

ห้องสมุดงานวิจัย สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ



E47307

**EVALUATION OF IN-SITU GAS LIFT FOR MONOBORE OIL WELLS
WITH COMMINGLED PRODUCTION IN PATTANI BASIN**

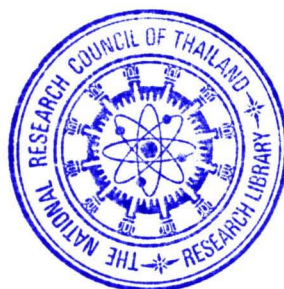
MS. CHITRLADA ARDTHASIVANON

**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 2010
COPYRIGHT OF CHULALONGKORN UNIVERSITY**

600254721

EVALUATION OF IN-SITU GAS LIFT FOR MONOBORE OIL WELLS WITH COMMINGLED PRODUCTION IN PATTANI BASIN

ห้องสมุดงานวิจัย สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ



Ms. Chitrlada Ardthasivanon

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 2010
Copyright of Chulalongkorn University



การประเมินการใช้แก๊สจากแหล่งกักเก็บเพื่อช่วยผลิตน้ำมัน สำหรับหลุมผลิตร่วมจากแหล่งกักเก็บ
น้ำมันหลายชั้นในแอ่งปัตตานี

นางสาวจิตรลดา อรรถสิวานนท์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ปีการศึกษา 2553

ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Thesis Title: EVALUATION OF IN-SITU GAS LIFT FOR MONOBORE
OIL WELLS WITH COMMINGLED PRODUCTION IN
PATTANI BASIN

By Ms. Chitrlada Ardthasivanon

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

THESIS COMMITTEE

.....Chairman
(Associate Professor Sarithdej Pathanasethpong, Ph.D.)

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

.....External Examiner
(Witsarut Thungsuntokkhun, Ph.D.)

จิตรลดา อรรถศิวานนท์: การประเมินการใช้แก๊สจากแหล่งกักเก็บเพื่อช่วยผลิตน้ำมัน สำหรับหลุมผลิตที่มี แหล่งกักเก็บน้ำมันสำรองหลายชั้นในแอ่งปัตตานี. (EVALUATION OF IN-SITU GAS LIFT FOR MONOBORE OIL WELLS WITH COMMINGLED PRODUCTION IN PATTANI BASIN) อ. ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก: ผศ. ดร. สุวัฒน์ อธิชนกร, 106 หน้า

E47307

โดยทั่วไปแล้ว แหล่งกักเก็บน้ำมันในแอ่งปัตตานีในอ่าวไทย มักจะมีลักษณะเป็นชั้นย่อยๆ ที่ถูกแบ่งแยกโดย รอยเลื่อนของชั้นหิน แต่ละชั้นหินกักเก็บน้ำมันมักจะมีขนาดเล็กเมื่อเทียบกับชั้นกักเก็บน้ำมันแบบอื่นๆ และโดยส่วนใหญ่แล้ว ชั้นหินกักเก็บเหล่านี้มักจะซ้อนทับกันเป็นชั้นๆ ซึ่งทำให้ทางออกในการพัฒนาแหล่งกักเก็บน้ำมันที่เล็ก ดังกล่าวในเชิงพาณิชย์นั้นอยู่อย่างจำกัด ด้วยสาเหตุนี้เองหลุมผลิตขนาดเล็กแบบผลิตร่วมกันจึงกลายเป็นวิธีส่วนใหญ่ ที่ถูกเลือกใช้ในการขุดเจาะและผลิต หลุมผลิตขนาดเล็กสามารถขุดเจาะผ่านแหล่งกักเก็บหลายๆ ชั้นได้ โดยปกติแล้ว แหล่งกักเก็บทั้งหมดในหลุมผลิตนี้จะถูกผลิตพร้อมๆ กัน เป็นที่น่าสังเกตว่าแหล่งกักเก็บขนาดเล็กเหล่านี้จะมีระยะเวลา การผลิตด้วยการไหลโดยธรรมชาติที่ค่อนข้างสั้น ดังนั้นในบางกรณีหลุมผลิตขนาดเล็กเหล่านี้จะมีการติดตั้งอุปกรณ์ ช่วยผลิต โดยใช้แก๊ส แต่เนื่องด้วยค่าใช้จ่ายในการลงทุนและการดำเนินการที่สูงจึงทำให้มีผลกระทบต่อการผลิตเชิง พาณิชย์ในบางกรณี เพราะสาเหตุนี้เองหลุมผลิตขนาดเล็กจำนวนไม่น้อยที่ผลิตโดยไม่มีการติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผลิต

เพราะฉะนั้นหลุมผลิตขนาดเล็กที่อยู่ในแหล่งกักเก็บมีชั้นกักเก็บก๊าซจะมีความสำคัญมากต่อประสิทธิภาพการ ผลิตของหลุม โดยถ้าได้รับการจัดการอย่างเหมาะสม แก๊สจากชั้นกักเก็บในหลุมจะช่วยเพิ่มอัตราส่วนแก๊สต่อของเหลว ให้เหมาะสมในการช่วยเพิ่มปริมาณการผลิต และเพิ่มปริมาณสำรอง

วิทยานิพนธ์นี้ได้ศึกษาตัวแปรบางตัวของแหล่งกักเก็บที่มีผลกระทบต่อปริมาณสำรองของน้ำมัน โดยใช้เทคนิคของการใช้แก๊สจากชั้นกักเก็บในหลุมเพื่อช่วยผลิตน้ำมันสำหรับหลุมผลิตขนาดเล็กที่ผลิตจากชั้นกักเก็บ ร่วมกันหลายชั้นในแอ่งปัตตานี เทียบกับการผลิตโดยใช้อุปกรณ์ช่วยผลิตที่ใช้แก๊ส

จากการศึกษาสามารถสรุปได้ว่า หลุมผลิตน้ำมันที่ใช้แก๊สจากแหล่งกักเก็บในหลุมจะสามารถผลิตน้ำมันได้ โดยมีค่าระดับการได้คืนของปริมาณสำรองที่ผลิตได้นั้นใกล้เคียงและในบางกรณีมากกว่าหลุมผลิตน้ำมันที่ติดตั้ง อุปกรณ์ช่วยผลิตที่ใช้แก๊ส นอกจากนั้นแล้วยังพบว่าระดับการได้คืนของปริมาณสำรองจากการใช้แก๊สจากชั้นกักเก็บใน หลุมเพื่อช่วยผลิตน้ำมันสามารถจะขึ้นกับความลึกของชั้นกักเก็บ และหรือ ความหนาของชั้นกักเก็บ หรือปริมาณสำรอง แก๊สที่มากขึ้น หรือตารางการยิงเจาะหลังจากที่มีการผลิตไปแล้ว แต่ปริมาณสำรองอาจจะไม่ได้เพิ่มขึ้นเสมอไปถ้าค่า การซึมผ่านของชั้นกักเก็บแก๊สเพิ่มขึ้น

ภาควิชา.....วิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

ลายมือชื่อนิสิต.....

จิตรลดา

สาขาวิชา.....วิศวกรรมปิโตรเลียม.....

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....

สมชาย อธิชนกร

ปีการศึกษา.....2553.....

5171603621: MAJOR PRETROLEUM ENGINEERING

KEYWORDS: IN-SITU GAS LIFT FOR MONOBORE OIL WELLS WITH COMMINGLED PRODUCTION IN PATTANI BASIN

CHITRLADA ARDTHASIVANON: EVALUATION OF IN-SITU GAS LIFT FOR MONOBORE OIL WELLS WITH COMMINGLED PRODUCTION IN PATTANI BASIN. THESIS ADVISOR: ASST. PROF. SUWAT ATHICHANAGORN, Ph.D., 106 pp.

E47307

Typically, oil reservoirs in Pattani Basin in the Gulf of Thailand are highly faulted, relatively small compared to other reservoirs elsewhere, and most of the time they are multiple and stacked. In order to make the marginal reservoirs economically attractive, there is limited development option and almost by default the slim monobore completion is selected to justify the small reserves. Basically, this monobore completion allows one single well to accommodate as many hydrocarbon zones as possible. Most of the time, all zones are perforated and produced commingledly. It is generally observed that natural flow periods of these small reservoirs are short. In some cases, these monobore oil wells can be completed with conventional gas lift to extend its production or increase recovery factor. However, in some cases, both capital and operating costs of gas lift have a great impact on these economically burdened fields, especially the offshore environment. As a result, it is not always economic to drill and complete oil wells with conventional gas lift and many monobore oil wells are completed without gas lift for economic reason. Therefore, the gas zones in these monobore oil wells without gas lift become very important because these gas zones, if managed properly, can provide additional in-situ gas to increase or optimize the well's GLR; thus increased oil production rate or reserve recovery factor.

