

**DEMULSIFICATION OF WATER IN CRUDE OIL EMULSION FROM
LANKRABUE FIELD**

7 1024

Donnaret Nanthakhetwong

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
2006
ISBN 974-9937-41-4

Thesis Title: Demulsification of Water in Crude Oil Emulsion from
Lankrabue Field
By: Donnaret Nanthakhetwong
Program: Petroleum Technology
Thesis Advisors: Assoc. Prof. Chintana Saiwan
Dr. Emmanuel Behar
Dr. Siriporn Jongpatiwut

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:

Chintana Saiwan
.....
(Assoc. Prof. Chintana Saiwan)

Emmanuel Behar
.....
(Dr. Emmanuel Behar)

J. Siriporn
.....
(Dr. Siriporn Jongpatiwut)

K. Bunyakiat.
.....
(Assoc. Prof. Kunchana Bunyakiat)

Somporn R.
.....
(Mr. Somporn Rassadanukul)

ABSTRACT

4773003063: Petroleum Technology Program
Donnaret Nanthakhetwong: Demulsification of Water in Crude Oil
Emulsion from Lankrabue Field.
Thesis Advisors: Assoc. Prof. Chintana Saiwan, Dr. Emmanuel.
Behar, and Dr. Siriporn Jongpatiwut, 71 pp. ISBN 974-9937-41-4

Keywords: Demulsifiers/ Demulsification efficiency/ Asphaltenes/ Emulsion
breaker

Water is normally present in crude oil reservoirs or is injected as steam to stimulate oil production. Water and oil can mix and form, in most cases, stable dispersions of water droplets in crude oil (w/o) emulsions. The presence of water in oil is undesirable because it undermines the commercial value of the crude and the operation of refining equipment. For these reasons, the prevention and remediation of oilfield emulsions is a problem of technological importance for the petroleum industry. In this work, the demulsification are using different chemical demulsifiers and solvents. Screening of the demulsifiers by bottle test was conducted to remove the water. Then the remaining water was measured by Karl Fischer method. Selected demulsifiers will be tested for their effect by varying water-oil composition, temperature, degree of salinity, and pH. The results show that nonionic block copolymer exhibited the best for demulsification. Temperature increase caused demulsification efficiency of nonionic demulsifiers to increase. The demulsification efficiency, for nonionic, decrease as the NaCl increases, while the demulsification efficiency for ionic demulsifier increases with NaCl. The maximum demulsifier is obtained at neutral pH. Xylene and toluene were found to be the best demulsifier solvents. Mixed crude oil are use to test in this also and nonionic series performed the best demulsification.

บทคัดย่อ

คลนเรศ นันทเขตวงศ์ : กระบวนการแยกน้ำออกจากน้ำมัน โดยใช้สารเคมี
(Demulsification of Crude Oil and Water Emulsion) อ. ที่ปรึกษา : รศ. ดร. จินตนา สาขวรรณ, ศ. เอมมานูเอล บีฮา, และ ดร. ศิริพร จงผาดิวุฒิ 71 หน้า ISBN 974-9937-41-4

