EFFECT OF RESERVOIR FLUID COMPOSITION ON GAS RECYCLING IN GAS CONDENSATE RESERVOIRS

Mr. Chaibhorn Kittirattanapaiboon

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 2007

ผลกระทบขององค์ประกอบของของไหลในแหล่งกักเก็บในการอัดก๊าซกลับคืนในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว

นายชัยพร กิตติรัตนไพบูลย์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2550

Thesis Title EFFECT OF RESERVOIR FLUID COMPOSITION ON GAS RECYCLING IN GAS CONDENSATE RESERVOIRS
By Mr. Chaibhorn Kittirattanapaiboon
Field of Study Petroleum Engineering
Thesis Advisor Assistant Professor Suwat Athichanagorn, Ph.D.

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

………………………… Dean of Faculty of Engineering
(Associate Professor Boonsom Lerdhirunwong, Dr.Ing.)

THESIS COMMITTEE

……………………………………Chairman
(Associate Professor Sarithdej Pathanasethpong)

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

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

ชัยพร กิตติรัตนไพบูลย์ : ผลกระทบขององค์ประกอบของของไหลในแหล่งกักเก็บในการอัดก๊าซกลับคืนในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว (EFFECT OF RESERVOIR FLUID COMPOSITION ON GAS RECYCLING IN GAS CONDENSATE RESERVOIRS)
อ. ที่ปรึกษา: ผศ.ดร. สุวัฒน์ อธิชนากร, 131 หน้า.

การศึกษานี้ได้ทำการศึกษาเพื่อประเมินความเป็นไปได้ที่จะทำการอัดก๊าซกลับคืนในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวที่มีร้อยละของไฮโดรคาร์บอนในองค์ประกอบของของของไหลที่ต่างกัน

ในการศึกษานี้แบบจำลองแหล่งกักเก็บแบบง่ายถูกสร้างขึ้นและได้เลือก 10 กลุ่มของร้อยละของไฮโดรคาร์บอนในองค์ประกอบของของของไหลจากข้อมูลจริงโดยนำมาเป็นข้อมูลของแบบจำลอง เพื่อที่จะศึกษาผลกระทบของร้อยละของไฮโดรคาร์บอนในองค์ประกอบของของของไหลในความเป็นไปได้ในการอัดก๊าซกลับคืนในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว โดยเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ได้ถูกนำมาวิเคราะห์ในแต่ละกรณี

ผลจากการศึกษานี้สามารถสรุปได้ว่ายิ่งค่าร้อยละของไฮโดรคาร์บอนในองค์ประกอบของของของไหลในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวที่มากกว่า 5 และ 7 และ ค่ามวลโมเลกุล มีค่ามาก ก๊าซธรรมชาติเหลวจะถูกผลิตมากขึ้น แต่ผลการผลิตสะสมของก๊าซของทั้งกรณี ผลิตโดยธรรมชาติ และการผลิตโดยการอัดก๊าซกลับคืนในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลว ได้ผลการผลิตสะสมที่ใกล้เคียงกัน ในทางเศรษฐศาสตร์เมื่อค่าร้อยละของไฮโดรคาร์บอนในองค์ประกอบของของของไหลในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติเหลวที่มากกว่า 5 และ 7 และ มวลโมเลกุลมีค่ามาก มักจะให้ผลตอบแทนในรูปของ ค่าปัจจุบันสุทธิ, อัตราผลตอบแทนที่แท้จริง และ ระยะเวลาคืนทุนจะดีขึ้นตามไปด้วย

ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม.......... ลายมือชื่อนิสิต......................................
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม.........................ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา Suwat Athichanagorn
ปีการศึกษา 2550......................................

4771606821 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING
KEY WORD : /PRODUCTION/INJECTION/GAS RECYCLING/COMPOSITION/
GAS CONDENSATE

CHAIBHORN KITTIRATTANAPAIBOON. EFFECT OF RESERVOIR FLUID COMPOSITION ON GAS RECYCLING IN GAS CONDENSATE RESERVOIRS. THESIS ADVISOR: ASST. PROF. SUWAT ATHICHANAGORN, Ph.D., 131 pp.

This study is performed to evaluate the feasibility of gas recycling in gas condensate reservoirs having different compositions.

In this study, a simple reservoir model was constructed and 10 sets of compositions from actual field data were selected as input for compositional reservoir simulator; ECLIPSE 300 to study the effect of fluid composition on the feasibility of gas cycling application. Economics analyses were performed in order to evaluate each simulated scenario.

From the simulation results, it can be concluded that the higher the mole percentage of C_{5+} and C_{7+} and molecular weight of the compositions, the higher recovery of hydrocarbon liquid can be recovered. The gas cumulative production recovery by natural depletion and gas cycling methods are more or less the same. In term of economics, fluid compositions with greater mole percentage of C_{5+} and C_{7+} and molecular weights generally result in higher NPV and IRR and shorter payback period.

