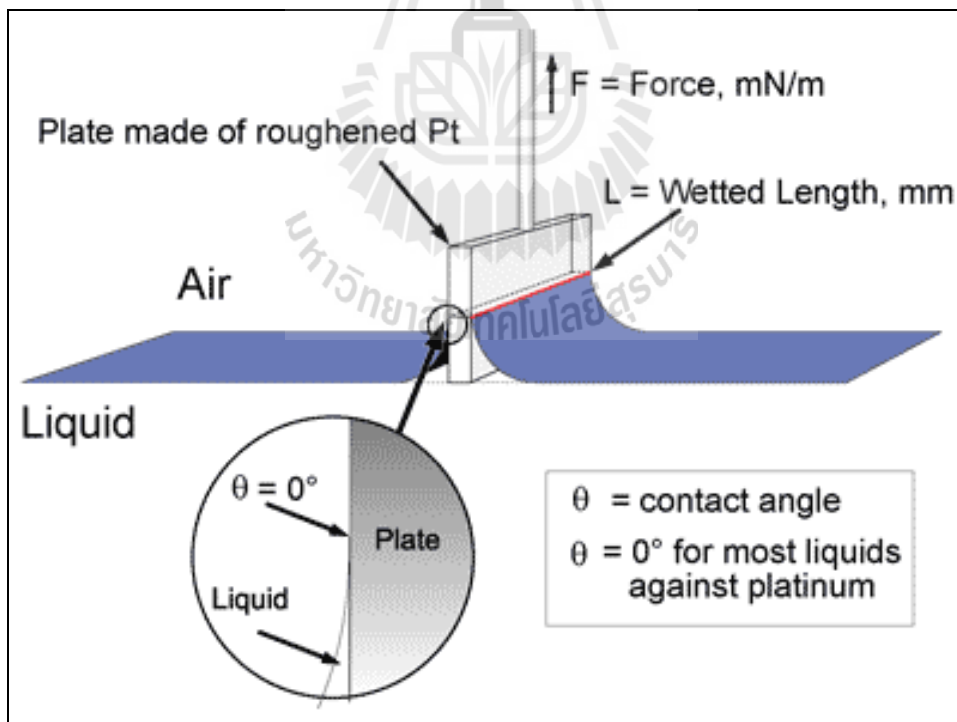
ในการเคลื่อนตัวของน้ำมันภายในแหล่งกักเก็บในระดับช่องว่างขนาดเล็ก ๆ ภายในแหล่งกักเก็บน้ำมันนั้น อุปสรรคที่คอยขัดขวางการเคลื่อนตัวของน้ำมันที่สำคัญอย่างหนึ่งนั่นคือแรงตึงผิวของน้ำมันที่กระทำต่อน้ำมันด้วยตัวเอง และกระทำต่อผิวของเนื้อหินที่น้ำมันนั้นเคลือบอยู่โดยเฉพาะในน้ำมันชนิดที่มีค่าความหนาแน่นหรือมีความหนืดสูง ๆ ดังนั้นในกระบวนการเพิ่มประสิทธิภาพอย่างหนึ่งในการผลิตน้ำมันขึ้นมาจากแหล่งกักเก็บก็คือการพยายามลดแรงตึงผิวที่น้ำมันกระทำต่อน้ำมันด้วยตัวเองหรือน้ำมันกระทำต่อเนื้อหินนั้นนั่นเอง กระบวนการลดแรงตึงผิวของน้ำมันนั้นอาจทำได้ด้วยการเติมสารลดแรงตึงผิวของน้ำมันเข้าไปในแหล่งกักเก็บในช่วงก่อนหรือระหว่างกระบวนการอัดน้ำเข้าไปในแหล่งกักเก็บน้ำมัน เพื่อให้สารลดแรงตึงผิวนั้นไปลดแรงตึงผิวของน้ำมันและสามารถทำให้น้ำมันมีการเคลื่อนตัวออกมาจากแหล่งกักเก็บได้ง่ายขึ้นในกระบวนการอัดน้ำเพื่อทำการกวาดน้ำมันในแหล่งกักเก็บน้ำมัน เป็นผลให้สามารถทำการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้มากขึ้นและมีน้ำมันตกค้างอยู่ภายในแหล่งกักเก็บน้อยลง (Green and Willhite, 1998)

แรงตึงผิว ในการวิจัยนี้จะหมายถึง ค่าแรงตึงผิวหรือแรงยึดเหนี่ยวระหว่างพื้นผิวสองพื้นผิวต่อหนึ่งหน่วยความยาวโดยเฉพาะที่ใช้กับของเหลวที่ต่างกันสองชนิดและไม่ได้ผสมเป็นเนื้อเดียวกันกับของแข็ง (Interfacial tension, IFT) โดยในส่วนของของเหลวทั้งสองที่ไม่ได้ผสมเป็นเนื้อเดียวกันนั้นแรงตึงผิวลักษณะนี้คือแรงเกาะติด (Cohesion force) ที่บริเวณผิวหน้าระหว่างโมเลกุลของของเหลวทั้งสองนั่นเอง สำหรับค่าแรงตึงผิวลักษณะนี้ระหว่างน้ำกับน้ำมันดิบนั้นจะอยู่ที่ค่าอยู่ที่ประมาณ 30 - 50 ดาไน/เซนติเมตร ที่อุณหภูมิห้อง (Green and Willhite, 1998)

วิธีการที่ใช้วัดค่าแรงตึงผิวนั้นสามารถวัดได้หลายวิธี โดย American Society of Testing Material (ASTM) ได้กำหนดวิธีมาตรฐานในการวัดค่าแรงตึงผิวไว้ตามมาตรฐาน D971-99 โดยในการวิจัยครั้งนี้ได้เลือกใช้วิธี Wilhelmy Plate Method ซึ่งเป็นวิธีการที่ได้รับการยอมรับและใช้กันอย่างแพร่หลาย ในการวัดค่าแรงตึงผิวระหว่างของแข็งกับของเหลว และระหว่างของเหลวกับของเหลว

Wilhelmy Plate Method

แนวทางการทดสอบของวิธีการนี้จะกระทำโดยใช้แผ่นแพลตตินัมหรือแผ่นแก้วจุ่มลงไป
ของเหลวที่ต้องการทดสอบจนหมดและดึงขึ้นผ่านผิวหน้าของของเหลว โดยเมื่อส่วนล่างสุดของแผ่น
ทดสอบจุ่มลงไปของเหลวและถูกดึงขึ้น ขณะนี้เองจะมีแรงดึงผิวของของเหลวดึงแผ่นทดสอบลง
และจะทำให้ของเหลวติดขึ้นมากับแผ่นทดสอบคล้ายรูปจันท์เสี้ยว ซึ่งวิธีการนี้จะทำการวัดแรงดึงผิว
ของของเหลวที่พยายามดึงแผ่นทดสอบลง แรงดึงผิวที่ตรวจวัดได้จะมีค่าเป็น แรงต่อหนึ่งหน่วยความ
ยาว วิธีการวัดค่าแรงดึงผิวโดยใช้เพลทนี้เป็นการวัดในขณะที่อยู่ในสภาวะสมดุลและไม่ต้องการ
แก้ไขค่าอันเนื่องมาจากการเกิดผิวโค้งของของเหลวที่ทำการตรวจวัด วิธีนี้ยังเป็นวิธีการวัดที่
เหมาะสมสำหรับของเหลวที่มีสารลดแรงดึงผิวผสมอยู่ด้วย เนื่องจากมีเวลาในการตรวจวัดมาก
พอที่จะทำให้ของเหลวกับสารลดแรงดึงผิวมีการกระจายตัวกันอย่างสมดุล นอกจากนั้นค่าที่ได้จาก
การวัดก็ไม่ต้องการปรับแก้ค่าอันเนื่องมาจากน้ำหนักของตัวของเหลวผสมเองเนื่องจากฟิล์มของ
ของเหลวผสมที่ยึดติดอยู่กับเพลทนั้นมีค่าน้อยมากอีกด้วย ตัวแปรและปัจจัยต่าง ๆ ในวิธีการตรวจวัด
ค่าแรงดึงผิวแบบ Wilhelmy plate method ดังแสดงในรูปที่ 2.1 และในสมการ Wilhelmy equation
ด้านล่าง



รูปที่ 2.1 รูปการทดสอบวัดค่าแรงดึงผิวตามแบบ Wilhelmy plate method

(คัดลอกจาก <http://www.kruss.de/en/newsletter/newsletter-archives/2004/issue-06/application/application-01.html>)

Wilhelmy equation

$$\gamma = \frac{F}{l \cos \theta}$$

เมื่อ	γ	=	แรงตึงผิวต่อหนึ่งหน่วยความยาว (mN/m หรือเทียบเท่ากับ dyn/cm)
	l	=	ส่วนของแผ่นโลหะที่เปียก (m)
	θ	=	มุมที่เกิดขึ้นระหว่างส่วนที่เป็นของเหลวกับแผ่นโลหะ (องศา)
	F	=	แรงกดหรือแรงดึงที่ใช้ทดสอบ (N)

การวิจัยครั้งนี้จึงมีแนวความคิดในการทดลองใช้สารละลายของอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีน ซัลโฟเนตซึ่งเป็นสารที่มีความเหมาะสมทั้งในแง่ของการสามารถลดแรงตึงผิวของคราบน้ำมัน ละลายน้ำได้ ราคาถูก และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม มาเป็นสารลดแรงตึงผิวระหว่างน้ำมันกับน้ำมันด้วยตัวเอง เพื่อให้ น้ำมันที่ถูกลดแรงตึงผิวแล้วนี้มีความสามารถในการไหลได้ดีขึ้น

2.3 การแบ่งประเภทและการใช้สารลดแรงตึงผิวเพื่อลดแรงตึงผิว

หากจำแนกสารลดแรงตึงผิวตามโมเลกุลในสูตรเคมี จะสามารถแบ่งสารลดแรงตึงผิวได้เป็น 4 ประเภท ได้แก่ แอนไอออนิก แคทไอออนิก นอนไอออนิก และซวิเทอร์ไอออนิก ในกระบวนการเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมันนั้นจะนิยมใช้แอนไอออนิก และนอนไอออนิก ซึ่งสาเหตุที่มีการใช้สารแอนไอออนิกเนื่องมาจากคุณสมบัติที่สามารถลดแรงตึงผิวได้ดี มีความเสถียรสูง ถูกดูดซึมโดยหินกักเก็บน้อย และมีราคาถูก สารประเภทนอนไอออนิกมักถูกใช้เป็นสารประกอบหลักในสารลดแรงตึงผิว เพื่อเพิ่มคุณสมบัติบางประการให้กับระบบการลดแรงตึงผิว เช่นการทนต่อความเค็มได้มากกว่าสารอื่น สารประเภทแคทไอออนิกส่วนมากไม่ค่อยนิยมใช้เนื่องจากถูกดูดซึมโดยหินกักเก็บได้ง่าย

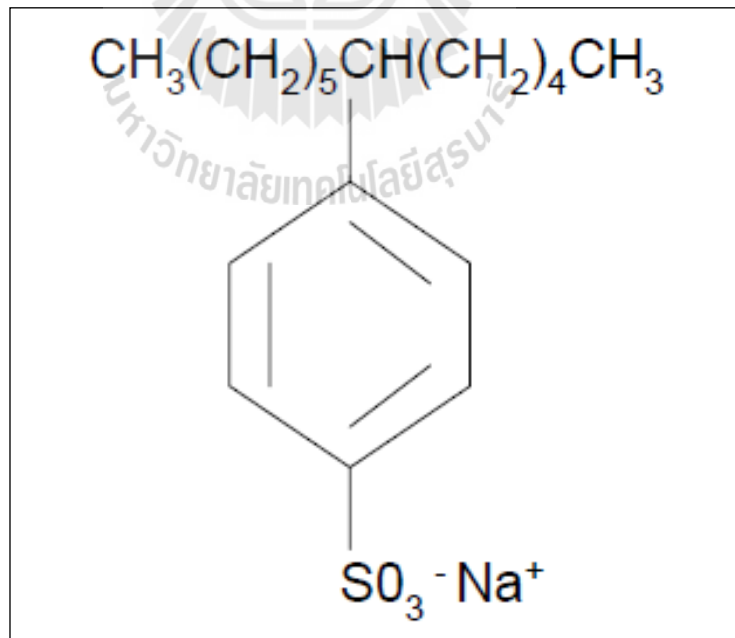
สารลดแรงตึงผิวที่ใช้ในกระบวนการไล่ น้ำมัน นั้น ส่วนมากเป็นสารประเภท ซัลโฟเนต ไฮโดรคาร์บอน ซึ่งเกิด จากการนำเบนซีน ทำปฏิกิริยากับ เอ็น - พาราฟิน ซึ่งได้จากขบวนการกลั่น น้ำมันปิโตรเลียม แล้วผ่านกระบวนการซัลโฟเนชัน โดยสารชนิดนี้ จะใช้ในกรณีที่มีความเค็มน้อยๆ (น้อยกว่าร้อยละ 2 - 3 โดยน้ำหนัก) (Green and Willhite, 1998).

Hong Chen *et al.* (2004) ได้ทำการทดสอบวัดแรงตึงผิวระหว่างน้ำมันและสารลดแรงตึงผิวประเภทแคทไอออนิก (Gemini surfactant) พบว่าสารที่นำมาใช้ทดลอง สามารถแสดงประสิทธิภาพในการลดแรงตึงผิวได้ดี แม้ในความเข้มข้นที่ต่ำมาก โดยที่ไม่มีการใช้สารเติมแต่งใดๆเพิ่มเติม ในผลการทดลองเมื่อมีการเพิ่มความเค็มพบว่าสารที่นำมาทดสอบนี้สามารถแสดงประสิทธิภาพที่ดีเช่นกัน โดยการทดลองนี้ใช้น้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมัน Zhongyuan ประเทศจีน

Stefan Iglauer *et al.* (2009) ทำการทดลองเพื่อวัดประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันโดยใช้สารลดแรงตึงผิว 4 ชนิด โดยใช้วิธีการคัดกรองขั้นพื้นฐาน คือ การวัดค่าแรงตึงผิว การวัดค่าการดูดซึมของหินกักเก็บ และการศึกษาพฤติกรรมของสารแต่ละชนิด ซึ่งสารเคมีที่ใช้ได้แก่ ก. ไค-ไตรเดซิลซัลโฟโซนิค แอซิด เอสเตอร์ ข. โคโคไนท์ ไดเอทานอลามายด์ ค. อัลคิลโพลีไกลคอไซด์ และ ง. อัลคิลโพรพอกซีซัลเฟตโซเดียมซอลท์ โดยการทดลองนั้นเป็นการทดสอบการผลิตน้ำมันจากแท่งตัวอย่างซึ่งได้จากชุดหินทราย Berea และผลการทดสอบแสดงประสิทธิภาพการเพิ่มการผลิตน้ำมันดังนี้ คือ ก. เพิ่มขึ้นร้อยละ 40 ข. เพิ่มขึ้นร้อยละ 15 ค. เพิ่มขึ้นร้อยละ 75 และ ง. เพิ่มขึ้นร้อยละ 35 ถึง 50 ตามลำดับ

2.4 สารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต

สารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตเป็นสารลดแรงตึงผิวประเภทแอนไอออนิกสังเคราะห์ เป็นที่รู้จักและเริ่มใช้กันตั้งแต่ประมาณปี ค.ศ. 1960 ซึ่งสารชนิดนี้นำมาใช้แทนสารตัวเก่าคือ สารอัลคิลเบนซีนซัลโฟเนตแบบกิ่ง (Highly branched alkyl benzene sulfonate) เนื่องจากสามารถย่อยสลายได้ง่ายกว่า สารชนิดนี้เป็น การนำสารเบนซีนมาสังเคราะห์โดยกระบวนการอัลคิเลชันและซัลโฟเนชัน สูตรเคมีของสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตดังแสดงไว้ในรูปที่ 2.2 (International Journal of Analytical Chemistry, 2009).



รูปที่ 2.2 สูตรเคมีของสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต

(คัดลอกจาก SIDS Initial Assessment Report for 20th SIAM, 2005)

2.5 แหล่งน้ำมันฝาง

2.5.1 ลักษณะทั่วไป

แหล่งน้ำมันฝาง เป็นแหล่งน้ำมันที่มีขนาดเล็ก โดยตั้งอยู่ในแอ่งฝาง บริเวณอำเภอฝาง อำเภอแม่อายและอำเภอไชยปราการ จังหวัดเชียงใหม่ ซึ่งเป็นพื้นที่ภาคเหนือของประเทศไทย แหล่งน้ำมันฝางตั้งอยู่ห่างจากจังหวัดเชียงใหม่ประมาณ 148 กิโลเมตร ไปตามถนนสายเชียงใหม่-ฝาง-แม่จัน (ทางหลวงหมายเลข 107) ประชากรส่วนใหญ่ประกอบอาชีพทำการเกษตรกรรม แหล่งน้ำมันฝางมีเนื้อที่ประมาณ 600 ตารางกิโลเมตร มีพื้นที่ส่วนใหญ่สูงกว่าระดับน้ำทะเลประมาณ 500 เมตร แต่เดิมแหล่งน้ำมันฝางมีชื่อเรียกว่า “บ่อน้ำมันฝาง” จัดเป็นแหล่งผลิตปิโตรเลียมที่มีประวัติยาวนานมากกว่า 100 ปี ถือเป็นแหล่งปิโตรเลียมแห่งแรกของประเทศไทย เนื่องจากในอดีตมีการค้นพบน้ำมันดิบที่แทรกตัวขึ้นมาบนพื้นผิว (Oil seepage) และต่อมามีการนำน้ำมันดิบนั้นมาใช้ประโยชน์โดยหน่วยงานต่างๆ ซึ่งในปัจจุบันแหล่งน้ำมันฝางจึงได้รับการดูแลและจัดการโดยศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม ซึ่งหน้าที่หลักของแหล่งน้ำมันฝาง ถือเป็นแหล่งทรัพยากรทางด้านพลังงานแก่กองทัพไทย เพื่อไว้ใช้ประโยชน์เมื่อมีภาวะฉุกเฉินเกิดขึ้น จากข้อมูลของกรมการพลังงานทหาร ทำให้ทราบว่าแหล่งน้ำมันฝางได้รับการพัฒนาโดยมีหน่วยงานต่างๆ มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2464 จนถึงปัจจุบัน ดังนี้

1. กรมรถไฟ ระหว่างปี พ.ศ. 2464 ถึง พ.ศ. 2465
2. กรมทางหลวง เข้ามาจัดการดูแลในปี พ.ศ. 2475
3. กรมเชื้อเพลิงทหารบก เข้ามาจัดการดูแลในปี พ.ศ. 2480
4. กรมโลหกิจ ระหว่างปี พ.ศ. 2497 ถึง พ.ศ. 2499
5. กรมการพลังงานทหาร ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2499 จนถึงปัจจุบัน

ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีการตรวจพบแหล่งน้ำมันที่อยู่ในโครงสร้างปลีกย่อยในบริเวณแอ่งฝางหลายโครงสร้าง และทำการเจาะหลุมสำรวจและหลุมผลิตปิโตรเลียมมากกว่า 100 หลุม ซึ่งในปัจจุบันอัตราการผลิตน้ำมันดิบจากแอ่งน้ำมันฝางมีประมาณ 700 บาร์เรลต่อวัน โดยทำการก่อก้นจากโรงก่อก้นขนาดเล็กที่จัดตั้งและดูแลโดยกรมการพลังงานทหารเช่นเดียวกับการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม

2.5.2 ลักษณะทางธรณีวิทยา

สำหรับลักษณะทางธรณีวิทยาของแหล่งน้ำมันฝางจะเป็นแอ่งตะกอนที่เกิดจากการทับถมเนื่องจากทางน้ำและทะเลสาบ โดยจากข้อมูลการแปลความหมายจากการสำรวจธรณีฟิสิกส์โดยใช้วิธีการวัดคลื่นไหวสะเทือน (Seismic exploration) และข้อมูลจากหลุมเจาะสำรวจสามารถแบ่งชั้นหินออกเป็น 5 ช่วงชั้น (Horizon) โดยอาศัยคุณสมบัติการสะท้อนของคลื่นที่เด่นชัดระหว่างรอยต่อ

ของหิน 2 ชั้น ที่แตกต่างกันซึ่งส่วนมากจะเป็นลักษณะเด่นของรอยชั้นหินไม่ต่อเนื่อง (Unconformity) และจากการศึกษาของ ถวัลย์ ชื่นชม (2534) ได้ทำการแบ่งชั้นหินในบริเวณแอ่งฝางได้ดังนี้

- ช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1 ; H1)
- ช่วงชั้นที่ 2 (Horizon 2 ; H2)
- ช่วงชั้นที่ 3 (Horizon 3 ; H3)
- ช่วงชั้นที่ 4 (Horizon 4 ; H4)
- ช่วงชั้นที่ 5 (Horizon 5 ; H5)

โดยรายละเอียดของช่วงชั้นต่าง ๆ มีดังนี้

ช่วงชั้นที่ 1 (Horizon 1 ; H1) จัดเป็นชั้นหินที่เกิดก่อนยุคเทอร์เชียรี (Pre-Tertiary) หินส่วนใหญ่จะประกอบไปด้วยหินตะกอน (Sedimentary rock) หินแปร (Metamorphic rock) และหินอัคนี (Igneous rock) กระจายอยู่ทั่วแอ่ง บริเวณขอบแอ่งด้านตะวันตกพบหินยุคแคมเบรียน (Cambrian) จนถึงยุคเพอร์เมียน (Permian) และพบหินแกรนิต (Granite) ที่เกิดในยุคคาร์บอนิเฟอรัส (Carboniferous) นอกจากนี้ในบริเวณขอบแอ่งทางด้านทิศตะวันออกจะพบหินยุคจูเรสสิก ไชลูเลียน จนถึงดีโวเนียน และยังพบหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสสิก โดยหินส่วนใหญ่จะเป็นหินฐานของแอ่งฝางและจากโครงสร้างของช่วงชั้นที่ 1 ทำให้สามารถแบ่งกลุ่มแอ่งฝางได้เป็น 3 แอ่งย่อย คือ

1. แอ่งแม่สาว อยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 1,800 เมตร ในบริเวณนี้ จะไม่มีการสะสมตัวของช่วงชั้นที่ 2
2. แอ่งหัวงู อยู่บริเวณตอนกลางของแอ่ง โดยจะมีรอยเลื่อนแนว NNW-SSE แบ่งแอ่งเป็น 2 ส่วน ด้านเหนือมีความลึกประมาณ 2,400 เมตร ส่วนด้านใต้จะมีความลึกประมาณ 3,000 เมตร
3. แอ่งศรีดงเย็น จะตั้งอยู่ในบริเวณพื้นที่ทางทิศใต้ของแอ่งฝาง มีความลึกประมาณ 2,400 เมตร มีลักษณะเป็นแอ่งที่แคบชันทางด้านทิศตะวันตกและทิศใต้ นอกจากนี้ยังพบรอยเลื่อนในแนวเหนือ-ใต้ ขนาบอยู่ทางด้านทิศตะวันตกและตะวันออก

ช่วงชั้นที่ 2 (Horizon 2 ; H2) ส่วนใหญ่เป็นหินที่เกิดจากการสะสมตัวในยุคเริ่มแรกของยุคเทอร์เชียรี (Early Tertiary) ซึ่งจะเป็นการสะสมของตะกอนชุดแรก โดยมีขอบเขตจากตอนใต้คือแอ่งศรีดงเย็นถึงตอนกลางคือแอ่งหัวงู ในขณะที่บริเวณตอนเหนือคือแอ่งแม่สาวยังมีระดับสูง จึงไม่มีการสะสมของตะกอนในชุดนี้ (ถวัลย์ ชื่นชม, 2534) ซึ่งลักษณะการสะสมของตะกอนในช่วงต้นของยุคนี้ จะมีอิทธิพลมาจากแม่น้ำลำธาร (Fluvial deposits) มีทิศทางการไหลจากทิศเหนือลงสู่ทิศใต้ ซึ่งทางน้ำจะอยู่ทางด้านตะวันออกของแอ่ง และในเวลาต่อมาแอ่งศรีดงเย็นได้ทรุดตัวลง ส่วนเทือกเขาทางด้านทิศใต้ได้ถูกยกตัวขึ้นทำให้ลุ่มแอ่งถูกปิดกั้น น้ำและตะกอนถูกขังอยู่ทำให้เกิดการสะสมตัวแบบทะเลสาบ (Lake deposits) มีใจกลางแอ่งอยู่ก่อนไปทางทิศตะวันออก และในช่วงปลายของยุคนี้ได้เกิดการสะสมของถ่านหินลิกไนต์ค่อนข้างหนา ทราบได้จากข้อมูลการสำรวจธรณีฟิสิกส์ และข้อมูล

ดังกล่าวไม่พบในแอ่งแม่สาวซึ่งอยู่บริเวณตอนเหนือของแอ่งฝาง ทำให้ทราบถึงการแผ่ขยายของถ้ำหินลิกไนต์ว่าน่าจะหยุดอยู่บริเวณรอยเลื่อนใหญ่ที่พบในแอ่งห้วยงู และจากข้อมูลของการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันโป่งนก ทำให้ทราบถึงความหนาของตะกอนในแอ่งศรีดงเย็นและแอ่งห้วยงูซึ่งมีความหนาประมาณ 900 เมตรและ 500 เมตร ตามลำดับ ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นที่ 2 จะประกอบไปด้วยหินดินเหนียวสีน้ำตาลแดง (Reddish brown claystone) หินดินดานและหินทรายแทรกสลับกันไป และมีชั้นถ้ำหินลิกไนต์ที่มีความหนาค่อนข้างมากอยู่ตอนบนสุด ซึ่งทำให้คาดคะเนได้ว่าหินต้นกำเนิดของแหล่งน้ำมันฝางควรจะเป็นสารอินทรีย์ที่อยู่ในชั้นถ้ำหินลิกไนต์ดังกล่าวหรือมาจากชั้นของหินดินดานที่มีสารอินทรีย์ปะปนอยู่

ช่วงชั้นที่ 3 (Horizon 3 ; H3) ในช่วงชั้นนี้ ชั้นหินที่เกิดในยุคนี้จะเป็นการสะสมตัวของตะกอนชุดที่สองของยุคเทอร์เชียรี (Middle Tertiary) โดยมีขอบเขตทางทิศเหนือ-ใต้เหมือนกับตะกอนในชุดที่ผ่านมาก็คือช่วงชั้นที่ 2 แต่ในช่วงชั้นที่ 3 นี้จะมีขอบเขตมากกว่า และมีลักษณะการสะสมของตะกอนเป็นแบบการทับถมของทะเลสาบ ซึ่งแอ่งศรีดงเย็นจะมีพื้นที่ของการสะสมตะกอนที่กว้างขึ้น เช่นเดียวกับแอ่งห้วยงู โดยมีความหนาของตะกอนทั้งสองแอ่งประมาณ 750 เมตร ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นนี้จะประกอบด้วยหินดินดานสีเทาถึงน้ำตาล และหินดินเหนียว ซึ่งจะมีถ้ำหินลิกไนต์ชั้นบางๆ แทรกสลับอยู่ทั่วไป ส่วนบริเวณตอนล่างของหินชุดนี้หรือช่วงแรกของการสะสมของตะกอนชุดนี้จะมีถ้ำหินลิกไนต์ค่อนข้างมาก แต่เกิดเป็นบริเวณแคบ ซึ่งถ้าพิจารณาถึงหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางแล้วคาดว่าชุดหินที่เกิดในช่วงแรกจะมีความเป็นไปได้สูงที่จะเป็นหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝาง โดยจะมีอาณาบริเวณตั้งแต่แอ่งห้วยงูจนถึงแอ่งศรีดงเย็น และก่อนมาทางด้านทิศตะวันออก มีความลึกอยู่ที่ประมาณแนวของหินชุดที่ 2 ทั้งตอนบนและตอนล่าง

ช่วงชั้นที่ 4 (Horizon 4 ; H4) ในช่วงชั้นนี้จะเป็นการสะสมตัวของตะกอนในชุดที่ 3 ของยุคเทอร์เชียรี (Upper Tertiary) จะมีขอบเขตทั่วลุ่มแอ่งฝาง และมีความกว้างของแอ่งใกล้เคียงกับชุดที่สอง แต่แนวแกนของแอ่งจะเริ่มขยับไปทางด้านตะวันตก โดยแอ่งศรีดงเย็นยังมีการสะสมตะกอนอยู่ในบริเวณเดิม มีความหนาของตะกอนประมาณ 600 เมตร ส่วนบริเวณแอ่งห้วยงูจะมีการทับถมเป็นบริเวณกว้างและหนาที่สุดประมาณ 750 เมตร มีความลึกและชันไปทางด้านทิศตะวันตก ซึ่งในหินชุดนี้จะมีการสะสมตัวของตะกอนในบริเวณตอนเหนือของแอ่งแม่สาวด้วย โดยมีความหนาประมาณ 300 เมตร และเกิดขึ้นเป็นบริเวณไม่กว้างนัก ซึ่งลักษณะของการสะสมของตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในทะเลสาบ และเกิดในช่วงต้นของการสะสมตะกอนเท่านั้น ในช่วงปลายของยุคการทับถมของตะกอนที่เกิดขึ้นจะได้รับอิทธิพลจากแม่น้ำลำธารเข้ามาเกี่ยวข้องกับ การทับถมของตะกอน ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นที่ 4 นี้จะเป็นหินดินดานสีน้ำตาลแทรกสลับกับหินทราย หินทรายแป้งและหินดินเหนียว โดยจะมีถ้ำหินลิกไนต์บางๆ แทรกอยู่ และตะกอนชุดนี้ยังคงมีสารอินทรีย์อยู่ในปริมาณที่สูงและเป็นชั้นที่น่าจะเริ่มมีการสะสมตัวของไฮโดรคาร์บอนที่มีสภาพเป็นน้ำมัน

จากผลการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันสันทรายจะพบชั้นน้ำมันที่ระดับความลึก 3,650 ฟุตและ 4,250 ฟุต ซึ่งเป็นระดับที่อยู่และใต้ของช่วงชั้นที่ 4 (line F-2, SP1270)

ช่วงชั้นที่ 5 (Horizon 5 ; H5) ในช่วงชั้นนี้ ชั้นหินจะเป็นการสะสมตัวของตะกอนในชุดสุดท้ายของยุคเทอร์เชียรีและต่อเนื่องไปจนถึงยุคปัจจุบัน โดยส่วนใหญ่จะมีตะกอนหนาบบริเวณแอ่งห้วยงู มีความหนาประมาณ 750 เมตร นอกจากนี้บริเวณด้านเหนือและด้านใต้จะมีตะกอนบางและแคบ ซึ่งแสดงถึงการสะสมตัวแบบทะเลสาบ ในช่วงต้นจะเกิดการทับถมในบริเวณของแอ่งห้วยงูเพียงแอ่งเดียว ต่อมาในช่วงปลายของยุคจะได้รับอิทธิพลจากการสะสมของตะกอนจากแม่น้ำลำธาร ซึ่งได้พัดพาตะกอนพวกดินทรายลงมาในทะเลสาบมากขึ้น ทำให้แอ่งห้วยงูมีตะกอนหนา ลักษณะของหินที่พบในช่วงชั้นนี้จะเป็นหินดินดานสีเทา และดินเหนียวสลับกับตะกอนทรายที่ยังไม่แข็งตัว และหินทรายแป้ง โดยจะมีกรวดขนาดต่างๆ ปะปนอยู่ แสดงถึงลักษณะของชายฝั่งที่มีระดับน้ำขึ้นลงอยู่ตลอดเวลา พร้อมกับมีกระแสน้ำค่อนข้างแรงจึงสามารถพัดพาพวกกรวดที่มีขนาดใหญ่ได้เป็นระยะทางไกล โดยหินในช่วงชั้นที่ 5 นี้เป็นอีกชุดที่สามารถกักเก็บน้ำมันไว้ได้