โดยปกติในระหว่างการสำรวจหรือขุดเจาะน้ำมันนั้น น้ำมันดิบที่ได้จะมีน้ำปนเปื้อนขึ้นมาซึ่งน้ำอาจจะปนกับน้ำมันในระหว่างที่มีการสูบน้ำที่ขึ้นมาจากหลุมผลิตและเกิดการผสมรวมตัวกันเกิดเป็น Emulsion ของน้ำในน้ำมันส่วนประกอบบางตัวในน้ำมันดิบมีคุณสมบัติเป็นตัวช่วยให้ น้ำกับน้ำมันเข้ากันได้ดียิ่งขึ้น เช่น แอสฟัลทีน, เรซิน, แนฟทีเนท โดยสารประกอบเหล่านี้จะอยู่ตรงกลางระหว่างน้ำและน้ำมันคอยช่วยให้ น้ำปนน้ำมันเข้ากันได้ดี ยากแก่การที่น้ำกับน้ำมันจะแยกชั้นกันตามปกติ สาเหตุที่ต้องมีการป้องกันการปนเปื้อนนี้เนื่องจาก น้ำมันคุณสมบัติในการกัดกร่อน เช่น เมื่อน้ำเข้าสู่หอกลับมากเกินกว่าระดับปกติ เครื่องมือต่างๆที่อยู่ภายในหอกลับนั้นจะเกิดการผุกร่อนและทำให้เกิดความเสียหายได้ ดังนั้น อุตสาหกรรมน้ำมันทั้งหลายจึงหันมาดำเนินการหาทางป้องกันปัญหาโดยใช้เทคโนโลยีต่างๆเท่าที่พอจะหาได้ และเหมาะสมกับความคุ้มค่าต่อการลงทุนเพื่อที่จะแก้ไขปัญหานี้ หลักการที่ใช้ในการแยกน้ำออกจากน้ำมันนั้นสามารถแบ่งออกเป็นหลักๆได้ 3 วิธีได้แก่ วิธีทางไฟฟ้า, วิธีทางเครื่องกล, และวิธีทางเคมี, ในกรณีทดลองนี้จะเลือกใช้วิธีทางเคมีเนื่องจากสะดวก และรวดเร็ว โดยใช้สารเคมีที่เรียกว่า demulsifier หลังจากที่ได้ทำการหาสารเคมีที่ดีที่สุดในการแยกน้ำแล้วนั้น สารเคมีตัวนั้นๆจะถูกนำมาทดสอบเมื่อเปลี่ยนสภาวะแวดล้อมเพื่อหาสภาพแวดล้อมที่เหมาะสมที่สุดต่อไป

ACKNOWLEDGEMENTS

This work has been a very good experience. It would not be successful without the assistance of the following individuals and organization.

This thesis work is partially funded by Postgraduate Education and Research Programs in Petroleum and Petrochemical Technology (PPT Consortium).

The author is Donnaret Nanthakhetwong grateful for the PTTEP public company limited scholarship.

First, I grateful acknowledge Assoc. Prof. Chintana Saiwan, Dr. Emmanuel Behar, and Dr. Siriporn jongpatiwut for several enlighten suggestions, discussions, and encouragement throughout the course of my work. This thesis would not be completed without their consistent help.

I also thank Assoc. Prof. Kunchana Bunyakiat, and Mr. Somporn Rassadanukul, my thesis committee for their well-intentioned suggestions and the comments are greatly acknowledged.

I would like to take this opportunity to thank to East Asiatic (Thailand) Public Company Limited and Cognis&Henkel (Thailand) Company Limited for supported the surfactants chemical. All the Petroleum and Petrochemical College's staff who supported me throughout my thesis work and my friends for their friendly help, cheerfulness, and good relationship.

Finally, I would like to express deep appreciation to my parents and my family for their endless support, love, and everything in my life.

TABLE OF CONTENTS

| | PAGE |
|--|---------------|
| Title Page | i |
| Abstract (in English) | iii |
| Abstract (in Thai) | iv |
| Acknowledgements | v |
| Table of Contents | vi |
| List of Tables | ix |
| List of Figures | x |
| CHAPTER | |
| I INTRODUCTION | 1 |
| II BACKGROUND AND LITERATURE REVIEW | 4 |
| 2.1 Electrical Method | 4 |
| 2.2 Mechanical Method | 5 |
| 2.3 Chemical Method | 5 |
| III EXPERIMENTAL | 10 |
| 3.1 Material and Equipment | 10 |
| 3.1.1 Chemical | 10 |
| 3.1.2 Equipment | 12 |
| 3.2 Experiments | 12 |
| 3.2.1 Characterization of Crude Oil Samples | 12 |
| 3.2.2 Screening of Demulsifiers | 14 |
| 3.2.3 Effect of Temperature, Salinity, and pH | 15 |
| 3.2.4 Mixed Crude Oil | 16 |
| 3.2.5 Analysis of Metal | 17 |

