

# IMAGING OF POLYMER FLOODING USING MRI



Sureerat Ongsurakul

A Thesis Submitted in Partial Fulfilment of the Requirements  
for the Degree of Master of Science  
The Petroleum and Petrochemical College, Chulalongkorn University  
in Academic Partnership with  
The University of Michigan, The University of Oklahoma,  
Case Western Reserve University and Institut Français du Pétrole  
2008

512009

**Thesis Title:** Imaging of Polymer Flooding using MRI  
**By:** Sureerat Ongsurakul  
**Program:** Petroleum Technology  
**Thesis Advisors:** Assoc. Prof. Thirasak Rirksomboon  
Assoc. Prof. Laura Romero-Zerón  
Prof. Bruce J. Balcom  
Prof. Frank R. Steward

---

Accepted by the Petroleum and Petrochemical College, Chulalongkorn University, in partial fulfilment of the requirements for the Degree of Master of Science.

.....*Nantaya Yanumet*..... College Director  
(Assoc. Prof. Nantaya Yanumet)

**Thesis Committee:**

.....*Thirasak Rirksomboon*.....  
(Assoc. Prof. Thirasak Rirksomboon)

.....*Laura Romero-Zerón*.....  
(Assoc. Prof. Laura Romero-Zerón)

.....*Bruce J. Balcom*.....  
(Prof. Bruce J. Balcom)

.....*Frank R. Steward*.....  
(Prof. Frank R. Steward)

.....*Somchai Osuwan*.....  
(Prof. Somchai Osuwan)

.....*Siriporn Jongpatiwut*.....  
(Dr. Siriporn Jongpatiwut)

## บทคัดย่อ

สุรรัตน์ องค์กรกุล: การสร้างภาพด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็กของการแทนที่ปิโตรเลียมด้วย โพลีเมอร์ในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมขั้นตติยภูมิ (Imaging of Polymer Flooding using MRI) อ. ที่ปรึกษา: รศ. ดร. ชีรศักดิ์ ฤกษ์สมบูรณ์, รศ. ดร. ลอรา โรเมโร เซรอน, ศ. ดร. บรูซ เจ บัลคัลม์, และ ศ. ดร. แฟรงค์ อาร์ สจีวิต, 112 หน้า

การสร้างภาพด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็ก (เอ็มอาร์ไอ) ถูกนำมาใช้เพื่อประเมินประสิทธิภาพของการแทนที่ระดับไมครอนของกระบวนการผลิตปิโตรเลียมขั้นตติยภูมิ (อีไออาร์) ในวัสดุร่วนรูพรุน ในงานวิจัยนี้ การสร้างภาพด้วยเทคนิค เซนตริกสแกนสไปรท์เอ็มอาร์ไอ ถูกนำมาใช้เพื่อฉายภาพและวิเคราะห์เชิงปริมาณของการแทนที่ปิโตรเลียมด้วยน้ำในขั้นตติยภูมิ การแทนที่ปิโตรเลียมด้วยโพลีเมอร์ในขั้นตติยภูมิ และการลดการแทรกผ่านในแบบจำลองทราย โพลีเมอร์ที่ใช้ในงานวิจัยนี้ได้แก่ อัลโคฟลัด 935 ซึ่งเป็นโพลีเอทิลีนออกไซด์แบบไฮโดรโกลที่เพียงบางส่วน เจลโพลีเอทิลีนออกไซด์แบบอ่อน ถูกนำมาใช้เป็นที่กีดขวางเพื่อลดการแทรกผ่านในแบบจำลองทรายที่มีช่องแแก้วจำลองสำหรับการแทรกผ่านอย่างสูง การตรวจสอบความถูกต้องเชิงปริมาณด้วยวิธีการสสารสัมพันธ์ ได้นำมาประยุกต์ใช้กับการสร้างภาพด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็ก งานวิจัยนี้ได้มีการศึกษาผลกระทบของความสามารถในการดูดของเหลวไว้ที่ผิวของทราย และความเข้มข้นของโพลีเมอร์ต่อการแทนที่ของน้ำมัน ความสามารถในการดูดของเหลวไว้ที่ผิวของทรายมีผลกระทบต่อกระจายตัวของของเหลวในแบบจำลองทราย ลักษณะการแทนที่ด้วยโพลีเมอร์ และผลได้ในการผลิตน้ำมัน การขีดเกาะและการเคลื่อนที่ของหยดของเหลวผ่านช่องแแก้วจำลองได้ถูกแสดงไว้ในงานวิจัยนี้ แนวโน้มของผลได้ในการผลิตน้ำมันจากผลวิเคราะห์เชิงปริมาณ ด้วยการสร้างภาพด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็กให้ผลสอดคล้องกับวิธีการสสารสัมพันธ์ ภาพจากการสร้างภาพด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็กเสริมสร้างความเข้าใจในกลไกการแทนที่ของของเหลวระดับไมครอนในวัสดุร่วนรูพรุน เทคนิคนี้ยังสามารถประยุกต์ใช้ได้กับการศึกษาการแทนที่ปิโตรเลียมในวัสดุแข็งรูพรุน ผลจากการทดลองชี้ให้เห็นว่า การสร้างภาพด้วยเรโซแนนซ์แม่เหล็กถือเป็นหนึ่งในเครื่องมือที่มีคุณภาพสูงในการศึกษาการเคลื่อนที่ของน้ำมัน และการกระจายตัวของของเหลวระหว่างกระบวนการแทนที่ของปิโตรเลียม