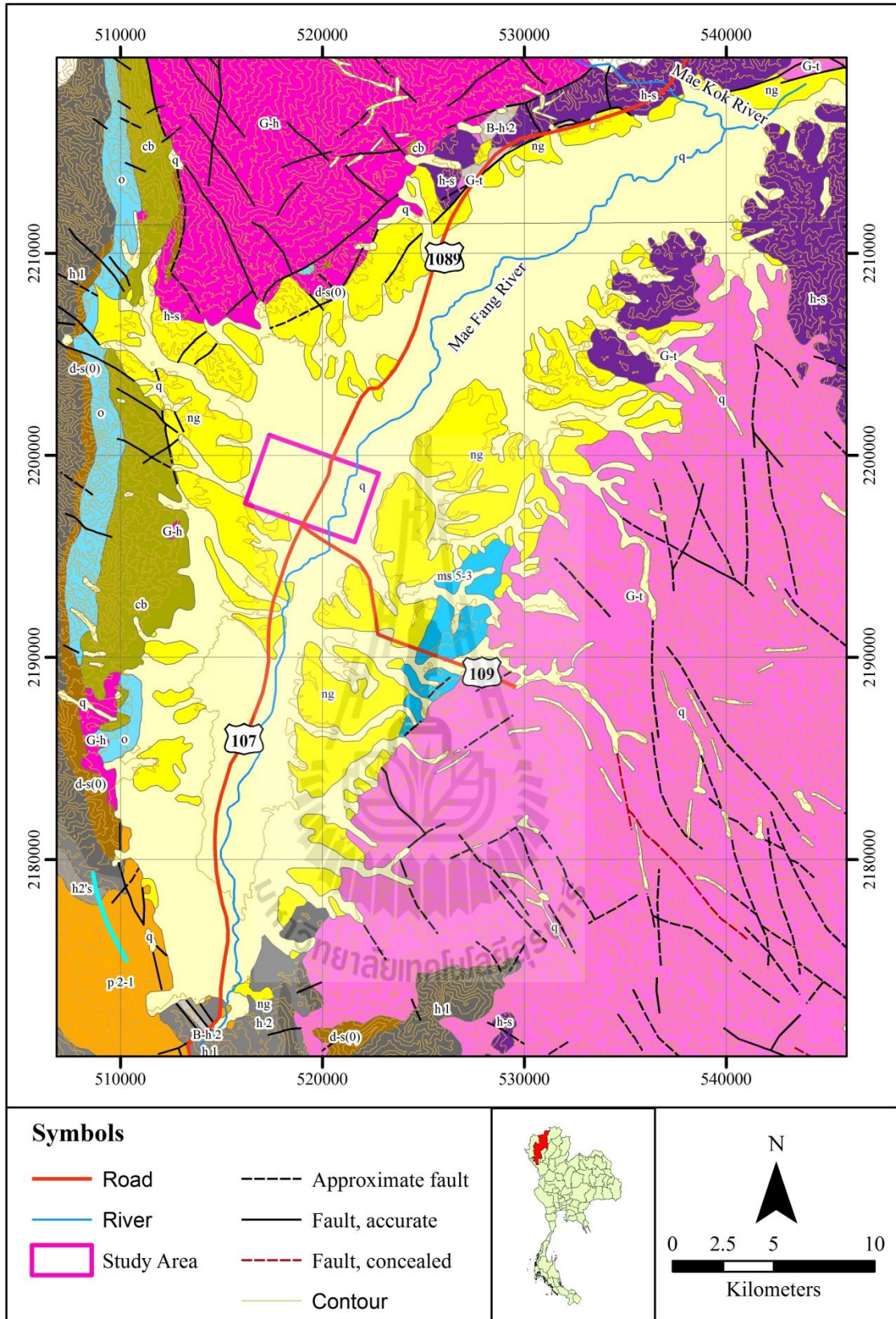
เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลที่ได้จากการสำรวจธรณีฟิสิกส์ที่กล่าวมากับข้อมูลที่ได้จากการเจาะสำรวจสามารถสรุปลักษณะของธรณีวิทยาบริเวณแหล่งน้ำมันฝางแบ่งเป็น 3 กลุ่ม (รูปที่ 2.3) ได้ดังนี้

1. ตะกอนยุคก่อนเทอร์เชียรี (Pre-Tertiary Sediments) เป็นชั้นหินที่เกิดจากการทับถมหรือสะสมตัวของตะกอนที่เกิดก่อนยุคเทอร์เชียรี จัดอยู่ในหินช่วงชั้นที่ 1 โดยชั้นหินส่วนใหญ่ในยุคนี้จะเป็นหินฐานของแอ่งฝาง ซึ่งจะประกอบไปด้วยหินแกรนิตที่เกิดในยุคไทรแอสสิก และหินทรายที่เกิดในยุคจูแรสสิกถึงยุคเทอร์เชียรี โดยจะพบในบริเวณทิศตะวันออกของแอ่ง ส่วนทางด้านทิศตะวันตกจะพบหินแปรที่เกิดในยุคแคมเบรียนถึงยุคคาร์บอนิเฟอรัส

2. ตะกอนยุคเทอร์เชียรี (Tertiary Sediments) หรือเรียกอีกชื่อว่าหมวดหินแม่สอด (Mae-Sod Formation) จะเป็นชั้นหินที่เกิดจากการสะสมตัวของตะกอนที่เกิดในยุคเทอร์เชียรี จัดเป็นหินในช่วงชั้นที่ 2 ถึงช่วงชั้นที่ 4 โดยหินชุดแม่สอดส่วนใหญ่จะประกอบไปด้วยหินดินดาน หินดินเหนียว และหินทรายแป้ง แทรกสลับด้วยหินทราย ซึ่งจะมีความหนาประมาณ 1-30 ฟุต โดยชั้นทรายที่พบในหมวดหินแม่สอดจัดเป็นแหล่งสะสมของน้ำมันที่สำคัญของแอ่งฝาง และหมวดหินแม่สอดจะแบ่งออกเป็น 3 ชั้น คือ

- หมวดหินแม่สอดตอนบน (Upper Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนบนจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 2,500-4,500 ฟุต ประกอบด้วยหินทรายหนา 5-30 ฟุต แทรกสลับหินดินดานสีเทาเข้มและน้ำตาลเข้ม ไม่มีส่วนประกอบของแร่แคลเซียมคาร์บอเนต (CaCO_3) โดยลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทะเลสาบ (Lacustrine depositional environments) และมีตะกอนที่เกิดจากการ



รูปที่ 2.3 ธรณีวิทยาของแอ่งฝางและแอ่งย่อยในแอ่งฝาง
(คัดลอกและดัดแปลงจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)

Symbols (continue)			
Geology			
Igneous Rock	Sedimentary and Metamorphic Rock		
	q	Gravel and Sand	Quaternary
	ng	Gravel, conglomerate, Sand, Sandstone and shale	Tertiary
	ms 5-3	Sandstone and shale	Jurassic
G-t		Granite, granodiorite porphyry	Triassic
	p 2-1	Limestone	Permian
	B-h 2	Basic tuff	
	h2's	Conglomerate, sandstone, shale	
	h2	Sandstone, shale, chert, graywacke and conglomerate	Carboniferous
G-h		Granite	
	h 1	Sandstone, graywacke and shale	
	d-s(0)	Quartzitic sandstone	Devonian - Silurian
	o	Limestone and shale	Ordovician
	cb	Sandstone	Cambrian

รูปที่ 2.3 ธรณีวิทยาของแอ่งฝางและแอ่งย่อยในแอ่งฝาง (ต่อ)

(คัดลอกและดัดแปลงจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)

ทับถมในสภาพแวดล้อมของทางน้ำ (Fluvial) ปนแทรกเป็นบางช่วง โดยพบหลักฐานของตะกอนภาคพื้นทวีป (Terrestrial material) ได้แก่สปอริไนต์ (Sporinite) และคิวติไนต์ (Cutinite)

- หมวดหินแม่สอดตอนกลาง (Middle Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนกลางจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 4,500-6,700 ฟุต มีลักษณะที่สำคัญคือ มีส่วนประกอบของแร่แคลเซียมคาร์บอเนต (CaCO_3) ปนอยู่ในชั้นหิน ได้แก่ หินดินดานเป็นส่วนใหญ่ และจะมีหินทรายและหินทรายแป้งแทรกสลับเป็นช่วงๆ และยังพบว่า มี ชั้นของถ่านหินแทรกบางๆ อยู่ในบางช่วง โดยลักษณะของชั้นหินจะแข็งมากกว่าหมวดหินแม่สอดตอนบน และลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทางน้ำ (Fluvial) และการทับถมของตะกอนภาคพื้นทวีป (Continental environment) โดยมีลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทะเลสาบ (Lacustrine environments) เป็นบางช่วง โดยพบ

หลักฐาน ได้แก่ คิวติไนต์ (Cutinite) สปอริไนต์ (Sporinite) และสาหร่าย (Algal) จากการวิเคราะห์ตัวอย่างเศษหิน

- หมวดหินแม่สอดตอนล่าง (Lower Mae Sod)

สำหรับหมวดหินแม่สอดตอนล่างจะสะสมตัวอยู่ในระดับความลึก 6,700 ฟุตลงไปจนถึงบริเวณฐานของแอ่งฝาง โดยช่วงบนของหมวดหินแม่สอดตอนล่างจะพบชั้นถ่านหินหนาประมาณ 100 ฟุต ซึ่งเป็นชั้นถ่านที่มีการสำรวจพบในแหล่งน้ำมันต่างๆ ในแอ่งฝาง ไม่ว่าจะเป็นแหล่งน้ำมันโป่งนกหรือแหล่งน้ำมันบ้านธิ และนอกจากนั้นยังพบหินดินดานที่มีปริมาณอินทรีย์วัตถุสูง (Carbonaceous) และหินทรายสีเทา โดยในบริเวณช่วงล่างของหมวดหินชุดนี้จะพบการทับถมของหินดินดานและหินทรายสีแดงน้ำตาล และลักษณะการตกตะกอนจะเป็นแบบการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นการทับถมของตะกอนภาคพื้นทวีปที่มีพลังงานในการกระทำต่ำ (Low energy continental environment) โดยตะกอนส่วนใหญ่จะเป็นตะกอนจากทะเลสาบ (Lake sediment) แต่บริเวณตอนล่างตะกอนจะเกิดจากการพัดพาของสภาพแวดล้อมที่มีพลังงานในการกระทำสูง (High energy) ได้แก่ สภาพแวดล้อมที่เป็นที่ราบตะกอนทางน้ำ (Alluvial plain) ถึงพวกส่วนล่างของกองตะกอนรูปพัด (Lower alluvial fan) โดยมีพวกทางน้ำประสานสาย (Braided stream) กองสันทราย (Sand bars) และส่วนปลายกองตะกอนรูปพัด (Distal fan lobes) นอกจากนี้ยังพบหินกรวดมน (Conglomerate) แทรกเป็นช่วงๆ

3. ตะกอนยุคควอเทอร์นารีและตะกอนยุคปัจจุบัน (Quaternary and Recent Sediments) หรือเรียกว่าหมวดหินแม่ฝาง (Mae-Fang Formation) จัดเป็นชั้นหินในช่วงชั้นที่ 5 โดยตะกอนที่พบจะสะสมตัวตั้งแต่ผิวดินจนถึงที่ระดับความลึก 2,500 ฟุต ซึ่งหมวดหินแม่ฝางตอนบนจะเป็นพวกดินหรือชั้นทรายลูกรังหนาประมาณ 20 ฟุต ถัดลงมาพบทรายที่จับตัวกันหลวมๆ ปนด้วยกรวด ขนาดตั้งแต่ขนาดเพบเบิล (Pebble) จนถึงคอบเบิล (Cobble) โดยในทรายที่พบจะมีแร่เฟลสปา (Feldspar) ปนอยู่ประมาณร้อยละ 5 และมีเศษของไม้ที่กลายเป็นถ่าน (Carbonized wood) กระจายอยู่เป็นระยะ โดยตะกอนส่วนใหญ่จะประกอบด้วยทรายขนาดหยาบถึงหยาบมากเป็นส่วนใหญ่ มีดินเหนียวสีเหลืองแทรกสลับเป็นระยะ บางครั้งพบดินเหนียวสีเทาแกมฟ้าแทรกอยู่ด้วย และมีการคัดขนาดของทรายไม่ดี และจากการลำดับชั้นหิน โดยใช้ชนิดของหิน (Litho-stratigraphy) ของหมวดหินแม่ฝาง แสดงว่าตะกอนตอนบนจัดเป็นตะกอนที่เกิดจากการทับถมในสภาพแวดล้อมที่เป็นทางน้ำที่มีพลังและเป็นตะกอนทางน้ำไหลเพราะพบกลุ่มอยู่ตลอดกลุ่มแอ่งฝาง และสำหรับตะกอนตอนล่างเป็นตะกอนที่เกิดในสภาพแวดล้อมที่เป็นทางน้ำที่ไหลลงไปในทะเลสาบ (Fluviolacustrine sequence) ในลุ่มแอ่งเล็กๆบนทวีปในบรรยากาศชื้นของเขตร้อน (Tropical zone) และเป็นลุ่มแอ่งดิน (Oxidizing facies)

2.5.3 ระบบปิโตรเลียม (Petroleum System)

2.5.3.1 หินต้นกำเนิดน้ำมันในแอ่งฝาง (Source rocks in Fang Basin)

สำหรับหินต้นกำเนิดน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางคาดคะเนว่ามาจากหินดินดานที่มีสารอินทรีย์สะสมตัวอยู่ หรือมาจากถ่านหินลิกไนต์ที่พบกระจายอยู่ในหินชุดแม่สอด โดยเฉพาะในช่วงแรกของการสะสมตัวของตะกอน ซึ่งจัดอยู่ในช่วงชั้นที่ 2 ถึงช่วงชั้นที่ 3 และจากการทำตัวอย่างเศษหินที่ได้จากการเจาะมาวิเคราะห์โดยกรมการพลังงานทหาร ทำให้ทราบถึงข้อมูลต่างๆพอสรุปได้ดังนี้

- ปริมาณคาร์บอนโดยรวม (Total Organic Carbon, TOC) มีค่าระหว่างร้อยละ 1.63 ถึง 2.67 โดยน้ำหนัก
- ปริมาณของสารอินทรีย์ที่สามารถสกัดออกมาได้ (Extractable solute organic mater, EOM) มีค่าระหว่าง 1074-1646 ppm
- ชนิดของคีโรเจน (Kerogen type) เป็นประเภท Type I และ Type II อยู่ระหว่างร้อยละ 20 ถึง 50 และ Type III อยู่ระหว่างร้อยละ 20 ถึง 55
- ค่าการสะท้อนวิทริไนต์ (Vitrinite reflectance, R_o) มีค่าอยู่ระหว่าง 0.35 ถึง 0.44 ซึ่งเป็นค่าการสะท้อนวิทริไนต์ของหินตัวอย่างที่ระดับความลึก 2,000-3,000 ฟุต ซึ่งจัดเป็นหินต้นกำเนิดที่ยังไม่มีกลิ่นตัวของปิโตรเลียม (Immature) และเมื่อทำการเทียบค่าเพื่อหาค่าการสะท้อนวิทริไนต์ที่มีการกลั่นตัวให้ปิโตรเลียม (Mature) ที่ค่าประมาณ 0.5 นั้นจะพบได้ที่ระดับความลึก 4,000 ฟุตเป็นต้นไป

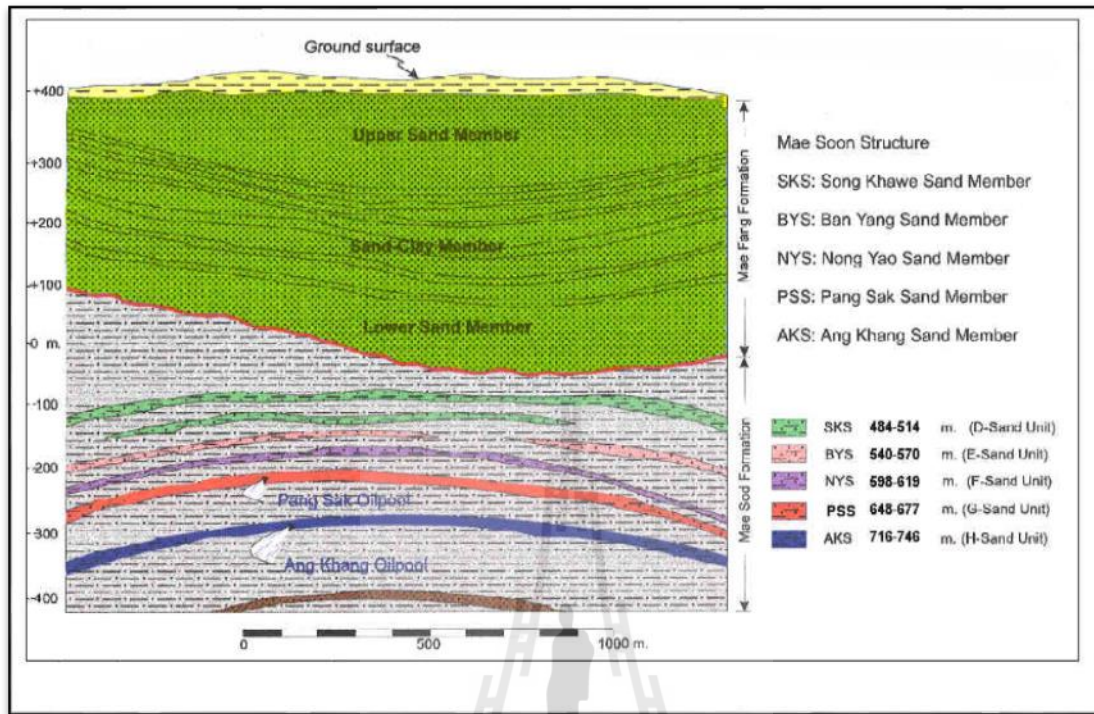
- อุณหภูมิสูงสุด (T_{max}) มีค่าเท่ากับ 437 องศาเซลเซียส

2.5.3.2 หินกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง (Reservoir rock in Fang Basin)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจในแหล่งน้ำมันฝาง ทำให้ทราบว่าหินกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจัดเป็นหินทรายที่แทรกสลับอยู่ในชั้นหินดินดานในหินชุดแม่สอด โดยจากข้อมูลที่ได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Electric wireline log) ของหลุม IF-20 (FA-MS-26-39) จากแหล่งน้ำมันแม่สูนสามารถแบ่งชั้นทรายในชุดแม่สอดได้ดังนี้ (รูปที่ 2.4)

1. ชั้นทรายสองแคว หรือเรียกอีกชื่อหนึ่งว่าชั้นทราย “ดี” (D-sand) จะประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-15 ฟุต จำนวน 4 ชั้น อยู่ในระดับความลึก 1,614-1,713 ฟุต
2. ชั้นทรายหนองยาว หรือเรียกว่า ชั้นทราย “อี” (E-sand) ประกอบด้วยชั้นทรายหนา 10-15 ฟุต จำนวน 2 ชั้น อยู่ในระดับความลึกประมาณ 1,800-1,900 ฟุต
3. ชั้นทรายบ้านยาง หรือชั้นทราย “เอฟ” (F-sand) ประกอบด้วยชั้นทรายหนา 10-15 ฟุต จำนวน 3 ชั้น อยู่ในระดับความลึก 1,994-2,062 ฟุต
4. ชั้นทรายปางสัก หรือเรียกว่าชั้นทราย “จี” (G-sand) เป็นชั้นทรายน้ำมันของแหล่งน้ำมันแม่สูน ประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-15 ฟุต จำนวน 5 ชั้น อยู่ในระดับความลึก 2,160-2,255 ฟุต
5. ชั้นทรายอ่างขาง หรือชั้นทราย “เอช” (H-sand) เป็นชั้นทรายที่มีความสำคัญต่อการ

ผลิตน้ำมันในแหล่งแม่สุ่นรวมกับชั้นทรายปางสัก โดยประกอบด้วยชั้นทรายหนา 5-45 ฟุต จำนวน 4 ชั้น อยู่ที่ระดับความลึก 2,386-2,487 ฟุต



รูปที่ 2.4 ลำดับ โครงสร้างชั้นทรายในหินชุดแม่สุ่น (คัดลอกจาก ณรงค์ บุญญะรัตน์, 2544)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการหยั่งธรณีหลุมเจาะทำให้ทราบว่าหินกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจะประกอบไปด้วยหินทรายในชั้นต่างๆ โดยแต่ละแหล่งน้ำมันปลิกย่อยอาจพบชั้นทรายเหล่านี้ทุกชั้นหรืออาจพบเป็นบางชั้นเท่านั้น แต่โดยรวมแล้วแหล่งกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันฝางจะเป็นแบบเรียงชั้น (Stratiform) โดยจะถูกปิดด้วยน้ำที่เคลื่อนเข้ามาในชั้นหิน (Delimited lithologic with edge water) (นพรัตน์ เศรษฐกุล, 2528) สำหรับคุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวที่พบในชั้นทรายปางสักในแหล่งน้ำมันแม่สุ่นแสดงในตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติทางกายภาพและปริมาณของของเหลวในชั้นทรายปางสัก แหล่งน้ำมันแม่สุ่น

(คัดลอกจาก Settakul, 2009)

หลุม	ความลึก (ฟุต)	ความซึมซาบได้ (มิลลิคาร์ซี)	ความพรุน (ร้อยละ)	การอิ่มตัวด้วยของเหลว		ความหนาแน่น (กรัมต่อ ลบ.ซม.)
				น้ำมัน	น้ำ	
BS-110	2755	231	25.7	6.1	54.4	2.67
IF-26-1	2581.1	2370	25.4	17.5	33.0	2.65
IF-26-2	2587.1	2440	26.7	20.5	34.7	2.64

จากค่าในตารางจะพบว่าค่าความพรุนและค่าความซึมซาบได้มีค่าค่อนข้างสูง ซึ่งถือได้ว่ามีคุณสมบัติการเป็นหินกักเก็บน้ำมันที่ดี

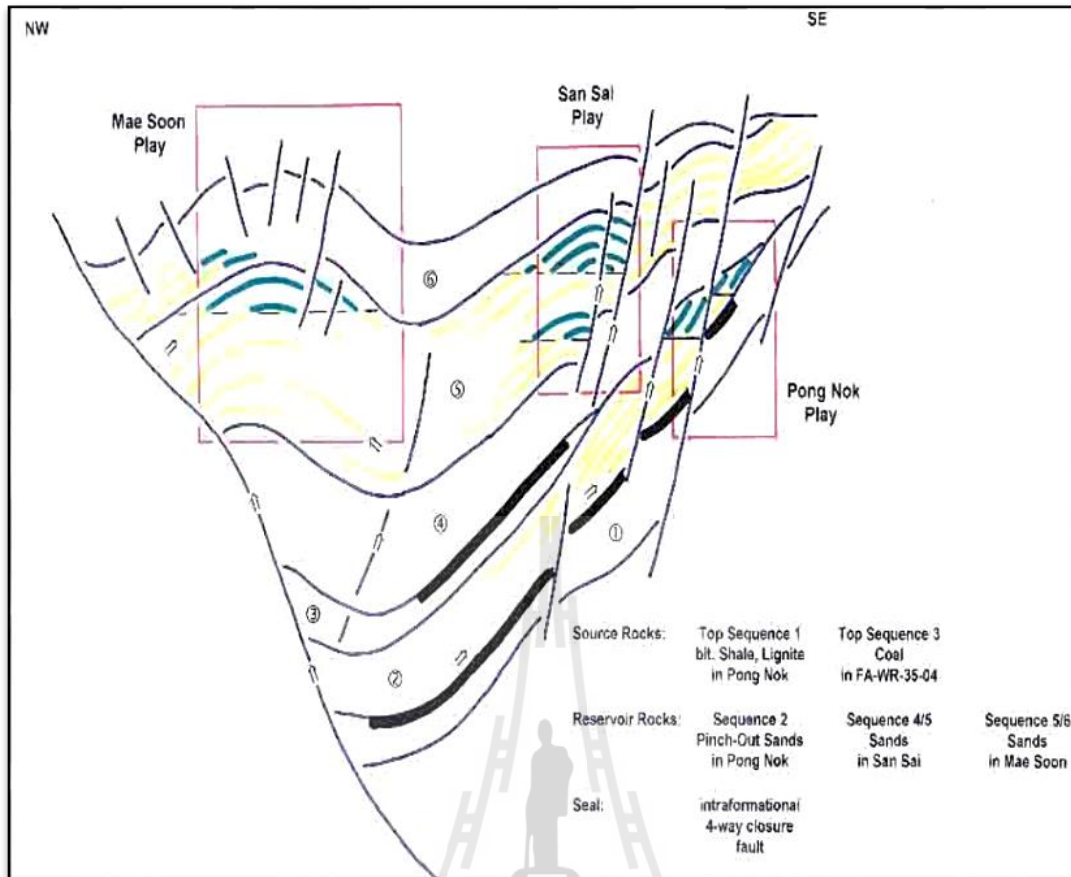
2.5.3.3 หินปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแอ่งฝาง (Seal rock in Fang Basin)

จากข้อมูลการเจาะสำรวจและการสำรวจธรณีฟิสิกส์ในบริเวณลุ่มแอ่งฝาง ทำให้ทราบถึงชั้นหินที่ทำหน้าที่ปิดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันในแนวตั้ง (vertical migration) บริเวณแหล่งน้ำมันแม่สูนและแหล่งน้ำมันโป่งนก ได้แก่ หินดินดานที่แทรกสลับอยู่กับหินทรายที่ทำหน้าที่เป็นชั้นน้ำมัน รวมถึงหินทรายแข็งที่มีความพรุนต่ำมากด้วย ในขณะที่ตอนล่างของชั้นทรายที่ทำหน้าที่เป็นหินแหล่งกักเก็บน้ำมัน จะถูกปิดกั้นด้วยน้ำในชั้นหิน ทำให้น้ำมันสามารถสะสมตัวอยู่ในหินแหล่งกักเก็บได้ และในบริเวณแหล่งน้ำมันโป่งนก หินปิดกั้นการเคลื่อนที่จะเกิดจากการเปลี่ยนแปลงของลำดับชั้นหิน (lithofacies change) จากหินทรายเป็นหินดินดาน จึงสามารถทำหน้าที่สกัดกั้นน้ำมันไม่ให้เคลื่อนที่ขึ้นสู่ผิวดินได้ นอกจากนี้รอยเลื่อนที่ตัดผ่านชั้นน้ำมัน ทำให้น้ำมันเคลื่อนออกจากกัน อาจเป็นตัวสกัดกั้นการเคลื่อนที่ของน้ำมันที่ดีด้วย

2.5.3.4 โครงสร้างกักเก็บน้ำมันในแอ่งฝาง (Traps in Fang Basin)

สำหรับชนิดของ โครงสร้างที่ทำหน้าที่เป็นแหล่งกักเก็บน้ำมันในลุ่มแอ่งฝาง จัดเป็นการรวมกันระหว่าง โครงสร้างที่เกิดขึ้นในชั้นหิน (Structural traps) กับลำดับการตกตะกอนของชั้นหินในแหล่งน้ำมัน (Stratigraphic traps) โดยโครงสร้างที่เกิดขึ้นจะเกิดจากการโค้งงอของชั้นหินตะกอนในบริเวณฐานของแอ่งฝาง (Basement of Fang basin) ทำให้ตะกอนที่สะสมตัวในบริเวณตอนบนเกิดการโค้งงอรับกับโครงสร้างของฐานแอ่ง (Anticline of compaction) นอกจากนี้ยังมีรอยเลื่อนเกิดขึ้นในแนวตะวันออกเฉียงเหนือไปยังทิศตะวันตกเฉียงใต้ ทำให้น้ำมันถูกกักเก็บอยู่ในบริเวณรอยเลื่อน (Tectonic barrier) และในขณะที่ชั้นหินเกิดการเปลี่ยนแปลงของการตกตะกอน ทำให้ชั้นทรายมีความหนาไม่คงที่ โดยความหนาของตะกอนจะมีมากบริเวณตอนกลางและค่อยๆ ลีบลงโดยรอบ (รูปที่ 2.4) นอกจากนี้ในบริเวณของแหล่งน้ำมันโป่งนกยังพบแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงของชั้นหิน จากหินทรายที่มีความพรุนสูงไปสู่หินทรายที่มีความพรุนต่ำทางตอนบน (Up-Dip pinch out)

ตัวอย่างของภาพแสดงระบบปิโตรเลียมของ โครงสร้างแม่สูนและ โครงสร้างสันทราย ซึ่งเป็น โครงสร้างที่สำคัญในการผลิตน้ำมันดิบของแอ่งฝางดังแสดงไว้ในรูปที่ 2.5



รูปที่ 2.5 ภาพแสดงระบบปิโตรเลียมในโครงสร้างแม่Soonและโครงสร้างสันทราย
(คัดลอกจาก กรมการพลังงานทหาร, 2547)

2.5.4 แหล่งน้ำมันสันทราย (Sansai Oilfield)

แหล่งน้ำมันสันทรายซึ่งเป็นแหล่งที่ได้รับความนิยมจากกรมพลังงานทหารให้นำตัวอย่างน้ำมันดิบมาทดสอบในการวิจัยครั้งนี้เป็นแหล่งน้ำมันที่ได้รับการพัฒนามาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2530 จนถึงปัจจุบัน โดยแหล่งน้ำมันสันทรายได้รับการเจาะสำรวจทั้งสิ้น 12 หลุม ในปัจจุบันมีหลุมผลิตทั้งสิ้น 6 หลุม และจากการเจาะสำรวจ พบชั้นน้ำมันใน 2 ระดับความลึก คือ ที่ระดับความลึก 2,000-2,500 ฟุต และ 3,600-4,200 ฟุต

ในปี พ.ศ. 2545 เป็นต้นมา กรมการพลังงานทหารได้ทำการทดสอบอัดน้ำลงไปแหล่งกักเก็บน้ำมันของแหล่งน้ำมันสันทราย เพื่อเพิ่มอัตราการผลิตน้ำมัน แต่ยังไม่ประสบความสำเร็จเท่าที่ควร

2.5.5 ปริมาณน้ำมันสำรองของแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งผาง

ปริมาณน้ำมันสำรองโดยประมาณของแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ในแอ่งผางดังแสดงไว้ในตารางที่

ตารางที่ 2.2 ปริมาณน้ำมันสำรองโดยประมาณของแอ่งน้ำมันฝาง (คัดลอกจาก Settakul, 2009)

Field	Probable (MMbbl)	Proven (MMbbl)	Recoverable (MMbbl)
Mae-Soon	23.0-30.0	10.0-15.0	8.00
Sansai	20.0	7.0	3.00
Nongyao	5.0	3.0	2.00
Samjang	5.0	1.5	0.75
Pongnok	6.0	3.0	1.50
Banthi	8.0	3.0	1.50
Chiprakarn	4.5	1.5	1.00