Department: Mining and Petroleum Engineering..... Student's signature Chaibhorn K.
Field of study: Petroleum Engineering.................Advisor's signature Suwat Athichanagorn
Academic Year: 2007...................................

Acknowledgements

Many persons have contributed either directly or indirectly to my thesis; I wish to express my thanks to them sincerely.

Firstly and foremost, I would like to thank Dr. Suwat Athichanagorn, my thesis advisor, for giving knowledge of petroleum engineering and invaluable guidance during this study. I also would like to express my sincere gratitude for his patience and encouragement throughout this work.

Secondly, I would like to thank all faculty members in the Department of Mining and Petroleum Engineering who have offered petroleum knowledge, technical advice, and invaluable consultation. I wish to thank the thesis committee members for their comments and recommendations that make this thesis formally complete.

I am extremely gratitude to my workplaces, PTT Exploration and Production Public Company Limited and Technip Engineering (Thailand) Co., Ltd., who allowed me to study in this master degree program.

I am indebted to Mr. Suphanai Jamsutee for the very good study and thesis which are so useful. I would also like to thank Ms. Rossawan Chandakaew, Ms. Thanita Kiatrabile and Mr. Akkharachai Limpasurat for their help on using ECLIPSE reservoir simulation program and for providing some important data used in this work.

Lastly, I would like to express my deep gratitude and thank to my family and friends who have always been my inspiration, hope, and faith.

Contents

Page

CHAPTER

CHAPTER Page

List of Tables

List of Figures

Page

Page

List of Abbreviations

AIM	Adaptive IMplicit
API	degree (American Petroleum Institute)
bbl	barrel (bbl/d : barrel per day)
BTU	British thermal unit
C_1	methane
C_2	ethane
C_3	propane
i-C_4 or I-C_4	isobutane
i-C_5 or I-C_5	isopentane
n-C_4 or N-C_4	normal butane
n-C_5 or N-C_5	normal pentane
C_6	hexane
C_{7+}	alkane hydrocarbon account from heptanes forward
CO_2	carbon dioxide
CGR	condensate gas ratio
D	darcy
EOS	equation of state
FGPT	field gas production total
FOPT	field oil production total
IMPES	IMplicit Pressure, Explicit Saturations
IRR	internal rate of return
K	kilo- $(10^3$ or 1,000)
M	[1] thousand (1,000 of petroleum unit), [2] million (dollar)
MSCF/D	thousand standard cubic feet per day
NEI	non-equilibrium initialisation
NPV	net present value
PVT	pressure-volume-temperature
PSIA or psia	pounds per square inch absolute
SCAL	special core analysis
SGAS	gas saturation
SGFN	gas saturation function

SOFN	oil saturation function
STB or stb	stock-tank barrel
STB/D	stock-tank barrels per day
SWAT	water saturation
SWFN	water saturation function
TVD	true vertical depth or total vertical depth
VLE	vapor/liquid equilibrium
BHP	bottom hole pressure
GIR	gas injection rate
GPT	gas production total
GPR	gas production rate
OPR	oil production rate
OPT	oil production total

Nomenclature

a	attraction parameter
a_T	temperature-dependent coefficient in Peng-Robinson equations of state
A	cross-section area
b	repulsion parameter
c_g	gas compressibility
E	areal sweep efficiency at breakthrough
k	^{1} permeability , ^{2} discount rate (cost of capital)
k_{rg}	gas relative permeability
k_{rw}	water relative permeability
k_{rog}	oil relative permeability for a system with oil, gas and connate water
k_{row}	oil relative permeability for a system with oil and water only
k_{rowg}	oil relative permeability for a system with oil and water at $S_g = 0$
K	equilibrium constant
M	molecular weight
M_g	apparent molecular weight of gas
m	mass per unit volume
$\dot{m}$	mass flux (mass per unit area per unit time)
n	^{1} last period of project, ^{2} number of mole
O_t	cash outflow in period t
p	pressure
p_c	capillary pressure
$\tilde{q}$	volumetric flow rate
Q	mass injection or production
r	internal rate of return *(IRR)*
R_t	cash inflow in period t
R	universal gas constant
S	saturation
t	time period (e.g.,year)
u_x	flow velocity

V_b	bulk fluid volume
x	liquid phase
y	^{1} mole fraction of component in gas, ^{2} vapor phase
z	compressibility factor

GREEK LETTER

ϕ	^{1} porosity, ^{2} coefficient of fugacity
f	fugacity
ρ	fluid density (mass/volume)
μ	^{1} fluid viscosity, ^{2} chemical potential
Δ	difference operator
α	^{1}constant in temperature-dependent coefficient for Peng-Robinson equation of state, ^{2} fractional mole of gas
Ω	constant in equation of state
ω	acentric factor of the component
δ	binary interaction coefficients

SUPERSCRIPTS

n	current time level
$n+1$	new time level

SUBSCRIPTS

A	areal
c	critical property
d	displacement
g	gas
i	^{1} grid block location , ^{2} component *i*, ^{3} invasion
j	component *j*
k	component *k*
o	oil
r	reduced
w	water