

A STUDY OF PRODUCED WATER DISPOSAL INTO AQUIFER BY BLACK
OIL RESERVOIR SIMULATOR

Mr. Md. Jahangir Kabir

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Engineering Program in Petroleum Engineering
Department of Mining and Petroleum Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2008

Copyright of Chulalongkorn University

การศึกษาการกำจัดน้ำที่ได้จากกระบวนการผลิตลงสู่แหล่งน้ำใต้ดิน

โดยแบบจำลองแหล่งกักเก็บชนิด BLACK OIL



นายเอ็ดดี จาฮานگیر กาเปียร์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

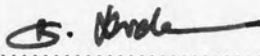
ปีการศึกษา 2551

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย


510561

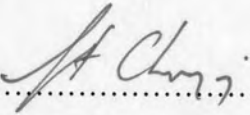
Thesis Title A STUDY OF PRODUCED WATER DISPOSAL
 INTO AQUIFER BY BLACK OIL RESERVOIR
 SIMULATOR
By Mr. Md. Jahangir Kabir
Field of Study Petroleum Engineering
Thesis Principal Advisor Jirawat Chewaroungroj, Ph.D.
Thesis Co-advisor Vinit Hansamuit, Ph.D.

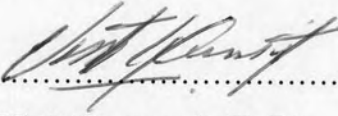
Accepted by the Faculty of Engineering, Chulalongkorn University in
Partial Fulfillment of the Requirements for the Master's Degree



..... Dean of the Faculty of Engineering
(Associate Professor Boonsom Lerthirunwong, Dr.Ing.)

THESIS COMMITTEE


.....Chairman
(Associate Professor Sarithdej Pathanasethpong)


..... Thesis Principal Advisor
(Jirawat Chewaroungroj, Ph.D)


..... Thesis Co-advisor
(Vinit Hansamuit, Ph.D)


..... Member
(Assistant Professor Suwat Athichanagorn, Ph.D)

เอ็มดี จาฮานگیر กาเบียร์: การศึกษาการกำจัดน้ำที่ได้จากกระบวนการผลิตลงสู่แหล่งน้ำใต้ดิน โดยแบบจำลองแหล่งกักเก็บชนิด BLACK OIL (A STUDY OF PRODUCED WATER DISPOSAL INTO SHALLOW AQUIFER BY BLACK OIL RESERVOIR SIMULATOR) อ.ที่ปรึกษา: ดร. จิรวัดน์ ชิวรุ่งโรจน์, อ.ที่ปรึกษาร่วม: ดร. วินิตย์ หาญสมุทร, 126 หน้า.

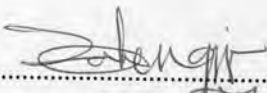
น้ำที่ได้จากกระบวนการผลิตเป็นหนึ่งในผลพลอยได้จากการผลิตก๊าซและคอนเดนเสทจากแหล่งก๊าซหลายๆแหล่งในอ่าวไทย วิธีการหนึ่งที่จะกำจัดน้ำที่ผลิตได้นี้คือการอัดน้ำกลับลงไป ในแหล่งน้ำใต้ดินระดับตื้นผ่านหลุมอัดน้ำ ข้อดีของวิธีการดังกล่าวคือ สามารถกำจัดน้ำได้ปริมาณมาก ซึ่งของไหลที่อาจเป็นอันตรายทั้งทางตรงกัมนมนุษย์และทางอ้อมจากการเกิดปฏิสัมพันธ์ผ่านทางห่วงโซ่อาหารจะถูกกำจัดอย่างถาวร และยังป้องกันการเกิดผลพลอยได้อื่นจากกระบวนการปรับปรุงผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียม ในงานวิจัยนี้ โครงสร้างที่เหมาะสมที่สุดที่จะทำการศึกษาจะถูกเรียกว่า โครงสร้าง MN ซึ่งอยู่ในแหล่ง M ในอ่าวไทย เนื่องจาก โครงสร้างของแหล่งกักเก็บเป็นโครงสร้างปิดที่มีความพรุนของหิน ความสามารถในการซึมผ่านได้ และขนาดของแหล่งกักเก็บที่เหมาะสม หลุมอัดน้ำจำนวนสองหลุมถูกใช้เพื่ออัดน้ำที่ผลิตได้ผ่านลงไปในพื้นที่น้ำใต้ดินระดับตื้นซึ่งอยู่เหนือชั้นหินที่ทำการผลิตปิโตรเลียม