2.6 แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม (Petroleum reservoir model) เป็นแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ (Mathematical model) ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยใช้คอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณ แบบจำลองลักษณะนี้ได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้อย่างกว้างขวางเพราะสามารถนำมาใช้แก้ปัญหาต่างๆ ในการวางแผนจัดการแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้อย่างสะดวกรวดเร็วและเห็นผลได้อย่างสมจริง การจำลองแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมโดยใช้คอมพิวเตอร์นี้ สามารถอธิบายพฤติกรรมของของไหลหลายชนิดที่อยู่ในแหล่งปิโตรเลียมเดียวกัน นอกจากนี้ยังช่วยในการวางแผนการผลิตในรูปแบบต่างๆ ทั้งการผลิตใช้ชั้นปฐมภูมิและทุติยภูมิเพื่อให้เหมาะสมกับเศรษฐศาสตร์และกฎข้อบังคับทางกฎหมายต่างๆ ได้ สำหรับทฤษฎีการไหลของของไหลในลักษณะต่าง ๆ รวมถึงทฤษฎีทางคณิตศาสตร์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการสร้างแบบจำลองฯ สามารถศึกษาได้จากหนังสือที่เกี่ยวข้องและไม่ได้นำมาอ้างถึงไว้ในงานวิจัยนี้

2.6.1 แบบจำลองทางคณิตศาสตร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

แบบจำลองทางคณิตศาสตร์คือระบบของสมการคณิตศาสตร์ที่สามารถแสดงถึงพฤติกรรมทางกายภาพของกระบวนการในงานด้านแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมนั้น โดยทั่วไปแล้วสมการเหล่านี้มักเป็นที่ยุ่งยากและซับซ้อนเนื่องจากเป็นสมการอนุพันธ์แยกส่วน (Partial differential equation) แต่ก็สามารถที่จะทำให้เป็นระบบการทำงานที่ง่ายขึ้นโดยใช้คอมพิวเตอร์เข้ามาช่วยในการคำนวณ

2.6.2 ขั้นตอนในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม

2.6.2.1 การกำหนดปัญหา (Problem definition)

ในการศึกษาพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมขั้นตอนแรกคือการกำหนดปัญหาที่ต้องการหาคำตอบ ปัญหาดังกล่าวควรมีตัวแปรและปัจจัยที่สามารถให้ข้อมูลสนับสนุนได้ โดย

จะต้องมีการรวบรวมข้อมูลแหล่งปิโตรเลียมและสิ่งแวดลอมที่เกี่ยวข้องกับเหตุการณ์และเวลาที่จะเกิดขึ้นในอนาคต และสามารถสนับสนุนต่อแผนการในการจัดการทรัพยากรปิโตรเลียมได้

2.6.2.2 การเลือกวิธีการในการศึกษา (Selecting the simulation approach)

หลังจากได้กำหนดปัญหาเกี่ยวกับพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม ขั้นตอนต่อไปคือวิธีการในการศึกษา โดยจะเป็นตัวกำหนดรูปแบบของแบบจำลองให้สามารถแก้ปัญหาที่กำหนดไว้และเป็นตัวแทนของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมได้ชัดเจนที่สุด โดยปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกวิธีการศึกษาและแบบจำลองได้แก่

1. ความสามารถของโปรแกรมคอมพิวเตอร์ที่ใช้สำหรับจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์เพื่อแก้ปัญหาต่างๆ
2. ความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนแปลงที่ได้กำหนดไว้สำหรับการจำลองหลุมผลิตและอุปกรณ์ต่างๆ
3. รูปแบบและจำนวนในการทดสอบแบบจำลองของแหล่งกักเก็บ เพื่อดำเนินการให้ครบตามวัตถุประสงค์ในการศึกษาวิจัย
4. ความพร้อมของทรัพยากรต่างๆ ที่อยู่โดยรอบ รวมทั้งปัจจัยด้านเวลาที่จะช่วยให้การแก้ปัญหาในงานวิจัยสมบูรณ์
5. ความจำเป็นและความสามารถในการตรวจสอบแบบจำลองที่ได้จัดทำขึ้น

2.6.2.3 การรายงานผล (Reporting)

การรายงานผลการศึกษาแบบจำลองปิโตรเลียมเป็นขั้นตอนสุดท้ายสำหรับการศึกษาวิจัย การแก้ปัญหาเกี่ยวกับพฤติกรรมของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม โดยผลจากการศึกษาจะต้องทำการรวบรวมและสรุปเป็นรายงาน โดยจะต้องมีการกำหนดเป้าหมาย ขอบเขตและสมมติฐานในการศึกษาคำอธิบายการใช้แบบจำลอง การแสดงผลและสรุปผลจะต้องเหมาะสมกับเป้าหมายในการศึกษาวิจัยนั้นๆ

2.6.3 การเตรียมข้อมูลสำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์

ข้อมูลที่ใช้สำหรับการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมแบ่งออกเป็น

- 1) ข้อมูลของไหล (Fluid data)
- 2) ข้อมูลหินกักเก็บ (Rock data)
- 3) ข้อมูลการผลิต (Production data)
- 4) ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate data)
- 5) ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ (Mechanical and operation data)
- 6) ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ (Economic data)

7) ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง (Miscellaneous data)

โดยข้อมูลแต่ละกลุ่มมีรายละเอียดดังนี้

2.6.3.1 ข้อมูลของของไหล (Fluid data)

ข้อมูลคุณสมบัติของของไหลในแหล่งกักเก็บปิโตรเลียมจะถูกประเมินหลายครั้งในระหว่างการจัดทำแบบจำลองคอมพิวเตอร์ โดยจะมีการเปลี่ยนแปลงค่าตลอดเวลาในขณะที่ทำการประมวลผลซึ่งมีการลดลงของกลไกในการผลิตและการผลิตในขั้นที่สอง (Secondary production) หรือขั้นที่สาม (Tertiary production) โดยคุณสมบัติที่สำคัญได้แก่

คุณสมบัติที่แปรผันกับความดัน (Pressure-dependent properties)

1. ตัวประกอบปริมาตร (Formation volume factor)
2. ค่าความหนืดของของไหล (Fluid viscosity)
3. อัตราส่วนการละลายของก๊าซในน้ำมัน (Solution gas-oil ratio)

โดยปกติแล้วข้อมูลคุณสมบัติดังกล่าวของของไหล จะได้มาจากการศึกษาตัวอย่างของไหลในห้องปฏิบัติการซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของข้อมูล ความดัน ปริมาตร และอุณหภูมิ (Pressure-Volume-Temperature, PVT)

2.6.3.2 ข้อมูลของหินกักเก็บปิโตรเลียม (Rock Data)

ข้อมูลของหินกักเก็บปิโตรเลียมจำเป็นต้องมีการระบุคุณสมบัติของตัวแปรต่างๆ ให้ครอบคลุมคุณสมบัติทางกายภาพและประมาณการส่งผ่านค่าต่างๆ ระหว่างการประมวลผลของแบบจำลองซึ่งต้องจำเป็นต้องระบุคุณสมบัติต่างๆ ได้แก่

1. ความสามารถในการซึมผ่าน (Permeability) สามารถหาได้จาก
 - การทดสอบความดันเพิ่มขึ้นหลังการปิดหลุม (Pressure buildup test)
 - การทดสอบความดันในการเปิดหลุมผลิต (Pressure drawdown test)
 - การทดสอบความดันสัมพันธ์ระหว่างหลุม (Interference test)
 - การทดสอบศักย์เริ่มต้น (Initial potential test)
 - การวิเคราะห์ข้อมูลเก่า (Case history approach)
 - การทดสอบในห้องปฏิบัติการ (Laboratory measurements)

โดยแหล่งข้อมูลค่าความสามารถในการซึมผ่านที่มีความสำคัญที่สุดได้จากการวิเคราะห์การทดสอบความดันในหลุมผลิต (Pressure test)

2. ความพรุน (Porosity)
3. ความหนาของชั้นหินกักเก็บ (Formation thickness)
4. ความลึกของชั้นกักเก็บ (Formation evaluation)
5. ความสามารถในการอัดตัว (Compressibility)

6. ความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ (Relative permeability)
7. ความอิ่มตัวด้วยของไหล (Formation fluid saturations)
8. ความดันในรูขนาดเล็ก (Capillary pressure)

2.6.3.3 ข้อมูลการผลิต (Production data)

1. ข้อมูลการผลิตน้ำมันเทียบกับเวลา (Oil production VS. Time)
2. ข้อมูลการผลิตน้ำเทียบกับเวลา (Water production VS. Time)
3. ข้อมูลการผลิตก๊าซเทียบกับเวลา (Gas production VS. Time)
4. ข้อมูลที่วัดได้อื่นๆ เทียบกับเวลา

2.6.3.4 ข้อมูลอัตราการไหล (Flow rate data)

1. ดัชนีการผลิต (Productivity index)
2. ดัชนีการฉีดอัด (Injectivity index)
3. อัตราการไหลที่เหมาะสม (Optimum flow rates)
4. การลดลงของอัตราการผลิตที่ยอมรับได้ (Maximum allowable drawdown)

2.6.3.5 ข้อมูลทางกลศาสตร์และการดำเนินการ (Mechanical and operation data)

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นข้อกำหนดในเรื่องรูปแบบของการผลิตอันเนื่องมาจากการดำเนินการต่างๆ ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการผลิต

1. ข้อมูลหลุมเจาะ (Well data)
2. ข้อมูลอุปกรณ์การผลิต (Facilities data)

2.6.3.6 ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ (Economics data)

ข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์เป็นข้อกำหนดในเรื่องของระยะเวลา รูปแบบ และอัตราในการผลิตที่เหมาะสมเพื่อให้ได้ผลตอบแทนที่ดีที่สุด

2.6.3.7 ข้อมูลอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง (Miscellaneous data)

ข้อมูลอื่นที่จำเป็นอื่นๆ สำหรับการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บปิโตรเลียม เช่น ข้อมูลกฎหมายปิโตรเลียม ข้อตกลงระหว่างผู้รับสัมปทาน ข้อมูลการดำเนินการด้านอื่นๆ เป็นต้น

ข้อมูลคุณสมบัติของของไหลและของแหล่งกักเก็บในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์ต่างๆ และแหล่งข้อมูลของแต่ละคุณสมบัติได้สรุปและแสดงไว้ในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 ข้อมูลใช้ในการศึกษาแบบจำลองคอมพิวเตอร์

คุณสมบัติ (Property)	แหล่งข้อมูล (Source)
ความสามารถซึมผ่านได้ (Permeability)	การทดสอบอัตราการไหล ผลวิเคราะห์หินตัวอย่าง การใช้สูตรสำเร็จ และประสิทธิภาพการไหลของ หลุม (Pressure transient testing, core analyses, Correlation, Well performance)
ความพรุน ความสามารถถูกกดดัน (Porosity, Rock compressibility)	ผลวิเคราะห์หินตัวอย่างและการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (Core analyses, Well logs)
ความซึมผ่าน สัมพัทธ์ และแรงดันรูเล็ก (Relative permeability and capillary pressure)	ผลวิเคราะห์การไหลผ่านแท่งหินตัวอย่างใน ห้องปฏิบัติการ (Laboratory core flow tests)
ความสามารถในการอิ่มตัวของไหลในหิน (Fluid Saturations)	การหยั่งหลุมเจาะ การวิเคราะห์แท่งหินตัวอย่างและ การทดสอบอัตราการไหล (Well logs, Core analyses, Pressure cores, Single-well tracer test)
รอยเลื่อน ขอบเขต และรอยต่อของของไหล (Faults, boundaries, Fluid contacts)	ผลสำรวจทางธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการ ไหล (Seismic, Pressure transient testing)
แหล่งน้ำขั้บดิน (Aquifers)	การสำรวจธรณีฟิสิกส์ การคำนวณการคงตัวของ สสาร การศึกษาผลการสำรวจเป็นบริเวณ (Seismic, Material balance calculations, Regional exploration studies)
รอยแยก ระยะห่าง และการวางตัว (Fracture spacing, orientation)	วิเคราะห์แท่งหินตัวอย่าง การหยั่งธรณีหลุมเจาะ การสำรวจธรณีฟิสิกส์และการทดสอบอัตราการ ไหล (Core analyses, well logs, Seismic, Pressure transient tests, Interference testing)
การต่อเนื่อง (Connectivity)	ประสิทธิภาพการไหลของหลุม (Wellbore performance)
อัตราการไหลและความดัน (Rate and pressure data)	ลักษณะของแหล่งในอดีต (Field performance history)
ข้อมูลการเตรียมหลุมเพื่อการผลิต (Completion and work-over data)	รายงานหลุมเจาะและเตรียมหลุมผลิต (Completion and work-over report of wells)

บทที่ 3

วิธีการทดลอง

3.1 บทนำ

งานวิจัยนี้มีจุดประสงค์เพื่อศึกษาผลของแรงดึงผิวระหว่างน้ำมันดิบกับสารละลายลดแรงดึงผิวที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อทำการเปลี่ยนความเข้มข้นของสารละลาย และอุณหภูมิ ดังนั้นการทดลองในงานวิจัยนี้จึงได้ถูกแบ่งออกเป็นสองส่วนหลักคือ 1) การทดลองในห้องปฏิบัติการ ได้แก่ การทดลองวัดค่าแรงดึงผิว และการทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำมันเมื่อทำการผสมสารลดแรงดึงผิวแล้ว ซึ่งจำเป็นต้องใช้ในการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บ และ 2) การจำลองการผลิตน้ำมันจากแหล่งน้ำมันแม่ฐานที่มีการอัดน้ำที่ผสมด้วยสารลดแรงดึงผิวที่ใช้ในการวิจัยด้วยอัตราส่วนต่างๆ กัน โดยในส่วนนี้จะแสดงถึงข้อมูลต่างๆ ที่เกี่ยวข้องเกี่ยวกับแหล่งน้ำมันฝางที่ได้จากการศึกษางานวิจัยที่ผ่านมา และรายละเอียดของข้อมูลรวมถึงรูปแบบต่างๆ ของแบบจำลองที่ใช้ในการประเมินอัตราการผลิตน้ำมันระหว่างวิธีการไล่น้ำมันด้วยน้ำทั้งแบบที่มีการผสมและไม่ผสมสารลดแรงดึงผิว

3.2 การทดลองในห้องปฏิบัติการ

วัสดุที่ใช้ในการทดลอง

ตัวอย่างน้ำมันดิบที่ใช้ในการทดลองมาจากแหล่งน้ำมันแม่ฐาน แอ่งน้ำมันฝาง ซึ่งได้รับความอนุเคราะห์จาก ศูนย์พัฒนาปิโตรเลียมภาคเหนือ กรมการพลังงานทหาร อ.ฝาง จ.เชียงใหม่ ประเทศไทย

วิธีการทดลอง

3.2.1 การทดลองวัดค่าแรงดึงผิว

แรงดึงผิวระหว่างน้ำมันดิบและสารละลายลดแรงดึงผิววัดโดยวิธี Wilhelmy plate method ด้วยเครื่องมือ KRUSS K10ST Tension Meter ดังแสดงในรูป 3.1 โดยเครื่องมือตัวนี้มีช่วงของการวัดตั้งแต่ 1- 999 ดายน์ต่อเซนติเมตร และมีช่วงอุณหภูมิการวัดตั้งแต่ 0 - 100 องศาเซลเซียส

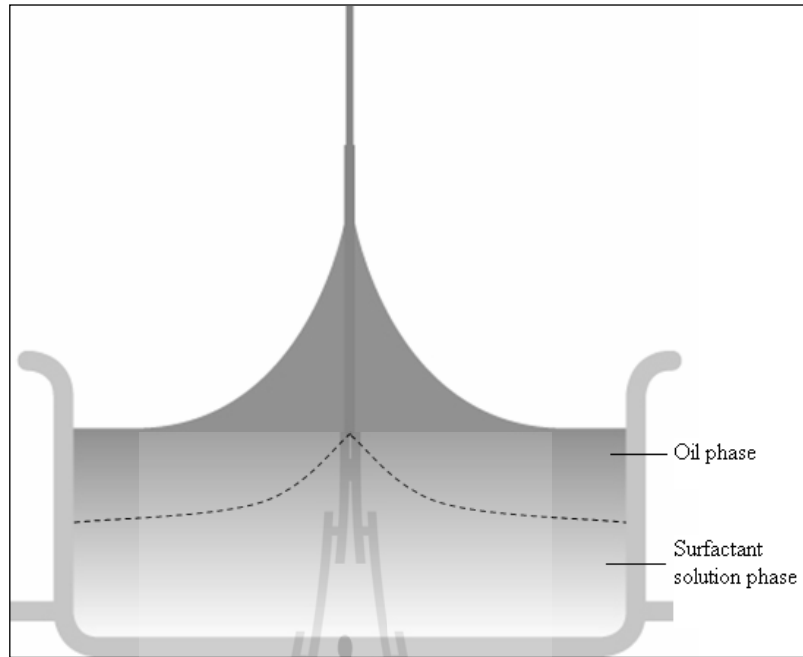


รูปที่ 3.1 เครื่องมือ KRUSS K10ST Tension Meter

วิธีการวัดค่าแรงตึงผิวมีดังนี้

1. ทำการเตรียมผสมน้ำและสารลดแรงตึงผิวในอัตราส่วนที่แตกต่างกัน คือ ร้อยละ 5, ร้อยละ 10, และ ร้อยละ 15 โดยปริมาตร
2. ผสมสารละลายลดแรงตึงผิวและน้ำมันดิบในถ้วยทดลองขนาด 30 ลบ.ซม. ด้วยอัตราส่วน ร้อยละ 5, ร้อยละ 10, และ ร้อยละ 15 โดยปริมาตร ทำการคนจนสารละลายกลายเป็นเนื้อเดียวกัน ปล่อยให้เย็นที่อุณหภูมิห้อง ตัวสารละลายเมื่อปล่อยให้เย็นลง จะเกิดการแยกกันเป็นชั้นของน้ำมันดิบและสารละลายลดแรงตึงผิวอย่างชัดเจน
3. ทดสอบวัดค่าแรงตึงผิวระหว่างน้ำมันดิบและสารลดแรงตึงผิว ที่ช่วงอุณหภูมิ 40-90 องศาเซลเซียส เนื่องจากที่อุณหภูมิต่ำกว่า 40 องศาเซลเซียส ตัวอย่างน้ำมันดิบที่ใช้จะจับตัวกันเป็นไขและเหนียวข้นมากทำให้ไม่สามารถวัดค่าได้

ภาพจำลองพฤติกรรมของสารละลายที่อยู่ในถ้วยทดลองที่อุณหภูมิต่ำกว่า 40 องศาเซลเซียส ขณะที่ทำการวัดค่าแรงตึงผิวแสดงในรูป 3.2 ซึ่งจะมีการแยกชั้นกันของของเหลวโดยชั้นของน้ำมันดิบจะอยู่ส่วนบนของถ้วย ส่วนสารละลายลดแรงตึงผิวจะแยกอยู่ส่วนล่างของถ้วยทดลองอย่างชัดเจน



รูปที่ 3.2 พฤติกรรมของสารละลายที่อยู่ในถ้วยทดลอง

3.2.2 การทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว

การทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว ทำการวัดโดยเครื่อง HAAKE-Viscometer550 ดังแสดงในรูป 3.3

วิธีการวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว มีดังนี้

1. ทำการเตรียมผสมน้ำและสารลดแรงตึงผิวในอัตราส่วนที่แตกต่างกัน คือ ร้อยละ 5, ร้อยละ 10, และ ร้อยละ 15 โดยปริมาตร
2. วัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว ที่ช่วงอุณหภูมิ 40-90 องศาเซลเซียส



รูปที่ 3.3 เครื่องมือ HAAKE- Viscometer550

3.3 การประเมินแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน

งานวิจัยนี้ได้ทำการทดสอบการไล่น้ำมันด้วยน้ำทั้งแบบที่มีการผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวในแบบจำลองแหล่งกักเก็บบน โปรแกรมคอมพิวเตอร์ Eclipse 100 ซึ่งเป็น โปรแกรมของบริษัท Schlumberger) โดยสถานะของแหล่งกักเก็บที่ใช้ในแบบจำลองทำการปรับปรุงมาจากงานของเชษฐา ชุมกระโทก (2547)

3.3.1 ข้อมูลที่จำเป็นในการสร้างแบบจำลอง

แบบจำลองแหล่งกักเก็บต้องการข้อมูลต่างๆจากส่วนที่กล่าวมาแล้วเพื่อนำไปใช้ในการประมวลผล เพื่อคำนวณประสิทธิภาพของการผลิตน้ำมัน ซึ่งอาจแบ่งเป็นหัวข้อหลักตามแบบจำลองดังนี้

1. Grid Section

ประกอบไปด้วยข้อมูลความพรุนของหิน ความซึมซาบได้ของหิน ความลึกและความหนาของชั้นหินในแหล่งน้ำมัน โดยความพรุนและความซึมซาบได้ของหินจะถูกตั้งค่าให้ออกมาในรูปแบบ 3 มิติ ในแกน x, y, และแกน z ในแต่ละชั้นของแบบจำลอง

2. PVT Section

ประกอบด้วยข้อมูลคุณสมบัติของของเหลวซึ่งแปรผันกับความดัน เช่นความหนืดของของเหลว ความหนาแน่นของของเหลว ความสามารถในการละลายของก๊าซในน้ำมันดิบ ตัว

ประกอบการเปลี่ยนแปลงปริมาตรของของเหลว แรงดึงของน้ำมันดิบ และความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว เป็นต้น

3. SCAL Section

ประกอบด้วยข้อมูลคุณสมบัติของหินในแหล่งกักเก็บซึ่งจะถูกตั้งค่าเป็นตารางระหว่าง ความซึมซาบได้สัมพัทธ์ กับความสามารถในการอิ่มตัวของของเหลว ซึ่งในส่วนนี้จะเป็นตัวควบคุมการสถานะไหลผ่านของของเหลวจาก ส่วนหนึ่งไปยังอีกส่วนหนึ่ง

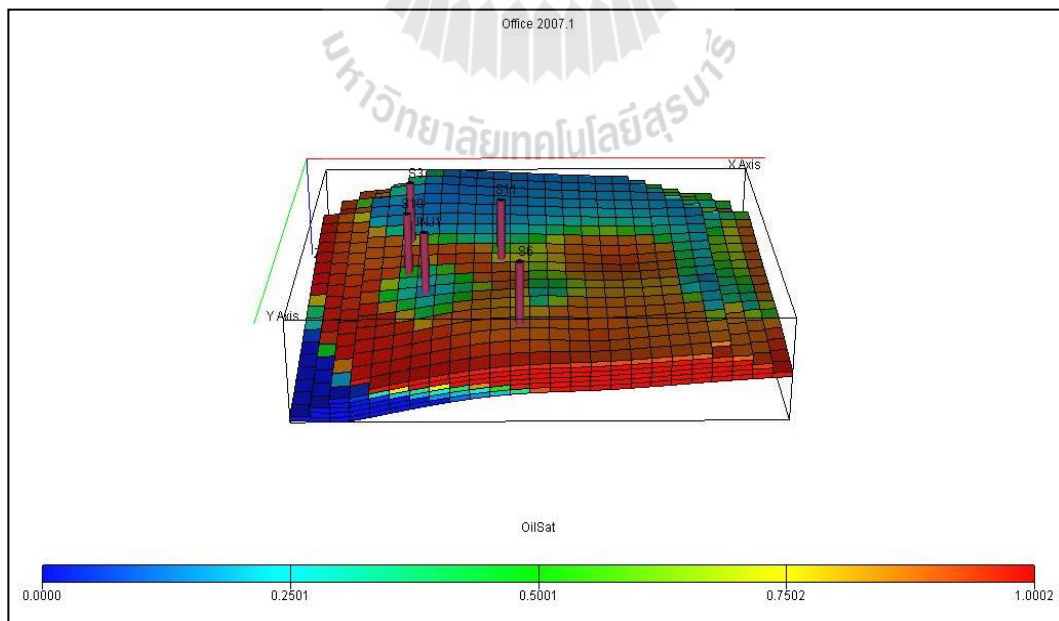
4. Initialization Section

ส่วนนี้จะกำหนดสถานะเริ่มต้นของแบบจำลอง ตัวจำลองจะใช้ข้อมูลในส่วนนี้เพื่อคำนวณหาความดันอุทกสถิตตามความลาดชันในแต่ละพื้นที่ในแบบจำลอง และจะทำการกำหนดความสามารถในการอิ่มตัวของของเหลวในแต่ละส่วนของช่องตารางเล็กๆในแบบจำลอง ข้อมูลที่จำเป็นในส่วนนี้คือ ระดับความลึกอ้างอิง ความดันที่ระดับความลึกอ้างอิง ความลึกของแนวรอยต่อที่น้ำสัมผัสกับน้ำมัน ความลึกที่เกิดความดันในการแยกตัวของก๊าซ

5. Schedule Section

ส่วนนี้จะกำหนดข้อมูลรายละเอียดของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำ ซึ่งต้องการข้อมูลตำแหน่งของหลุมทุกหลุม อัตราการผลิตและอัตราการอัด ตัวประกอบแสดงสภาพของผนังหลุม (Skin factor) รัศมีของหลุมและการควบคุมหลุม เป็นต้น

ตัวอย่างของแบบจำลองแหล่งกักเก็บและตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำที่ได้นำมาใช้ในการทดสอบบน โปรแกรม eclipse 100 ดังแสดงไว้ในรูปที่ 3.4



รูปที่ 3.4 ตัวอย่างของแบบจำลองแหล่งกักเก็บและตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำที่ใช้ทดสอบในการทดลอง

3.3.2 ข้อมูลที่รวบรวมมาจากงานวิจัยที่ผ่านมา

ข้อมูลที่จำเป็นที่จะต้องใส่ไว้ในแบบจำลองเพื่อประเมินแหล่งกักเก็บนั้นได้ทำการรวบรวมและปรับปรุงมาจากงานของ เซษฐา ชุมกระโทก (2547) ซึ่งประกอบด้วย 4 ส่วนได้แก่

1. คุณสมบัติของแก๊ส
2. คุณสมบัติของน้ำมันดิบ
3. คุณสมบัติของน้ำ
4. คุณสมบัติทางกายภาพของหินในแหล่งกักเก็บ (ดู ภาคผนวก ก.)

3.3.3 การออกแบบรูปแบบการอัดน้ำ

ในกระบวนการการอัดสารละลายแรงตึงผิวจำเป็นต้องมีการอัดน้ำที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวลงไปก่อนครั้งแรก (Preflush) เพื่อไปเปลี่ยนคุณสมบัติของหินหรือของเหลวที่อยู่ในแหล่งกักเก็บแล้วจึงทำการอัดน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิวแล้วตามลงไปเพื่อไปลดค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบและเพื่อไปเพิ่มความหนืดของน้ำ ซึ่งสิ่งเหล่านี้ล้วนทำให้น้ำมันสามารถไหลได้ดีขึ้น สุดท้ายจะทำการอัดน้ำที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว ลงไปอีกครั้งเพื่อเป็นตัวขับสุดท้าย

การออกแบบรูปแบบการอัดน้ำขึ้นอยู่กับโครงสร้างของแหล่งกักเก็บ พื้นที่ชุ่มน้ำ จำนวนหลุมเจาะ รายละเอียดการผลิตและการอัดน้ำ รายละเอียดโดยสรุปของ รูปแบบการออกแบบ อัตราการผลิตและอัตราการอัดน้ำ และความเข้มข้นของสารละลายที่ใช้ในแต่ละแบบจำลองที่สร้างขึ้นจำนวน 10 รูปแบบได้แสดงไว้ในตารางที่ 3.1 โดยที่แบบจำลองทุกแบบจะใช้ชื่อหลุมผลิตและหลุมอัดน้ำชุดเดียวกัน และตำแหน่งของหลุมในแบบจำลองก็จะใช้ตำแหน่งเดียวกันดังแสดงในตาราง 3.2

ตารางที่ 3.1 รายละเอียดรูปแบบการอัดน้ำที่กำหนดขึ้นในการทดสอบ

ชื่อแบบจำลอง	ความเข้มข้นของสารลดแรงตึงผิว (ร้อยละ)	รายละเอียดการอัดน้ำและการอัดสารละลายลดแรงตึงผิว	อัตราการผลิตน้ำมันเริ่มต้น (บาร์เรล/วัน/หลุม)	อัตราการอัดน้ำและการอัดสารละลายลดแรงตึงผิว (บาร์เรล/วัน/หลุม)
Water flood base case	-	อัดน้ำหลังจากปีที่ 13	200	200
inj100_case1	5 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	100	100
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		100
		อัดน้ำปีที่ 9		100
inj100_case2	10 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	100	100
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		100
		อัดน้ำปีที่ 9		100
inj100_case3	15 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	100	100
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		100
		อัดน้ำปีที่ 9		100
inj200_case1	5 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	200	200
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		200
		อัดน้ำปีที่ 9		200
inj200_case2	10 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	200	200
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		200
		อัดน้ำปีที่ 9		200
inj200_case3	15 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	200	200
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		200
		อัดน้ำปีที่ 9		200
inj300_case1	5 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	300	300
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		300
		อัดน้ำปีที่ 9		300
inj300_case2	10 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	300	300
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		300
		อัดน้ำปีที่ 9		300
inj300_case3	15 โดยปริมาตร	อัดน้ำปีที่ 2	300	300
		อัดสารละลายลดแรงตึงผิวปีที่ 3		300
		อัดน้ำปีที่ 9		300

ตารางที่ 3.2 รายละเอียดข้อมูลหลุมเจาะที่ทดสอบ

ปีที่	ชื่อหลุม เจาะ	ตำแหน่งพิกัดเซลล์ (x,y)	ประเภทของหลุม	ของเหลวที่ผลิตหรืออัด
1	S3	(6,8)	หลุมผลิต	น้ำมัน
2	INJ1	(7,13)	หลุมอัด	น้ำที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว
3	INJ1	(7,13)	หลุมอัด	น้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิว
5	S6	(12,17)	หลุมผลิต	น้ำมัน
8	S10	(6,11)	หลุมผลิต	น้ำมัน
9	INJ1	(7,13)	หลุมอัด	น้ำที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว
10	S11	(11,10)	หลุมผลิต	น้ำมัน

หมายเหตุ: อายุการผลิตกำหนดให้เป็น 20 ปี ตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2534

3.4 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์ (Economic evaluation)

วัตถุประสงค์ในการดำเนินการในส่วนนี้ก็เพื่อทำการประเมินผลทางเศรษฐศาสตร์จากผลการจำลองการผลิตที่ได้โดยทำการวิเคราะห์กระแสเงินสด (Cash flow analysis) ของแต่ละรูปแบบที่ได้จำลองขึ้นและค่าตัวแปรต่าง ๆ ในการวิเคราะห์ที่กำหนดตามพระราชบัญญัติปิโตรเลียม พ.ศ. 2550 และมูลค่าตามราคาตลาดที่ปรากฏอยู่ในขณะที่ทำการวิจัย มีดังนี้

3.4.1 ค่าสมมติฐานเบื้องต้น (Basic assumptions)

- ก. ราคาน้ำมันดิบ (Oil price) กำหนดไว้ที่ 80 US\$/bbl
- ข. อัตราภาษีเงินได้ปิโตรเลียม (Petroleum Income tax) คิดที่ร้อยละ 50
- ค. ค่าการเปลี่ยนแปลงราคาตามอัตราเงินเฟ้อ (Escalation factor) คิดที่ร้อยละ 2
- ง. อัตราส่วนลดมูลค่า (Discount rate) คิดที่ร้อยละ 8
- จ. มูลค่าต้นทุนที่มีตัวตน (Tangible cost) คิดที่ร้อยละ 20
- ฉ. มูลค่าต้นทุนที่ไม่มีตัวตน (Intangible cost) คิดที่ร้อยละ 80
- ช. มูลค่าการเสื่อมราคาของต้นทุนที่มีตัวตน (Depreciation of tangible cost) คิดที่ร้อยละ 20

ข. อัตราค่าภาคหลวงที่คิดแบบขั้นบันได (Sliding scale royalty)

