การศึกษากระบวนการอัดน้ำสลับก๊าซลงในแหล่งกักเก็บที่เหมาะสม
โดยใช้แบบจำลองที่คำนึงถึงองค์ประกอบ

นาย ชนินทร์ วงษ์ดนตรี

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2547

ISBN 974-17-6134-1

OPTIMUM WATER AlTERNATING GAS INJECTION USING COMPOSITIONAL RESERVOIR SIMULATION

MR. Chanin Wongdontri

A Thesis Submitted in Partial Fufillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering in Petroleum Engineering
Department of Mining and Petroleum Engineering
Faculty of Engineering
Chulalongkorn University
Academic Year 2004
ISBN: 974-17-6134-1

Thesis Title	OPTIMUM WATER ALTERNATING GAS INJECTION USING COMPOSITIONAL RESERVOIR SIMULATION
By	Chanin Wongdontri
Field of Study	Petroleum Engineering
Thesis Advisor	Suwat Athichanagorn, Ph.D.
Thesis Co-advisor	Yothin Tongpenyai, Ph.D.

Accepted by the Faculty of Engineering, Chulalongkorn University in Partial Fulfillment of the Requirements for the Master's Degree

.... Dean of the Faculty of Engineering
(Professor Direk Lavansiri, Ph.D.)

THESIS COMMITTEE

.... Chairman
(Associate Professor Yingyos Khemayodhin)

.... Thesis Advisor
(Suwat Athichanagorn, Ph.D.)

.... Thesis Co-advisor
(Yothin Tongpenyai, Ph.D.)

.... Member
(Jirawat Chewaroungroaj, Ph.D.)

ขนินทร์ วงษ์ดนตรี: การศึกษากระบวนการอัดน้ำสลับก๊าซลงในแหล่งกักเก็บที่เหมาะสมโดยใช้แบบจำลองที่คำนึงถึงองค์ประกอบ (OPTIMUM WATER ALTERNATING GAS INJECTION USING COMPOSITONAL RESERVOIR SIMULATION) อาจารย์ที่ปรึกษา: อ.ดร. สุวัฒน์ อธิชนากร, อาจารย์ที่ปรึกษาร่วม: ดร.โยธิน ทองเป็นใหญ่ จำนวนหน้า 114 หน้า, ISBN 974-17-6134-1

กระบวนการอัดน้ำสลับก๊าซลงในแหล่งกักเก็บเป็นการเพิ่มการผลิตน้ำมันที่รวมเอาข้อดีของกระบวนการอัดน้ำและกระบวนการอัดก๊าซเข้าด้วยกัน ในวิทยานิพนธ์นี้ได้ทำการศึกษาการหา 2 ตัวแปรที่เหมาะสมนั่นคือ อัตราส่วนของน้ำต่อก๊าซที่ทำการอัดและขนาดต่อรอบของการอัดโดยใช้ทั้งแบบจำลองการไหลน้ำมันปกติและแบบจำลองการไหลที่คำนึงถึงองค์ประกอบ แหล่งกักเก็บที่ใช้จำลองเป็นแหล่งกักเก็บแบบที่มีค่าความสามารถในการซึมผ่านเท่ากันทั้งแหล่ง การศึกษาได้รวมถึงผลกระทบต่อการหาสภาวะการผลิตที่เหมาะสม เช่น ค่าความสามารถในการซึมผ่านในแนวนอน, อัตราส่วนของค่าความสามารถในการไหลในแนวดิ่งต่อแนวนอน และตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัด นอกจากนี้ยังได้มีการศึกษาและเปรียบเทียบแบบจำลองฮิสเทเรซิส (hysteresis) ที่ใช้ในกระบวนการนี้ 2 แบบคือ แบบจำลองของคิลลาฟ และแบบจำลองของลาร์เซ่นและสกอร์ซ

จากผลการศึกษาพบว่ากระบวนการอัดน้ำสลับก๊าซให้สัดส่วนการผลิตน้ำมันที่ดีกว่าการอัดน้ำอย่างเดียวในหลายๆกรณี อิทธิพลของก๊าซที่ถูกอัดในแบบจำลองที่คำนึงถึงองค์ประกอบมีมากกว่าในแบบจำลองปกติ ผลการศึกษาบ่งชี้ว่าสัดส่วนการผลิตน้ำมันจะเพิ่มขึ้นเมื่อขนาดต่อรอบการอัดลดลงและอัตราส่วนของน้ำต่อก๊าซที่ทำการอัดเป็น 0.25 ค่าความสามารถในการซึมผ่านในแนวนอน, อัตราส่วนของค่าความสามารถในการซึมผ่านในแนวดิ่งต่อแนวนอน และตำแหน่งของหลุมผลิตและหลุมอัดไม่มีผลต่อตัวแปรที่เหมาะสมแม้ว่าจะมีผลต่อค่าสัดส่วนการผลิตในแต่ละกรณี นอกจากนี้ยังพบว่าการใช้แบบจำลองฮิสเทเรซิสที่ต่างกันจะมีผลต่อค่าความสามารถในการซึมผ่านสัมพัทธ์ทำให้ได้ค่าสัดส่วนการผลิตที่ต่างกัน

ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม
ปีการศึกษา 2547

ลายมือชื่อนิสิต..