This thesis is to study some pre-determined variables that affect the oil recovery factor using the in-situ gas lift technique in the monobore oil wells with commingled production and compared to the monobore oil wells with the conventional gas lift.

It can be concluded that the recovery factor of oil wells using the in-situ gas lift is very comparable to that of the oil wells with conventional gas lift. The higher recovery factor can be achieved from having the deeper or the thicker in-situ gas zone or the time-lapsed perforation schedule of the in-situ gas zone; however, this is not always true for increasing permeability.

Department: Mining and Petroleum Engineering
Field of Study: Petroleum Engineering.....
Academic Year.....2010.....

Student's Signature.....*Chitrlada*.....
Advisor's Signature.....*Suwat Athichanagorn*.....

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to extend my gratitude to my thesis advisor, Assistant Professor Dr. Suwat Athichanagorn, who has been very supportive and patient, always giving valuable feedback, helping me cross hurdles throughout the research. This thesis would not be possible to get done in timeliness without him.

I would like to express my appreciation to my bosses; Mr. Mike Haas, Mr. Thanairat Anantachote, and Mr. Richard Dolan, for all of their great support. Also thanks to my colleagues for their knowledge as reference to complete this research.

I am very thankful to Chevron Thailand E&P Limited for the scholarship.

I really treasure my family that endures me; no word can express my gratefulness.

CONTENTS

	Page
Abstract (in Thai).....	iii
Abstract (in English).....	v
Acknowledgements.....	vi
Contents.....	vii
List of Tables.....	x
List of Figures.....	xi
Nomenclatures.....	xv
Chapter	
I Introduction.....	1
II Literature Review.....	8
III Related Theories.....	12
3.1 Nodal Analysis.....	12
3.1.1 Inflow Performance Relationship (IPR).....	14
3.1.2 Productivity Index.....	15
3.1.3 Key Variables that Affect IPR.....	17
3.1.4 Tubing Performance Relationship (TPR)	19
3.1.5 Key Variables that Affect TPR.....	21
3.1.6 Natural Flow.....	23
3.2 Material Balance.....	24
3.2.1 Expansion of Oil and Originally Dissolved Gas.....	25
3.2.2 Expansion of Gas-cap Gas.....	26
3.2.3 Change in HCPV due to Connate Water Expansion and Pore Volume Reduction.....	26
3.2.4 Underground Withdrawal.....	27

Chapter

3.2.5	The Material Balance Expressed as a Linear Equation	28
3.3	Reservoir Drive Mechanisms.....	29
3.3.1	Solution Gas Drive.....	30
3.3.2	Gas Cap Drive.....	32
3.3.3	Water Drive.....	34
3.3.4	Gravity Drainage.....	36
3.3.5	Combination Drive.....	36
3.4	Gas Lift Theory.....	37
3.4.1	Continuous Gas Lift.....	37
3.4.2	Intermittent Gas Lift.....	41
3.4.3	In-situ Gas Lift.....	41
IV	Model Set Up.....	43
4.1	Introduction to Integrated Production Model (IPM) Toolkit.....	43
4.2	Base Case Well Model Discussion.....	46
4.3	Conventional Gas Lift Operation Practice.....	53
4.4	Favorable Gas to Liquid Ratio (GLR).....	55
4.5	Tank Model (MBAL).....	58
V	Results and Discussion.....	60
5.1	Base Case Results.....	60
5.2	Impact of Perforation Schedule of In-situ Gas Zone on Oil Recovery Factor.....	62
5.2.1	In-situ Gas Zone @ 5500' TVD.....	62
5.2.2	In-situ Gas Zone @ 6500' TVD.....	63
5.2.3	In-situ Gas Zone @ 7500' TVD.....	64