ปริมาณการผลิตต่อวัน (bbl/day)	อัตราค่าภาคหลวง (ร้อยละ)
0-2000	5.00
2,000-5,000	6.25
5,000-10,000	10.00
10,000-20,000	12.50
>20,000	15.00

ฅ. ขนาดของแหล่งกักเก็บ (Reserve size) กำหนดไว้ที่ 10,000,000 MMSTB

3.4.2 ข้อสมมติฐานประกอบอื่น ๆ (Other assumptions)

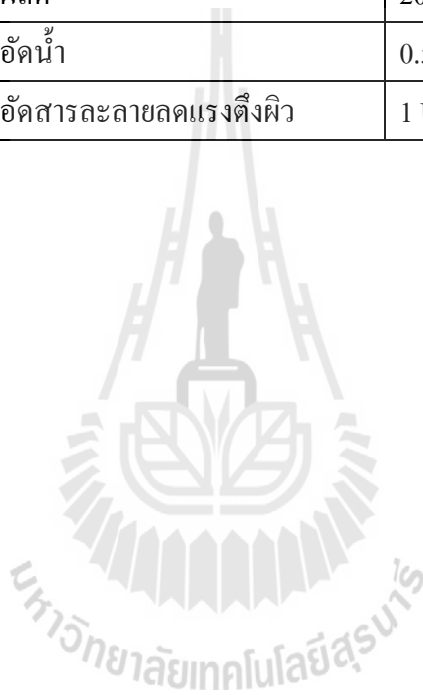
- กำหนดให้ราคาน้ำมันมีค่าคงที่ตลอดระยะเวลาการผลิต
- กำหนดให้การเพิ่มขึ้นของราคาต้นทุนหลักที่เกี่ยวข้องกับค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้มีการเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี
- กำหนดให้การเพิ่มขึ้นของต้นทุนดำเนินการมีค่าเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 ต่อปี
- ราคาของ LAS เท่ากับ 1,300 US\$/ton (อ้างอิงจาก <http://www.phoenixdo4u.com>, August 2011)
- ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสเงินสดดังแสดงไว้ในตารางที่ 3.3

ตารางที่ 3.3 รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสเงินสด

รายการค่าใช้จ่าย	ราคา
ค่าสัมปทาน	0.25 MMUS\$
ค่าสำรวจธรณีวิทยาและธรณีฟิสิกส์	0.5 MMUS\$
ค่าอุปกรณ์การผลิตและติดตั้ง	0.75 MMUS\$
ค่าการเจาะหลุมและเตรียมหลุม (โดยกรมพลังงานทหารดำเนินการเอง)	1.5 MMUS\$
ค่าการเจาะหลุมประเมินผล (โดยกรมพลังงานทหารดำเนินการเอง)	1 MMUS\$

ตารางที่ 3.3 รายละเอียดค่าใช้จ่ายต่าง ๆ ที่ใช้ในการวิเคราะห์กระแสเงินสด (ต่อ)

ค่าอุปกรณ์สำหรับหลุมอัดน้ำ	0.05 MMUS\$
ค่าบำรุงรักษาสำหรับหลุมอัดน้ำ	0.03 MMUS\$
ค่าอุปกรณ์สำหรับหลุมอัดสารละลายลดแรงตึงผิว	0.062 MMUS\$
ค่าบำรุงรักษาสำหรับหลุมอัดสารละลายลดแรงตึงผิว	0.05 MMUS\$
ค่าสารลดแรงตึงผิว	1.3 US\$/kg
ค่าสละหลุม	0.0125 MMUS\$
ค่าต้นทุนดำเนินการผลิต	20 US\$/bbl
ค่าต้นทุนดำเนินการอัดน้ำ	0.5 US\$/bbl
ค่าต้นทุนดำเนินการอัดสารละลายลดแรงตึงผิว	1 US\$/bbl



บทที่ 4

ผลการทดลองและการอภิปราย

4.1 บทนำ

บทนี้จะประกอบไปด้วย ผลการทดลองและการอภิปรายผลการทดลอง โดยจะถูกแยกออกเป็น 1) ผลการทดลองจากห้องปฏิบัติการ ได้แก่ ผลการทดลองวัดค่าแรงตึงผิวและผลจากการทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว และการอภิปราย และ 2) ผลจากการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมันและการอภิปราย ตามลำดับ

4.2 ผลการทดลองและการอภิปราย

4.2.1 ผลการทดลองวัดค่าแรงตึงผิว

ผลการทดลองวัดค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวถูกแสดงในตารางที่ 4.1 และผลการทดลองวัดค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงตึงผิว ที่ความเข้มข้น ร้อยละ 5 ร้อยละ 10 และ ร้อยละ 15 แสดงในตารางที่ 4.2 ถึง 4.4 ตามลำดับ โดยในรูป 4.1 แสดงการเปรียบเทียบแรงตึงผิวของน้ำมันดิบทั้งที่ผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวในแต่ละความเข้มข้นที่อุณหภูมิแตกต่างกัน

ตารางที่ 4.1 ผลการทดลองวัดค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว

อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส)	แรงตึงผิว (ดาไน์/ซม.)
40	31.87
50	27.27
60	26.73
70	26.53
80	26.03
90	25.47

ตารางที่ 4.2 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงดึงผิว ความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยปริมาตร

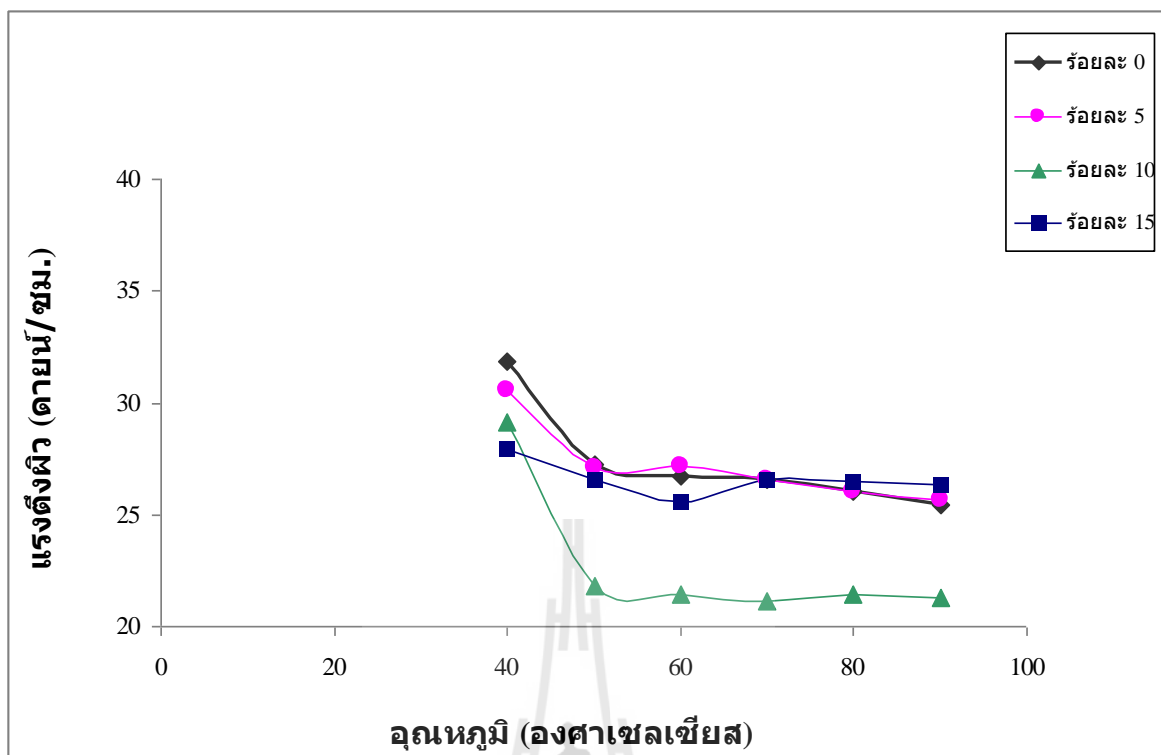
อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส)	แรงดึงผิว (ดาเยน/ซม.)
40	29.97
50	27.6
60	27.43
70	26.8
80	26.5
90	26.2

ตารางที่ 4.3 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงดึงผิว ความเข้มข้นร้อยละ 10 โดยปริมาตร

อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส)	แรงดึงผิว (ดาเยน/ซม.)
40	29.1
50	21.8
60	21.4
70	21.1
80	21.47
90	21.3

ตารางที่ 4.4 ผลการทดลองวัดค่าแรงดึงผิวของน้ำมันดิบที่ผสมสารลดแรงดึงผิว ความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร

อุณหภูมิ (องศาเซลเซียส)	แรงดึงผิว (ดาเยน/ซม.)
40	27.9
50	26.6
60	25.6
70	26.53
80	26.47
90	26.37



รูปที่ 4.1 แรงตึงผิวของน้ำมันดิบทั้งที่ผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวในแต่ละความเข้มข้นที่อุณหภูมิต่างกัน

จากรูป 4.1 ที่อุณหภูมิจาก 70 องศาเซลเซียส แรงตึงผิวของน้ำมันดิบที่ไม่ผสมสารลดแรงตึงผิวมีค่าเท่ากับ 26.53 ดาวยัน/ชม. เมื่อทำการผสมสารลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยปริมาตร โมเลกุลของสารลดแรงตึงผิวจะเริ่มละลายและแตกตัวในสารผสม และเมื่อทำการเพิ่มความเข้มข้นไปจนถึงร้อยละ 10 โดยปริมาตร ในความเข้มข้นนี้โมเลกุลของสารลดแรงตึงผิวจะเริ่มจับตัวกันเป็นกลุ่มก้อนและเป็นชั้น โดยเรียกว่า Critical Micelle Concentration (CMC) โดยเห็นได้ชัดว่าค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบลดลงมีค่าเท่ากับ 21.1 ดาวยัน/ชม. และหลังจากทำการเพิ่มสารลดแรงตึงผิวที่ความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร พบว่าโมเลกุลของสารลดแรงตึงผิวจับตัวกันมากเกินไปจนทำให้ประสิทธิภาพของการลดแรงตึงผิวของน้ำมันดิบลดลง ค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบเพิ่มขึ้น มีค่าเท่ากับ 26.53 ดาวยัน/ชม.

4.2.2 ผลการทดลองวัดค่าความหนืดของน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิว

การวัดค่าความหนืดของน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิว ในแต่ละความเข้มข้นเทียบกับอุณหภูมินั้น จำเป็นต้องใช้ในการใส่ข้อมูลลงในแบบจำลอง เนื่องจากขอบเขตของงานวิจัยที่ระบุไว้ว่าจะไม่นำค่าความดันมาทดสอบด้วย ค่าความหนืดที่ได้จึงเป็นค่าที่ไม่คิดความดันดังแสดงในตาราง 4.5

ตารางที่ 4.5 ความหนืดของน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิวที่อุณหภูมิ 40 และ 70 องศาเซลเซียส

ความเข้มข้น (ร้อยละ)	ความหนืดของน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิว (เซนติพอยต์)	
	40 องศาเซลเซียส	70 องศาเซลเซียส
5	1.12	4.28
10	1.96	9.56
15	5.02	20.1

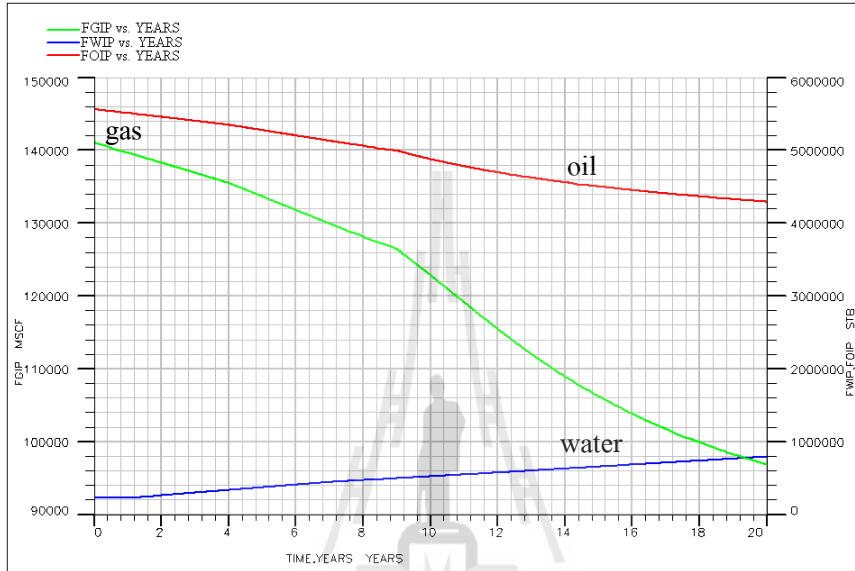
โดยปกติ เมื่ออุณหภูมิเพิ่มขึ้น ความหนืดของน้ำจะลดลง อย่างไรก็ตามดังที่แสดงไว้ใน ตารางที่ 4.1 เมื่อทำการเพิ่มความเข้มข้นของสารละลายลดแรงตึงผิว กลับทำให้ความหนืดมีค่าเพิ่มขึ้น อาจเป็นผลมาจากการที่ทำการเพิ่มความเข้มข้นของสารลดแรงตึงผิวจนมากเกินไป และอีกเหตุผลหนึ่งอาจมาจากการที่การทดลองเป็นระบบเปิด เมื่อทำการเพิ่มอุณหภูมิที่อยู่ในสารละลายอาจจะหายไปจากระบบ

4.3 ผลจากการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บและการอธิบายผล

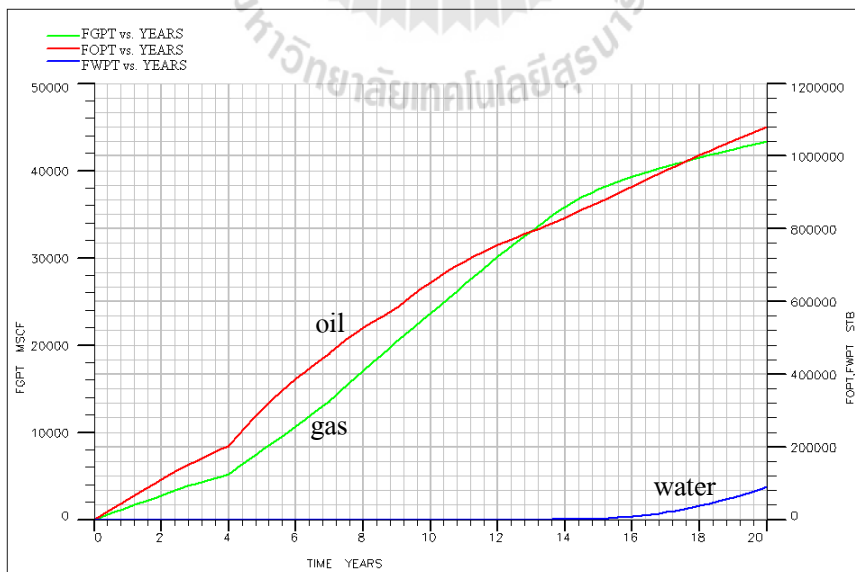
จากการอธิบายในบทก่อนหน้า รูปแบบการไล่น้ำมันมีทั้งหมด 10 รูปแบบ ประกอบไปด้วย การไล่น้ำมันด้วยน้ำ 1 รูปแบบและการไล่น้ำมันด้วยสารละลายลดแรงตึงผิว 9 รูปแบบ ซึ่งผลที่ได้จากการทดสอบจะถูกนำมาเปรียบเทียบกันเพื่อศึกษาว่ารูปแบบใดมีประสิทธิภาพสูงสุด ผลจากการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บในทุกรูปแบบได้ถูกแสดงออกมาในรูปแบบของกราฟที่แสดงถึงปริมาณของเหลวที่อยู่ในแหล่งกักเก็บ (Fluid in place) ปริมาณของของเหลวที่ผลิตได้สะสม (Cumulative fluids production) และประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ (Oil recovery efficiency) ตามลำดับ

4.3.1 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบพื้นฐาน (Base case)

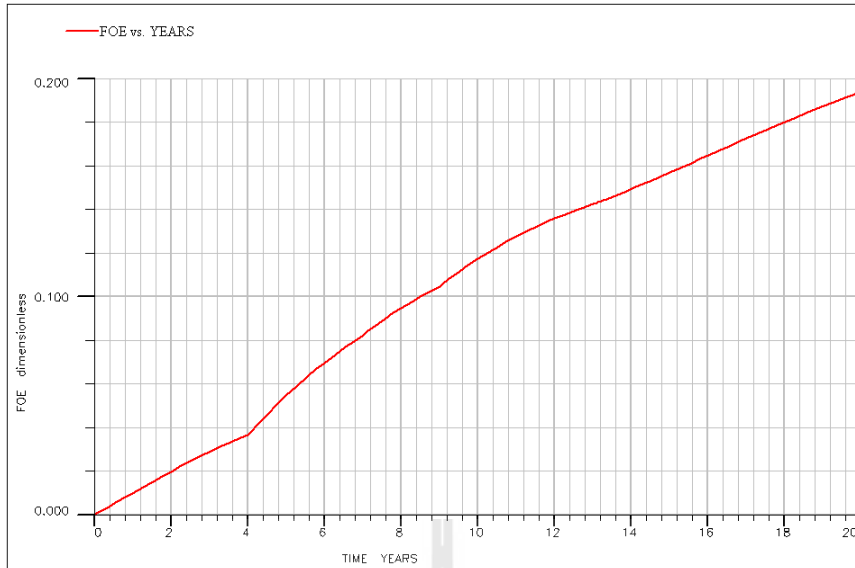
กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงในแหล่งกักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 13 ด้วยอัตราการอัดน้ำ 200 บาร์เรลต่อวัน โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.2 ถึง 4.4



รูปที่ 4.2 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ base case



รูปที่ 4.3 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา (Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ base case

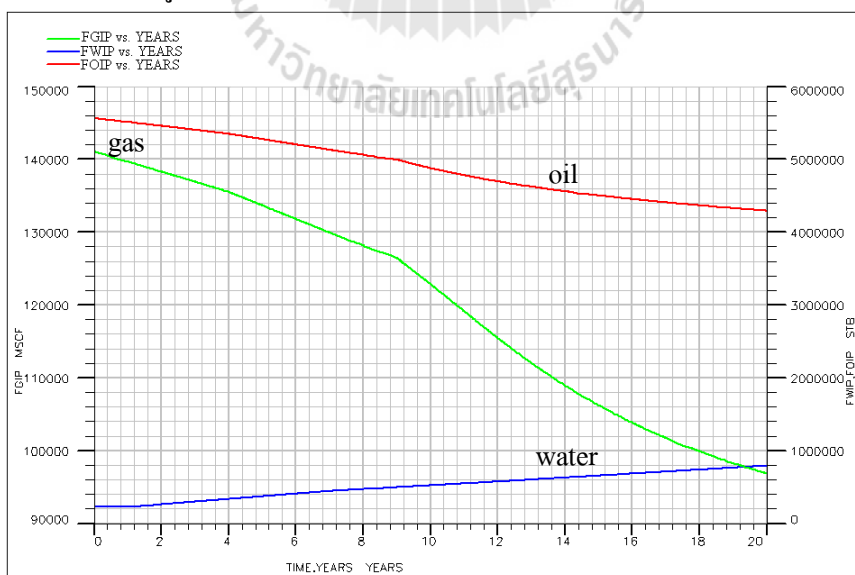


รูปที่ 4.4 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา

(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ base case

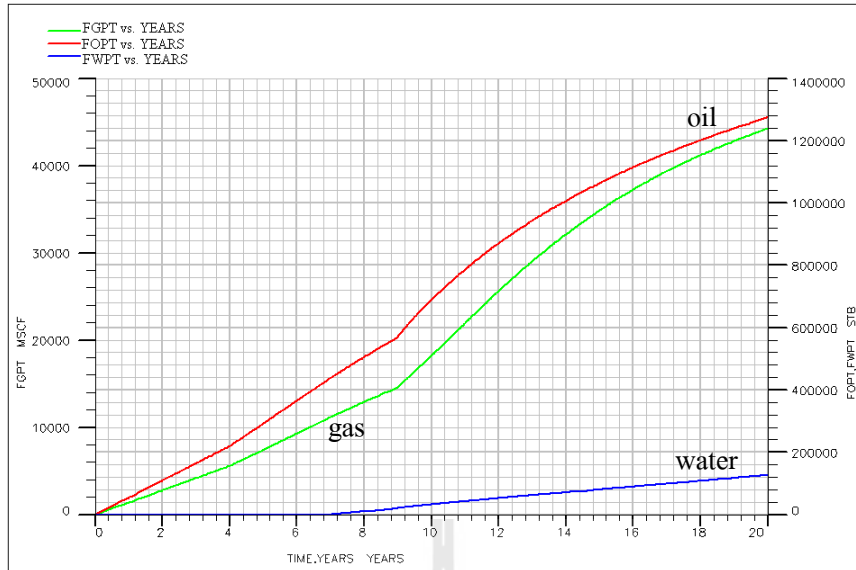
4.3.2 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj100_case1

กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไปที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.5 ถึง 4.7

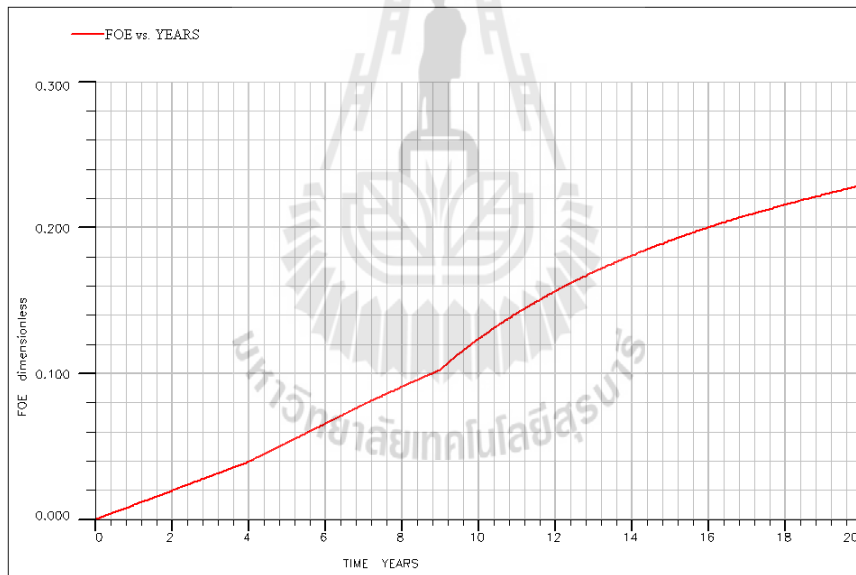


รูปที่ 4.5 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case1



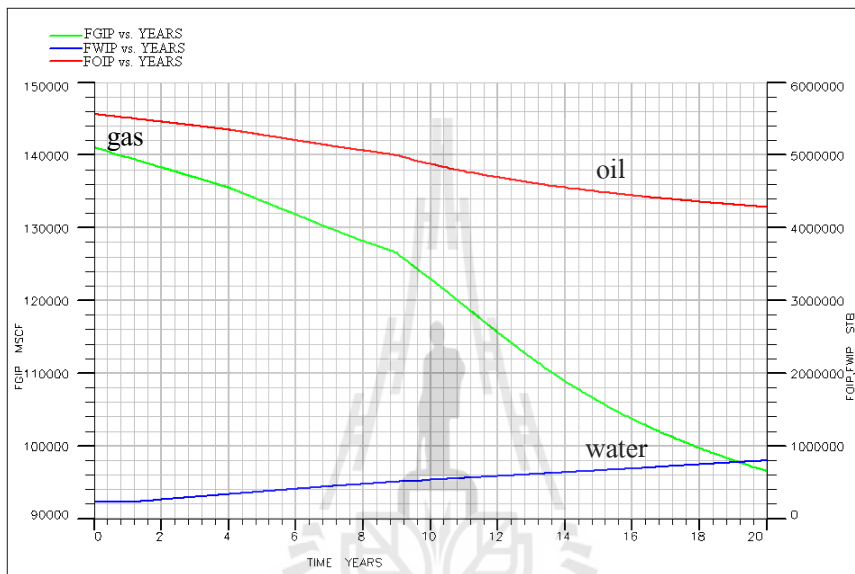
รูปที่ 4.6 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา
(Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case1



รูปที่ 4.7 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา
(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj100_case1

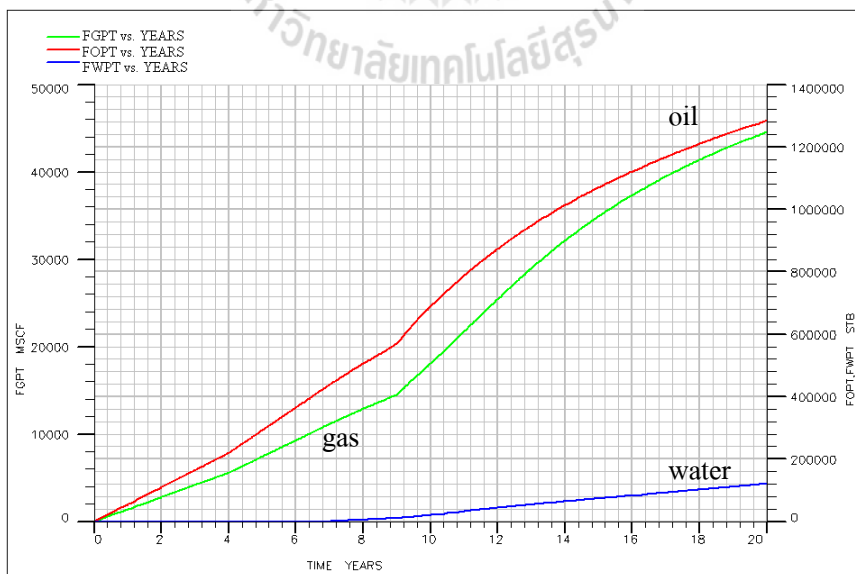
4.3.3 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj100_case2

กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 10 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไป ที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.8 ถึง 4.10



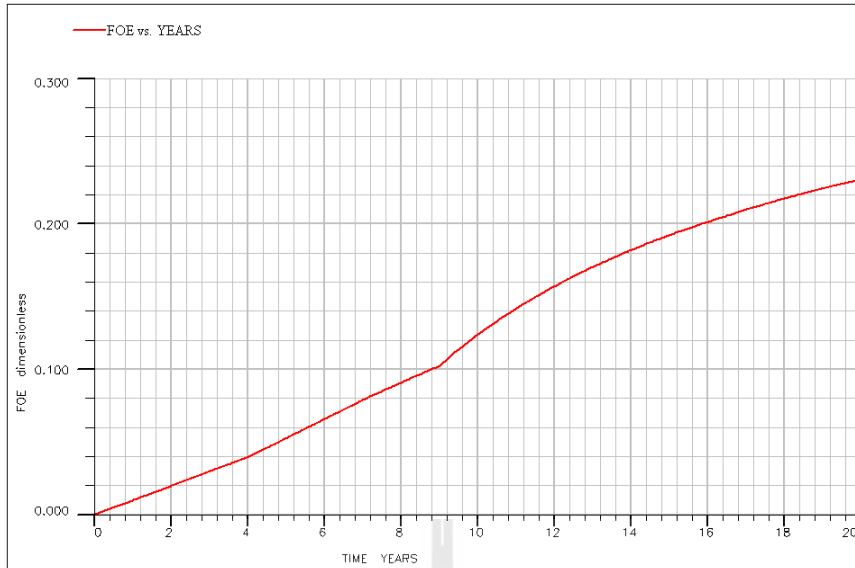
รูปที่ 4.8 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case2



รูปที่ 4.9 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา

(Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case2

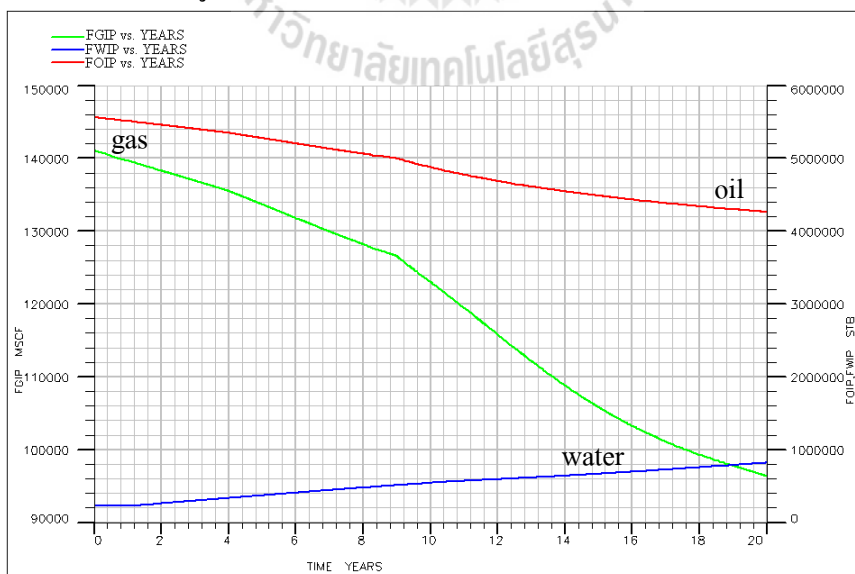


รูปที่ 4.10 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา

(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj100_case2

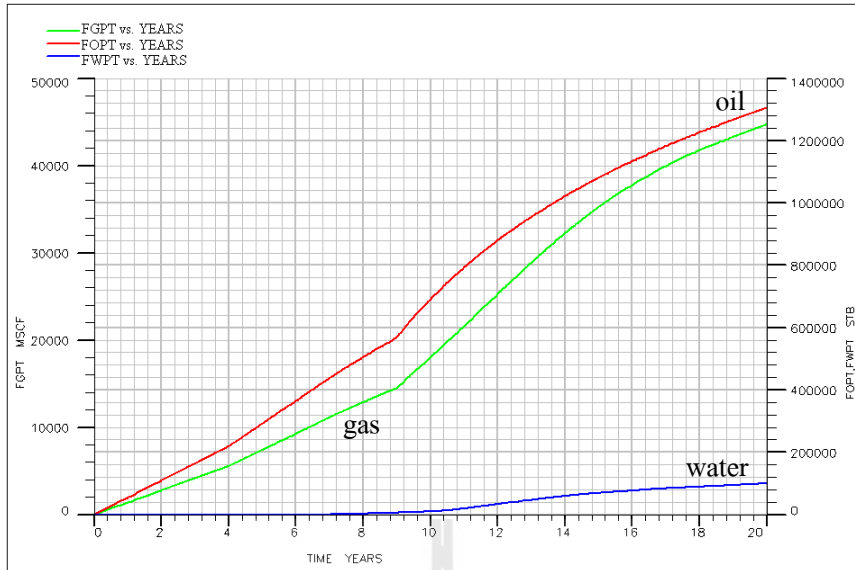
4.3.4 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj100_case3

กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไป ที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 100 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.11 ถึง 4.13