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา Suwat Athichanagorn

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม........................

4571604321 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING
KEY WORD : COMPOSITIONAL/ RESERVOIR SIMULATION/WATER ALTERNATING GAS

CHANIN WONGDONTRI. THESIS TITLE: OPTIMUM WATER ALTERNATING GAS INJECTION USING COMPOSITIONAL RESERVOIR SIMULATION. THESIS ADVISOR: DR. SUWAT ATHICHANAGORN, THESIS CO-ADVISOR: DR. YOTHIN TONGPENYAI, 114 pp.
ISBN 974-17-6134-1

Water alternating gas (WAG) injection is an enhanced oil recovery method that combines effect of water and gas flooding. This study is conducted to find the most suitable water-gas ratio and cycle size that yield optimal recovery. Black oil and compositional reservoir simulations for a synthetic homogeneous reservoir are used for this purpose. The effects of horizontal permeability, vertical to horizontal permeability ratio, and distance between production and injection wells were also investigated. In this study, three phase Larsen and Skauge relative permeability hysteresis model was compared with the standard two-phase Killough hysteresis model.

The results of the study show that WAG process, when appropiately implemented can yield higher recovery factor than waterflood. The impact of injected gas on increasing recovery efficiency was more evident in the compositional model than that in the black oil model. The results from the compositional model indicate that the smaller the cycle size, the higher the recovery factor will be and the water-gas ratio of 0.25 provides the highest recovery. Horizontal permeability, vertical to horizontal permeability ratio, and distance between producer and injector do not have an effect on optimal values of water-gas ratio and cycle size although they affect the absolute values of the recovery factor. The impact of using different relative permeability hysteresis was also found.

Department of Mining and Petroleum Engineering Student's signature..............
Field of study: Petroleum Engineering Advisor's signature..............
Academic year: 2004 Co-advisor's signature...........

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to thank my thesis advisor Dr. Suwat Athichanagorn and co-advisor Dr. Yothin Tongpenyai for their valuable guidance and enlightenment during the work of this thesis.

Thanks is also due to my colleague Manisa Rangpolsumrit for providing technical guideline on reservoir simulation.

I also wish to express my appreciation to Sarun Chaiworawitgul for his useful knowledge of computer and allowing me to use some of his facilities.

To my parents, for the tireless encouragement and for being there always, my gratitude is beyond description.

CONTENTS

CONTENTS (continued)

LIST OF TABLES

LIST OF FIGURES

FIGURE **page**

LIST OF FIGURES (continued)

LIST OF FIGURES (continued)

LIST OF FIGURES (continued)

FIGURE **page**

LIST OF FIGURES (continued)

FIGURE **page**

LIST OF FIGURES (continued)

FIGURE **page**

NOMENCLATURE

a	Input constant for Killough hysteresis model
B	Formation volume factor, RB/STB
C	Land's constant
E_h	Horizontal sweep efficiency
E_m	Microscopic displacement efficiency
E_v	Vertical sweep efficiency
g	Gravitational acceleration, ft/s^2
h	Height of displacement zone, ft
H	Reservoir thickness, ft
k_h	Horizontal permeability, md
K_i	Equilibrium ratio of component i
k_o	Permeability to oil, md
k_{rg}	Gas relative permeability
k_{ro}	Oil relative permeability
k_{rw}	Water relative permeability
k_v	Vertical permeability, md
L	Distance between producer and injector, ft
M	Mobility ratio
p	Pressure, psia
p_{cog}	Capillary pressure for oil-gas system, psia
p_{cow}	Capillary pressure for oil-water system, psia
p_{ri}	Pseudoreduced pressure of component i
q_{sc}	Flow rate, STB/day
R	Gas constant
REC	Oil recovery factor
R_s	Solution gas-oil ratio, SCF/STB
$R_{v/g}$	Viscous to gravity ratio
S	Saturation
S'	Inverse of the slope of capillary pressure-saturation curve
S_{gi}	Initial gas saturation