Chapter

5.3	Impact of Depths of In-situ Gas Zone on Oil Recovery Factor.....	65
5.3.1	In-situ Gas Zone with 15-ft Thickness.....	65
5.3.2	In-situ Gas Zone with 45-ft Thickness	67
5.3.3	In-situ Gas Zone with 90-ft Thickness.....	68
5.4	Impact of Thickness of In-situ Gas Zone on Oil Recovery Factor.....	72
5.4.1	In-situ Gas Zone @ 5500' TVD.....	72
5.4.2	In-situ Gas Zone @ 6500' TVD.....	74
5.4.3	In-situ Gas Zone @ 7500' TVD.....	75
5.5	Impact of Permeability of In-situ Gas Zone on Oil Recovery Factor.....	77
5.5.1	In-situ Gas Zone @ 5500' TVD.....	77
5.5.2	In-situ Gas Zone @ 6500' TVD.....	79
5.5.3	In-situ Gas Zone @ 7500' TVD.....	81
5.6	Impact of Perforation Interval on Recovery Factor.....	82
5.6.1	Increased Perforation Intervals of In-situ Gas Zone with k of 10 mD.....	82
5.6.2	Decreased Perforation Intervals of In-situ Gas Zone with k of 1000 mD	84
5.6.3	Effect of Perforation Intervals of In-situ Gas Zone at 7500-ft with 100 mD on Oil Recovery Factor.....	85
VI	Conclusions and Recommendations.....	87
6.1	Conclusions.....	87
6.2	Recommendations	89
	References.....	91
	Appendix.....	93
	Appendix A General Information for Well Model.....	94
	Vitae.....	106

LIST OF TABLES

	Page
Table 3.1 Comparison between Conventional Gas Lift and In-situ Gas Lift	42
Table 4.1 OOIP for Oil Zones.....	47
Table 4.2 Tanks Parameters for Oil Layers	47
Table 4.3 OGIP for In-situ Gas Zone	48
Table 4.4 Tanks Parameters for In-situ Gas Zones	49
Table 4.5 Variables for Thesis Study... ..	58
Table 5.1 Immediate Gas Rate and GLR after Time-lapsed Perforation on In-situ Gas Zone at 5500' TVD.....	79
Table 5.2 Immediate Gas Rate and GLR after Time-lapsed Perforation on In-situ Gas Zone at 6500' TVD	80
Table 5.3 Immediate Gas Rate and GLR after Time-lapsed Perforation on In-situ Gas Zone at 7500' TVD	82
Table 5.4 Effect of Perforation Interval of In-situ Gas Lift Zone at 7500-ft with 100 mD and 15 ft thickness on Recovery Factors.....	86
Table 5.5 Effect of Perforation Interval of In-situ Gas Lift Zone at 7500-ft with 100 mD and 45 ft thickness on Recovery Factors.....	86
Table 6.1 Summary of Oil Recovery Factors using In-situ Gas Lift Technique.....	87
Table A1 Water Influx Parameters for Oil Layers	94
Table A2 PVT Input Data in MBAL for Oil Layers	94
Table A3 Input Data - Relative Permeability for Oil and Gas Layers	95
Table A4 Input Data - Residual Saturation and Corey Exponents for Oil and Gas Layers.....	95
Table A5 Input Data for Option Summary in PROSPER.....	96
Table A6 Table A10 Input Data for IPR.....	96
Table A7 Input Data for Downhole Equipment	97
Table A8 Input Data for Geothermal Gradient	97
Table A9 Input Data for Directional Survey	97