## ABSTRACT

4873017063: Petroleum Technology Program

Sureerat Ongsurakul: Imaging of Polymer Flooding using MRI

Thesis Advisors: Assoc. Prof. Thirasak Rirksomboon, Assoc. Prof. Laura Romero-Zerón, Prof. Bruce J. Balcom, and Prof. Frank R. Steward, 112 pp.

Keywords: Enhanced Oil Recovery (EOR)/ Porous media/ SPRITE MRI/  
Waterflooding/ Polymer flooding/ In-situ permeability reduction/  
Wettability/ Channel/ Mobility control

Magnetic Resonance Imaging (MRI) was used to evaluate the microscopic displacement efficiency of Enhanced Oil Recovery (EOR) processes in unconsolidated porous media. In this work, the centric scan SPRITE imaging technique was used to visualize and quantify the dynamic displacement of waterflooding, polymer flooding and in-situ permeability reduction through a model sand-pack. Alcoflood 935, a partly hydrolyzed polyacrylamide, was the polymer used in this study. A weak polyacrylamide gel was applied into a high-permeability glass channel in the sand matrix model as a permeability-reducing agent. MRI measurements were validated macroscopically by mass balance. The effects of sand wettability and polymer concentration on residual oil displacement were investigated. Wettability of the sand affected the distribution of fluid saturations within the sand-pack, polymer flooding characteristics, and residual oil recovery. Trapping and mobilization of non-wetting phase drops through the channel were visualized. The oil recovery profiles obtained from MRI showed an agreement with mass balance measurements. Visualizations from MRI allow better understanding of the dynamic microscopic mechanisms of fluid displacement through unconsolidated porous media. This technique also showed preliminary studies for flooding experiment in consolidated rocks. The experimental results demonstrated that MRI is a powerful tool to investigate the residual oil mobilization and in-situ fluid saturations during flood testing processes.

## ACKNOWLEDGEMENTS

First of all I would like to sincerely thank to my advisors, Assoc. Prof. Thirasak Rirksomboon, Assoc. Prof. Laura Romero-Zerón, Prof. Bruce J. Balcom, and Prof. Frank R. Steward for their supervision, understanding, encouragement, and patient throughout the course of this research. Their useful guidance contributed significantly to inspiring and maintaining my enthusiasm in this field. This research would not have been possible without all the opportunities from Chemical Engineering Department and MRI Centre, Physics Department, University of New Brunswick (UNB). I am also deeply indebted to Prof. Somchai Osuwan and Dr. Siriporn Jongpatiwut for their kind advice and for being the thesis committee.

I am grateful for the partial scholarship and partial funding of the research provided by Postgraduate Education and Research Programs in Petroleum and Petrochemical Technology (PPT Consortium). This research is also partially funded by NSERC/PRAC/ACOA CRD, Schlumberger SDR, SCR and CFI/AIF – Institute for Materials Visualization and Analysis.

Special gratitude is expressed to my colleague, Linqing Li, for his assistance, support, and friendship. I had the most enjoyable time working with him. I also greatly appreciate all technicians and staff at UNB and Petroleum and Petrochemical College for their generous help.

Ultimately, extreme appreciation is forwarded to my brother, my family and my friends for all their supports, genuine patient, constant encouragement, and cheerfulness during my studies and research work.

