

การประยุกต์ใช้แบบจำลองการไหลแบบเสถียร  
เพื่อประมาณค่าปริมาณก๊าซเริ่มต้นของชั้นกักเก็บที่ไหลร่วมกัน

นาง เอนี่ ลิน บัลบิน การ์ดเนอร์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2546

ISBN: 974-17-4176-6

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

APPLICATION OF THE LAYERED STABILIZED FLOW MODEL TO  
ESTIMATE THE ORIGINAL GAS IN PLACE OF MULTI-LAYERED  
COMMINGLED GAS RESERVOIRS

Mrs. Anie Lyn Balbin-Gardner

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment 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 2003  
ISBN: 974-17-4176-6  
Copyright of Chulalongkorn University

Thesis Title            APPLICATION OF THE LAYERED STABILIZED FLOW  
                                 MODEL TO ESTIMATE THE ORIGINAL GAS IN PLACE OF  
                                 MULTI-LAYERED COMMINGLED GAS RESERVOIRS

By                            Anie Lyn L. Balbin-Gardner

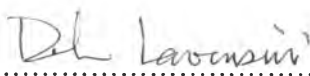
Field of Study            Petroleum Engineering

Thesis Advisor           Suwat Athichanagorn, Ph.D.

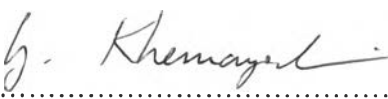
Thesis Co-advisor      Jirawat Chewaroungroj, Ph.D.


---

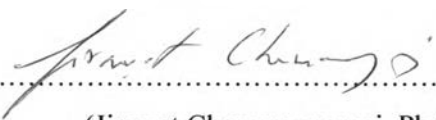
Accepted by the Faculty of Engineering, Chulalongkorn University in Partial  
Fulfillment of the Requirements for the Master's Degree.

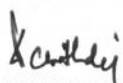
  
..... Dean of the Faculty of Engineering  
(Professor Direk Lavansiri, Ph.D.)

#### THESIS COMMITTEE

  
..... Chairman  
(Associate Professor Yingyos Khemayodhin)

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

  
..... Thesis Co-advisor  
(Jirawat Chewaroungroj, Ph.D.)

  
..... Member  
(Associate Professor Sarithdej Pathanasetpong)

เอนี ลิน บัลบีน การ์ดเนอร์ : การประยุกต์ใช้แบบจำลองการไหลแบบเสถียรเพื่อประมาณปริมาณก๊าซเริ่มต้นของชั้นกักเก็บที่ไหลรวมกัน (APPLICATION OF THE LAYERED STABILIZED FLOW MODEL TO ESTIMATE THE ORIGINAL GAS IN PLACE OF MULTI-LAYERED COMMINGLED GAS RESERVOIRS) อาจารย์ที่ปรึกษา : ดร. สุวัฒน์ อธิชนากร, อาจารย์ที่ปรึกษารวม : ดร. จิรวัดน์ ชีวรุ่งโรจน์, 140 หน้า, ISBN 974-17-4176-6.

รายงานนี้จัดทำขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาการประยุกต์ใช้แบบจำลองการไหลแบบเสถียรของชั้นกักเก็บที่ไหลรวมกัน (Layered Stabilized Flow Model, LSFM) ซึ่งเสนอโดย El-Banbi and Wattenbarger ในปี 1996 แบบจำลองนี้ได้รวมสมการ สมดุลของมวลสาร (material balance equation) และสมการดัชนีการผลิต (productivity index equation) เพื่อนำมาใช้ประมาณค่าปริมาณก๊าซเริ่มต้นในแหล่งกักเก็บ (original gas in place) ของแต่ละชั้นหินในแหล่งกักเก็บก๊าซซึ่งใช้ท่อผลิตรวม (commingled wellbore) ซึ่งแบบจำลองไหลแบบเสถียรของชั้นกักเก็บที่ไหลรวมกัน (LSFM) จะคำนวณค่าปริมาณการผลิต จำลองของแต่ละชั้นหิน และรวมค่าเหล่านี้ เข้าด้วยกันเพื่อคำนวณหา ค่าปริมาณการผลิตทั้งหมดของแหล่งกักเก็บก๊าซซึ่งใช้ท่อ ผลิตรวม หลังจากนั้นจะนำ ค่าปริมาณการผลิตทั้งหมดจากแบบจำลองมาเปรียบเทียบกับค่าปริมาณการผลิตจริงและลดค่า ความแตกต่าง ของปริมาณการผลิตทั้งสองโดยวิธีการวิเคราะห์เชิงอนุพันธ์ไม่เชิงเส้นแบบถดถอย (nonlinear regression)