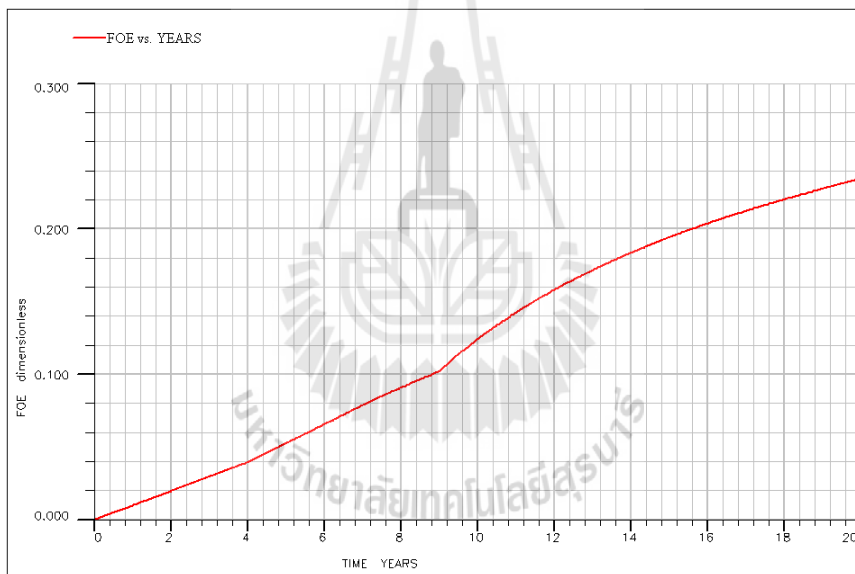


รูปที่ 4.11 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case3



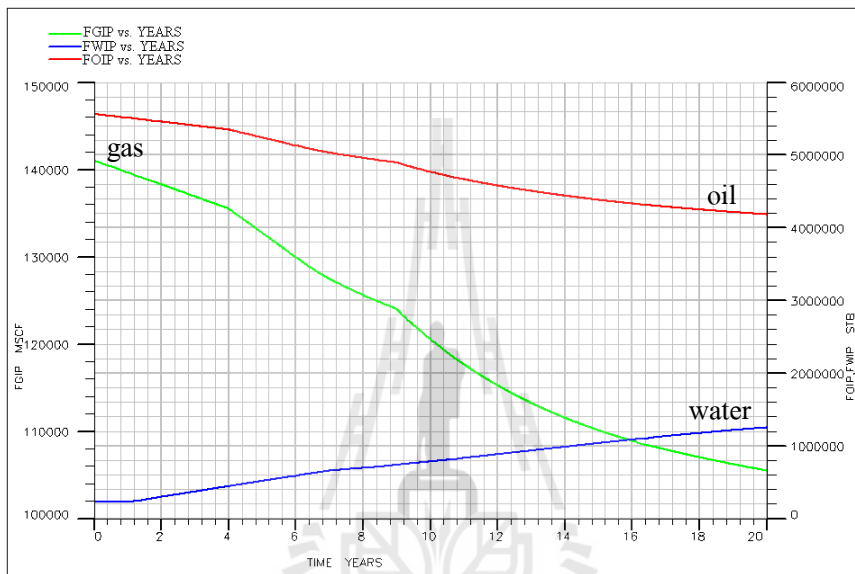
รูปที่ 4.12 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของเหลวที่ผลิตได้กับเวลา
(Cumulative fluids production profile vs. Time) กรณีที่ inj100_case3



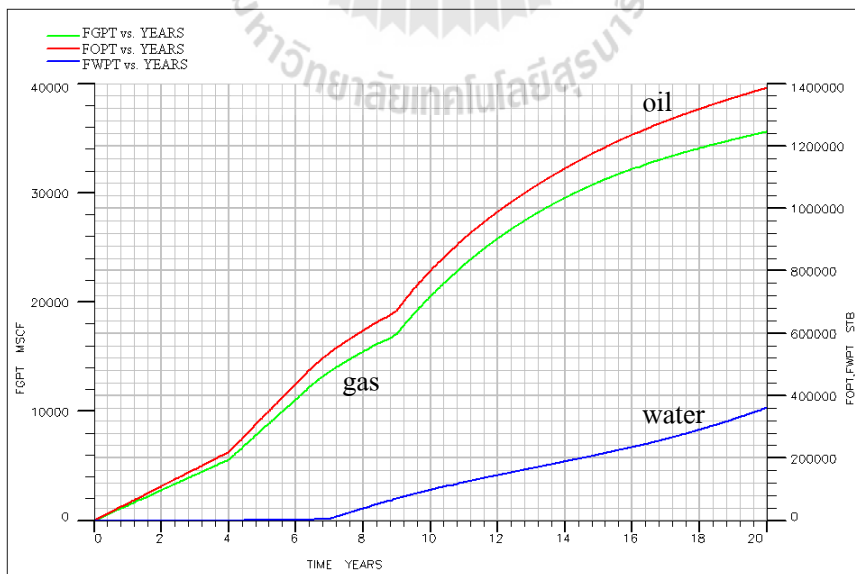
รูปที่ 4.13 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา
(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj100_case3

4.3.5 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj200_case1

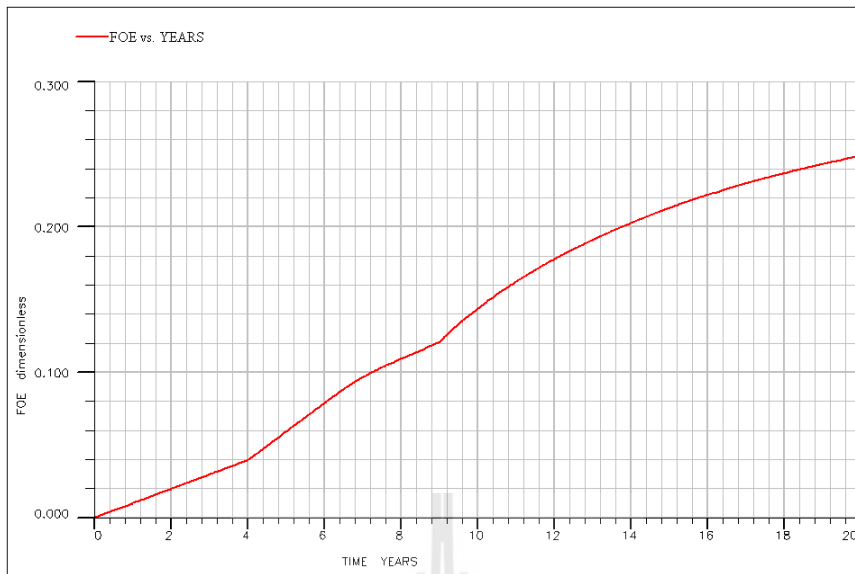
กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไปที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.14 ถึง 4.16



รูปที่ 4.14 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case1



รูปที่ 4.15 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case1

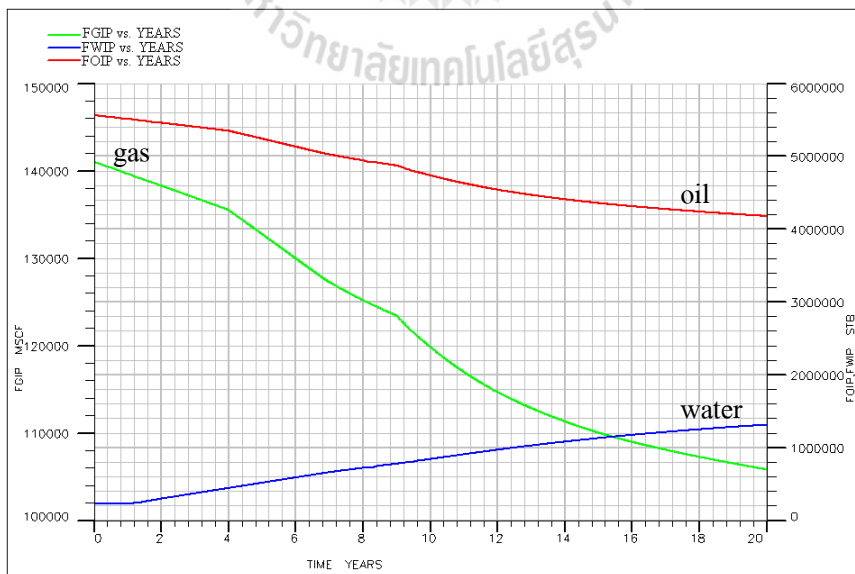


รูปที่ 4.16 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา

(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj200_case1

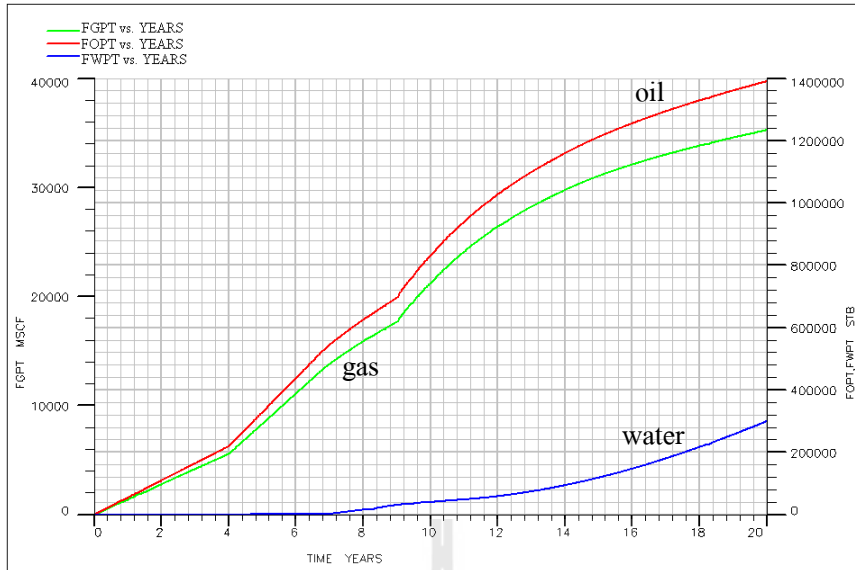
4.3.6 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj200_case2

กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 10 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไป ที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.17 ถึง 4.19

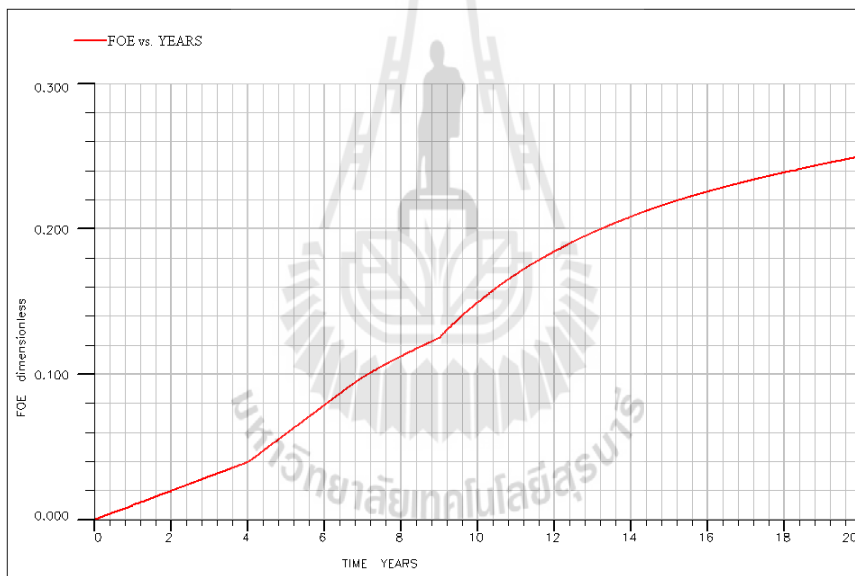


รูปที่ 4.17 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case2



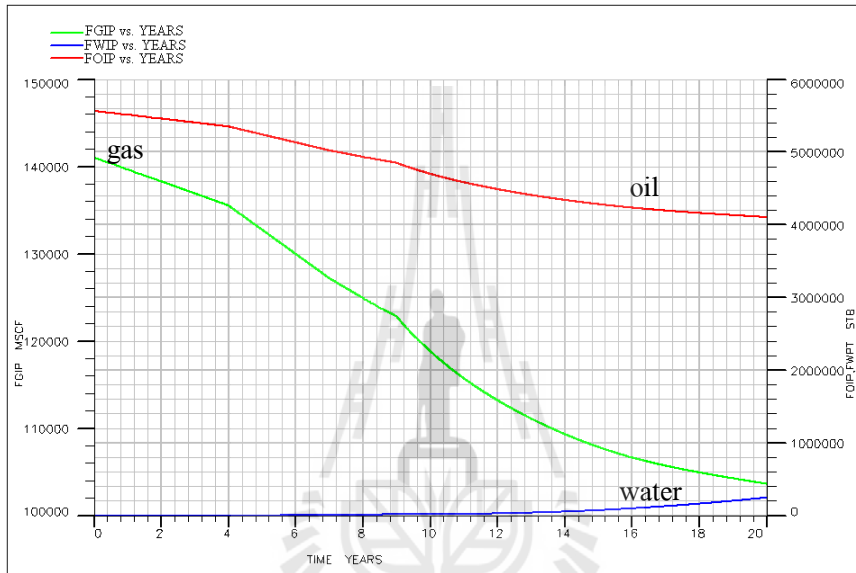
รูปที่ 4.18 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case2



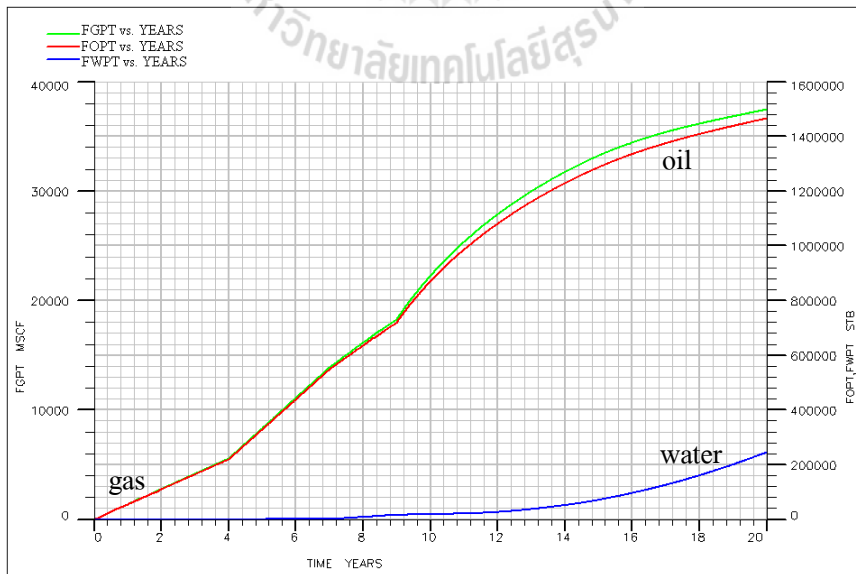
รูปที่ 4.19 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา (Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj200_case2

4.3.7 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj200_case3

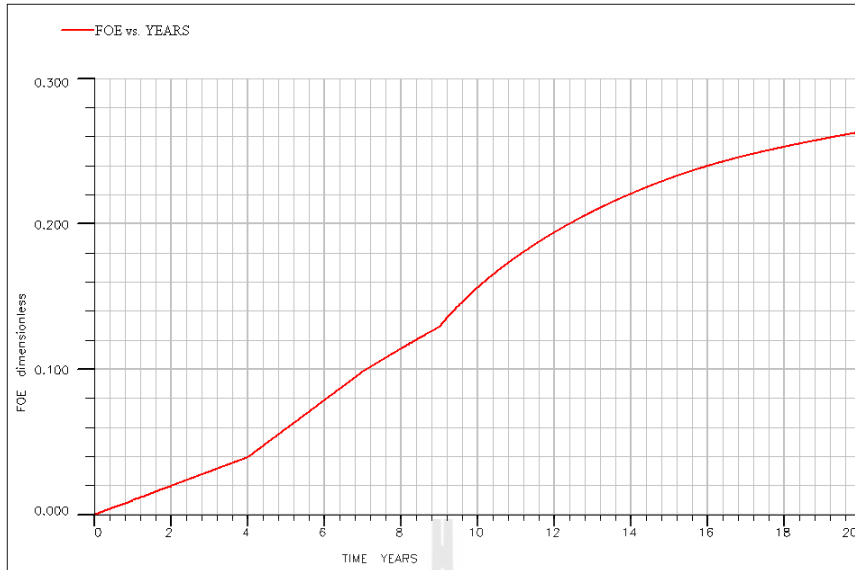
กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไป ที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 200 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.20 ถึง 4.22



รูปที่ 4.20 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case3



รูปที่ 4.21 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj200_case3

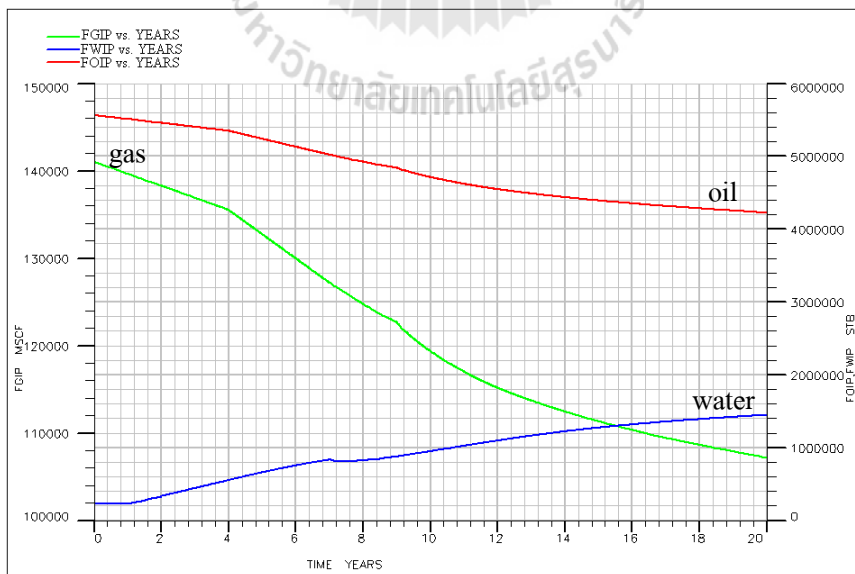


รูปที่ 4.22 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา

(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj200_case3

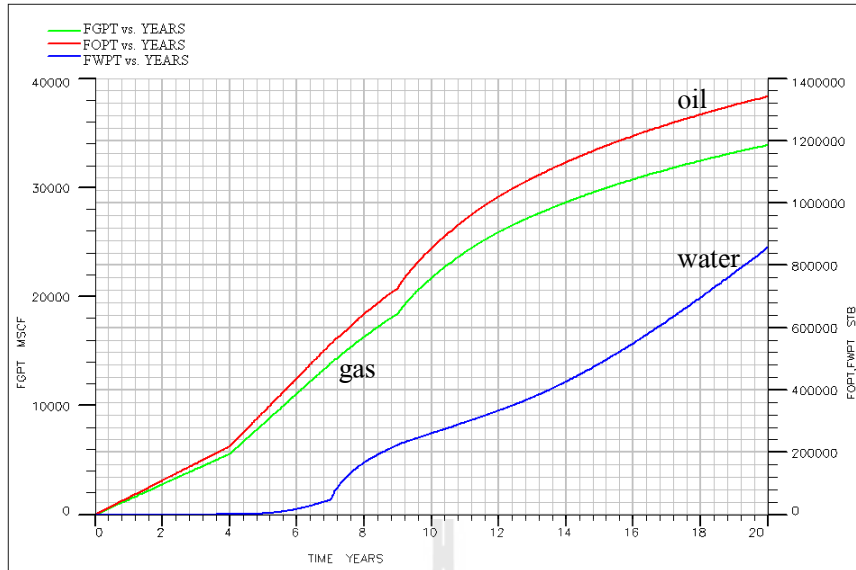
4.3.8 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj300_case1

กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 5 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไปที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.23 ถึง 4.25

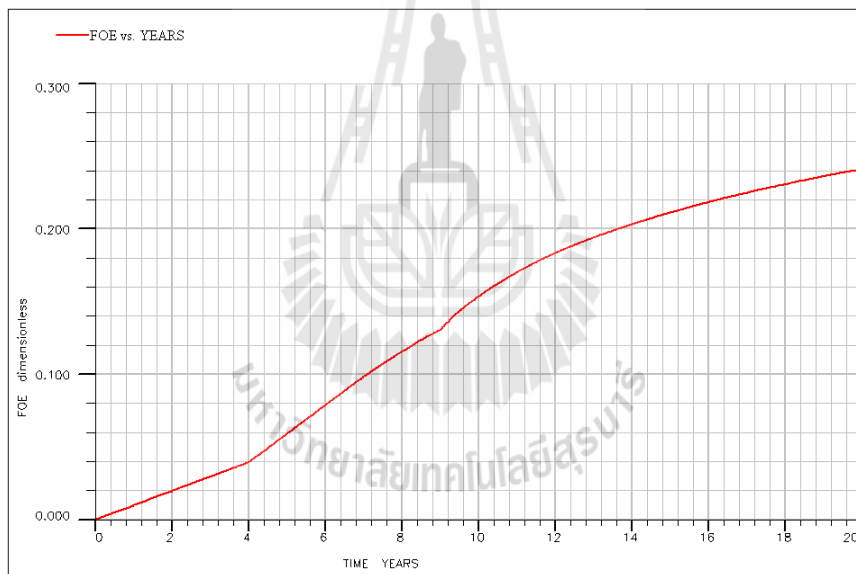


รูปที่ 4.23 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case1



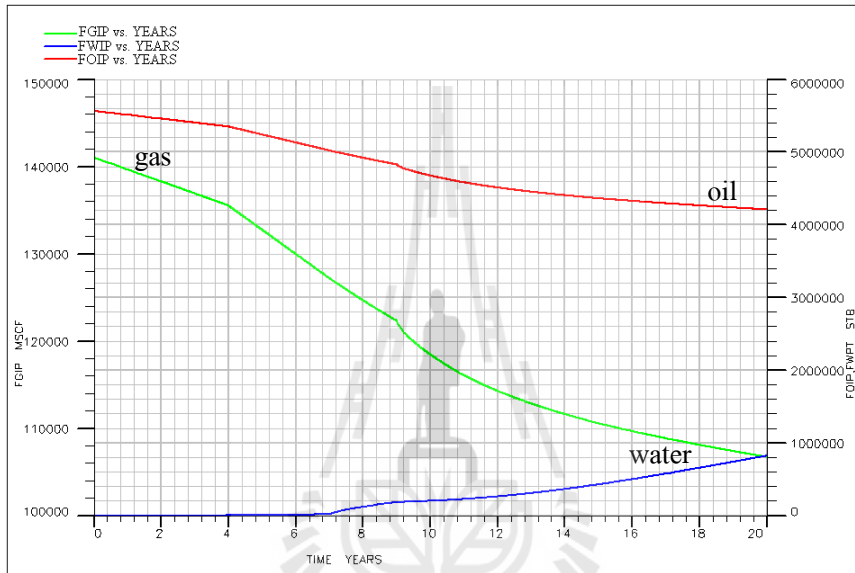
รูปที่ 4.24 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา
(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case1



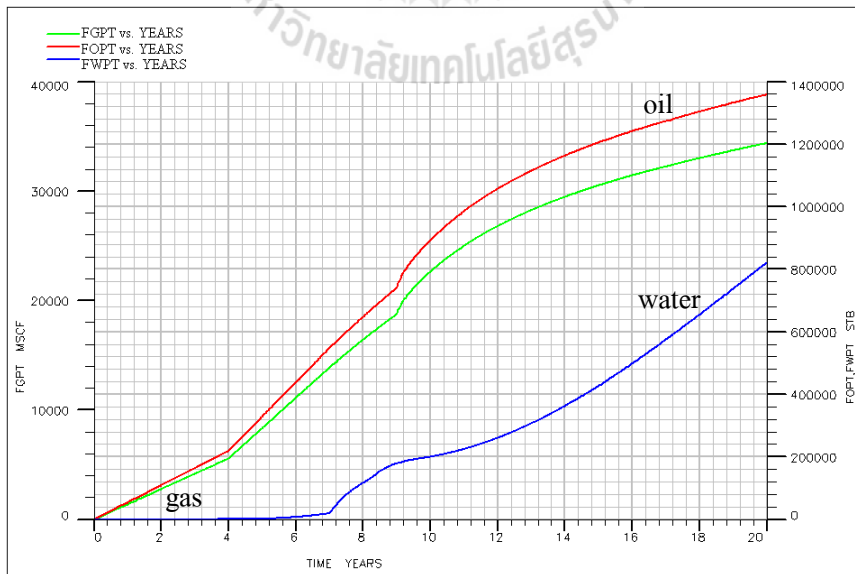
รูปที่ 4.25 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา
(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj300_case1

4.3.9 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj300_case2

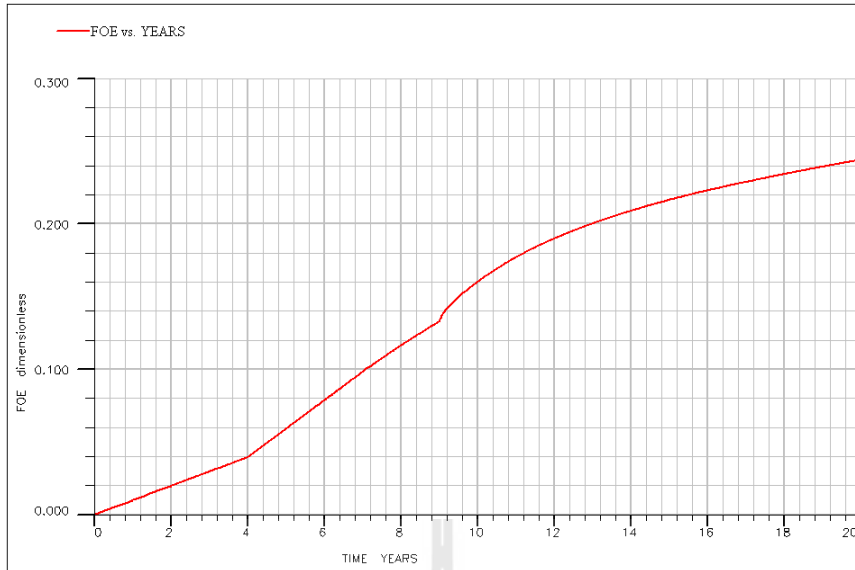
กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 10 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไป ที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.26 ถึง 4.28



รูปที่ 4.26 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case2



รูปที่ 4.27 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา (Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case2

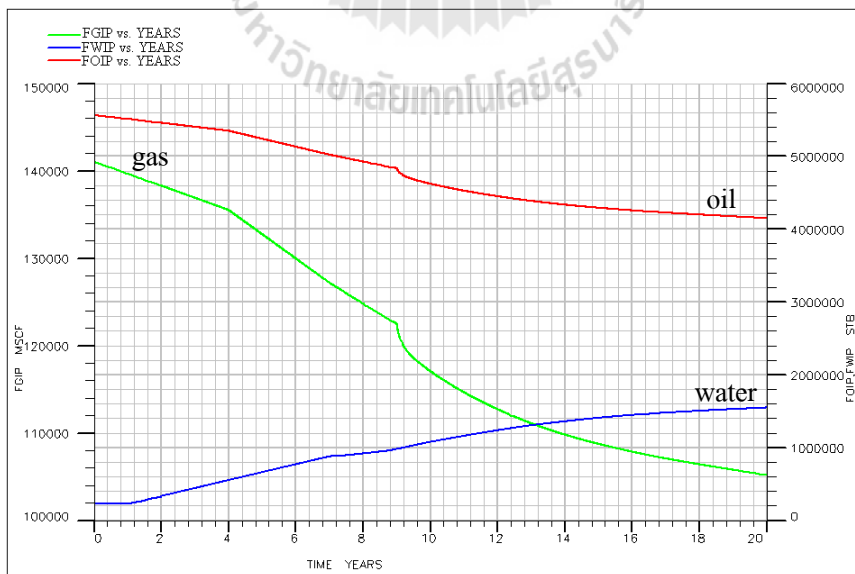


รูปที่ 4.28 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา

(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj300_case2

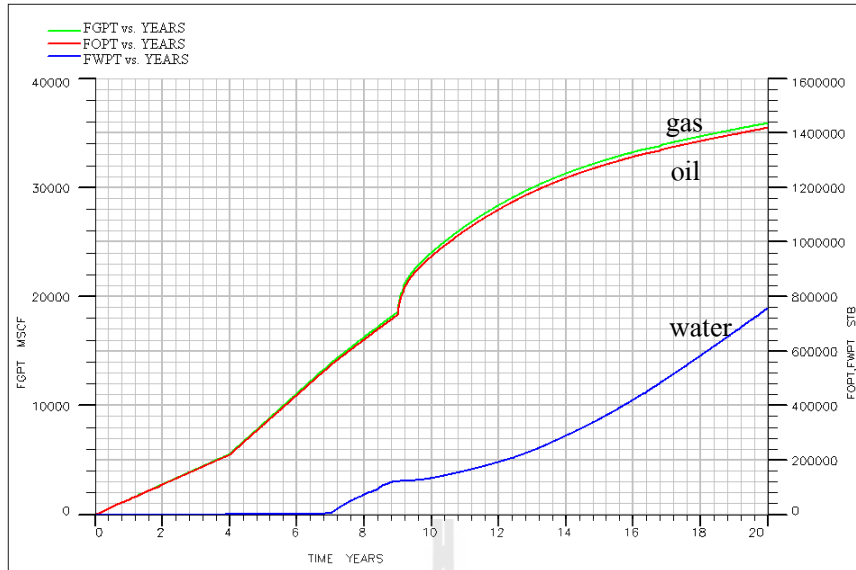
4.3.10 ผลการทดสอบจำลองการผลิต โดยรูปแบบ inj300_case3

กรณีนี้ได้ทำการจำลองการผลิตจากหลุมผลิต 4 หลุม และหลุมอัดน้ำ 1 หลุม ในแบบจำลอง โดยทำการทดสอบอัดน้ำลงไปในพื้นที่กักเก็บหลังจากการผลิตปีที่ 2 ด้วยอัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 3 ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวความเข้มข้นร้อยละ 15 โดยปริมาตร ลงไปที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน หลังจากการผลิตปีที่ 9 ก็ทำการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไป ที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน อีกครั้งหนึ่ง โดยมีอัตราการผลิตเริ่มต้น 300 บาร์เรลต่อวันต่อหลุม ผลการทดสอบดังแสดงไว้ในรูปที่ 4.29 ถึง 4.31



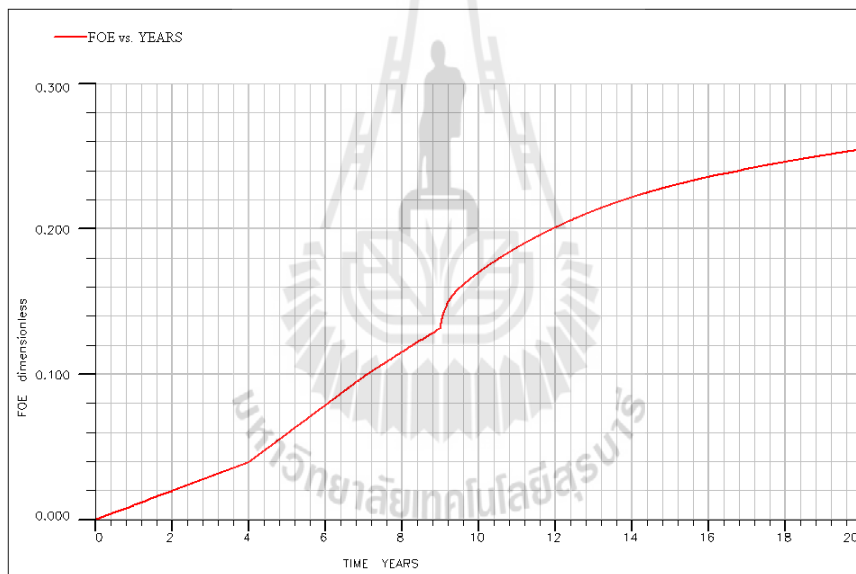
รูปที่ 4.29 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลืออยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case3



รูปที่ 4.30 กราฟแสดงความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณของของเหลวที่เหลือนอยู่กับเวลา