LIST OF FIGURES

	Page
Figure 1.1 Well Schematic for Commingled Reservoirs in Slim Monobore Completion with Gas Lift Mandrels.....	3
Figure 1.2 Well Schematic for Commingled Reservoirs in Slim Monobore Completion without Gas Lift Mandrels.....	4
Figure 3.1 Possible Pressure Losses in a Complete System	13
Figure 3.2 Straight-line IPR of an Undersaturated Oil Well Producing above Bubble Point	15
Figure 3.3 Typical IPR of an Undersaturated Oil Well Producing below Bubble Point	16
Figure 3.4 The Composite IPR Curve Calculated in Conventional Way as the Sum of Three Individual IPR Curves	18
Figure 3.5 The Composite IPR Curve in Relationship with Productivity Index	19
Figure 3.6 Components of Pressure Losses in Tubing	21
Figure 3.7 Natural Flow Condition	24
Figure 3.8 Solution Gas Drive Reservoir.....	31
Figure 3.9 Schematic of Production History of a Solution Gas Drive Reservoir.....	32
Figure 3.10 Gas-Cap Drive Reservoir.....	33
Figure 3.11 Schematic of Production History of a Typical Gas-Cap Drive Reservoir...	33
Figure 3.12 Water Drive Reservoir.....	35
Figure 3.13 Reservoir Pressure Trends for Drive Mechanisms	35
Figure 3.14 Gravity Drainage Reservoir	36
Figure 3.15 Combination Drive Reservoir	37
Figure 3.16 Pressure Diagram for a Gas-Lift Well.....	38
Figure 3.17 Example Plot of Favorable and Formation GLR vs. Oil Rate.....	39
Figure 3.18 Gas-lift Well Analysis.....	40
Figure 4.1 Completion Schematic for Base Case Scenario with an Orifice Gas Lift Valve	50
Figure 4.2 Completion Schematic for Different Scenarios by Varying Depth, k and h of an In-situ Gas Zone	50
Figure 4.3 Base Case Well Model Diagram in IPM for Gas Lift.....	51
Figure 4.4 Well Model Diagram in IPM for In-situ Gas Zone @ 5500' TVD.....	52

Figure 4.5	Well Model Diagram in IPM for In-situ Gas Zone @ 6500' TVD.....	52
Figure 4.6	Well Model Diagram in IPM for In-situ Gas Zone @ 7500' TVD.....	53
Figure 4.7	Gas Lift Performance Curve for Various Water Cuts at (a) 30%, (b) 40%, (c) 50%, (d) 60%, (e) 70%, (f) 80%, (g) 90%, and (h) 95%.....	55
Figure 4.8	Favorable GLR Curve for the Base Case with Injection Gas Rate of 1.0 MMscfd, 50% WC and Formation GLR of 500 scf/stb.....	56
Figure 5.1	Production Profile of the Natural Flow Case	61
Figure 5.2	Production Profile of the Base Case.....	61
Figure 5.3	Production Profile with Gas Rate and GLR of the Base Case	62
Figure 5.4	Oil Recovery Factors for Concurrent and Time-lapsed Perforation Schedules of In-situ Gas Zone @ 5500' TVD	63
Figure 5.5	Oil Recovery Factors for Concurrent and Time-lapsed Perforation Schedules of In-situ Gas Zone @ 6500' TVD	64
Figure 5.6	Oil Recovery Factors for Concurrent and Time-lapsed Perforation Schedules of In-situ Gas Zone @ 7500' TVD	65
Figure 5.7	Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone with 15' Thickness.....	66
Figure 5.8	Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone with 45' Thickness.....	67
Figure 5.9	Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone with 90' Thickness.....	69
Figure 5.10	Production Profile for Well with In-situ Gas Zone at 7500' TVD with 10 mD, 90' Thickness and Time-lapsed Perforation Schedule.....	69
Figure 5.11	Oil Recovery Factor Summary for Concurrent Perforation Schedule of In-situ Gas Zone.....	70
Figure 5.12	Oil Recovery Factor Summary for Time-lapsed Perforation Schedule of In-situ Gas Zone.....	71
Figure 5.13	Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone @ 5500' TVD with Various Thicknesses.....	72

Figure 5.14 Comparison of Cumulative Oil Production, Recovery Factor
and Production Profile of In-situ Gas Zone at 5500’ TVD, 10 mD,
Concurrent Perforation Schedule with Various Thicknesses
(a) 15-ft, (b) 45-ft and (c) 90-ft..... 74

Figure 5.15 Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone @ 5500’ TVD with
Various Thicknesses..... 75

Figure 5.16 Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone @ 5500’ TVD with
Various Thicknesses..... 76

Figure 5.17 Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone @ 5500’ TVD with
Various Permeabilities..... 77

Figure 5.18 Comparison of Production Profiles of In-situ Gas Zone at
5500’ TVD, 90-ft Thickness, Concurrent Perforation Schedule
between (a) 10 mD vs. (b) 1000 mD..... 78

Figure 5.19 Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone @ 6500’ TVD with
Various Permeabilities..... 80

Figure 5.20 Oil Recovery Factors for In-situ Gas Zone @ 7500’ TVD with
Various Permeabilities..... 81