วิธีการนี้เป็นวิธีการที่ง่ายและใช้เพียงค่าปริมาณการผลิตค่าแรงดันภายในหลุมขณะเปิดหลุมผลิตรวมกับค่า แรงดันเริ่มต้นและค่า คุณสมบัติของก๊าซมาใช้ในการคำนวณ ซึ่งวิธีการนี้ให้ผลลัพธ์ อย่างดีเยี่ยมสำหรับแหล่ง กักเก็บที่มีความซึมผ่านระดับปานกลาง ถึงสูง ถึงแม้ว่าจะมีการปิดหลุม เป็นระยะเวลา นานและมีค่าแรงดัน ของแต่ละชั้นหินแตกต่างกันมากก็ตาม

วิธีการนี้ได้ทำการวิเคราะห์ 5 กรณีศึกษา และได้เปรียบเทียบกับวิธีการอื่นเพื่อยืนยันความถูกต้องของแบบจำลอง

ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม  
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม  
ปีการศึกษา 2546

ลายมือชื่อนิสิต... *Anni Lgn. B. London*.....  
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา... *Sunat Attichangorn*  
ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษารวม... *Sunat Chanyong*

## 447 16174 21 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING

KEY WORD : COMMINGLED GAS RESERVOIR / ORIGINAL GAS-IN-PLACE /  
LAYERED STABILIZED FLOW MODEL / NORMALIZED PSEUDO-PRESSURES

ANIE LYN BALBIN-GARDNER : APPLICATION OF THE LAYERED  
STABILIZED FLOW MODEL TO ESTIMATE THE ORIGINAL GAS IN  
PLACE OF MULTI-LAYERED COMMINGLED GAS RESERVOIRS. THESIS  
ADVISOR : DR. SUWAT ATHICHANAGORN, THESIS CO-ADVISOR : DR.  
JIRAWAT CHEWAROUNGROAJ, 140 pp. ISBN 974-17-4176-6.

The purpose of this report is to investigate the applicability of the Layered Stabilized Flow Model (LSFM). Proposed by El-Banbi and Wattenbarger in 1996, the approach combines the material balance equation and the productivity index equation to estimate the original gas in place (OGIP) of the individual layers comprising a commingled gas reservoir. The LSFM basically calculates a “model production rate” for each layer and sums up these layer rates to calculate the “total model production rate” for the commingled reservoir. This total model production rate is then compared to an actual production rate data and the difference between the two is minimized through non-linear regression analysis.

The method is simple and requires only the flow rate and the flowing bottomhole pressure history together with the initial reservoir pressure and gas properties. The method shows excellent results for moderate to high permeability reservoirs even with long shut-ins and considerable variations in the flowing bottomhole pressures.

Five cases were analyzed using the technique. Comparison with other estimation methods was done to verify the performance of the model.

Department ..Mining and Petroleum Engineering

Field of Study ... Petroleum Engineering.....

Academic year .....2003.....