(Fluid in place profile vs. Time) กรณีที่ inj300_case3



รูปที่ 4.31 ประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้กับเวลา

(Recovery efficiency of oil vs. time) กรณีที่ inj300_case3

เมื่อพิจารณาถึงประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ (Oil recovery efficiency) จากผลการจำลองการผลิตจากแหล่งกักเก็บที่จำลองขึ้นทั้ง 10 กรณี ดังแสดงสรุปไว้ในตารางที่ 4.6 พบว่า ในกรณีของแบบจำลอง inj200_case3 นั้น ให้ค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้สูงที่สุดที่ร้อยละ 26.33 ส่วนแบบจำลองที่ให้ค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ต่ำที่สุดเป็นแบบ base case (ไม่มีการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไปในแหล่งกักเก็บ) โดยมีค่าอยู่ที่ร้อยละ 19.40 และเมื่อพิจารณาในแต่ละกลุ่มที่มีการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวลงไปที่แต่ละอัตรา 100 200 และ 300 บาร์เรลต่อวัน นั้น พบว่าค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้จะมีค่าเพิ่มขึ้นเมื่อความเข้มข้นของสารละลายลดแรงตึงผิวมีค่ามากขึ้น

ตารางที่ 4.6 ค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ (Oil recovery efficiency) ที่ได้จากแบบจำลองแหล่งกักเก็บต่าง ๆ ที่ทำการทดสอบ

กรณีของแบบจำลอง	ค่าความเข้มข้นของสารละลายลดแรงตึงผิว (ร้อยละ)	ค่าประสิทธิภาพในการผลิตน้ำมันขึ้นมาได้ (ร้อยละ)
Water flood base case	-	19.4
Inj100_case1	5	23.01
Inj100_case2	10	23.22
Inj100_case3	15	23.88
Inj200_case1	5	24.9
Inj200_case2	10	24.99
Inj200_case3	15	26.33
Inj300_case1	5	24.13
Inj300_case2	10	24.41
Inj300_case3	15	25.48

4.4 ผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ (Economic evaluation results)

การประเมินและการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ได้กระทำบนโปรแกรมไมโครซอฟท์ เอกเซล ผลการประเมินที่ได้ในแต่ละรูปแบบของแบบจำลองที่สร้างขึ้นได้แสดงไว้ในตารางที่ 4. ถึง ตารางที่ 4. โดยผลการประเมินจากกรณีรูปแบบที่เป็นรูปแบบพื้นฐานที่ได้ทำการอัดฉีดน้ำเพียงอย่างเดียวได้แสดงไว้ในตารางที่ 4.7 ส่วนตารางที่ 4.4 ถึง 4.6 เป็นผลการประเมินจากกรณีที่มีการอัดน้ำที่อัตรา 100 บาร์เรลต่อวันผสมด้วยสารละลายลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 ตามลำดับ ส่วนตารางที่ 4.7 ถึง 4.9 เป็นผลการประเมินจากกรณีที่มีการอัดน้ำที่อัตรา 200 บาร์เรลต่อวันผสมด้วยสารละลายลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 ตามลำดับ และตารางที่ 4.10 ถึง 4.12 เป็นผลการประเมินจากกรณีที่มีการอัดน้ำที่อัตรา 300 บาร์เรลต่อวันผสมด้วยสารละลายลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 ตามลำดับ ทั้งนี้ในแต่ละตารางแสดงผลได้แสดงค่ามูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (Net present value, NPV) ผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return, IRR) และสัดส่วนของผลกำไรต่อเงินลงทุนหลัก (Profit/Investment Ratio, PIR) ของแต่ละรูปแบบพร้อมไว้แล้วในแต่ละตารางด้วยเช่นกัน



ตารางที่ 4.7 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบพื้นฐาน (base case)

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,750	4.380	0.000	1.185	0.219	0.000	2.866	1.950
6	54,750	4.380	0.000	1.209	0.219	1.421	1.421	0.895
7	51,057	4.085	0.000	1.150	0.204	1.310	1.310	0.764
8	41,960	3.357	0.000	0.964	0.168	1.057	1.057	0.571
9	100,928	8.074	1.750	2.365	0.404	2.053	2.053	1.027
10	84,255	6.740	0.000	2.014	0.337	2.195	2.195	1.017
11	70,015	5.601	0.000	1.707	0.280	1.807	1.807	0.775
12	69,669	5.574	1.750	1.732	0.279	1.126	1.126	0.447
13	54,456	4.357	0.000	1.381	0.218	1.324	1.324	0.487
14	71,036	5.683	1.750	1.838	0.284	1.070	1.070	0.364
15	57,008	4.561	0.000	1.504	0.228	1.304	1.304	0.411
16	45,770	3.662	0.000	1.232	0.183	1.013	1.013	0.296
17	36,699	2.936	0.000	1.008	0.147	0.836	0.836	0.226
18	38,883	3.111	0.050	1.182	0.156	0.727	0.727	0.182
19	42,108	3.369	0.000	1.298	0.168	0.846	0.846	0.196
20	43,567	3.485	0.000	1.366	0.174	0.867	0.867	0.186
21	43,157	3.453	0.000	1.381	0.173	0.844	0.844	0.168
22	42,211	3.377	0.000	1.380	0.169	0.809	0.809	0.149
23	40,309	3.225	0.000	1.349	0.161	0.857	0.857	0.146
24	37,111	2.969	0.000	1.275	0.148	0.773	0.773	0.122
Total	1,079,699	86.376	8.800	28.522	4.319	22.240	22.045	7.963
						IRR	41.93%	31.42%
						PIR	2.505	0.905

ตารางที่ 4.8 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj100_case1

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,900	4.392	0.000	1.189	0.220	0.000	2.874	1.956
6	54,750	4.380	0.075	1.262	0.219	1.382	1.382	0.871
7	54,750	4.380	0.362	1.282	0.219	1.197	1.197	0.699
8	54,750	4.380	0.362	1.308	0.219	1.184	1.184	0.640
9	107,612	8.609	2.112	2.573	0.430	2.016	2.016	1.008
10	95,290	7.623	0.362	2.330	0.381	2.269	2.269	1.051
11	87,267	6.981	0.362	2.181	0.349	2.045	2.045	0.877
12	76,631	6.130	2.112	1.960	0.307	1.096	1.096	0.435
13	67,494	5.400	0.000	1,773	0.270	1.623	1.623	0.597
14	113,904	9.112	1.750	3.009	0.456	2.114	2.114	0.720
15	83,127	6.650	0.000	2.257	0.333	1.920	1.920	0.605
16	74,220	5.938	0.000	2.063	0.297	1.679	1.679	0.490
17	63,753	5.100	0.000	1.817	0.255	1.459	1.459	0.394
18	55,073	4.406	0.000	1.610	0.220	1.233	1.233	0.309
19	48,875	3.910	0.000	1.465	0.196	1.125	1.125	0.261
20	44,329	3.546	0.000	1.362	0.177	1.004	1.004	0.215
21	40,395	3.232	0.000	1.272	0.162	0.899	0.899	0.179
22	37,083	2.967	0.000	1.197	0.148	0.811	0.811	0.149
23	34,226	2.738	0.000	1.133	0.137	0.734	0.734	0.125
24	32,478	2.598	0.000	1.100	0.130	0.684	0.684	0.108
Total	1,280,907	102.473	10.997	34.142	5.124	26.473	26.287	9.271
						IRR	42.52%	31.96%
						PIR	2.390	0.843

ตารางที่ 4.9 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj100_case2

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,900	4.392	0.000	1.189	0.220	0.000	2.874	1.956
6	54,750	4.380	0.075	1.262	0.219	1.382	1.382	0.871
7	54,750	4.380	0.649	1.294	0.219	1.048	1.048	0.611
8	54,750	4.380	0.649	1.320	0.219	1.035	1.035	0.559
9	107,659	8.613	2.399	2.587	0.431	1.867	1.867	0.934
10	95,310	7.625	0.649	2.343	0.381	2.120	2.120	0.982
11	87,502	7.000	0.649	2.200	0.350	1.901	1.901	0.815
12	78,005	6.240	2.399	2.007	0.312	0.981	0.981	0.390
13	70,378	5.630	0.000	1,846	0.282	1.696	1.696	0.624
14	115,187	9.215	1.750	3.043	0.461	2.146	2.146	0.731
15	87,013	6.961	0.000	2.360	0.348	2.017	2.017	0.636
16	75,050	6.004	0.000	2.085	0.300	1.699	1.699	0.496
17	64,226	5.138	0.000	1.830	0.257	1.471	1.471	0.398
18	55,593	4.447	0.000	1.624	0.222	1.245	1.245	0.312
19	48,851	3.908	0.000	1.464	0.195	1.124	1.124	0.260
20	43,675	3.494	0.000	1.343	0.175	0.988	0.988	0.212
21	40,309	3.225	0.000	1.270	0.161	0.897	0.897	0.178
22	37,265	2.981	0.000	1.203	0.149	0.815	0.815	0.150
23	34,874	2.790	0.000	1.153	0.139	0.749	0.749	0.128
24	32,596	2.608	0.000	1.104	0.130	0.687	0.687	0.108
Total	1,292,641	103.411	12.717	34.527	5.171	25.867	25.680	8.932
						IRR	41.42%	30.95%
						PIR	2.019	0.702

ตารางที่ 4.10 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj100_case3

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,900	4.392	0.000	1.189	0.220	0.000	2.874	1.956
6	54,750	4.380	0.000	1.262	0.219	1.394	1.394	0.879
7	54,750	4.380	0.973	1.301	0.219	0.888	0.888	0.518
8	54,750	4.380	0.973	1.327	0.219	0.875	0.875	0.473
9	107,654	8.612	2.723	2.594	0.431	1.707	1.707	0.854
10	95,373	7.630	0.973	2.352	0.381	1.962	1.962	0.909
11	87,688	7.015	0.973	2.212	0.351	1.740	1.740	0.746
12	78,963	6.317	2.723	2.039	0.316	0.840	0.840	0.333
13	71,422	5.714	0.000	1.873	0.286	1.723	1.723	0.633
14	119,571	9.566	1.750	3.156	0.478	2.256	2.256	0.768
15	88,960	7.117	0.000	2.411	0.356	2.065	2.065	0.651
16	77,702	6.216	0.000	2.156	0.311	1.764	1.764	0.515
17	67,285	5.383	0.000	1.914	0.269	1.545	1.545	0.418
18	58,946	4.716	0.125	1.718	0.236	1.315	1.315	0.329
19	52,311	4.185	0.000	1.563	0.209	1.201	1.201	0.278
20	47,805	3.824	0.000	1.463	0.191	1.080	1.080	0.232
21	43,789	3.503	0.000	1.373	0.175	0.972	0.972	0.193
22	39,978	3.198	0.000	1.285	0.160	0.872	0.872	0.160
23	37,304	2.984	0.000	1.228	0.149	0.804	0.804	0.137
24	35,193	2.815	0.000	1.186	0.141	0.744	0.744	0.117
Total	1,329,092	106.327	14.714	35.602	5.316	25.747	25.561	8.683
						IRR	40.26%	29.87%
						PIR	1.737	0.590

ตารางที่ 4.11 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj200_case1

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,750	4.380	0.000	1.185	0.219	0.000	2.866	1.950
6	54,900	4.392	0.075	1.286	0.220	1.376	1.376	0.867
7	54,750	4.380	0.724	1.312	0.219	1.001	1.001	0.584
8	54,750	4.380	0.724	1.338	0.219	0.988	0.988	0.534
9	109,500	8.760	2.474	2.648	0.438	1.869	1.869	0.935
10	109,500	8.760	0.724	2.701	0.438	2.442	2.442	1.131
11	99,428	7.954	0.724	2.509	0.398	2.161	2.161	0.927
12	70,788	5.663	2.474	1.847	0.283	0.749	0.749	0.298
13	63,251	5.060	0.000	1,689	0.253	1.504	1.504	0.553
14	129,198	10.336	1.750	3.429	0.517	2.485	2.485	0.846
15	102,858	8.229	0.000	2.802	0.411	2.398	2.398	0.756
16	86,076	6.886	0.000	2.406	0.344	1.958	1.958	0.571
17	73,568	5.885	0.000	2.111	0.294	1.685	1.685	0.455
18	64,969	5.197	0.000	1.913	0.260	1.458	1.458	0.365
19	57,346	4.588	0.000	1.733	0.229	1.313	1.313	0.304
20	50,547	4.044	0.000	1.570	0.202	1.136	1.136	0.244
21	43,447	3.476	0.000	1.390	0.174	0.956	0.956	0.190
22	38,679	3.094	0.000	1.273	0.155	0.833	0.833	0.153
23	35,278	2.822	0.000	1.194	0.141	0.744	0.744	0.127
24	32,595	2.608	0.000	1.133	0.130	0.672	0.672	0.106
Total	1,386,177	110.894	13.170	37.469	5.545	27.728	27.533	9.479
						IRR	41.66%	31.17%
						PIR	2.091	0.720

ตารางที่ 4.12 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj200_case2

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,750	4.380	0.000	1.185	0.219	0.000	2.866	1.950
6	54,900	4.392	0.075	1.286	0.220	1.376	1.376	0.867
7	54,750	4.380	1.298	1.313	0.219	0.714	0.714	0.417
8	54,750	4.380	1.298	1.339	0.219	0.701	0.701	0.379
9	109,500	8.760	3.048	2.649	0.438	1.582	1.582	0.791
10	109,500	8.760	1.298	2.702	0.438	2.155	2.155	0.998
11	106,871	8.550	1.298	2.692	0.427	2.066	2.066	0.886
12	80,495	6.440	3.048	2.090	0.322	0.710	0.710	0.282
13	70,199	5.616	0.000	1.865	0.281	1.680	1.680	0.618
14	136,722	10.938	1.750	3.623	0.547	2.674	2.674	0.910
15	107,914	8.633	0.000	2.936	0.432	2.523	2.523	0.795
16	87,441	6.995	0.000	2.443	0.350	1.991	1.991	0.581
17	71,681	5.735	0.000	2.059	0.287	1.639	1.639	0.443
18	60,890	4.871	0.000	1.798	0.244	1.360	1.360	0.340
19	51,911	4.153	0.000	1.578	0.208	1.184	1.184	0.274
20	43,580	3.486	0.000	1.367	0.174	0.973	0.973	0.209
21	38,501	3.080	0.000	1.243	0.154	0.842	0.842	0.167
22	34,655	2.772	0.000	1.151	0.139	0.741	0.741	0.136
23	32,003	2.560	0.000	1.092	0.128	0.670	0.670	0.114
24	29,778	2.382	0.000	1.044	0.119	0.610	0.610	0.096
Total	1,390,790	111.263	16.610	37.455	5.563	26.190	25.996	8.838
						IRR	39.72%	29.37%
						PIR	1.565	0.532

ตารางที่ 4.13 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj200_case3

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,750	4.380	0.000	1.185	0.219	0.000	2.866	1.950
6	54,900	4.392	0.075	1.286	0.220	1.376	1.376	0.867
7	54,750	4.380	1.946	1.327	0.219	0.383	0.383	0.223
8	54,750	4.380	1.946	1.353	0.219	0.369	0.369	0.200
9	109,500	8.760	3.696	2.663	0.438	1.250	1.250	0.625
10	109,500	8.760	1.946	2.717	0.438	1.823	1.823	0.845
11	109,800	8.784	1.946	2.778	0.439	1.810	1.810	0.776
12	88,317	7.065	3.696	2.300	0.353	0.578	0.578	0.230
13	82,584	6.607	0.000	2.179	0.330	1.994	1.994	0.733
14	151,729	12.138	1.750	4.012	0.607	3.050	3.050	1.038
15	116,079	9.286	0.000	3.151	0.464	2.725	2.725	0.859
16	94,676	7.574	0.000	2.638	0.379	2.169	2.169	0.633
17	79,964	6.397	0.000	2.287	0.320	1.840	1.840	0.497
18	67,803	5.424	0.000	1.992	0.271	1.526	1.526	0.382
19	57,981	4.639	0.000	1.751	0.232	1.328	1.328	0.308
20	48,057	3.845	0.000	1.497	0.192	1.078	1.078	0.231
21	39,796	3.184	0.000	1.282	0.159	0.872	0.872	0.173
22	33,327	2.666	0.000	1.111	0.133	0.711	0.711	0.131
23	29,596	2.368	0.000	1.018	0.118	0.616	0.616	0.105
24	27,654	2.212	0.000	0.977	0.111	0.562	0.562	0.089
Total	1,465,511	117.241	20.503	39.504	5.862	26.059	25.864	8.478
						IRR	37.42%	27.24%
						PIR	1.262	0.414

ตารางที่ 4.14 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj300_case1

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,900	4.392	0.000	1.189	0.220	0.000	2.874	1.956
6	54,750	4.380	0.075	1.303	0.219	1.362	1.362	0.858
7	54,750	4.380	1.086	1.304	0.219	0.824	0.824	0.481
8	54,750	4.380	1.086	1.330	0.219	0.811	0.811	0.438
9	109,500	8.760	2.836	2.640	0.438	1.692	1.692	0.846
10	109,500	8.760	1.086	2.692	0.438	2.265	2.265	1.049
11	109,800	8.784	1.086	2.753	0.439	2.253	2.253	0.966
12	95,790	7.663	2.836	2.460	0.383	1.212	1.212	0.481
13	82,386	6.591	0.000	2.197	0.330	1.977	1.977	0.727
14	129,508	10.361	1.750	3.460	0.518	2.481	2.481	0.845
15	91,898	7.352	0.000	2.537	0.368	2.114	2.114	0.666
16	73,539	5.883	0.000	2.094	0.294	1.638	1.638	0.478
17	59,638	4.771	0.000	1.754	0.239	1.334	1.334	0.361
18	51,078	4.086	0.000	1.549	0.204	1.111	1.111	0.278
19	43,840	3.507	0.000	1.373	0.175	0.979	0.979	0.227
20	40,245	3.220	0.000	1.296	0.161	0.881	0.881	0.189
21	35,728	2.858	0.000	1.188	0.143	0.764	0.764	0.152
22	32,406	2.592	0.000	1.111	0.130	0.676	0.676	0.124
23	30,332	2.427	0.000	1.069	0.121	0.618	0.618	0.105
24	28,533	2.283	0.000	1.034	0.114	0.567	0.567	0.089
Total	1,342,871	107.430	15.342	36.331	5.371	25.560	25.374	8.901
						IRR	40.73%	30.30%
						PIR	1.654	0.580

ตารางที่ 4.15 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj300_case2

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,900	4.392	0.000	1.189	0.220	0.000	2.874	1.956
6	54,750	4.380	0.075	1.303	0.219	1.362	1.362	0.858
7	54,750	4.380	1.946	1.402	0.219	0.345	0.345	0.201
8	54,750	4.380	1.946	1.430	0.219	0.331	0.331	0.179
9	109,500	8.760	3.696	2.742	0.438	1.211	1.211	0.606
10	109,500	8.760	1.946	2.797	0.438	1.783	1.783	0.826
11	109,800	8.784	1.946	2.860	0.439	1.769	1.769	0.759
12	100,050	8.004	3.696	2.675	0.400	0.836	0.836	0.332
13	92,143	7.371	0.000	2.445	0.369	2.224	2.224	0.818
14	152,760	12.221	1.750	4.062	0.611	3.064	3.064	1.043
15	92,824	7.426	0.000	2.561	0.371	2.137	2.137	0.674
16	71,762	5.741	0.000	2.046	0.287	1.594	1.594	0.465
17	57,444	4.595	0.000	1.693	0.230	1.281	1.281	0.346
18	49,165	3.933	0.000	1.496	0.197	1.065	1.065	0.267
19	41,022	3.282	0.000	1.293	0.164	0.912	0.912	0.211
20	36,145	2.892	0.000	1.177	0.145	0.785	0.785	0.168
21	32,419	2.594	0.000	1.089	0.130	0.687	0.687	0.137
22	30,058	2.405	0.000	1.040	0.120	0.622	0.622	0.114
23	28,304	2.264	0.000	1.006	0.113	0.572	0.572	0.097
24	26,512	2.121	0.000	0.970	0.106	0.523	0.523	0.082
Total	1,358,556	108.684	20.503	37.274	5.434	23.105	22.919	7.723
						IRR	36.96%	26.82%
						PIR	1.118	0.377

ตารางที่ 4.16 สรุปการวิเคราะห์กระแสเงินสด กรณีรูปแบบ inj300_case3

Year	Cash flow analysis							Discount cash flow (NPV@8%)
	Total oil production (bbl/year)	Gross revenue (MMUS\$)	CAPEX (MMUS\$)	OPEX (MMUS\$)	Government Take		Annual cash flow (MMUS\$)	
					Royalty (MMUS\$)	Income Tax (MMUS\$)		
1	0.000	0.000	0.250	0.000	0.000	0.000	-0.250	-0.231
2	0.000	0.000	0.500	0.000	0.000	0.000	-0.500	-0.429
3	0.000	0.000	1.000	0.000	0.000	0.000	-1.000	-0.794
4	0.000	0.000	1.750	0.000	0.000	0.000	-1.310	-0.963
5	54,900	4.392	0.000	1.189	0.220	0.000	2.874	1.956
6	54,750	4.380	0.075	1.303	0.219	1.362	1.362	0.858
7	54,750	4.380	2.920	1.318	0.219	0.000	-0.199	-0.116
8	54,750	4.380	2.920	1.344	0.219	0.000	-0.225	-0.122
9	109,500	8.760	4.670	2.654	0.438	0.768	0.768	0.384
10	109,500	8.760	2.920	2.707	0.438	1.341	1.341	0.621
11	109,800	8.784	2.920	2.769	0.439	1.328	1.328	0.570
12	94,797	7.584	4.670	2.451	0.379	0.262	0.262	0.104
13	90,868	7.269	0.000	2.412	0.363	2.192	2.192	0.806
14	213,746	17.100	1.750	5.640	0.855	4.593	4.593	1.564
15	95,109	7.609	0.000	2.622	0.380	2.193	2.193	0.691
16	76,515	6.121	0.000	2.174	0.306	1.711	1.711	0.499
17	63,677	5.094	0.000	1.865	0.255	1.432	1.432	0.387
18	51,844	4.147	0.000	1.571	0.207	1.130	1.130	0.283
19	42,021	3.362	0.000	1.321	0.168	0.936	0.936	0.217
20	35,580	2.846	0.000	1.160	0.142	0.772	0.772	0.166
21	30,541	2.443	0.000	1.034	0.122	0.644	0.644	0.128
22	27,025	2.162	0.000	0.948	0.108	0.553	0.553	0.102
23	24,799	1.984	0.000	0.898	0.099	0.493	0.493	0.084
24	23,706	1.896	0.000	0.881	0.095	0.460	0.460	0.073
Total	1,418,177	113.454	26.342	38.259	5.673	22.171	21.560	6.838
						IRR	32.79%	22.95%
						PIR	0.818	0.260



บทที่ 5

สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ

5.1 บทนำ

บทนี้แบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลัก คือ สรุปผลการทดลองและข้อเสนอแนะ โดยในส่วนของ การสรุปผลการทดลองจะถูกแบ่งออกเป็นสองส่วนย่อย คือ 1) สรุปผลการทดลองจากห้องปฏิบัติการ ได้แก่ การวัดค่าแรงตึงผิว และการวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากการผสมสารลดแรงตึงผิว 2) สรุปผลการทดลองจากการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน ในส่วนของข้อเสนอแนะนั้นจะประกอบไปด้วยข้อแนะนำสำหรับการศึกษาในอนาคต

5.2 สรุปผลการทดลอง

5.2.1 การทดลองจากห้องปฏิบัติการ

ก. การทดสอบค่าแรงตึงผิว

หลังจากทำการทดสอบวัดค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบภายในห้องปฏิบัติการ ที่อุณหภูมิ 40 องศาเซลเซียส ที่ผสมกับสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต ที่ความเข้มข้น ร้อยละ 0.5 10 และ ร้อยละ 15 โดยปริมาตร ตามลำดับ พบว่า แรงตึงผิวของน้ำมันดิบมีค่าเท่ากับ 31.87 29.96 29.1 และ 27.9 ดาไน์/ซม. ตามลำดับ เพราะฉะนั้นอาจสามารถสรุปได้ว่าการเปลี่ยนแปลงของค่าแรงตึงผิวของน้ำมันดิบนั้นเป็นผลมาจากการเปลี่ยนแปลงของความเข้มข้นของสารละลายสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต และ อุณหภูมิของสารผสมที่เปลี่ยนแปลงไป โดยพบว่าเมื่อความเข้มข้นของสารละลายสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนตเพิ่มขึ้นก็จะทำให้ค่าแรงตึงผิวของน้ำมันที่ถูกผสมนั้นลดลง

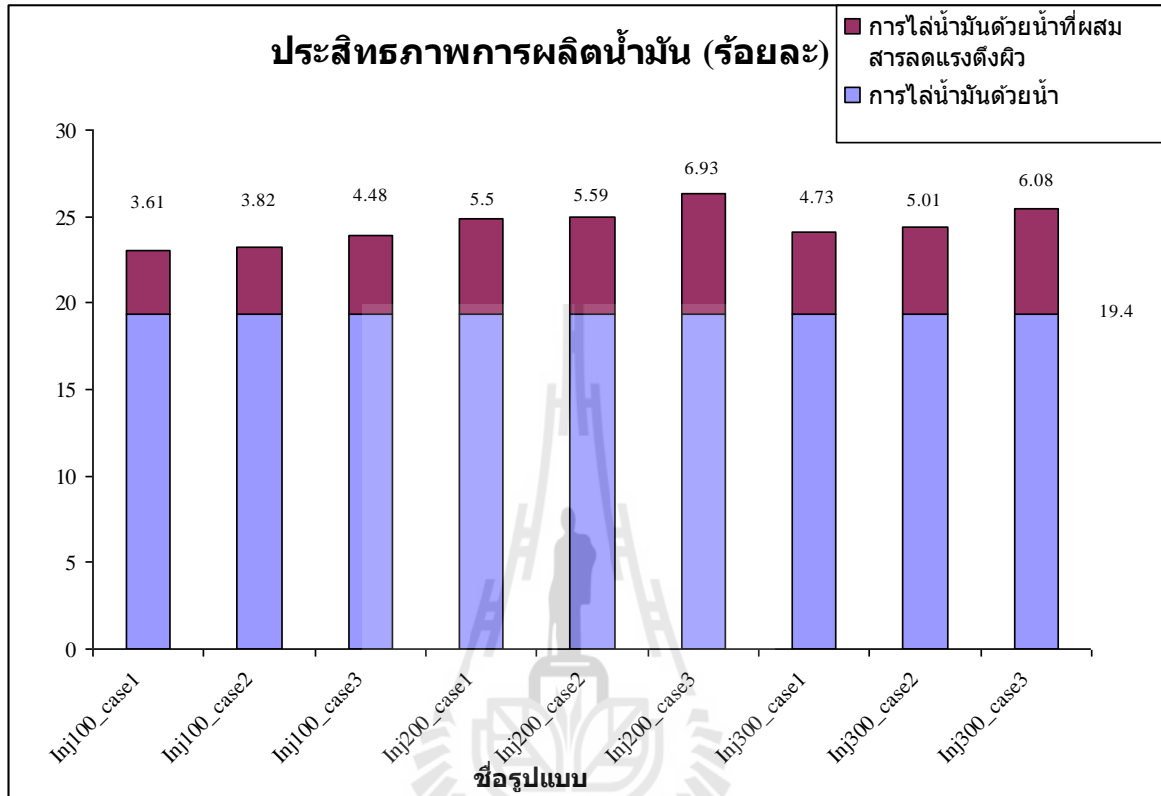
ข. ความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว

ความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิวมีแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นหลังจากการทำการเพิ่มอุณหภูมิ ผลจากการวัดค่าความหนืดของน้ำหลังจากผสมสารลดแรงตึงผิว ที่อุณหภูมิ 40 องศาเซลเซียส ที่ความเข้มข้น ร้อยละ 0.5 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร คือ 0.653 1.12 1.96 และ 5.02 เซนติพอยส์ ตามลำดับ และเมื่อทำการเพิ่มอุณหภูมิของสารละลายไปที่ 70 องศาเซลเซียส ความหนืดของน้ำมีค่าเปลี่ยนไปดังนี้ คือ 0.4 4.18 9.56 และ 20.1 เซนติพอยส์ ตามลำดับ

5.2.2 การทดลองแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน

ในส่วนนี้นำเสนอผลการทดลองจากการทำแบบจำลองแหล่งกักเก็บน้ำมัน ซึ่งจะแสดงผลออกเป็นสองส่วน คือ ประสิทธิภาพการผลิตน้ำมัน และ ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้สะสม โดยจะแสดงในรูป 5.1 และ 5.2 ตามลำดับโดยในรูป 5.1 แสดงค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้ในเชิงเปรียบเทียบระหว่างการไล่น้ำมันด้วยน้ำ กับการไล่น้ำมันด้วยน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิว ในรูป

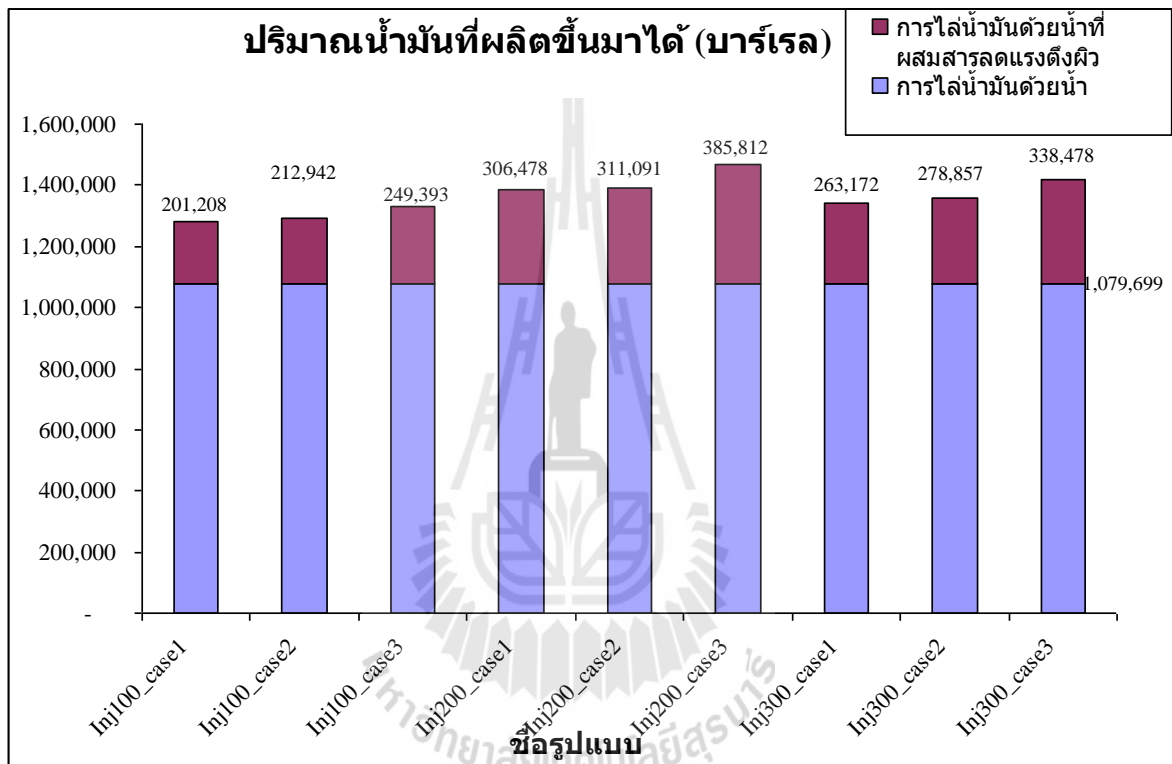
5.2 แสดงถึงการเปรียบเทียบปริมาณน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้ระหว่างการไล่น้ำมันด้วยน้ำ กับการไล่น้ำมันด้วยน้ำที่ผสมสารลดแรงตึงผิวที่ได้จากรูปแบบจำลองแหล่งกักเก็บและอัตราการอัดน้ำและอัตราการผลิตต่าง ๆ กันตามลำดับ



