

**EFFECT OF MUD INVASION ON PRESSURE TRANSIENT
OBTAINED FROM WIRELINE FORMATION TESTER**

Miss Naruewan Tantipalanonta

**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

Copyright of Chulalongkorn University

ผลกระทบจากการรูก้าของน้ำโคลนต่อการเปลี่ยนแปลงความดัน
ที่ได้จากไวรัสไลน์ฟอร์มชันทดสอบ

นางสาวนฤวรรณ ตันติพลานนท์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2550
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

500628

นฤวรรณ ดันติพลานนท์ : ผลกระทบจากการรุกรานของน้ำโคลนต่อการเปลี่ยนแปลงความดันที่ได้จากไวร์ไลน์ฟอร์มเมชันเทสเตอร์ (EFFECT OF MUD INVASION ON PRESSURE TRANSIENT OBTAINED FROM WIRELINE FORMATION TESTER) อ.ที่ปรึกษา: ผศ. ดร. สุวัฒน์ อธิชนากร, อ.ที่ปรึกษาร่วม: ดร. สายฝน (ดวงแก้ว) สิริมังคลกิตติ, 146 หน้า.

ในการศึกษานี้ ได้ใช้แบบจำลองของแหล่งกักเก็บชั้นเดียวทั้งแบบที่เป็นเนื้อเดียวกัน แบบที่ถูกรุกรานจากน้ำโคลน และแบบที่ถูกกระตุ้นเพื่อหาค่าความดันที่วัดได้จากการทำไวร์ไลน์ฟอร์มเมชันเทสต์ จากนั้น ใช้โปรแกรมประเมินค่าจากการทำทดสอบหลุมมาประยุกต์ใช้ในการประเมินค่าคุณสมบัติของชั้นหิน กรณีที่ศึกษาเบื้องต้น แบ่งเป็นการศึกษาโดยใช้แบบจำลองของแหล่งกักเก็บชั้นเดียว ทำการศึกษาผลกระทบของขนาดของเครื่องมือทดสอบความดัน และอัตราส่วนของค่าความซึมผ่านของหินในแนวตั้งต่อแนวนอน จากนั้นทำการศึกษาแหล่งกักเก็บชั้นเดียวแบบที่ถูกรุกรานจากน้ำโคลน โดยศึกษาผลกระทบของอัตราส่วนของค่าการไหลของหินชั้นในต่อหินชั้นนอก และผลกระทบของรัศมีจากการรุกรานของน้ำโคลน และสุดท้ายทำการศึกษาแหล่งกักเก็บชั้นเดียวแบบที่ถูกกระตุ้น โดยศึกษาผลกระทบของอัตราส่วนของค่าการไหลของหินชั้นในต่อหินชั้นนอก และผลกระทบของรัศมีจากการถูกกระตุ้น ทั้งนี้จากการศึกษาทั้งหมด เพื่อประเมินว่าค่าคุณสมบัติต่างๆ ที่ได้จากการทำไวร์ไลน์ฟอร์มเมชันเทสต์นั้นสามารถให้ค่าที่ยอมรับได้ ณ สภาวะการณ์ใดบ้าง ภายใต้ความสามารถของอุปกรณ์ การศึกษาสรุปว่า ค่าความดันที่ได้จากการทำไวร์ไลน์ฟอร์มเมชันเทสต์ทั้งในแหล่งกักเก็บแบบที่ถูกรุกรานจากน้ำโคลน และแบบที่ถูกกระตุ้น สามารถให้ค่าประเมินของค่าความซึมผ่านของหินได้อย่างถูกต้องแม่นยำ ดังนั้นอุปกรณ์ไวร์ไลน์ฟอร์มเมชันเทสต์มีความพร้อมแล้วที่จะใช้ทั้งในแหล่งกักเก็บแบบที่ถูกรุกรานจากน้ำโคลน และแบบที่ถูกกระตุ้น

ภาควิชา วิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม

สาขาวิชา วิศวกรรมปิโตรเลียม

ปีการศึกษา 2550

ลายมือชื่อนิสิต.....*นฤวรรณ ดันติพลานนท์*

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....*สมร อธิ*

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม.....*สุวัฒน์ อธิ*

4871604621 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING

KEY WORD: /PERMEABILITY/WIRELINE FORMATION TEST/MUD
INVASION

NARUEWAN TANTIPALANONTA. THESIS TITLE : EFFECT OF MUD
INVASION ON PRESSURE TRANSIENT OBTAINED FROM WIRELINE
FORMATION TESTER. THESIS ADVISOR: ASST. PROF. SUWAT
ATHICHANAGORN, Ph.D., THESIS CO-ADVISOR : SAIFON
(DAUNGKAEW) SIRIMONGKOLKITTI, Ph.D., 146 pp.