Student's signature... *Anie Lyn Balbin Gardner*

Advisor's signature *Suwat Athichanagorn*

Co-advisor's signature *Jirawat Chawaroungroj*

## ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to thank my thesis advisor Dr. Suwat Athichanagorn and co-advisor Dr. Jirawat Chewaroungroaj for their valuable guidance and enlightenment during the course of this research.

Thanks are also due to my colleagues Lundawadee Wongpratoom, Worapot Laopom and Sapon Leehiranyapong for providing help in finding technical resources for this research.

I also wish to express my appreciation to Nick Last for his useful insights and comments and for allowing me to use his Commingled Wellbore Model.

The well test data from UNOCAL Thailand Ltd. are gratefully acknowledged.

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

# CONTENTS

	<b>PAGE</b>
<b>ABSTRACT (IN THAI)</b> .....	<b>iv</b>
<b>ABSTRACT (IN ENGLISH)</b> .....	<b>v</b>
<b>ACKNOWLEDGEMENTS</b> .....	<b>vi</b>
<b>TABLE OF CONTENTS</b> .....	<b>vii</b>
<b>LIST OF TABLES</b> .....	<b>x</b>
<b>LIST OF FIGURES</b> .....	<b>xi</b>
<b>NOMENCLATURE</b> .....	<b>xiii</b>
<b>CHAPTER</b>	
<b>1 INTRODUCTION</b> .....	<b>1</b>
<b>2 LITERATURE REVIEW</b> .....	<b>3</b>
2.1 Multi-layered Commingled Reservoirs.....	3
2.2 Recently Developed OGIP Calculation Techniques.....	7
<b>3 THEORETICAL CONSIDERATIONS</b> .....	<b>16</b>
3.1 The Layered Stabilized Flow Model.....	16
3.1.1 The Layered Stabilized Flow Model for Single- Layered Reservoir .....	17
3.1.2 The Layered Stabilized Flow Model for Multi- Layered Reservoir .....	20
3.2 LSFM Data Requirements .....	23
3.3 LSFM Assumptions and Limitations.....	24
3.4 LSFM Calculation Method.....	24
3.4.1 Production Data Table.....	24
3.4.2 The Normalized Pseudo-pressure Table.....	25

## CONTENTS (continued)

CHAPTER	PAGE
3.4.3 The Layered Stabilized Flow Model Program .....	28
3.4.3.1 Non-linear Regression Analysis.....	28
3.4.3.2 Non-linear Regression Equation for the Layered Stabilized Flow Model .....	33
3.5 LSFM Procedure for Calculating Original Gas In Place .....	36
<b>4 APPLICATION OF THE LAYERED STABILIZED</b>	
<b>FLOW MODEL .....</b>	<b>39</b>
4.1 Case 1: Simulated Two-Layer Reservoir.....	39
4.1.1 Reservoir and Fluid Properties .....	39
4.1.2 Production Data .....	40
4.1.3 Normalized Pseudo-pressure Table .....	41
4.1.4 History Matching.....	42
4.1.5 Results and Discussion .....	43
4.1.6 Sensitivity Runs.....	44
4.2 Case 2: Simulated Four-Layer Reservoir with the Same Initial Reservoir Pressures .....	53
4.2.1 Reservoir and Fluid Properties .....	53
4.2.2 Production Data .....	55
4.2.3 Normalized Pseudo-pressure Tables .....	56
4.2.4 History Matching.....	57
4.2.5 Results and Discussion .....	58
4.3 Case 3: Simulated Four-Layer Reservoir with Different Initial Reservoir Pressures .....	59
4.3.1 Production data and Normalized Pseudo-pressures.....	60
4.3.2 History Matching.....	61
4.3.3 Discussion of Results .....	62



