

การหาความสัมพันธ์ของประสิทธิภาพการไหลในขนาดตในแหล่งน้ำมันที่ขับเคลื่อนโดยก๊าซ
ที่ละลายในน้ำมัน



นางสาวสุวีณา โสมะบุตร

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2548

ISBN 974-14-2248-2

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

EMPIRICAL CORRELATION FOR FUTURE IPR CURVES FOR
SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIR

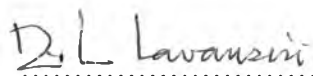
Miss Suvena Somabutr

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 2005
ISBN 974-14-2248-2
Copyright of Chulalongkorn University

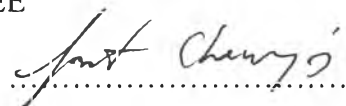
481723


Thesis Title EMPIRICAL CORRELATION FOR FUTURE IPR CURVES
FOR SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIR
By Miss Suvena Somabutr
Field of Study Petroleum Engineering
Thesis Advisor Assistant Professor Suwat Athichanagorn, Ph.D.
Thesis Co-advisor Associate Professor Yingyos Khemayodhin


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

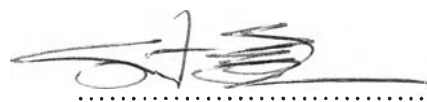
..... Dean of the Faculty of Engineering
(Professor Direk Lavansiri, Ph.D.)

THESIS COMMITTEE

..... Chairman
(Jirawat Chewaroungroj, Ph.D.)

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

..... Thesis Co-advisor
(Associate Professor Yingyos Khemayodhin)

..... Member
(Assistant Professor Supongse Nimkulrat, Ph.D.)

สุวีณา โสมะบุตร : การหาความสัมพันธ์ของประสิทธิภาพการไหลในอนาคตในแหล่งน้ำมันที่ขับเคลื่อนโดยก๊าซที่ละลายในน้ำมัน (EMPIRICAL CORRELATION FOR FUTURE IPR CURVES FOR SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIR) อ.ที่ปรึกษา : ผศ.ดร. สุวัฒน์ อธิชนากร, อ.ที่ปรึกษาร่วม : รศ. ยิ่งยศ เขมะโยธิน จำนวน 70 หน้า. ISBN 974-14-2248-2

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้ได้ทำการศึกษาและทำนายการเปลี่ยนแปลงความสัมพันธ์ของการไหลในอนาคต โดยอ้างอิงการศึกษาของ Klins และ Clark แต่ได้นำโปรแกรมจำลองการไหลในแหล่งกักเก็บ ECLIPSE ซึ่งมีความน่าเชื่อถือมากกว่ามาใช้แทนการวิเคราะห์เดิม ซึ่งใช้วิธีการคำนวณโดยสมการสมดุลมวลสาร โดยจำลองการผลิตของแหล่งน้ำมันที่มีก๊าซละลายในน้ำมัน 81 แบบ ให้ครอบคลุมและใกล้เคียงกับคุณสมบัติต่าง ๆ โดยทั่วไปของแหล่งกักเก็บน้ำมัน โดยมีการจำลองการทดสอบหลุมแบบ modified isochronal test และนำมาวิเคราะห์โดยใช้สมการของ Fetkovich เพื่อหาสัมประสิทธิ์การไหล n และ J ในแต่ละช่วงของการลดลงของความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน จากการศึกษา พบว่าสัมประสิทธิ์การไหล n และ J มีความสัมพันธ์โดยตรงกับการลดลงของความดันของแหล่งกักเก็บน้ำมัน และการผลิตก๊าซ ในการที่จะหาความสัมพันธ์ระหว่างสัมประสิทธิ์การไหล กับความดันของแหล่งกักเก็บ สัมประสิทธิ์การไหลได้ถูกทำให้อยู่ในรูปที่ไม่มีหน่วย โดยนำมาเทียบเป็นสัดส่วนกับค่าสัมประสิทธิ์การไหล n และ J ที่คำนวณได้ที่ความดันที่ก๊าซเริ่มแยกตัวออกจากน้ำมัน สำหรับค่าความดันก็มีการทำให้ไม่มีหน่วย โดยการหารด้วยความดันที่ก๊าซเริ่มแยกตัวออกจากน้ำมัน จากนั้นจึงใช้สมการแบบ polynomial กำลังสอง เพื่อใช้หาความสัมพันธ์ระหว่างค่า n/n_b กับ p/p_b และความสัมพันธ์ ระหว่าง J/J_b กับ n/n_b จากสมการทั้ง 2 สมการที่ได้เมื่อนำมาวิเคราะห์ความคลาดเคลื่อนพบว่า สัมประสิทธิ์การไหล n และ J มีค่าความแม่นยำมากกว่า ผลที่ได้จากการศึกษาของ Klins และ Clark

ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม.....ลายมือชื่อนิสิต..... 

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม.....ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา..... 

ปีการศึกษา 2548.....ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม..... 

4571611721 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING

KEY WORD : IPR/SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIR/SIMULATION

SUVENA SOMABUTR : EMPIRICAL CORRELATION FOR FUTURE IPR CURVES FOR SOLUTION-GAS DRIVE RESERVOIR. THESIS ADVISOR : SUWAT ATHICHANAGORN, ASSIST. PROF. Ph.D. THESIS CO-ADVISOR : YINGYOS KHEMAYODHIN, ASSOC. PROF. 70 pp. ISBN 974-14-2248-2

The method to evaluate future inflow performance relationship, IPR, follows the study of Klins and Clark. In this study, the data used to forecast future IPR were generated by ECLIPSE which are more reliable than those obtained from material balance as in the previous study. Eighty-one cases of solution-gas oil reservoirs covering a wide range of reservoir rock and fluid conditions were simulated to determine the inflow performance via modified isochronal tests. The Fetkovich equation was used to model the inflow performance relationship. The parameters n and J in the equation were evaluated at different depletion stages. The changing of exponent n and coefficient J is directly related to gas production and pressure depletion in each stage. In order to correlate these two parameters with the average reservoir pressure, the parameters n and J were converted to dimensionless forms by dividing by the values of n and J obtained at the bubble point pressure. The average reservoir pressure was normalized by the bubble point pressure. Empirical correlations of second-order were then used to fit the data to determine the relationship between n/n_b and p_r/p_b and the relationship between J/J_b and p_r/p_b . The values of future n and J calculated from the empirical correlations obtained in this study were found to be more accurate than those obtained by the previous study of Klins and Clark.

Department of Mining and Petroleum Engineering...Student's signature.....

Field of study: Petroleum Engineering.....Advisor's signature.....

Academic year: 2005.....Co-advisor's signature.....

Acknowledgments

First of all, I would like to give special thanks to Assist. Prof. Dr. Suwat Athichanagorn, my thesis advisor and Assoc. Prof. Yingyos Khemayodhin, my thesis co-advisor, for useful discussion and best advice for this work.

I would like to thank SCHLUMBERGER providing reservoir simulation software for our department.

Thanks to Dr. Jirawat Chewaroungroj and Dr. Supongse Nimkulrat, my thesis committee, for their comments and recommendation.

Thanks to Scientific Drilling International, Inc. for providing partially financial support.

Thanks to everyone in the department of Petroleum Engineering for the good time together when we was studied, Manisa R., Rossawan C., Chatchai T., Patchalalai I., Narisara R., Chatrawee P., Polpipat S.

I would like to express my deep appreciation to my family who gives me their sympathy, endless love, encouragement, and financial support.