In this study, a reservoir simulator is used to generate pressure responses from wireline formation tests for single layer homogeneous reservoir, invaded reservoir due to mud invasion, and stimulated reservoir. Then, the well test interpretation software is used to estimate reservoir parameters from the simulated pressure response. A single layer homogeneous reservoir is used as a base case to investigate the effect of probe size and permeability anisotropy ratio. Then, a single layer reservoir with an invaded zone is investigated to evaluate the effect of mobility ratio and effect of radius of invasion. Finally, a single layer with stimulated zone is investigated to evaluate the effect of mobility ratio and effect of radius of stimulated zone. All the investigations are performed to determine whether the results from wireline formation test conducted in particular systems can provide satisfactory information under different reservoir scenarios and tool limitation. The study concludes that for both damaged and stimulated reservoir, the pressure response obtained from the single probe wireline formation test can provide accurate estimate of reservoir permeability. Therefore, the single probe wireline formation test can be readily used in both invaded reservoir and stimulated reservoir.

Department: Mining and Petroleum Engineering

Field of study: Petroleum Engineering

Academic Year: 2007

Student's signature: *Naruewan Tantipalanonta*

Advisor's signature: *Suwat Athichanagorn*

Co-advisor's signature: *Saifon Sirimongkolkitti*

ACKNOWLEDGEMENTS

First of all, I would like to express my appreciation to my advisor, Dr. Suwat Athichanagorn, for giving knowledge of petroleum engineering and invaluable guidance during this study. I also am grateful to Dr. Saifon (Daungkaew) Sirimongkolkitti, Reservoir Domain Champion (Schlumberger BMP), my thesis co-advisor, for creative suggestion and invaluable advice.

I wish to thank the thesis committee members for their comments and recommendations.

I would like to extend my sincere gratitude and appreciation to Mr. Nitipong Yimyam and Schlumberger Overseas S.A. (Thailand) for providing me with the opportunity to use simulation software (ECLIPSE) and interpretation software (Saphir) through at the internship period.

I would like to gratefully thank Ms. Duenpen Palasarn for providing guideline, data used in this work and invaluable recommendations and encouragement. I would also like to give my special thank to all my classmates in the petroleum engineering program, especially Ms. Patcharaporn Charusombat, for invaluable discussions, encouragement, and true friendship.

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

CONTENTS

	Page
Abstract (in Thai)	iv
Abstract (in English)	v
Acknowledgements	vi
Contents	vii
List of Tables	x
List of Figures	xi
List of Abbreviations	xv
Nomenclature	xvi
 CHAPTER	
I Introduction	1
1.1 Methodology.....	2
1.2 Thesis Outline.....	3
 II Literature Review	 4
2.1 Wireline Formation Test (WFT).....	4
2.2 Mud Invasion Effect.....	7
 III Theory and Concept	 9
3.1 Pressure Transient Analysis for Well Test and Wireline Formation Test....	9
3.2 Type of Tests.....	10
3.2.1 Drawdown Test.....	10
3.2.2 Buildup Test.....	11
3.3 Well Test Concept.....	11
3.4 The Skin Effect.....	13
3.5 Wireline Formation Test Concepts.....	15
3.6 Wireline Formation Flow Regimes.....	18
3.6.1 Spherical Flow.....	18