รูปที่ 5.1 การเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้เปรียบเทียบกับทั้งแบบผสมและไม่ผสมสารลดแรงตึงผิว

ค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้ (Oil recovery efficiency) ของการไล่น้ำมันด้วยน้ำ ซึ่งเป็นรูปแบบพื้นฐาน คือ ร้อยละ 19.4 สำหรับรูปแบบการอัดน้ำแบบผสมสารลดแรงตึงผิวรูปแบบแรกคือ ที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้น ร้อยละ 5 ร้อยละ 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร ให้ค่าประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันสูงกว่าการไล่น้ำมันด้วยน้ำแบบปกติ ร้อยละ 3.61 3.82 และร้อยละ 4.48 ตามลำดับ สำหรับรูปแบบที่สองที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้นสารลดแรงตึงผิว ร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร พบว่ามีประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันสูงกว่าการไล่น้ำมันด้วยน้ำแบบปกติ ร้อยละ 5.5 5.59 และร้อยละ 6.93 ตามลำดับ และสำหรับรูปแบบที่สามที่มีอัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้นสารลดแรงตึงผิว ร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร พบว่าสามารถให้ค่าประสิทธิภาพการผลิตน้ำมันสูงกว่าการไล่น้ำมันด้วยน้ำแบบปกติที่ ร้อยละ 4.73 5.01 และร้อยละ 6.08 ตามลำดับ อย่างไรก็ตามเมื่อพิจารณาเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพใน

การนำน้ำมันขึ้นมาได้ในแต่ละกลุ่มความเข้มข้นของสารละลายด่างดึงผิวสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต ที่ความเข้มข้นร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 ตามลำดับ พบว่าที่ความเข้มข้นของสารละลายด่างดึงผิวร้อยละ 5 ให้ค่าเฉลี่ยของค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้อยู่ที่ร้อยละ 4.61 ในขณะที่ที่ความเข้มข้นของสารละลายด่างดึงผิวร้อยละ 10 ให้ค่าเฉลี่ยของค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้อยู่ที่ร้อยละ 4.81 และที่ความเข้มข้นของสารละลายด่างดึงผิวร้อยละ 15 ให้ค่าเฉลี่ยของค่าประสิทธิภาพในการนำน้ำมันขึ้นมาได้อยู่ที่ร้อยละ 5.83 ซึ่งเป็นค่าที่สูงที่สุด



รูปที่ 5.2 การเปรียบเทียบปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้ทั้งแบบผสมและไม่ผสมสารลดแรงดึงผิว

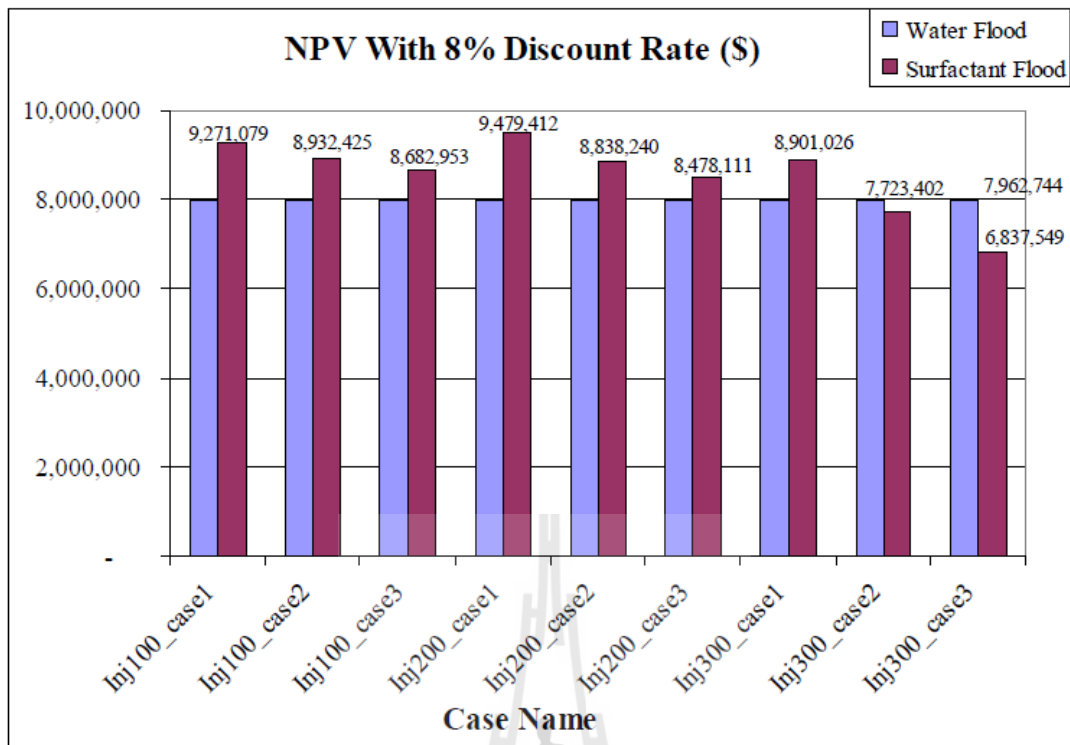
สำหรับในเชิงปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้เมื่อพิจารณาจำแนกเป็นผลจากวิธีการไล่น้ำมันด้วยน้ำที่ไม่ผสมสารลดแรงดึงผิวซึ่งเป็นรูปแบบพื้นฐานพบว่าได้ปริมาณเป็น 1,079,699 บาร์เรล และสำหรับรูปแบบการอัดน้ำแบบผสมสารลดแรงดึงผิวรูปแบบแรกคือ ที่อัตราการอัด 100 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้นสารลดแรงดึงผิวสารอัลคิลเชิงเส้นของเบนซีนซัลโฟเนต ร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร พบว่าได้ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้สูงกว่ารูปแบบพื้นฐานเท่ากับ 201,208 บาร์เรล 212,942 บาร์เรล และ 249,393 บาร์เรล ตามลำดับ สำหรับรูปแบบการอัดน้ำแบบผสมสารลดแรงดึงผิวรูปแบบที่สองคือ ที่อัตราการอัด 200 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้น ร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร พบว่าได้ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้สูงกว่ารูปแบบพื้นฐานเท่ากับ 306,478

บาร์เรล 311,091 บาร์เรล และ 385,812 บาร์เรล ตามลำดับ และสำหรับรูปแบบการอัดน้ำแบบผสมสารลดแรงตึงผิวรูปแบบที่สามคือ ที่อัตราการอัด 300 บาร์เรลต่อวัน ที่ความเข้มข้น ร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 โดยปริมาตร พบว่าได้ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้สูงกว่ารูปแบบพื้นฐานคิดเป็น 263,172 บาร์เรล 278,857 บาร์เรล และ 338,478 บาร์เรล ตามลำดับ แต่เมื่อพิจารณาเปรียบเทียบค่าปริมาณน้ำมันขึ้นมาได้ในแต่ละกลุ่มความเข้มข้นของสารลดแรงตึงผิวเชิงเส้นของเบนซินซิลโฟเนต ที่ความเข้มข้นร้อยละ 5 10 และร้อยละ 15 ตามลำดับ พบว่าที่ความเข้มข้นของสารลดแรงตึงผิวร้อยละ 5 ให้ค่าเฉลี่ยของค่าได้ปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้คิดเป็น 256,953 บาร์เรล ในขณะที่ความเข้มข้นของสารลดแรงตึงผิวร้อยละ 10 ให้ค่าเฉลี่ยของค่าปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้คิดเป็น 267,630 บาร์เรล และที่ความเข้มข้นของสารลดแรงตึงผิวร้อยละ 15 ก็ให้ค่าเฉลี่ยของค่าปริมาณของน้ำมันที่ผลิตขึ้นมาได้คิดเป็น 324,561 บาร์เรล ซึ่งเป็นค่าที่สูงที่สุดเช่นกัน

5.2.3 การประเมินทางเศรษฐศาสตร์ (Economic evaluation)

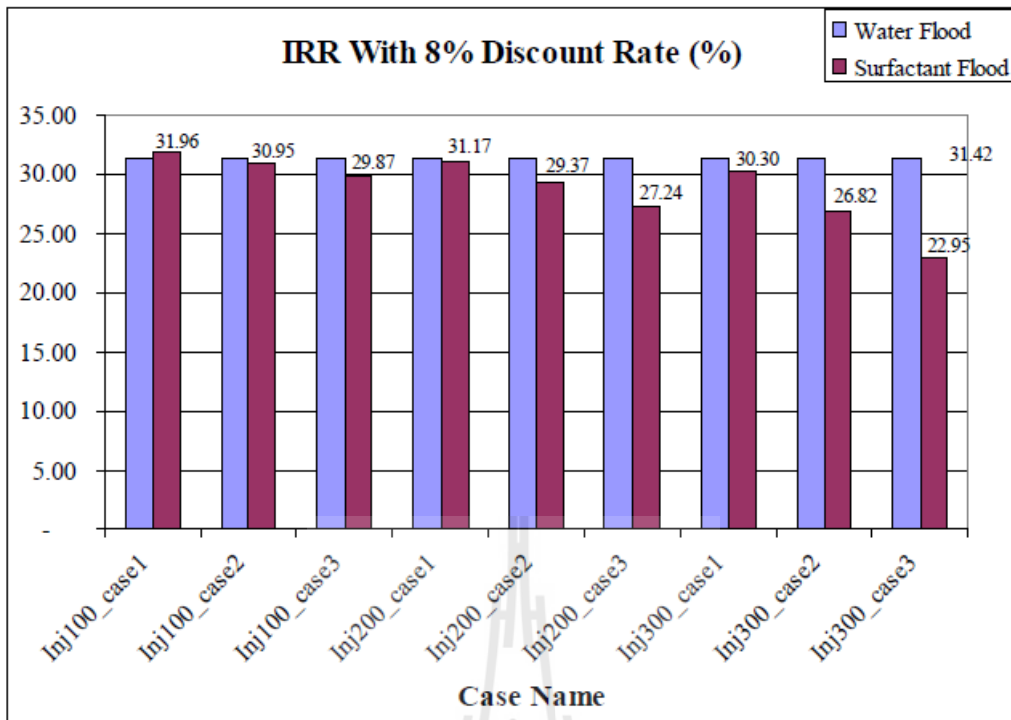
ในส่วนนี้จะกล่าวสรุปถึงผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์ซึ่งแสดงไว้ในค่าของมูลค่าปัจจุบัน (Net present value, NPV) และผลตอบแทนการลงทุนภายใน (Internal rate of return, IRR) ดังแสดงไว้ในรูปที่ 5.3 และรูปที่ 5.4 ตามลำดับ

จากผลการประเมินทางเศรษฐศาสตร์พบว่ามูลค่าปัจจุบันที่ถูกคิดที่อัตราลดร้อยละ 8 ของรูปแบบพื้นฐาน (Base case) มีมูลค่าคิดเป็น 7,962,744 เหรียญสหรัฐ ในกรณีที่มีการอัดน้ำที่อัตรา 100 บาร์เรลต่อวันที่ผสมด้วยสารลดแรงตึงผิว (LAS) ที่อัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 นั้น พบว่ามีมูลค่าปัจจุบันที่อัตราลดร้อยละ 8 ที่มากกว่ารูปแบบพื้นฐานอยู่ 1,308,335 969,681 และ 720,209 เหรียญสหรัฐ ตามลำดับ ส่วนในกรณีที่มีการอัดน้ำที่เพิ่มขึ้นเป็น 200 บาร์เรลต่อวันและผสมด้วยสารลดแรงตึงผิว (LAS) ที่อัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 นั้น พบว่ามีมูลค่าปัจจุบันที่อัตราลดร้อยละ 8 ที่มากกว่ารูปแบบพื้นฐาน 1,516,668 875,496 และ 515,367 เหรียญสหรัฐ ตามลำดับ และในรูปแบบชุดสุดท้ายที่มีการอัดน้ำที่เพิ่มขึ้นเป็น 3 เท่าของกรณีพื้นฐานหรือเป็น 300 บาร์เรลต่อวัน และผสมด้วยสารลดแรงตึงผิว (LAS) ที่อัตราส่วนร้อยละ 5 นั้นยังคงให้มูลค่าเงินปัจจุบันมากกว่ากรณีรูปแบบพื้นฐานอยู่คิดเป็นมูลค่า 938,282 เหรียญสหรัฐ แต่กลับพบว่าที่สารละลายที่มีปริมาณสารลดแรงตึงผิวผสมอยู่ร้อยละ 10 และ 15 นั้น กลับพบว่ามีมูลค่าปัจจุบันที่อัตราลดร้อยละ 8 ที่น้อยกว่ารูปแบบพื้นฐานคิดเป็น 239,343 และ 1,125,195 เหรียญสหรัฐ ตามลำดับ ทั้งนี้เป็นเพราะมีค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้นเนื่องจากต้องใช้ปริมาณน้ำและปริมาณของสารลดแรงตึงผิวเพิ่มขึ้นนั่นเอง ผลการเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันของกรณีรูปแบบต่าง ๆ เทียบกับกรณีพื้นฐานดังแสดงไว้ในรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 มูลค่าปัจจุบัน (NPV) ของแต่ละรูปแบบจำลองที่ถูกคิดที่อัตราดอกเบี้ย 8 เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบพื้นฐาน

ส่วนในแง่ของผลตอบแทนการลงทุนภายในที่ถูกคิดที่อัตราดอกเบี้ย 8 นั้น พบว่ากรณีของรูปแบบพื้นฐานนั้นให้ค่าผลตอบแทนฯ นี้เท่ากับร้อยละ 31.42 และจากการประเมินและคำนวณพบว่า มีเพียงกรณีของรูปแบบที่ทำการอัดน้ำที่อัตรา 100 บาร์เรลต่อวันที่ผสมด้วยสารละลายลดแรงตึงผิว (LAS) ร้อยละ 5 เท่านั้น ที่มีค่าผลตอบแทนฯ สูงกว่าของกรณีของรูปแบบพื้นฐาน โดยมีค่าสูงกว่าอยู่เพียงร้อยละ 0.54 ในขณะที่กรณีที่ผสมด้วยสารลดแรงตึงผิวมากขึ้นเป็นร้อยละ 10 และร้อยละ 15 นั้น กลับพบว่า มีผลตอบแทนฯ น้อยกว่ารูปแบบพื้นฐานอยู่ร้อยละ 0.47 และ 1.55 ตามลำดับ ในกรณีที่มีอัตราการอัดน้ำเพิ่มขึ้นเป็น 200 บาร์เรลต่อวันและผสมด้วยสารลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 นั้น พบว่า ทั้งสามกรณีนี้นั้นมีค่าผลตอบแทนฯ น้อยกว่ากรณีรูปแบบพื้นฐานคิดเป็นร้อยละ 0.25 2.05 และ 4.18 ตามลำดับ และในกรณีที่มีการเพิ่มอัตราการอัดน้ำมากขึ้นเป็น 300 บาร์เรลต่อวันและมีการผสมสารลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนร้อยละ 5 10 และ 15 นั้น ก็พบว่าให้ค่าผลตอบแทนฯ น้อยกว่ารูปแบบพื้นฐานคิดเป็นร้อยละ 1.12 4.6 และ 8.47 ตามลำดับเช่นกัน ดังแสดงเปรียบเทียบไว้ในรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal rate of return, IRR) ของรูปแบบจำลองต่าง ๆ ที่ถูกคิดที่อัตราดอกเบี้ย 8 เมื่อเปรียบเทียบกับรูปแบบพื้นฐาน

ดังนั้นเมื่อพิจารณาร่วมกันทั้งทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์แล้วจึงอาจสรุปได้ว่ารูปแบบที่เหมาะสมที่สุดในการอัดน้ำที่ผสมด้วยสารลดแรงตึงผิว (LAS) นั้นควรเป็นรูปแบบที่มีการอัดน้ำด้วยอัตราไม่เกิน 100 บาร์เรลต่อวันและควรมีการผสมสารลดแรงตึงผิวด้วยอัตราส่วนร้อยละ 5

5.3 ข้อเสนอแนะ

จากความไม่แน่นอนของข้อมูลที่อาจเกิดขึ้นได้ทั้งจาก ตัวเครื่องมือ และการทดลองในห้องปฏิบัติการ ผู้วิจัยจึงมีข้อเสนอแนะสำหรับการทดลองในอนาคต แยกออกเป็นข้อ ๆ ดังนี้

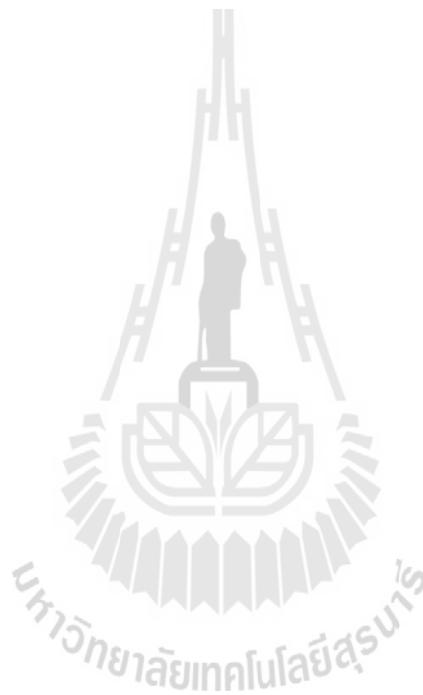
1. อาจทดลองใช้วิธีที่วัดค่าแรงตึงผิวในการทดลองครั้งใหม่ด้วยวิธี Spinning drop tension method เนื่องจากวิธีนี้ มีความละเอียด และแม่นยำกว่า วิธี Wilhelmy plate method และวิธี The Du Nouy ring method
2. ในการประเมินแหล่งกักเก็บน้ำมัน ข้อมูลอื่น ๆ ที่ใส่ในแบบจำลอง ควรมีการทดลองเพิ่มเติม เช่น การดูดซึมสารลดแรงตึงผิวของหินในแหล่งกักเก็บ และประสิทธิภาพในการไหลของสารลดแรงตึงผิว เป็นต้น

บรรณานุกรม

- American Society of Testing Material. (1989). **Standard test Method for Interfacial Tension of Oil against Water by Ring Method**. ASTM: D971-99.
- Bailey, A. I. **Surface and Interfacial Tension**. [online] Available: <http://www.thermopedia.com>
- Camtel Ltd. (2002). **Standard test Method for Interfacial Tension of Oil against Water by Ring Method – ASTM: D971-99 +44(0) 1763 244280**.
- Carel J. Van Oss. (1994). **Interfacial Forces in Aqueous Media**. State University of New York at Buffalo, Buffalo, New York.
- Chumkratoke, C. (2004). **Simulation Study of Oil Recovery Improvement by Water Flooding in Fang Oil Field**. Master Thesis, School of Geotechnology. Suranaree University of Technology.
- Drelich, J. et al. (2002). **Measurement of Interfacial Tension on Fluid-Fluid System**. Michigan Technological University, Houghton, Michigan.
- Drew Myers. (2006). **Surfactant Science and Technology (3rd ed.)**. Wiley Interscience a John Wiley & Sons, INC., Publication.
- Hong Chen et al. (2004). **The Ultralow Interfacial Tensions between Crude Oils and Gemini Surfactant Solutions**. Elsevier.
- Holmberg, K. (2002). **Handbook of Applied Surface and Colloid Chemistry** New York, Wiley and Sons. 219p.
- International Journal of Analytical Chemistry. (2009). Hindawi Publishing Corporation. Article ID 404836.
- Kyowa Interface Science CO., Ltd. (2007). **Measurement of Surface Tension**. Research Unit of Colloid and interface Science Group. (2011). **Measuring Principle**. [online] Available : <http://www.ipc.uni-stuttgart.de>.
- Settakul, N. (2009). **Fang Oilfield Development**. Walailak J Sci. & Tech 2009; 6(1): 1-15.
- Shah D. O. and Schechter R. S. (1977). **Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding**. Academic Press INC.
- SIDS Initial Assessment Report for 20th SIAM. (2005). **Linear Alkyl Benzene Sulfonate**.

บรรณานุกรม (ต่อ)

- Stefan Iglauer et al. (2009). **New Surfactant Classes for Enhanced Oil Recovery and their Tertiary Oil Recovery Potential.** California Institute of Technology.
- Zhongbin Ye et al. (2008). **The Effect of Temperature on the Interfacial Tension between Crude Oil and Gemini Surfactant Solution.** Elsevier.





ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล

ข้อมูลที่ใช้ในการจำลองแหล่งกักเก็บ

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

คุณสมบัติของก๊าซ (Gas properties)

1. ส่วนประกอบของก๊าซ (Gas composition)

ตาราง ก.1 ส่วนประกอบของก๊าซจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004).

Gas composition	Content (%)
Gas Oxygen (O ₂)	0.5162
Gas Nitrogen (N ₂)	5.1077
Gas Methane (CH ₄)	79.7008
Gas Carbon Dioxide (CO ₂)	3.2131
Gas Ethane (C ₂ H ₆)	2.7744
Gas Hydrogen (H ₂)	1.6287
Gas Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	7.0591
Total	100

ตาราง ก.2 ส่วนประกอบของก๊าซจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004).

Gas composition	Content (%)
Gas Oxygen (O ₂)	0.2578
Gas Nitrogen (N ₂)	4.1915
Gas Methane (CH ₄)	36.829
Gas Carbon Dioxide (CO ₂)	3.218
Gas Ethane (C ₂ H ₆)	18.4014
Gas Hydrogen (H ₂)	3.8361
Gas Hydrogen Sulfide (H ₂ S)	33.2662
Total	100

2. ค่าการอัดตัวของก๊าซ (Compressibility factor, z)

ตาราง ก.3 ค่าตัวประกอบอัดตัวของก๊าซจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Compressibility factor (z)
950	0.939
400	0.971

ตาราง ก.4 ค่าตัวประกอบการอัดตัวของก๊าซจากแหล่งน้ำมันแม่สุน (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Compressibility factor (z)
900	0.86
300	0.959

3. ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซ (Gas formation volume factors, B_g)

ตาราง ก.5 ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Gas formation volume factors (ft ³ /SCF)
950	0.0176
400	0.0432

ตาราง ก.6 ตัวประกอบปริมาตรของก๊าซจากแหล่งน้ำมันแม่สุน (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Gas formation volume factors (ft ³ /SCF)
900	0.017
300	0.05693

4. ค่าความหนืดของก๊าซ (Gas viscosity, μ_g)

ตาราง ก.7 ค่าความหนืดของก๊าซจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Gas viscosity (cp)
950	0.014
400	0.0135

ตาราง ก.8 ค่าความหนืดของก๊าซจากแหล่งน้ำมันแม่Soon (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Gas viscosity (cp)
900	0.0148
300	0.0136

5. ค่าการอัดตัวของก๊าซต่อความดัน (Gas isothermal compressibility, C_g)

ตาราง ก.9 ค่าการอัดตัวของก๊าซต่อความดันที่ระยะแรกเริ่มความดันแหล่งกักเก็บ (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Gas isothermal compressibility (psi^{-1})
Sansai	131.2×10^{-5}
Mae-Soon	132.67×10^{-5}

คุณสมบัติของน้ำมันดิบ (Crude oil properties)

1. ค่าความหนาแน่นของน้ำมันดิบ (Density of crude oil, ρ_o)

ตาราง ก.10 ค่าความหนาแน่นของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004).

Oil field	(g/cc)	(lb/ft ³)	(lb/gallon)
Mae-Soon	0.85	53	7.1
Banthi	0.89	56	7.4
Nongyao	0.84	52.3	7
Sansai	0.86	54	7.2

2. ค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบ (Specific gravity of crude oil, γ_o)

ตาราง ก.11 ค่าความถ่วงจำเพาะของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil Field	($^{\circ}$ API)
Mae-Soon	0.85
Banathi	0.89
Nongyao	0.84
Sansai	0.86

3. ค่าความถ่วงจำเพาะ API (API gravity, $^{\circ}$ API)

ตาราง ก.12 ค่าความถ่วงจำเพาะ API ของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	($^{\circ}$ API)
Mae-Soon	35.1
Banathi	-
Nongyao	37.75
Sansai	34

4. ค่าความหนืดของน้ำมัน (Oil viscosity, μ_o)

ตาราง ก.13 ค่าความหนืดของน้ำมัน จากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Oil viscosity (cp)
Mae-Soon	12
Banathi	11.2
Nongyao	12
Sansai	20.1

5. ค่าปริมาณของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน (Solution gas-oil ratio, R_s)

ตาราง ก.14 ค่าปริมาณของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันจากแหล่งสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	R_s (SCF/STB)
950	165.01
400	58.237
200	25.279

ตาราง ก.15 ค่าปริมาณของก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมันจากแหล่งแม่สุน (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	R_s (SCF/STB)
900	215.05
300	57.29
150	24.87

6. ค่าการอัดตัวของน้ำมันต่อความดัน (Oil isothermal compressibility, C_o)

ตาราง ก.16 ค่าการอัดตัวของน้ำมันต่อความดันของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Oil isothermal compressibility (psi^{-1})
950	1.337×10^{-5}
400	3.174×10^{-5}

ตาราง ก.17 ค่าการอัดตัวของน้ำมันต่อความดันของน้ำมันดิบจากแหล่งน้ำมันแม่สุน (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Oil isothermal compressibility (psi^{-1})
900	1.132×10^{-5}
300	3.395×10^{-5}

7. ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมัน (Oil formation volume factor, B_o)

ตาราง ก.18 ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมันจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Oil formation volume factor (bbl/STB)
950	1.035
400	1.040
200	1.055

ตาราง ก.19 ตัวประกอบปริมาตรของน้ำมันจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Oil formation volume factor (bbl/STB)
900	1.041
300	1.049
150	1.061

คุณสมบัติของน้ำ (Water properties)

1. ความเค็มของน้ำ (Water salinity)

ตาราง ก.20 ค่าความต้านทานและค่าการนำไฟฟ้าของน้ำจากแหล่งน้ำมันสันทรายและแหล่งน้ำมันแม่
 สุน (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Temperature (°F)	Resistivity (Ω m)	NaCl concentration		
			(ppm)	(grain/gal)	(gram/lit)
Sansai	85	5.92	780	45	0.7704
Mae-Soon	85	2.98	1600	96	1.64352

2. ค่าตัวประกอบปริมาตรของน้ำ (Water formation volume factor, B_w)

ตาราง ก.21 ค่าตัวประกอบปริมาตรของน้ำจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C.,
 2004)

Reservoir pressure (psi)	Water formation volume factor (bbl/STB)
950	1.02677
400	1.0283
200	1.0284

ตาราง ก.22 ค่าตัวประกอบปริมาตรของน้ำจากแหล่งน้ำมันแม่สุน (คัดลอกจาก Chumkratoke, C.,
 2004)

Reservoir pressure (psi)	Water formation volume factor (bbl/STB)
900	1.0280
300	1.0284
150	1.0285

3. ค่าการอัดตัวของน้ำต่อความดัน (Water isothermal compressibility, C_w)

ตาราง ก.23 ค่าการอัดตัวของน้ำต่อความดันของน้ำจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก

Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Water isothermal compressibility (psi^{-1})
950	3.134×10^{-6}
400	3.171×10^{-6}
200	3.186×10^{-6}

ตาราง ก.24 ค่าการอัดตัวของน้ำต่อความดันของน้ำจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น (คัดลอกจาก

Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Water isothermal compressibility (psi^{-1})
900	3.133×10^{-6}
300	3.175×10^{-6}
150	3.185×10^{-6}

4. ค่าความหนืดของน้ำ (Water viscosity, μ_w)

ตาราง ก.25 ค่าความหนืดของน้ำจากแหล่งน้ำมันสันทราย (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Water viscosity (centipoises)
950	0.375
400	0.366
200	0.363

ตาราง ก.26 ค่าความหนืดของน้ำจากแหล่งน้ำมันแม่สุ่น (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Reservoir pressure (psi)	Water viscosity (centipoises)
900	0.3907
300	0.381
150	0.378

คุณสมบัติของหินแหล่งกักเก็บ (Reservoir rock properties)

1. ค่าความพรุนของหิน (Rock porosity, ϕ)

ตาราง ก.27 ค่าความพรุนของหินจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Porosity (%)
Sansai	18-33
Mae-Soon	25-29
Banthi	20-25
Nongyao	18-28

2. ค่าความซึมซาบได้ของหิน (Rock permeability)

ตาราง ก.28 ค่าความซึมซาบได้ของหินจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Permeability (md)
Sansai	24-329
Mae-Soon	20-300
Banthi	200-300
Nongyao	18-500

3. ค่าการอิ่มตัวด้วยของไหล (Fluid saturation)

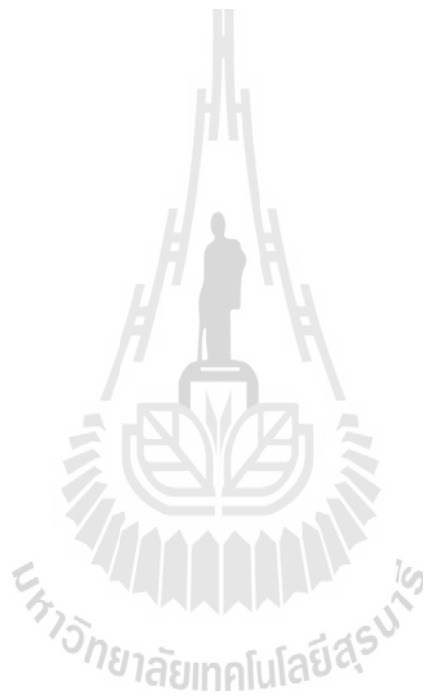
ตาราง ก.29 ค่าการอิ่มตัวด้วยของไหลของหินจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Saturation (%)
Sansai	20-80
Mae-Soon	17-35
Banthi	10-50
Nongyao	58-64

4. ค่าการอัดตัวต่อความดันของหิน (Rock isothermal compressibility, C_p)

ตาราง ก.30 ค่าการอัดตัวต่อความดันของหินจากแหล่งน้ำมันต่าง ๆ ของแอ่งฝาง (คัดลอกจาก Chumkratoke, C., 2004)

Oil field	Isothermal compressibility (psi^{-1})
Sansai	20-80
Mae-Soon	17-35
Banthi	10-50
Nongyao	58-64