## TABLE OF CONTENTS

	<b>PAGE</b>
Title Page	i
Abstract (in English)	iii
Abstract (in Thai)	iv
Acknowledgements	v
Table of Contents	vi
List of Tables	x
List of Figures	xii
<b>CHAPTER</b>	
<b>I INTRODUCTION</b>	<b>1</b>
<b>II THEORETICAL BACKGROUND AND LITERATURE REVIEW</b>	<b>3</b>
2.1 Enhanced Oil Recovery	3
2.2 Core Analysis	4
2.3 Petrophysical Properties	5
2.3.1 Porosity	5
2.3.2 Permeability	6
2.3.3 Wettability	8
2.3.4 Capillary Pressure Characteristics	11
2.4 Mobility Ratio	16
2.5 Phase Trapping	19
2.5.1 Trapping in a Single Capillary – Jamin Effect	20
2.5.2 Trapping in a Single Capillary with Fluid Bypassing	22
2.6 Polymer Flooding	22
2.6.1 Polymer Types	22
2.6.2 Polymer Functions	23
2.6.3 Polymer Applications	24

<b>CHAPTER</b>	<b>PAGE</b>
2.7 Polymer Gel Treatment	27
2.7.1 Gel Treatment Functions	27
2.7.2 Cr(III)-Carboxylate/Acrylamide-Polymer (CC/AP) Gel Technology	28
2.8 Principles of Magnetic Resonance Imaging (MRI)	30
2.8.1 Relaxation	34
2.8.1.1 Transverse Relaxation	35
2.8.1.2 Longitudinal Relaxation	36
2.8.2 Spatial Encoding and Image Field of View (FOV)	37
2.8.3 Centric Scan SPRITE MRI Technique	39
2.9 Centric Scan SPRITE MRI Application in Porous Media	45
 <b>III EXPERIMENTAL</b>	 47
3.1 Materials	47
3.1.1 Porous Media	47
3.1.2 Fluids and Chemicals	47
3.2 Equipments	47
3.3 Methodology	48
3.3.1 Analysis of Ottawa Sand Properties	48
3.3.1.1 Sand Grain Size Analysis	48
3.3.1.2 Silica Sand Wettability Alteration	48
3.3.2 Analysis of Fluid Properties	49
3.3.2.1 Fluid Density Determination by Pycnometer	49
3.3.2.2 Fluid Viscosity Determination by Viscometer	50
3.3.3 Polymer Preparation	51
3.3.4 Polymer-Gel Preparation	52
3.3.5 Analysis of Porous Media Properties	52
3.3.5.1 Porosity Determination by the Liquid Saturating Method	54

<b>CHAPTER</b>	<b>PAGE</b>
3.3.5.2 Absolute Permeability Measurement of Water	55
3.3.6 Visualization of Porous Media during Core-Flood Test by MRI	55
3.3.6.1 MRI Machine Specification	56
3.3.6.2 MRI Parameters and Data Processing	56
 <b>IV RESULTS AND DISCUSSION FOR UNCONSOLIDATED POROUS MEDIA</b>	 58
4.1 Analysis of Sand Properties	58
4.1.1 Sand Grain Size Distribution	58
4.1.2 Silica Sand Wettability Alteration	59
4.2 Analysis of Fluid Properties	59
4.3 Waterflooding Process	60
4.4 Polymer Flooding Process	63
4.4.1 Water-wet sand	64
4.4.2 Oil-wet sand	69
4.5 Channel System	73
4.5.1 No channel sample	74
4.5.2 Channel sample # 1: Effect of air drop in the channel	76
4.5.3 Channel sample # 2: Effect of irreducible water saturation	79
4.5.4 Channel sample # 3: Effect of oil drop in the channel	82
4.5.5 Comparison of the channel system	85
 <b>V RESULTS AND DISCUSSION FOR CONSOLIDATED ROCK</b>	 90
5.1 Rock Characteristic	90
5.2 Waterflooding Process	91
5.2.1 Fluorolube Oil Experiments	91
5.2.2 Dodecane Experiments	93



<b>CHAPTER</b>	<b>PAGE</b>
<b>VI CONCLUSIONS AND RECOMMENDATIONS</b>	95
6.1 Conclusions	95
6.2 Recommendations	96
<b>REFERENCES</b>	97
<b>APPENDICES</b>	100
<b>Appendix A Sand-pack Calculations for Sand pack</b>	
Without Channel	100
A.1 Pore Volume and Porosity Calculations	100
A.2 Permeability Calculations	103
A.3 Fluid Saturations in Sample	105
<b>Appendix B Sand-pack Calculations for Channel sample # 1</b>	107
B.1 Pore Volume and Porosity Calculations	107
B.2 Permeability Calculations	108
<b>CURRICULUM VITAE</b>	111