CHAPTER	Page
3.6.2 Radial Flow.....	20
3.6.3 Hemispherical Flow.....	21
IV Simulation Grid Model.....	22
V Wireline Formation Test in Single Layer Homogeneous Reservoir.....	27
5.1 Base Case.....	27
5.2 Effects of Probe Size.....	30
5.3 Effects of Permeability Anisotropy.....	37
VI Wireline Formation Test in Single Layer Reservoir with Invaded Zone.....	44
6.1 Case I : Undamaged K_h of 50 mD, Damaged K_h of 25 mD.....	45
6.1.1 Effects of Mobility Ratio.....	45
6.1.2 Effects of Radius of Invasion.....	49
6.2 Case II : Undamaged K_h of 5 mD, Damaged K_h of 1 mD.....	55
6.2.1 Effects of Mobility Ratio.....	55
6.2.2 Effects of Radius of Invasion.....	63
VII Wireline Formation Test in Single Layer Reservoir with Stimulated Zone.....	74
7.1 Case I : Undisturbed K_h of 50 mD, Stimulated K_h of 75 mD.....	75
7.1.1 Effects of Mobility Ratio.....	75
7.1.2 Effects of Radius of Stimulated Zone.....	78
7.2 Case II : Undisturbed K_h of 1 mD, Stimulated K_h of 10 mD.....	84
7.2.1 Effects of Mobility Ratio.....	84
7.2.2 Effects of Radius of Stimulated Zone.....	89
VIII Conclusion and Recommendation.....	97
8.1 Conclusions.....	97
8.2 Recommendations.....	98

CHAPTER	Page
References.....	ix
References.....	100
Appendices.....	104
Vitae.....	146

LIST OF TABLES

		Page
Table 4.1	Summary of grid geometry for the single layer radial model.....	24
Table 4.2	Summary of geometrical and numerical simulation parameters for the reservoir model.....	25
Table 4.3	Summary of reservoir rock and rock-fluid properties for the reservoir model.....	25
Table 5.1	Comparison between input parameters and estimates from test interpretation.....	28
Table 5.2	Interpreted results of different probe sizes.....	35
Table 5.3	Interpreted results of different permeability anisotropy ratios.....	42
Table 6.1	Interpreted results of different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case I.....	47
Table 6.2	Interpreted results of different radii of invasion for case I.....	52
Table 6.3	Interpreted results of different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case II.....	59
Table 6.4	Interpreted results of different radii of invasion for case II.....	69
Table 7.1	Interpreted results of different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case I.....	76
Table 7.2	Interpreted results of different radii of stimulated zone for case I.....	81
Table 7.3	Interpreted results of different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case II.....	85
Table 7.4	Interpreted results of different radii of stimulated zone for case II.....	93

LIST OF FIGURES

	Page
Figure 3.1 Inverse problem.....	9
Figure 3.2 Drawdown test.....	10
Figure 3.3 Buildup test.....	11
Figure 3.4 Mass fluxes in porous media.....	12
Figure 3.5 Pressure profile of a damaged well.....	13
Figure 3.6 Pressure profile of a stimulated well.....	14
Figure 3.7 Spherical flow regime.....	17
Figure 3.8 Pressure change and pressure derivative obtained from wireline formation test showing spherical flow.....	18
Figure 3.9 Radial flow regime.....	18
Figure 3.10 Pressure change and pressure derivative obtained from wireline formation test showing radial or cylindrical flow.....	19
Figure 3.11 Hemispherical flow regime.....	19
Figure 3.12 Pressure change and pressure derivative obtained from wireline formation test showing hemispherical flow.....	20
Figure 4.1 Side view of a single layer radial model.....	22
Figure 4.2 Top view of a single layer radial model.....	23
Figure 4.3 3D view of a single layer radial model.....	23
Figure 5.1 Schematic reservoir description for the base case.....	27
Figure 5.2 Pressure history of the base case.....	28
Figure 5.3 Diagnostic plot for the base case.....	28
Figure 5.4 Regression plot for the base case.....	29
Figure 5.5 Schematic reservoir description with different probe sizes.....	30
Figure 5.6 Pressure history of different probe sizes.....	30
Figure 5.7 Diagnostic plots for different probe sizes.....	32
Figure 5.8 Regression plots for different probe sizes.....	33
Figure 5.9 Schematic reservoir description with different permeability anisotropy ratio.....	36