Contents

	Page
Abstract (in Thai)	iv
Abstract (in English)	v
Acknowledgements	vi
Table of Contents	vii
List of Tables	ix
List of Figures	x
Nomenclature	xiii
Chapter	
I Introduction	1
II Reservoir Performance	3
2.1 Factor Affecting Inflow Performance.....	4
2.1.1 Phase Behavior of Fluids in the reservoir.....	6
2.1.2 Relative Permeability	7
2.1.3 Oil Viscosity	8
2.1.4 Oil Formation Volume Factor	8
2.1.5 Skin Factor	9
2.1.6 Drive Mechanisms.....	10
2.2 Empirical Correlations for Inflow Performance Relationship.....	14
2.2.1 Vogel Method.....	15
2.2.2 Fetkovich Method.....	18
2.2.3 Jones, Blount, and Glaze Method.....	24
2.3 Predicting Future Inflow Performance Relationship.....	25
2.3.1 Fetkovich Method.....	26
2.3.2 Klines and Clark Method.....	26
2.3.3 Standing Method.....	27

	Page
III Reservoir Simulation.....	29
3.1 Properties of Fluid.....	32
3.2 Production Plan.....	32
3.3 Evaluation Method.....	34
IV Result and Discussion.....	36
4.1 Base Case Analysis.....	36
4.2 Effect of changes in Reservoir and Fluid Properties.....	42
4.4.1 Effect of Drainage Area.....	42
4.4.2 Effect of Permeability.....	44
4.4.3 Effect of Porosity.....	46
4.4.4 Effect of Bubble Point Pressure.....	48
4.4.5 Effect of Critical Gas Saturation.....	50
4.3 Determination of Empirical Correlations for Future IPR.....	52
4.4 Sample Calculation for Future IPR.....	60
4.5 Comparison of Future IPR	63
V Conclusions.....	66
References.....	68
Vitae.....	70

List of Tables

Table	Page
3.1 Reservoir data properties.....	30
4.1 Calculation results from base-case data.....	62

List of Figures

Figure	Page
2.1 Inflow performance relationship with constant productivity index, J	5
2.2 Inflow performance relationship with changing of productivity index, J ...	5
2.3 Oil reservoir phase diagram.....	6
2.4 Gas-oil relative permeability.....	7
2.5 Oil viscosity behavior.....	8
2.6 Oil formation volume factor behavior.....	9
2.7 Effects of skin factors.....	10
2.8 Dissolved gas drive performance.....	11
2.9 Gas cap drive performance.....	12
2.10 Computer-calculated inflow performance relationships for a solution-gas drive reservoir.....	13
2.11 Water drive performance.....	14
2.12 Straight-line inflow performance relationship.....	15
2.13 Pressure-rate history for a flow-after-flow test.....	21
2.14 Pressure-rate for an isochronal flow test.....	22
2.15 Pressure-rate for a modified isochronal flow test.....	23
2.16 Schematic of example of a modified-isochronal test data plot.....	24
3.1 Oil and gas relative permeability for minimum case.....	30
3.2 Oil and gas relative permeability for intermediate case.....	31
3.3 Oil and gas relative permeability for maximum case.....	31
3.4 The schematic of flowing and shut-in plan of modified isochronal test.....	33
3.5 Log-log deliverability plots at reservoir pressure 1354 psi.....	34
3.6 Dimensionless flow exponent, n/n_b , as a function of dimensionless pressure, p_r/p_b	35
3.7 Dimensionless flow constant, J/J_b , as a function of dimensionless pressure, p_r/p_b	35
4.1 Gas production, reservoir pressure and well flowing pressure profile.....	36