## LIST OF TABLES

TABLE	PAGE	
2.1	Comparison of waterflooding and polymer flooding	4
2.2	Wetting Index indicated by contact angle	9
2.3	Screening criteria for polymer flooding	26
2.4	Properties of some NMR-active nuclei	33
3.1	Instruments and models used in this work	47
3.2	Factor for viscosity calculation	51
4.1	Properties of sand pack sample before waterflooding tests	60
4.2	Images of porous media during waterflooding tests	61
4.3	Properties of sand pack samples before flood testing for water-wet sand	64
4.4	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) after flood testing for water-wet sand	65
4.5	Images of porous media during flood testing for water-wet sand	67
4.6	Properties of sand pack samples before flood testing for oil-wet sand	69
4.7	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) after flood testing for oil-wet sand	70
4.8	Images of porous media during flood testing for oil-wet sand	72
4.9	Images of porous media during waterflooding for Channel sample # 1	78
4.10	Images of porous media during waterflooding for Channel sample # 2	81
4.11	Images of porous media during waterflooding for Channel sample # 3	84
4.12	Properties of sand pack sample before flood testing for channel system	86
4.13	Oil saturation, Volume of flooding and Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) after flood testing for channel system	87

<b>TABLE</b>	<b>PAGE</b>
5.1 Sandstone properties	90
5.2 Images of waterflooding test for fluorolube oil experiments in sandstone	92

## LIST OF FIGURES

FIGURE		PAGE
2.1	Interfacial tensions for water-oil-solid system at equilibrium	9
2.2	Contact angle for water-oil-solid system	9
2.3	Microscopic fluid distribution for (a) water-wet and (b) oil-wet system	10
2.4	Capillary pressure resulting from interfacial forces in a capillary tube	11
2.5	Water entrapments between two spherical sand grains in a water-wet reservoir	13
2.6	Hysteresis in contact angle in a water-wet reservoir (a) Imbibition and (b) Drainage	14
2.7	Capillary pressure curves for a water-wet reservoir	15
2.8	The idealized porous medium with decreasing size pores	15
2.9	Typical IR nonwetting phase saturation curves	16
2.10	Water saturation distribution as a function of distance between injection and production wells (a) Ideal or piston-like displacement (b) Non-ideal displacement	18
2.11	Different conditions of trapping in capillary (a) Continuous phases (b) Oil trapped drop (c) Variation in $\theta$ (d) Variation in $\sigma$	20
2.12	Molecular structures of PAM and HPAM	23
2.13	Electromagnetic spectrum	30
2.14	(a) A spinning top is precessing around the vertical field of gravity (b) A nucleus in the presence of an externally applied magnetic field ( $B_0$ )	31
2.15	(a) Spins aligned in two orientations with respect to $B_0$ (b) The bulk net magnetization ( $M_0$ ) results from summation of individual spins	32

<b>FIGURE</b>	<b>PAGE</b>
2.16 (a) RF pulse ( $B_1$ ) rotates $M_0$ by $90^\circ$ , i.e. into the transverse plane (b) The rotating magnetization induces an AC current in the receiver coil	34
2.17 Free induction decay (FID) is characterized by the time constant $T_2^*$	34
2.18 Spin echo	36
2.19 3D SPI pulse sequence	40
2.20 3D SPRITE pulse sequence (one gradient stepped)	42
2.21 (a) 2D Spiral SPRITE pulse sequence (b) Spiral $k$ -space trajectory	42
2.22 (a) 3D Conical SPRITE pulse sequence (b) Conical $k$ -space trajectory	43
3.1 Tube dimensions of the sand pack sample	52
3.2 Schematic of the experimental setup for sample preparation	53
3.3 Schematic diagram of overall experiment	53
3.4 Tube dimensions for the channel system	54
3.5 Schematic of the MRI experimental setup	55
3.6 Photograph of MRI machine	56
4.1 Ottawa sand grain size distribution	58
4.2 Wettability visualization for (a) Water-wet sand (b) Oil-wet sand	59
4.3 Viscosity of polymer	60
4.4 Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile from MRI for Waterflooding # 3	63
4.5 Oil/polymer viscosity ratio, $\mu_o/\mu_p$ at $25^\circ\text{C}$	64
4.6 Comparison of oil recovery and $S_{or}$ by material balance for water-wet sand	65
4.7 Oil recovery profile from MRI for water-wet sand	66

<b>FIGURE</b>		<b>PAGE</b>
4.8	Comparison of oil recovery and $S_{or}$ by material balance for oil-wet sand	70
4.9	Oil recovery profile from MRI for oil-wet sand	71
4.10	Schematic of the channel arrangement	74
4.11	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile and images for No channel sample	75
4.12	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile from MRI for Channel sample # 1	77
4.13	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile from MRI for Channel sample # 2	80
4.14	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile from MRI for Channel sample # 3	83
4.15	Comparison of residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile from MRI for channel system	88
5.1	Photograph of sandstone with dimensions	90
5.2	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile from MRI for fluorolube oil experiments in sandstone	91
5.3	Residual oil saturation ( $S_{or}$ ) profile and images for dodecane experiments in sandstone	93