## CONTENTS (continued)

<b>CHAPTER</b>	<b>PAGE</b>
4.4 Actual Field Cases .....	64
4.5 Case 4: Two-Layered Reservoir with Different Initial Reservoir Pressures .....	64
4.5.1 Reservoir and Fluid Properties .....	64
4.5.2 Production Data .....	65
4.5.3 Flowing Bottomhole Pressures.....	68
4.5.4 Normalized Pseudo-pressures.....	70
4.5.5 History Matching.....	70
4.5.6 Discussion of Results .....	71
4.5.7 Comparison of OGIP with the Commingled Wellbore Model.....	72
4.5.8 Sensitivity Analysis .....	74
4.6 Case 5: Four-Layered Reservoir with Different Initial Reservoir Pressures .....	78
4.6.1 Reservoir and Fluid Properties .....	78
4.6.2 Production Data .....	79
4.6.3 Flowing Bottomhole Pressures.....	81
4.6.4 Normalized Pseudo-pressures.....	81
4.6.5 History Matching.....	82
4.6.6 Comparison of the OGIP with the Commingled Wellbore Model.....	83
4.6.7 Discussion of Results .....	85
<b>5 CONCLUSIONS AND FUTURE WORK .....</b>	<b>86</b>
<b>REFERENCES .....</b>	<b>89</b>
<b>APPENDICES.....</b>	<b>91</b>
<b>VITAE .....</b>	<b>140</b>

## LIST OF TABLES

TABLE	PAGE
4.1	Reservoir and fluid property data (Case 1)..... 40
4.2	Comparison of the $G$ and $J_g$ calculated from the LSFM program and the El-Banbi and Wattenbarger paper ..... 43
4.3	Calibration Period for Sensitivity Runs..... 45
4.4	Results of sensitivity runs for Case 1 ..... 45
4.5A	Reservoir and fluid property data for Case 2..... 54
4.5B	Layer boundary data for Case 2..... 55
4.5C	Model parameters for Case 2..... 55
4.6	OGIP comparison for Case 2..... 58
4.7	Initial reservoir pressure values for each layer for Case 3 ..... 59
4.8	Comparison of OGIP from LSFM (Case 2 and Case 3) and PanSystem ..... 61
4.9	Comparison of the production rate profile and $J_g$ for Case 2 and Case 3..... 61
4.10	Reservoir and fluid property data for Case 4..... 65
4.11	Calculated OGIP and $J_g$ for Case 4 ..... 71
4.12	OGIP and drainage areas calculated from the CWM for Case 4..... 73
4.13	Comparison of the OGIP Values between LSFM and CWM for Case 4..... 74
4.14	Comparison of the OGIP for Case 4 (original and sensitivity runs)..... 75
4.15	Comparison of the convergence criteria for $G_k$ , $J_{gk}$ and $G_{pk}$ : original and sensitivity run 1 (Case 4)..... 77
4.16	Reservoir and fluid property data for Case 5..... 78
4.17	Calculated OGIP and $J_g$ for Case 5 ..... 83
4.18	OGIP and drainage areas calculated from the CWM for Case 5..... 84
4.19	Comparison of the OGIP values between LSFM and CWM (Case 5)..... 85

## LIST OF FIGURES

FIGURE	PAGE
2.1 Pressure build-up profile for a layered reservoir .....	4
3.1 Gauss-Marquardt algorithm.....	32
3.2 Algorithm for the layered stabilized flow model program .....	38
4.1 Production history for Case 1 .....	41
4.2 History matching result for Case 1 .....	43
4.3 OGIP and $J_g$ of Layer 1 at 20-month calibration intervals.....	46
4.4 OGIP and $J_g$ of Layer 1 at 10-month calibration intervals.....	46
4.5 OGIP and $J_g$ of Layer 2 at 20-month calibration intervals.....	47
4.6 OGIP and $J_g$ of Layer 2 at 10-month calibration intervals.....	47
4.7 History matching result for Run 1 .....	48
4.8 History matching result for Run 2 .....	48
4.9 History matching result for Run 3 .....	49
4.10 History matching result for Run 4 .....	49
4.11 History matching result for Run 5 .....	50
4.12 History matching result for Run 6 .....	50
4.13 History matching result for Run 7 .....	51
4.14 Production history for Case 2 .....	56
4.15 Plot of gas rate and normalized pseudo-pressures (Case 2) .....	57
4.16 History matching result for Case 2 .....	58
4.17 Plot of gas rate and normalized pseudo-pressures (Case 3) .....	60
4.18 History matching result for Case 3 .....	62
4.19 Well #1 schematic diagram (Case 4).....	67
4.20 Gas rate and flowing tubing head pressure for Well #1 (Case 4).....	68
4.21 Calculated bottomhole pressures from PetEx Prosper program for Well #1 (Case 4).....	69
4.22 LSFM history matching result for Case 4 .....	72