ในงานวิจัยนี้ 3D ECLIPSE 100 ซึ่งเป็นโปรแกรมสร้างแบบจำลองได้ถูกนำมาใช้ในการสร้างแบบจำลองของแหล่งกักเก็บเพื่อการพยากรณ์ แบบจำลองแหล่งกักเก็บของโครงสร้าง MN ถูกสร้างขึ้นโดยใช้แผนที่ความลึกของโครงสร้าง ข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและข้อมูลจากการวิเคราะห์ตัวอย่างหิน รูปแบบร่องน้ำสองลักษณะได้ถูกสร้างขึ้นนอกเหนือจากแบบพื้นฐาน เพื่อให้เกิดลักษณะชั้นหินที่แตกต่าง รูปแบบการอัดน้ำมีทั้งแบบหลุมเดี่ยวและหลุมคู่ เพื่อจะศึกษาถึงความจุ และสมรรถนะในการอัดน้ำ ตลอดจนผลกระทบของอัตราการอัดน้ำ นอกจากนี้การศึกษาได้เพิ่มการอัดน้ำแบบบางช่วงเวลาเพื่อดูสมรรถนะการอัดน้ำที่เปลี่ยนแปลง ทำยสุดสามารถระบุถึงชั้นทรายที่ดีที่สุดที่สามารถรับการอัดน้ำสะสมได้สูงสุด


ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม

ปีการศึกษา 2551

ลายมือชื่อนิสิต..... 

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา..... 

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม..... 

4871666521 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING

KEY WORD : PWI/WATER INJECTION/INJECTION CAPACITY/SIMULATION

MD. JAHANGIR KABIR. A STUDY OF PRODUCED WATER DISPOSAL
INTO AQUIFER BY BLACK OIL RESERVOIR SIMULATOR. THESIS

PRINCIPAL ADVISOR: JIRAWAT CHEWAROUNGROAJ, Ph.D.

THESIS CO-ADVISOR: VINIT HANSAMUIT, Ph.D. 126 pp.

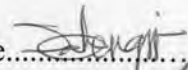
Produced water (PW) is one of the byproducts from gas and gas-condensate production in many gas fields in the Gulf of Thailand. One method to dispose the PW is to inject into shallow aquifer through injection wells. The advantages of this method are high disposal capacity, potential harmful fluids are permanently removed from direct human and indirect food chain, interaction and to prevent generation of byproducts from the treatment process. In this study, the most suitable formations sand units A and B in M field in the Gulf of Thailand was selected. The reasons are high porosity, permeability and reservoir volume. Two wells were used to inject the PW into shallow aquifers, located above the producing formation.


In this study, a 3D reservoir simulator ECLIPSE 100 is used to perform reservoir model construction and performance prediction. The reservoir simulation models of targeted sand units were constructed based on structural map, well logging data and special core analysis data. Initial reservoir conditions and fluid properties were input to complete the models. After initializing the homogeneous model (HM), Channel-I and Channel-II models were generated to introduce heterogeneity. Under the three models a number of simulation cases were run at different initial well injection rates with single and both well injection options in order to investigate injection capacity and performance. The impact of different well injection rates on injection capacity and performances were investigated. In addition, under intermittent injection the gain of injection performance (IP) was also investigated. Finally, the best sand candidate in terms of maximum cumulative injection volume was recommended.

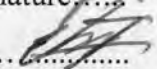
Department: Mining and Petroleum Engineering

Field of study: Petroleum Engineering

Academic Year: 2008

Student's signature.....

Principal Advisor's signature.....

Co-advisor's signature.....

Acknowledgements

I would like to express my most sincere gratitude and appreciation to Dr. Jirawat Chewrangoraj for useful discussion, invaluable advice and encouragement as thesis advisor. I also express my sincere gratitude and appreciation to Dr. Vinit Hansamuit for his useful discussion, creative suggestions and genuine interest as thesis co-advisor. Deep appreciation is also extended to Dr. Suwat Athichanagorn for his suggestion and invaluable advice. Deep appreciation also extended to all members of the committee for their comments and constructive suggestions.

I wish to express my special thanks to Poonsawat Prachukbunchong and Perapon Fakcharoenphol, PTTEP for their data and information support. My whole hearted thanks are extended to Dipprhom Weeramethachai, PTTEP for his sincere support regarding ECLIPSE Office.

I gratefully acknowledge Bangladesh Gas Fields Company Limited (BGFCL), a company of PETROBANGLA, Bangladesh for every Official support. I also gratefully acknowledge Anwarul Absar Chaudhury, former PM/DGM (D), BGFCL for his every support.

I express my outmost gratitude to all of our family members specially my Mother Amina Khatun, Elder Brother Ahasanul Kabir and Brother-in-law Abu Musa for their spiritual support, continuous encouragement and endless love.