Figure 5.21 Comparison of Cumulative Oil Production, Recovery Factors and
Production Profiles of In-situ Gas Zone at 7500’ TVD with 10 mD,
15-ft Thickness and Time-lapsed Perforation Schedule with
(a) 1-ft and (b) 2-ft Perforation Interval on In-situ Gas Zone..... 83

Figure 5.22 Comparison of Cumulative Oil Production, Recovery Factors and
Production Profiles of In-situ Gas Zone at 5500’ TVD with 1000 mD,
15-ft Thickness and Time-lapsed Perforation Schedule with (a) 1-ft
and (b) 0.33-ft (2 shots) Perforation Interval on In-situ Gas Zone 85

Figure A1	Reservoir Pressure Profile.....	98
Figure A2	Reservoir Temperature Profile	98
Figure A3	Initial Formation GOR Correlation.....	99
Figure A4	Initial Oil Formation Volume Factor (B_{oi}) Correlation.....	99
Figure A5	Tank Input Data – Water Flux for Oil Layer @ 5000’ TVD.....	100
Figure A6	Tank Input Data - Rock Compressibility for Oil Layer @ 5000’ TVD.....	100
Figure A7	Tank Input Data - Relative Permeability for Oil Layer @ 5000’ TVD.....	101
Figure A8	Water-Oil Relative Permeability from MBAL.....	101
Figure A9	Water-Oil Relative Permeability from Core Analysis.....	102
Figure A10	Tank Input Data - Relative Permeability for In-situ Gas Zone.....	102
Figure A11	Gas-Oil Relative Permeability from MBAL.....	103
Figure A12	Gas-Oil Relative Permeability from Core Analysis.....	103
Figure A13	Examples of IPR – Input Data for Oil Layer.....	104
Figure A14	Example of IPR – Input Data for Gas Layer.....	105

NOMENCLATURES

A	drainage area
B_g	gas formation volume factor
B_{gi}	initial gas formation volume factor
B_o	oil formation volume factor
B_{oi}	initial oil formation volume factor
B_w	water formation volume factor
C	conversion constant for oil or gas wells
c_f	rock pore volume compressibility
c_g	gas compressibility
c_o	oil compressibility
c_t	total fluid compressibility
c_w	water compressibility
D	turbulence coefficient
D_f	depth of formation, mid perforation
D_{ov}	depth of injection valve
dp/dL	the total pressure drop (ΔP) in a tubing component
E_o	expansion of oil
E_g	gas cap
$E_{f,w}$	expansion of formation and connate water
F	underground withdrawal
G	initial gas in place
G_{pc}	cumulative gas-cap gas produced
G_{av}	average pressure gradient above injection point, a function of the gas rate injected
G_{bv}	average pressure gradient of flowing formation fluid below injection point
h	reservoir thickness
H	zone height
H_L	liquid hold up
H_G	gas hold up
J	productivity index
J_o	productivity index for oil
J_g	productivity index for gas

k	absolute permeability
k_{rg}	gas relative permeability
k_{rw}	water relative permeability
k_o	oil permeability
k_{ro}	oil relative permeability
m	ratio of gas cap volume to oil volume
n	reciprocal slope of best fit plot of q vs. $(p^2 - p_{wf}^2)$
n	flow exponent
N	initial oil in place
N_p	cumulative oil production
N_{pt}	cumulative oil produced during transient period
p	pressure
P_i	initial pressure
P_b	bubble point pressure
P_e	static average pressure measured at the drainage radius, r_e
p_R	average reservoir pressure
P_{wf}	bottom-hole flowing pressure measured at the wellbore radius, r_w
P_{wh}	wellhead pressure
p_{ws}	shut-in pressure
q	production flow rate
q_c	critical gas flow rate
q_L	liquid production rate
q_m	producing rate when $p_{wf} = 0$
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
R_p	cumulative production gas-oil ratio
R_s	solution gas-oil ratio
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_w	water saturation
S_{wc}	connate water saturation
T	temperature (deg. R)
t_s	stabilization time
μ	viscosity, cp
v_t	terminal velocity, ft/sec
W_e	cumulative aquifer influx
W_p	total water produced
Z	gas deviation factor
μ_o	viscosity for oil
μ_g	viscosity for gas
ρ_L	liquid density
ρ_G	gas density
γ_g	gas gravity