**LIST OF FIGURES (continued)**

<b>FIGURE</b>		<b>PAGE</b>
4.23	CWM history matching result for Case 4.....	73
4.24	History matching result for sensitivity run 1 (Case 4).....	75
4.25	History matching result for sensitivity run 2 (Case 4).....	76
4.26	History matching result for sensitivity run 3 (Case 4).....	76
4.27	Well #2 schematic diagram (Case 5).....	80
4.28	Gas rate and flowing tubing head pressure for Well #2 (Case 5).....	81
4.29	Calculated bottomhole pressures from PetEx Prosper program for Well #2 (Case 5).....	82
4.30	LSFM history matching result for Case 5 .....	83
4.31	CWM history matching result for Case 5 .....	84

## NOMENCLATURE

$b$	Depletion decline exponent
$C$	Gas performance coefficient
$c_t$	Total compressibility, $\text{psi}^{-1}$
$E$	Objective function
$E^*$	Quadratic approximation of $E$ around $\theta^0$
$f$	Model function
$g$	Gradient of the objective function (Jacobian)
$G$	Original gas in place, bscf
$G_p$	Cumulative production, bscf
$G_p'$	Cumulative production at the start of calibration period
$h$	Formation thickness, ft
$H$	Hessian matrix
$J_g$	Real gas flow coefficient, $\text{scf/psi-d}$
$k$	Permeability, mD
$m$	Number of unknown parameters
$M_g$	Gas apparent molecular weight
$m(p)$	Real gas pseudo-pressure, psia
$m(p_{wf})$	Real gas pseudo-pressure at flowing bottomhole pressure, psia
$n$	Number of layers in a commingled reservoir
$p$	Average reservoir pressure, psia
$p_{pc}$	Pseudo-critical pressure, psia
$p_{pn}$	Normalized pseudo-pressure, psia
$p_{pr}$	Pseudo-reduced pressure, psia
$p_{wf}$	Flowing bottomhole pressure, psia
$q_g$	Layer flowrate, Mscfd
$q_T$	Total commingled flowrate, Mscfd
$r_e$	Drainage radius, ft
$Rq$	Gas production ratio

$RQ$	Cumulative gas production ratio
$r_w$	Wellbore radius, ft
$T$	Reservoir temperature, deg F
$T_{pc}$	Pseudo-critical temperature, deg F
$T_{pr}$	Pseudo-reduced temperature, deg F
$t$	Time, days
$t_s$	Stabilized time, hr
$x$	Independent variable
$y$	Dependent variable
$z$	Real gas deviation factor

## GREEKS

$\beta$	Positive constant in the Gauss-Marquardt algorithm
$\varepsilon$	Convergence criteria
$\gamma$	Gas specific gravity
$\mu$	Viscosity, cp
$\eta$	Diffusivity constant, ft <sup>2</sup> /hr
$\rho$	Gas density at reservoir pressure and temperature, lb <sub>m</sub> /ft <sup>3</sup>
$\phi$	Porosity, fraction
$\delta\theta$	Vector of increments of model parameters
$\theta$	Model parameters

## SUBSCRIPTS

$i$	Initial condition
$j$	Time index
$k$	Layer index

## SUPERSCRIPT

0	Initial guess for model parameters
---	------------------------------------