Thanks are also extended to the department, staff and some fellow students of the Mining and Petroleum Engineering Department, Chulalongkorn University, for their friendship.

Finally, I am indebted to the Petroleum Engineering Department for providing me every support which made this study possible.

CONTENTS

	Page
Abstract (in Thai)	iv
Abstract (in English)	v
Acknowledgements	vi
Table of Contents	vii
List of Tables	ix
List of Figures	x
List of Abbreviations	xiii
Nomenclature	xiv
 CHAPTER	
I Introduction	1
1.1 Objectives of Thesis.....	3
1.2 Outline of Methodology.....	3
1.3 Thesis Outline.....	5
 II Literature Review	 6
2.1 Previous Works on PWI.....	6
2.2 Previous Works on Reservoir Simulation.....	8
 III Reservoir Simulation	 12
3.1 Formulation of Simulation Equation.....	13
3.1.1 Conservation of Mass.....	13
3.1.2 Conservation of Momentum.....	14
3.1.3 Mass Balance and Darcy's Law Combination.....	15
3.1.4 Simulation Flow Equation.....	16
3.2 Simulation Solution Procedure.....	17
3.3 Reservoir Simulation Workflow.....	20
3.3.1 Reservoir Model Construction.....	20
3.3.2 Performance Predictions.....	22

CHAPTER	Page
IV Reservoir Model Construction.....	23
4.1 Reservoir Description.....	23
4.1.1 Unit A.....	24
4.1.1 Unit B.....	24
4.2 Model Area.....	28
4.3 Reservoir Model Construction.....	29
4.3.1 Input Data for Model Construction.....	29
4.3.2 Reservoir Model Construction Workflow.....	30
4.4 Base Case.....	41
V Injection Capacity and Performance.....	48
5.1 Fracture Pressure.....	48
5.2 Injection Scenarios.....	50
5.2.1 Homogeneous Model (HM).....	52
5.2.2 Channel Models.....	60
5.2.2.1 Channel-I.....	61
5.2.2.2 Channel-II.....	69
5.2.3 Intermittent Injection (INI).....	95
VI Conclusions and Recommendations.....	107
References.....	111
Appendix.....	114
Appendix A.....	115
Vitae.....	126

LIST OF TABLES

Table	Page
4.1 Different Reservoirs Modeled in this Study.....	26
4.2 Correlations and data used for water properties determination	37
4.3 Water properties determination at reference pressure and temperature	37
4.4 Correlations and Data used for gas properties determination	38
4.5 Gas properties at different pressures	38
4.6 Orientation of Grids in X-direction	42
4.7 Orientation of Grids in Y-direction	42
4.8 Grid sizes in the Z-direction.....	43
4.9 Reservoir conditions in simulation model	47
5.1 Fracture pressures of different reservoirs.....	49
5.2 Different simulation cases of HM.....	51
5.3 CIV of single well injection in HM.....	59
5.4 CIV of both well injection in HM.....	59
5.5 CIV of single well injection in Channel-I model.....	67
5.6 CIV of both well injection in Channel-I model.....	68
5.7 CIV of single well injection in Channel-II model.....	75
5.8 CIV of both well injection in Channel-II model.....	76
5.9 Reservoir pressure builds up with CIV at maximum injection rate after 10 and 20 years of injection.....	94
5.10 CIV and layer pressure build up of Cases K1-K9 after 1, 2, 5, 10 and 20 years of injection.....	96
5.11 CIV and layer pressure build up of Cases K10-K18 after 1, 2, 5, 10 and 20 years of injection.....	97
5.12 CIV and layer pressure build up of Cases K19-K27 after 1, 2, 5, 10 and 20 years of injection.....	98
5.13 CIV of intermittent injection.....	104

LIST OF FIGURES

Figure	Page
1.1 Simplified block diagram of the methodology of this research	4
3.1 Major Steps used to Develop Reservoir Simulator	12
3.2 Fluid flow through porous media	13
3.3 One dimensional flow through porous media	14
3.4 One Dimensional Simulation Grid	18
3.5 Flow chart of simulation solution process	20
4.1 Well Location Map of M Field	27
4.2 Model Area of M Field	28
4.3 Horizontal Permeability of A Sand... ..	32
4.4 Horizontal Permeability of B Sand	32
4.5 Capillary Pressure Model	33
4.6 Relative Permeability to Water	34
4.7 Relative Permeability to Gas	34
4.8 Pressure Gradient of MN-3	35
4.9 Temperature gradient of well MN-1	36
4.10 Gas properties at different pressure	39
4.11 MN-1 well trajectory	40
4.12 MN-2 well trajectory	40
4.13 Showing the 3-D Base Case Model	44
4.14 Cross section showing sand unit A and B permeability.....	45
4.15 Showing grid sizes and orientation around well MN-1	46
5.1 Fracture pressure gradient of M field.....	49
5.2 Cumulative injection volumes of cases K1-K9.....	54
5.3 THP of cases K3, K6 and K9.....	55
5.4 Injection rates of cases K3, K6 and K9.....	57