	Page
Figure 5.10	Diagnostic plots for different permeability anisotropy ratios..... 37
Figure 5.11	Regression plots for different permeability anisotropy ratios..... 39
Figure 6.1	Schematic reservoir description for invaded reservoir..... 43
Figure 6.2	Schematic reservoir description of different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case I..... 44
Figure 6.3	Pressure history of case K15-50 (mobility ratio = 0.3)..... 45
Figure 6.4	Diagnostic plots for different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case I..... 45
Figure 6.5	Schematic reservoir description of different radii of invasion for case I..... 48
Figure 6.6	Pressure history of case K25-50-3 (radius of invasion = 1.28 ft.)..... 49
Figure 6.7	Diagnostic plots for different radii of invasion for case I..... 49
Figure 6.8	Schematic reservoir description of different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case II..... 54
Figure 6.9	Pressure history of case K1-5 (mobility ratio = 0.2)..... 54
Figure 6.10	Diagnostic plots for different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case II..... 55
Figure 6.11	Combination of diagnostic plots of different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case II..... 58
Figure 6.12	Schematic reservoir description of different radii of invasion for case II..... 61
Figure 6.13	Pressure history for case K1-5-3 (invasion radius = 1.28 ft.)..... 62
Figure 6.14	Diagnostic plots for different radii of invasion for case II..... 62
Figure 6.15	Combination of diagnostic plots of different radii of invasion for case II..... 68
Figure 7.1	Schematic reservoir description for stimulated reservoir..... 72
Figure 7.2	Schematic reservoir description of different mobility ratios between Stimulated zone and native reservoir for case I..... 73
Figure 7.3	Pressure history for case K75-50 (mobility ration = 1.5)..... 74
Figure 7.4	Diagnostic plots for different mobility ratios between stimulated zone And native reservoir for case I..... 74

Figure 7.5	Schematic reservoir description for different radii of stimulated zone for case I.....	77
Figure 7.6	Pressure history of case K75-50-3 (stimulated zone = 1.28 ft.).....	77
Figure 7.7	Diagnostic plots for different radii of stimulated zone for case I.....	78
Figure 7.8	Schematic reservoir description of different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case II.....	82
Figure 7.9	Pressure history of case K10-1 (mobility ratio = 10).....	83
Figure 7.10	Diagnostic plots for different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case II.....	83
Figure 7.11	Combination of diagnostic plots of different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case II.....	85
Figure 7.12	Schematic reservoir description for different radii of stimulated zone For case II.....	87
Figure 7.13	Pressure history for case K10-1-3 (stimulated zone = 1.28 ft.).....	88
Figure 7.14	Diagnostic plots for different radii of stimulated zone for case II.....	88
Figure 7.15	Combination of diagnostic plots of different radii of stimulated zone for case II.....	92
Figure B1	Regression plots for different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case I.....	122
Figure B2	Regression plots for different radii of invasion for case I.....	123
Figure B3	Regression plots for different mobility ratios between invaded zone and uninvaded reservoir for case II.....	126
Figure B4	Regression plots for different radii of invasion for case II.....	128
Figure B5	Regression plots for different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case I.....	131
Figure B6	Regression plots for different radii of stimulated zone for case I.....	133
Figure B7	Regression plots for different mobility ratios between stimulated zone and native reservoir for case II.....	136
Figure B8	Regression plots for different radii of stimulated zone on stimulated reservoir of case II.....	137
Figure C1	Typical pressure versus time plot of a pretest.....	142

Figure C2	Theoretical log-log plot of pressure derivative for a sink probe	
	Buildup.....	143
Figure C3	MDT tool with all modules.....	145
Figure C4	Standard MDT tool configuration for single-probe tools.....	146
Figure C5	Location of sink probe and observation probes.....	150
Figure C6	The OFA module with its two sensor systems.....	151

LIST OF ABBREVIATIONS

AMS	auxiliary measurement sonde
DST	drill stem test
FIT	formation interval tester
IMPEC	implicit pressure explicit concentration
IPTT	interval pressure transient testing
MDT	modular dynamic formation tester
MINPV	minimum pore volume
OBM	oil based mud
OFA	optical fluid analyzer
OWC	oil water contact
PTA	pressure transient analysis
PVT	pressure-volume-temperature
RCI	reservoir characterization instrument
RDT	reservoir description tool
RFT	repeat formation tester
WBM	water based mud
WFT	wireline formation test

NOMENCLATURE

A	cross-section area
B	formation volume factor
c	compressibility
c_t	total compressibility
h	formation thickness
k	formation permeability
k_s	damaged formation permeability
k_{xy}	horizontal permeability
k_{xyz}	spherical permeability
k_z	vertical permeability
k_z/k_{xy}	vertical to horizontal permeability ratio
p	pressure
p_i	initial reservoir pressure
q_{sc}	production rate
r_s	radius of invasion
r_w	wellbore radius
s	skin factor
S_p	probe skin factor
s_{pp}	partial penetration skin
t	time
V	total volume of fluid produced

GREEK LETTERS

ρ	density
Φ	porosity
μ	fluid viscosity
Δ	difference operator