| CHAPTER | PAGE |
|--|-------------|
| IV RESULTS AND DISCUSSION | 18 |
| 4.1 Characterization of Crude Oil Sample | 18 |
| 4.1.1 Water in Crude Samples | 18 |
| 4.1.2 Viscosity of Crude Oils | 19 |
| 4.1.3 Asphaltene and Sediment | 20 |
| 4.2 Screening of Demulsifiers | 21 |
| 4.2.1 Nonionic Surfactants | 21 |
| 4.2.2 Aionic Surfactants | 29 |
| 4.2.3 Commercial Demulsifier | 34 |
| 4.3 Effect of Temperature, Salinity, pH, and Solvent | 36 |
| 4.3.1 Effect of Temperature | 36 |
| 4.3.2 Effect of Salinity | 39 |
| 4.3.3 Effect of pH | 41 |
| 4.3.4 Effect of Solvents | 43 |
| 4.4 Effect of Demulsifiers on Mixed Crude Oil | 44 |
| V CONCLUSIONS AND RECOMMENDATION | 46 |
| REFERENCES | 47 |
| APPENDICES | 49 |
| Appendix A Original Water in Crude by Toluene Separation | 49 |
| Appendix B Original Water in Crude by Using KF Method | 50 |
| Appendix C Viscosity and Asphaltene Content | 50 |
| Appendix D Water Remaining (%) in Crude Oil Phase by KF Method | 51 |
| Appendix E Results from KF Method | 53 |

| CHAPTER | PAGE |
|---|-------------|
| Appendix F The Salinity Concentration of Each Well and Summary of Finding the Optimum Condition for Teric 61 and AFX 780 by Varying the Salinity Solution | 63 |
| Appendix G Initial and Final pH of pH Effect on Demulsification Efficiency | 65 |
| Appendix H Effect of Mixed Surfactant | 66 |
| Appendix I Proportional of Mixed Crude Oil and The Water Remaining of Mixed Crude | 68 |
| CURRICULUM VITAE | 70 |

LIST OF TABLES

| TABLE | | PAGE |
|--------------|--|-------------|
| 3.1 | Properties of the demulsifiers | 10 |
| 4.1 | Amount of water in crude oil from each well by using KF method | 18 |
| 4.2 | Viscosity of crude oil by Brookfield at 56-57°C | 19 |
| 4.3 | The amount of asphaltenes and sediment presenting in the crude oil | 20 |
| 4.4 | Summary of surfactant screening at 60°C | 36 |
| 4.5 | Alkali salt contaminated in the water phase of crude oil | 40 |

LIST OF FIGURES

| FIGURE | | PAGE |
|--------|--|------|
| 4.1 | Free water and emulsion separated by the toluene separation method (ASTM D4007) at 60 °C | 19 |
| 4.2 | Mechanism of emulsion stabilization by asphaltenes | 20 |
| 4.3 | Water separation by bottle test using Teric series of demulsifiers at 60°C | 23 |
| 4.4 | Shown the structure of Pluronic PE and Pluronic RPE series | 24 |
| 4.5 | Water separation by bottle test using Pluronic series of demulsifiers at 60°C | 27 |
| 4.6 | Water separation by bottle test using NP series of demulsifiers at 60°C | 29 |
| 4.7 | Water separation by bottle test using FES series of demulsifiers at 60°C | 30 |
| 4.8 | Water separation by bottle test using AFX series of demulsifiers at 60°C | 33 |
| 4.9 | Water separation by bottle test using SUS series of demulsifiers at 60°C | 34 |
| 4.10 | Water separation by bottle test using PT 5135 demulsifiers at 60 °C | 35 |
| 4.11 | Demulsification of Teric 61 and Teric 62 at 80, 60, and 40°C | 39 |
| 4.12 | Salinity effects on Teric 61 demulsifier by varying salinity concentration from 0.0-1.0 M | 40 |
| 4.13 | Salinity effects on the AFX 780 demulsifier by varying salinity concentration from 0.0-1.0 M | 41 |
| 4.14 | The effect of pH at 60°C and 1000 ppm on Teric 61, Teric 62, Pluronic PE6100, and AFX 780 respectively | 43 |

| FIGURE | | PAGE |
|---------------|---|-------------|
| 4.15 | Shown the solvent effect on the demulsification efficiency of each well | 44 |
| 4.16 | The percentage of water separated from mixed crude oil by using Teric 61, Teric 62, AFX780, Pluronic PE6100, and mixture of Teric 61 and Pluronic PE 6100 | 45 |
| 4.17 | The water remaining in mixed crude oil after treated with different demulsifiers | 45 |