Figure	Page
5.5	Injectivity Index of MN-1 and MN-2 of cases K3, K6 and K9..... 58
5.6	3-D view of Channel-I model..... 61
5.7	Cross section of Channel-I model..... 62
5.8	Cumulative injection volumes of cases K10-K18 for Channel-I..... 64
5.9	THP of cases K12, K15 and K18..... 65
5.10	Injection rates of cases K12, K15 and K18..... 66
5.11	Injectivity Index of MN-1 and MN-2 of cases K12, K15 and K18..... 67
5.12	3-D view of Channel-II model..... 69
5.13	Cross section of Channel-II model..... 70
5.14	Cumulative injection volumes of cases K19-K27 for Channel-II..... 72
5.15	THP of cases K22, K24 and K27..... 73
5.16	Injection rates of cases K21, K24 and K27..... 74
5.17	Injectivity Index of MN-1 and MN-2 of cases K21, K24 and K27..... 75
5.18	Topmost layer permeability distribution..... 78
5.19	Topmost layer porosity distribution..... 78
5.20	Topmost layer areal pressure distribution at time zero..... 80
5.21	Topmost layer areal pressure distribution after one year..... 80
5.22	Topmost layer areal pressure distribution after 2 years..... 81
5.23	Topmost layer areal pressure distribution after 5 years..... 81
5.24	Topmost layer areal pressure distribution after 10 years..... 82
5.25	Topmost layer areal pressure distribution after 20 years..... 82
5.26	Layer 33 permeability distribution..... 83
5.27	Layer 33 porosity distribution..... 84
5.28	Layer 33 areal pressure distribution at time zero..... 85
5.29	Layer 33 areal pressure distribution after one year..... 86
5.30	Layer 33 areal pressure distribution after 2 years..... 86
5.31	Layer 33 areal pressure distribution after 5 years..... 87
5.32	Layer 33 areal pressure distribution after 10 years..... 87
5.33	Layer 33 areal pressure distribution after 20 years..... 88
5.34	Layer 42 permeability distribution..... 89
5.35	Layer 42 porosity distribution..... 89

Figure	Page
5.36 Layer 42 areal pressure distribution at time zero.....	91
5.37 Layer 42 areal pressure distribution after one year.....	91
5.38 Layer 42 areal pressure distribution after 2 years.....	92
5.39 Layer 42 areal pressure distribution after 5 years.....	92
5.40 Layer 42 areal pressure distribution after 10 years.....	93
5.41 Layer 42 areal pressure distribution after 20 years.....	93
5.42 Cumulative injection volumes of cases K28-K31.....	100
5.43 THP of cases K28 and K29 in intermittent injection.....	101
5.44 Injection rates of cases K28 and K29 in intermittent injection.....	102
5.45 Injection Performance of cases K28 and K29.....	104

LIST OF ABBREVIATIONS

DST	drill stem testing
FVF	formation volume factor
GOT	Gulf of Thailand
GR	gamma ray
ID	inside diameter
IMPES	implicit pressure explicit saturation
LWD	logging while drilling
MD	measured depth
mD	millidarcy
MSL	mean sea level
NTG	net to gross
OD	outside diameter
PDE	partial differential equations
PPM	probability perturbation method
psia	pounds per square inch absolute
PV	pore volume
PVT	pressure-volume-temperature
PW	produced water
PWI	produced water injection
PWRI	produced water re-injection
SCAL	special core analysis
STB	stock-tank barrel
STB/D	stock-tank barrels per day
TVD	true vertical depth
BHP	bottom hole pressure
THP	well tubing head pressure

NOMENCLATURE

A	cross-section area
B	formation volume factor
\vec{g}	gravity force
g_c	conversion constant
k	permeability
k_{rg}	relative gas permeability
k_{rw}	relative water permeability
m_x	mass flux
S	saturation
R_{sw}	solution gas-water ratio
P_{cwg}	gas-water capillary pressure
q	volumetric flow rate
u_x	one dimensional flow velocity

GREEK LETTERS

ϕ	porosity
μ	viscosity
ρ	fluid density
Δ	difference operator
λ	fluid mobility

SUPERSCRIPTS

n current time level

$n+1$ next time level

SUBSCRIPTS

g gas

i grid block location

w water