Figure	Page
4.2 Flow constant J and n calculated with base-case reservoir data.....	37
4.3 Base case flow exponent, n , with reservoir pressure.....	38
4.4 Base case PI coefficient, J , with reservoir pressure.....	39
4.5 Base case PI coefficient, J , and gas production with reservoir pressure...	40
4.6 Base case dimensionless flow exponent, n/n_b , with dimensionless pressure, p_r/p_b	41
4.7 Base case dimensionless PI coefficient, J/J_b , with dimensionless pressure, p_r/p_b	41
4.8 The decline of reservoir pressure of any size of drainage area.....	42
4.9 n value for different drainage areas as a function of reservoir pressure.....	43
4.10 J value for different drainage areas as a function of reservoir pressure.....	43
4.11 Reservoir pressure and gas production as a function of time for different permeability values.....	44
4.12 n value for different permeabilities as a function of reservoir pressure ...	45
4.13 J value for different permeabilities as a function of reservoir pressure....	45
4.14 Reservoir pressure and gas production as a function of time for different porosity values.....	46
4.15 n value for different porosities as a function of reservoir pressure.....	47
4.16 J value for different porosities as a function of reservoir pressure.....	47
4.17 Reservoir pressure and gas production as a function of time for different bubble pressure values.....	48
4.18 n value for different bubble point pressure as a function of reservoir pressure.....	49
4.19 J value for different bubble point pressure as a function of reservoir pressure.....	49
4.20 Reservoir pressure and gas production as a function of time for different critical gas saturation values.....	50
4.21 n value for different critical gas saturation as a function of reservoir pressure.....	51
4.22 J value for different critical gas saturation as a function of reservoir pressure.....	51

Figure	Page
4.23 Dimensionless flow exponent, n/n_b , as a function of dimensionless pressure, p_r/p_b	52
4.24 Dimensionless flow constant, J/J_b , as a function of dimensionless pressure, p_r/p_b	53
4.25 A first-order polynomial fit for relationship of n/n_b vs. p_r/p_b	54
4.26 A second-order polynomial fit for relationship of n/n_b vs. p_r/p_b	54
4.27 A third-order polynomial fit for relationship of n/n_b vs. p_r/p_b	55
4.28 A fourth-order polynomial fit for relationship of n/n_b vs. p_r/p_b	55
4.29 A first-order polynomial fit for relationship of J/J_b vs. p_r/p_b	56
4.30 A second-order polynomial fit for relationship of J/J_b vs. p_r/p_b	57
4.31 A third-order polynomial fit for relationship of J/J_b vs. p_r/p_b	57
4.32 A fourth-order polynomial fit for relationship of J/J_b vs. p_r/p_b	58
4.33 n/n_b values as a function of p_r/p_b which has different shape from calculation value of n/n_b	59
4.34 n/n_b values as a function of p_r/p_b which has different shape from calculation value of n/n_b	60
4.35 Base-case IPR curve.....	62
4.36 Error analysis of n value using the new approach.....	63
4.37 Error analysis of J value using the new approach.....	64
4.38 Error analysis of n value using Klins and Clark method.....	64
4.39 Error analysis of J value using Klins and Clark method.....	65

Nomenclature

A	drainage area
B_o	oil formation volume factor
B_{oi}	initial oil formation volume factor
h	thickness of the reservoir
c_g	gas compressibility
c_o	oil compressibility
c_t	total fluid compressibility
c_w	water compressibility
D	turbulence coefficient
J	productivity index
J	PI coefficient
k	absolute permeability
k_{rg}	gas relative permeability
k_{rw}	water relative permeability
k_o	oil permeability
k_{ro}	oil relative permeability
N_p	cumulative oil production
N_{pt}	cumulative oil producing during transient period
n	flow exponent
p	pressure
P_b	bubble point pressure
\bar{p}_R	average reservoir pressure
p_{wf}	well flowing pressure
$(p_{wf})_{pss}$	stabilized pressure
p_{ws}	shut-in pressure
q_L	liquid production rate
q_o	oil production rate
$(q_o)_{max}$	maximum oil production rate
q_w	water production rate
R	production gas-oil ratio

r_d	external drainage area
r_e	external boundary radius
r_w	wellbore radius
S	skin
S'	skin factor which include effect of turbulence and formation damage
S_g	gas saturation
S_{gc}	critical gas saturation
S_o	oil saturation
S_{oi}	initial oil saturation
S_{or}	residual oil saturation
S_{wc}	connate water
t_s	stabilization time

GREEK LETTER

ϕ	porosity
β	velocity coefficient
ρ	fluid density
μ	fluid viscosity
Δ	difference operator

SUBSCRIPTS

b	bubble point
F	future condition
g	gas
i	initial
o	oil
P	present condition
R	reservoir condition
w	water
wf	well condition