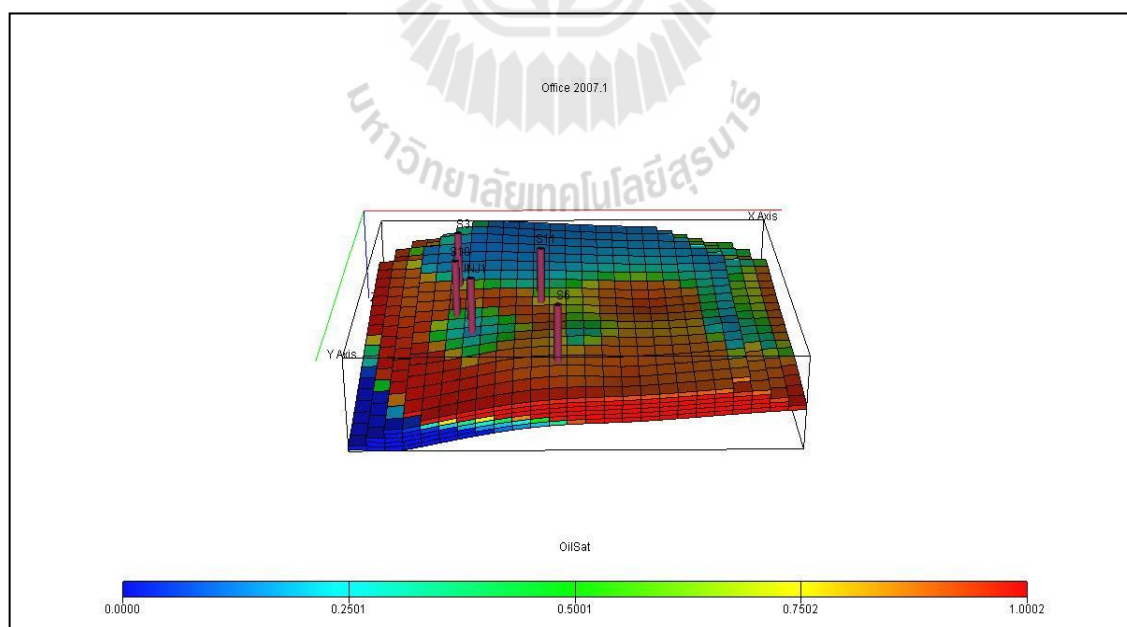


ภาคผนวก ข

ผลการจำลองแหล่งกักเก็บ

ตาราง ข.1 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case1_inj100

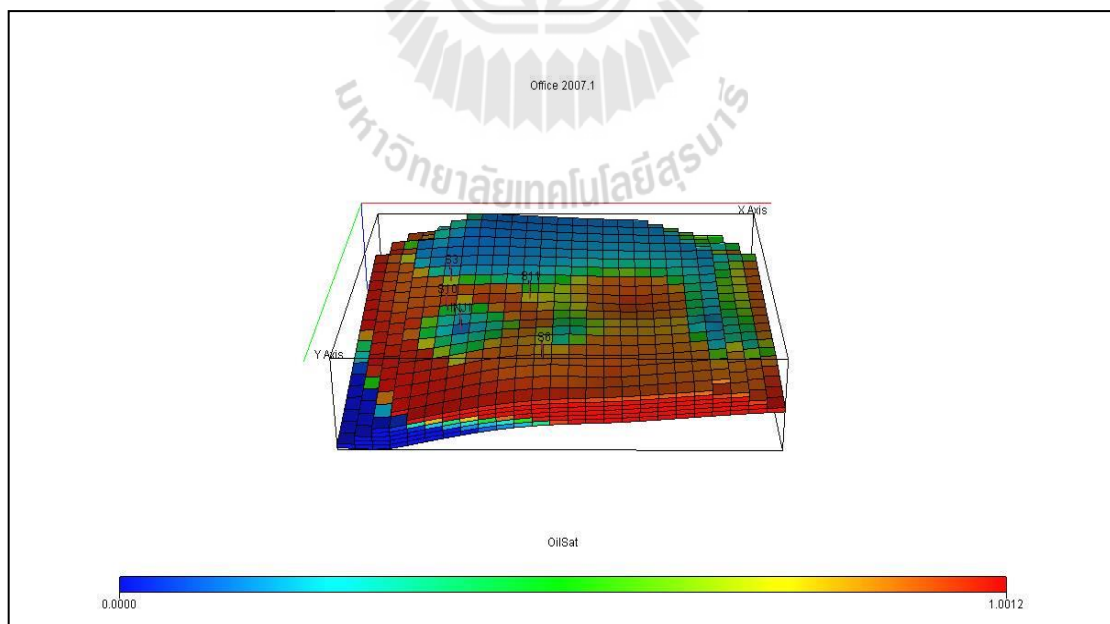
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.0098358	150	54900	0	0	100
2	0.0196715	150	109650	763.1382	763.25405	100
3	0.0295355	150	164400	763.1382	279350.99	100
4	0.0393716	150	219150	763.1382	557938.75	100
5	0.058704	277.94586	326762.47	763.1382	836526.45	100
6	0.0758223	248.37828	422052.28	763.1382	1115114.2	100
7	0.0914993	229.3075	509319.13	763.1382	1394465.2	100
8	0.1052658	196.27614	585950.25	763.1382	1673052.9	100
9	0.1173908	177.94757	653444.63	0	1673052.9	100
10	0.1369803	264.74704	767348.69	0	1673052.9	100
11	0.1527863	220.74127	850475.44	0	1673052.9	100
12	0.1661195	188.52888	924695	0	1673052.9	100
13	0.1775723	162.53169	988447.63	0	1673052.9	100
14	0.1874659	141.67505	1043520.6	0	1673052.9	100
15	0.1962461	127.16184	1092395.9	0	1673052.9	100
16	0.2042096	115.9796	1136724.9	0	1673052.9	100
17	0.2114663	106.01073	1177120	0	1673052.9	100
18	0.218128	97.502464	1214202.9	0	1673052.9	100
19	0.2242765	91.220329	1248428.8	0	1673052.9	100
20	0.2301109	86.918732	1280906.5	0	1673052.9	100



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case1_inj100

ตาราง ข.2 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case2_inj100.

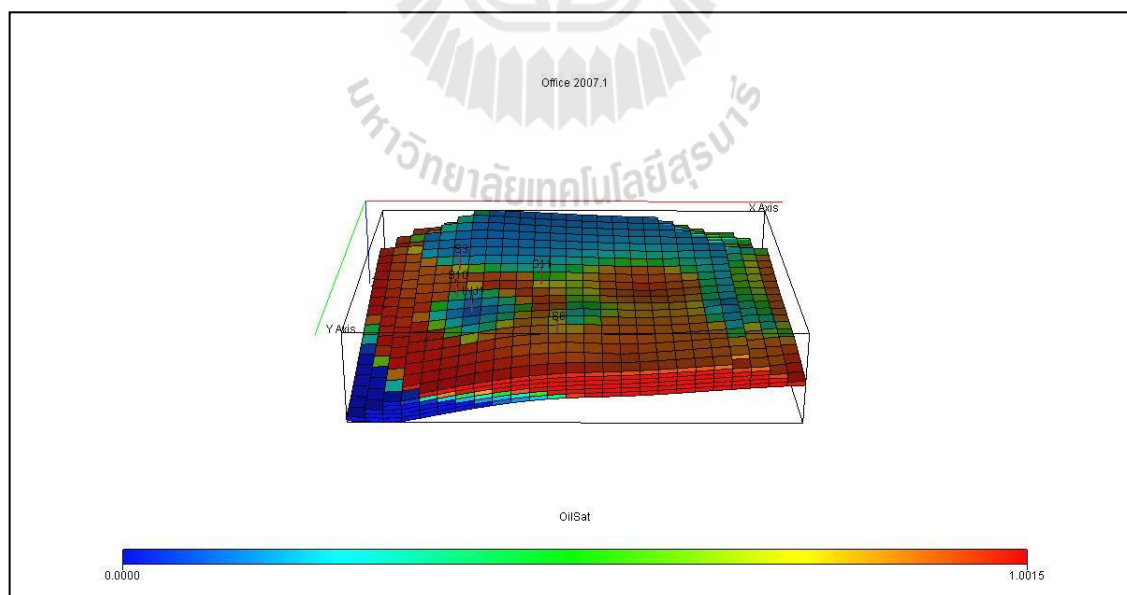
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.009836	150	54900	0	0	100
2	0.019671	150	109650	0	0	100
3	0.029536	150	164400	1367.2893	500503.86	100
4	0.039372	150	219150	1367.2893	999640.26	100
5	0.058713	277.76495	326809.22	1367.2893	1498776.6	100
6	0.075834	248.46866	422118.97	1367.2893	2014533	100
7	0.091554	230.95084	509620.88	1367.2893	2498416.7	100
8	0.105567	201.703	587625.69	1367.2893	2997553.2	100
9	0.11821	185.41527	658004	0	0	100
10	0.138406	272.38522	773190.75	0	0	100
11	0.154534	224.17259	860203.44	0	0	100
12	0.168017	190.10422	935253.06	0	0	100
13	0.179554	164.47528	999478.56	0	0	100
14	0.189541	143.18335	1055071.6	0	0	100
15	0.198317	126.1338	1103922.8	0	0	100
16	0.206163	114.74178	1147597.3	0	0	100
17	0.213404	105.92898	1187906.6	0	0	100
18	0.220099	98.413193	1225171.1	0	0	100
19	0.226364	92.566788	1260044.8	0	0	100
20	0.232219	86.229332	1292641	0	0	100



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case2_inj100

ตาราง ข.3 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case3_inj100.

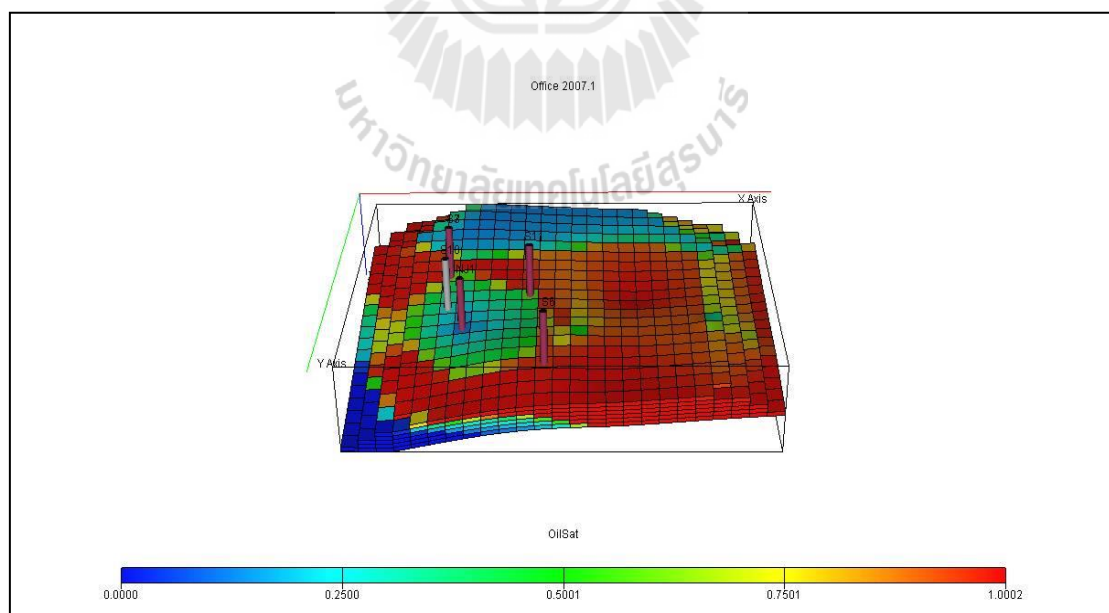
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.009836	150	54900	0	0	100
2	0.019671	150	109650	0	0	100
3	0.029536	150	164400	2050.9341	750755.82	100
4	0.039372	150	219150	2050.9341	1499460.5	100
5	0.058712	277.89935	326803.66	2050.9341	2248165.1	100
6	0.075845	248.85858	422176.72	2050.9341	2996869.6	100
7	0.091598	231.67853	509865.12	2050.9341	3747625.6	100
8	0.105783	204.61707	588827.75	2050.9341	4496330.1	100
9	0.118613	189.22858	660249.31	0	4496330.1	100
10	0.139304	281.41077	779820.06	0	4496330.1	100
11	0.156075	233.37685	868780.13	0	4496330.1	100
12	0.169972	199.07022	946481.81	0	4496330.1	100
13	0.182121	171.96619	1013766.4	0	4496330.1	100
14	0.19271	151.93669	1072712	0	4496330.1	100
15	0.202108	137.23865	1125023.3	0	4496330.1	100
16	0.210696	125.96106	1172827.8	0	4496330.1	100
17	0.21848	114.7	1216616.5	0	4496330.1	100
18	0.225699	105.0971	1256594.4	0	4496330.1	100
19	0.232445	99.521591	1293898.8	0	4496330.1	100
20	0.238767	93.242805	1329091.8	0	4496330.1	100



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case3_inj100

ตาราง ข.4 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case1_inj200.

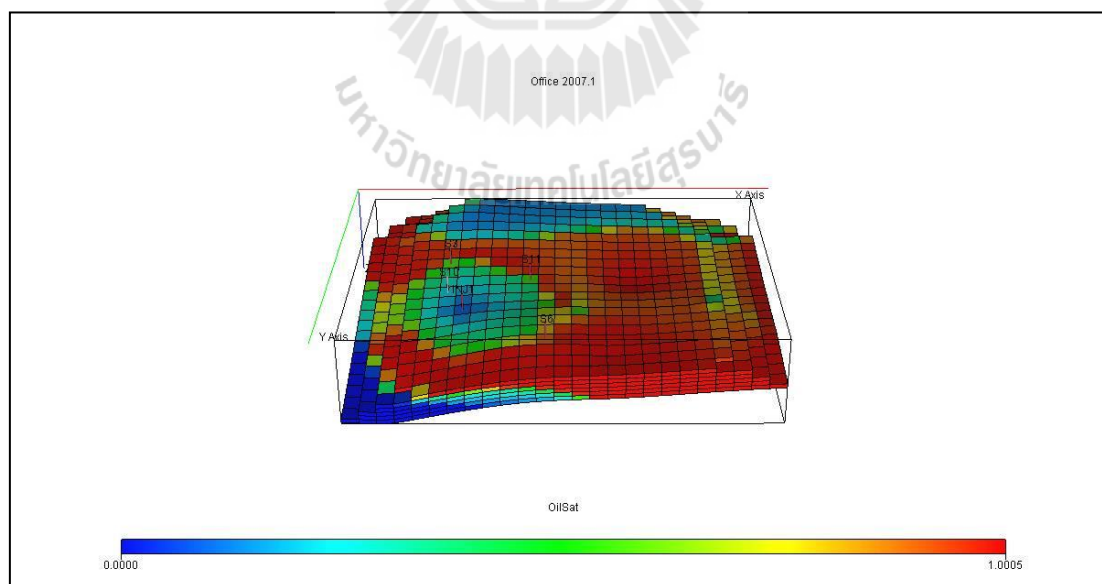
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.009836	150	54750	0	0	0
2	0.019672	150	109650	0	1526.5081	200
3	0.029537	150	164400	1526.2764	558701.98	200
4	0.039375	150	219150	1526.2764	1115877.5	200
5	0.059048	300	328650	1526.2764	1673052.9	200
6	0.078721	300	438150	1526.2764	2230228.4	200
7	0.096582	232.86678	537578.06	1526.2764	2788930.4	200
8	0.109299	181.62619	608366.31	1526.2764	3346105.8	200
9	0.120662	169.01862	671617.06	0	3346105.8	200
10	0.143872	310.5582	800815.38	0	3346105.8	200
11	0.16235	258.56204	903673.31	0	3346105.8	200
12	0.177681	217.11562	989749.25	0	3346105.8	200
13	0.190924	189.30333	1063317.1	0	3346105.8	200
14	0.202596	166.38675	1128285.6	0	3346105.8	200
15	0.213002	148.6017	1185631.1	0	3346105.8	200
16	0.221972	128.74915	1236178.5	0	3346105.8	200
17	0.22989	112.04826	1279625	0	3346105.8	200
18	0.236839	100.89437	1318304.4	0	3346105.8	200
19	0.243093	92.671303	1353582.3	0	3346105.8	200
20	0.249032	86.613708	1386176.9	0	3346105.8	200



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case1_inj200

ตาราง ข.5 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case2_inj200.

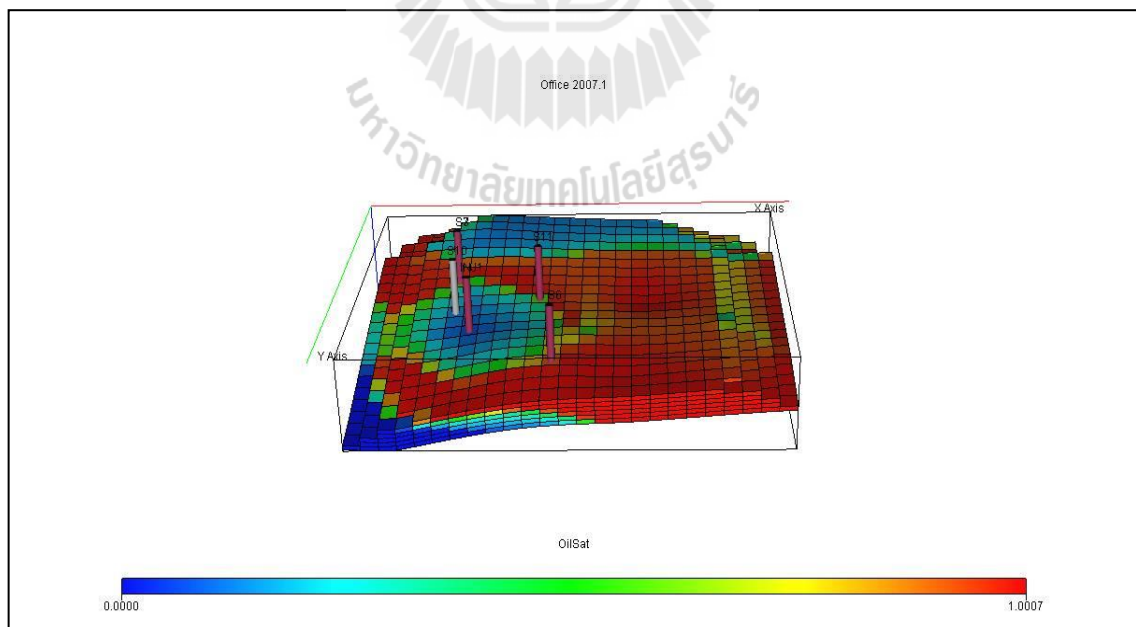
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.009836	150	54750	0	0	200
2	0.019672	150	109650	0	0	200
3	0.029536	150	164400	2734.5785	1001007.7	200
4	0.039374	150	219150	2734.5785	1999280.5	200
5	0.059048	300	328650	2734.5785	2997553.2	200
6	0.078722	300	438150	2734.5785	3995825.9	200
7	0.097924	263.95016	545020.69	2734.5785	4990622.9	200
8	0.11229	203.98965	625515.69	2734.5785	5995106.4	200
9	0.124921	184.12984	695714.25	0	5995106.4	200
10	0.149557	326.44925	832436.25	0	5995106.4	200
11	0.168716	266.96921	940350.44	0	5995106.4	200
12	0.184651	216.42319	1027791.1	0	5995106.4	200
13	0.197433	179.50668	1099472.4	0	5995106.4	200
14	0.208348	155.23058	1160362.3	0	5995106.4	200
15	0.217698	129.59857	1212272.9	0	5995106.4	200
16	0.225555	111.79623	1255852.4	0	5995106.4	200
17	0.232465	99.891434	1294353.8	0	5995106.4	200
18	0.238764	90.876244	1329008.9	0	5995106.4	200
19	0.244443	84.545135	1361011.5	0	5995106.4	200
20	0.249863	78.889229	1390789.6	0	5995106.4	200



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case2_inj200

ตาราง ข.6 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case3_inj200

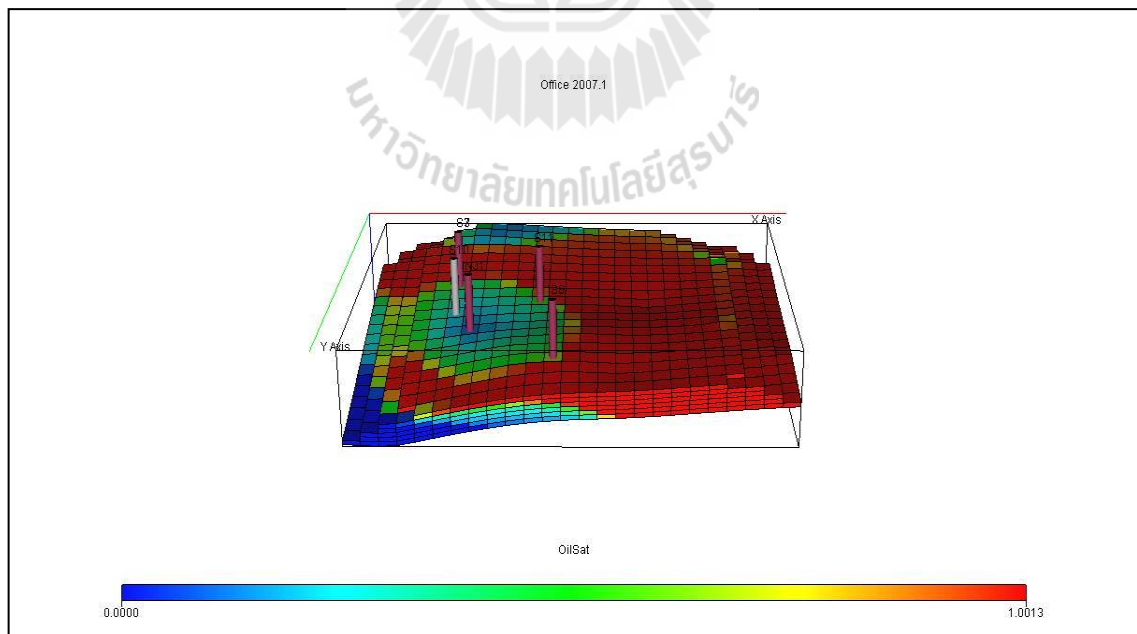
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.009836	150	54750	0	0	200
2	0.019672	150	109650	4101.8683	0	200
3	0.029535	150	164400	4101.8683	1501511.6	200
4	0.039372	150	219150	4101.8683	2998921.0	200
5	0.059048	300	328650	4101.8683	4493248.9	200
6	0.07867	300	438150	4101.8683	5989979.4	200
7	0.098354	300	547950	4101.8683	7488612.3	200
8	0.114317	240.83913	636266.56	0	8983886.0	200
9	0.129078	215.42461	718850.19	0	8992660.3	200
10	0.156247	357.43753	870578.75	0	8992660.3	200
11	0.177121	285.07938	986657.69	0	8992660.3	200
12	0.194166	237.7627	1081333.9	0	8992660.3	200
13	0.208507	201.94402	1161297.6	0	8992660.3	200
14	0.220723	171.2914	1229100.4	0	8992660.3	200
15	0.231152	146.25868	1287081.8	0	8992660.3	200
16	0.239777	119.21666	1335138.5	0	8992660.3	200
17	0.246908	99.419891	1374934.9	0	8992660.3	200
18	0.252907	85.328125	1408261.6	0	8992660.3	200
19	0.258321	78.217346	1437857.3	0	8992660.3	200
20	0.263289	73.530838	1465510.9	0	8992660.3	200



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case3_inj200

ตาราง ข.7 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case1_inj300

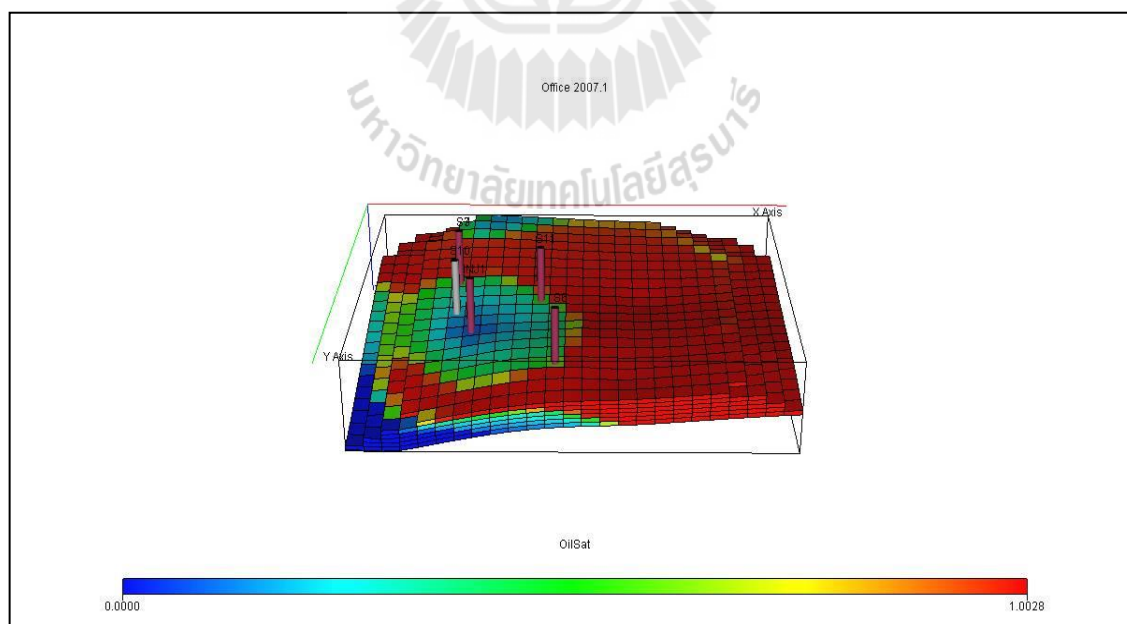
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.0098358	150	54900	0	0	300
2	0.0196714	150	109650	0	0	300
3	0.0295369	150	164400	2289.4146	838052.96	300
4	0.0393748	150	219150	2289.4146	1673816.2	300
5	0.0590456	300	328650	2289.4146	2527613.1	300
6	0.078716	300	438150	2289.4146	3356394.2	300
7	0.098374	300	547950	2289.4146	4183395.4	300
8	0.1155652	252.68234	643740.31	2289.4146	5019158.8	300
9	0.1304525	192.49661	726126.31	0	5019158.8	300
10	0.1536248	284.60696	855634.19	0	5019158.8	300
11	0.1701303	226.03178	947532.06	0	5019158.8	300
12	0.1833664	178.04404	1021071.5	0	5019158.8	300
13	0.1940068	148.56641	1080709	0	5019158.8	300
14	0.2031003	130.35136	1131786.9	0	5019158.8	300
15	0.2112105	117.00247	1175627.3	0	5019158.8	300
16	0.218441	104.06034	1215872.1	0	5019158.8	300
17	0.2248596	92.988533	1251600.3	0	5019158.8	300
18	0.230681	85.552261	1284005.9	0	5019158.8	300
19	0.23613	80.527	1314337.8	0	5019158.8	300
20	0.2412558	76.156898	1342870.9	0	5019158.8	300



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case1_inj300

ตาราง ข.8 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case2_inj300

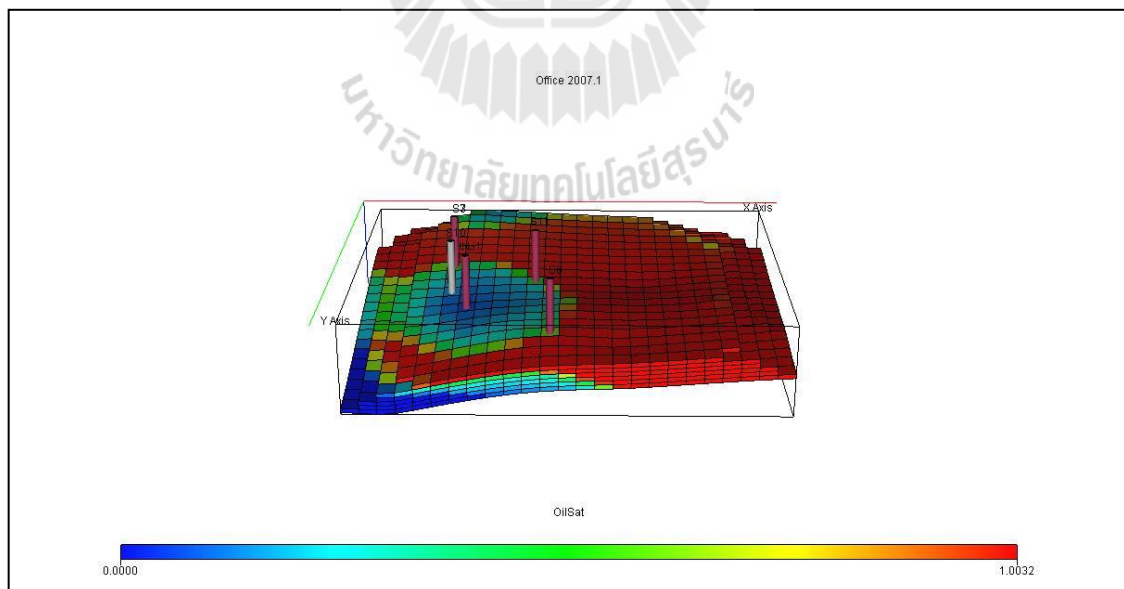
TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.009836	150	54900	0	0	300
2	0.019671	150	109650	0	0	300
3	0.029539	150	164400	4101.8678	1501511.6	300
4	0.039377	150	219150	4101.8678	2998920.8	300
5	0.059048	300	328650	4101.8678	4512025.3	300
6	0.078719	300	438150	4101.8678	6019345	300
7	0.098444	300	547950	4101.8678	7495250.7	300
8	0.116339	264.53485	647999.94	4101.8678	8992659.3	300
9	0.132975	244.75549	740142.56	0	8992659.3	300
10	0.160208	295.11594	892902.44	0	8992659.3	300
11	0.176999	224.01474	985726.62	0	8992659.3	300
12	0.189897	172.81271	1057488.8	0	8992659.3	300
13	0.200307	144.18349	1114932.3	0	8992659.3	300
14	0.208989	122.97942	1164097	0	8992659.3	300
15	0.216509	106.2863	1205118.8	0	8992659.3	300
16	0.223002	93.193802	1241263.4	0	8992659.3	300
17	0.228826	85.35778	1273682.6	0	8992659.3	300
18	0.234226	79.786896	1303740.1	0	8992659.3	300
19	0.23931	74.951828	1332043.8	0	8992659.3	300
20	0.244073	70.520302	1358555.8	0	8992659.3	300



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case2_inj300

ตาราง ข.9 อัตราการผลิตน้ำมันและอัตราการอัดสารละลายลดแรงตึงผิวตามรูปแบบ case3_inj300

TIME (YEARS)	FOE	FOPR (STB/DAY)	FOPT (STB)	FTIRSUR (KG/DAY)	FTITSUR (KG)	FWIR (STB/DAY)
0	0	0	0	0	0	0
1	0.0098358	150	54900	0	0	300
2	0.0196714	150	109650	0	0	300
3	0.0295372	150	164400	6152.8022	2252267.6	300
4	0.0393755	150	219150	6152.8022	4498381.3	300
5	0.0590465	300	328650	6152.8022	6768409.3	300
6	0.0787176	300	438150	6152.8022	9014934.4	300
7	0.0984422	300	547950	6152.8022	11242877	300
8	0.1153881	257.56668	642746.69	6152.8022	13488990	300
9	0.131715	3054.4275	733614.31	0	13488990	300
10	0.1700362	295.97589	947360.75	0	13488990	300
11	0.1871705	231.8898	1042470.1	0	13488990	300
12	0.2009268	190.84727	1118985.3	0	13488990	300
13	0.2124052	157.84482	1182661.9	0	13488990	300
14	0.2217103	127.77355	1234505.4	0	13488990	300
15	0.2292754	104.82251	1276526.5	0	13488990	300
16	0.2356643	90.893356	1312106.9	0	13488990	300
17	0.241164	78.137009	1342648	0	13488990	300
18	0.2460041	70.326904	1369672.6	0	13488990	300
19	0.2504807	66.498512	1394471.3	0	13488990	300
20	0.2547798	63.591602	1418177.3	0	13488990	300



รูปแสดงแบบจำลองสามมิติ เมื่อสิ้นสุดช่วงเวลาการผลิตของแบบจำลอง case3_inj300

ประวัติผู้วิจัย

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

