วิวัฒนาการการสะสมตัวของตะกอนและการประเมินศักย์ปิโตรเลียม ของแอ่งย่อยวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์

นาง ทัศนียา โคสุวรรณ

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต
ภาควิชาธรณีวิทยา
บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
พ.ศ. 2538

ISBN 974-631-186-7

ลิขสิทธิ์ของบัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

I16862594

EVOLUTION OF SEDIMENTARY DEPOSITION AND ASSESSMENT OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE WICHIAN BURI SUB-BASIN, CHANGWAT PHETCHABUN

Mrs. Tasneeya Kosuwan

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements
for the Degree of Master of Science
Department of Geology
Graduate School
Chulalongkorn University
1995

ISBN 974-631-186-7

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

Thesis Title	Evolution of Sedimentary Deposition and Assessment of Petroleum Potential of the Wichian Buri Sub-basin, Changwat Phetchabun.
by	Mrs. Tasneeya Kosuwan
Department	Geology
Thesis Advisor	Associate Professor Chaiyudh Khantaprab, Ph.D.
Thesis Co-advisor	Songpope Polachan, Ph.D.

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

Santi Thoongsuwan ..... Dean of Graduate School

(Associate Professor Sunti Tungsuwan, Ph.D.)

Thesis Commitee

Sompop Vedchakanchana ..... Chairman

(Assistant Professor Sompop Vedchakanchana, M.Sc.)

Ch. Khantap ..... Thesis Advisor

(Associate Professor Chaiyudh Khantaprab, Ph.D.)

S. Blach ..... Thesis Co-advisor

(Songpope Polachan, Ph.D.)

Pongsak Phongprayoon ..... Member

(Assistant Professor Pongsak Phongprayoon, M.A)

Thara Lekuthai ..... Member

(Thara Lekuthai,M.Sc.)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พิมพ์ต้นฉบับบทคัดย่อวิทยานิพนธ์ภายในกรอบสีเขียวนี้เพียงแผ่นเดียว

: MAJOR
KEY WORD:

ทัศนียา โคสุวรรณ วิวัฒนาการการสะสมตัวของตะกอนและการประเมินศักย์ปิโตรเลียมของแอ่งย่อยวิเชียรบุรี จังหวัดเพชรบูรณ์ (EVOLUTION OF SEDIMENTARY DEPOSITION AND ASSESSMENT OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE WICHIAN BURI SUB-BASIN, CHANGWAT PHETCHABUN) อ.ที่ปรึกษา รศ.ดร.ชัยยุทธ ขันทปราบ, 161 หน้า ISBN 974-631-186-7

การวิจัยครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อการศึกษาสภาพธรณีวิทยาใต้พื้นผิวของตะกอนยุคเทอร์เชียรีในแอ่งย่อยวิเชียรบุรี โดยมุ่งเน้นการจำแนกการลำดับชั้นหินตามลักษณะของหินและวิวัฒนาการของกระบวนการแปรสัณฐานของการสะสมตัวของตะกอน พร้อมทั้งได้ทำการประเมินศักย์ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมภายในแอ่ง

ผลการศึกษาพบว่าตะกอนยุคเทอร์เชียรีในแอ่งย่อยวิเชียรบุรี เป็นตะกอนที่มีการสะสมตัวแบบทะเลสาบและแบบแม่น้ำพา โดยมีความหนาสูงสุดของตะกอนประมาณ 2,500 เมตร ในที่นี้ได้จัดแบ่งและลำดับชั้นหินของตะกอนยุคเทอร์เชียรี ออกเป็น 4 หมวดหิน เรียงจากล่างสุดมาบนสุดดังนี้ หมวดหิน WB-1, WB-2 WB-3 และ WB-4 สำหรับวิวัฒนาการของการสะสมตัวของตะกอนภายในแอ่งย่อยวิเชียรบุรีแบ่งออกได้เป็น 2 ช่วงใหญ่ๆดังนี้ ช่วงที่ 1 สมัยโอลิโกซีน-ไมโอซีนตอนกลาง แอ่งเริ่มก่อตัวในราวสมัยโอลิโกซีนโดยการเคลื่อนตัวของรอยเลื่อนด้านข้างซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่มีอิทธิพลต่อการทรุดตัวของแอ่งในช่วงนี้ ทำให้เกิดเป็นลักษณะฮาร์พกราเบน พร้อมทั้งเริ่มมีการสะสมตัวของตะกอนแบบที่ราบตะกอนน้ำพาสัมพันธ์กับหินภูเขาไฟที่เกิดจากกระบวนการปริแยกของโลกของหมวดหิน WB-1 ต่อมาในราวต้นสมัยไมโอซีนตอนต้น มีการทรุดตัวของแอ่งในอัตราที่ค่อนข้างเร็วทำให้เกิดสภาพทะเลสาบทั่วทั้งแอ่ง เป็นผลให้เกิดการสะสมตัวของตะกอนหมวดหิน WB-2 ซึ่งเป็นหินโคลนสีดำที่มีปริมาณอินทรีย์วัตถุสูง แทรกสลับด้วยการสะสมตัวของตะกอนแบบดินดอนสามเหลี่ยมปากแม่น้ำและเนินตะกอนน้ำพารูปพัด ระหว่างสมัยไมโอซีนตอนกลาง การสะสมตัวของตะกอนภายในแอ่งได้รับอิทธิพลของทางน้ำเข้ามาเกี่ยวข้องมากขึ้นเรื่อยๆ อันเนื่องมาจากการยกตัวของเปลือกโลก จนในที่สุดมีการเปลี่ยนแปลงสภาวะแวดล้อมของการสะสมตัวของตะกอนไปเป็นแบบแม่น้ำพา เกิดการสะสมตัวของหมวดหิน WB-3 เมื่อสิ้นสุดสมัยไมโอซีนตอนกลาง ช่วงที่ 2 สมัยไมโอซีนตอนปลายถึงปัจจุบัน การเย็นตัวของเปลือกโลกทำให้เกิดการทรุดตัวของแอ่งอีกครั้งหนึ่ง เกิดการสะสมตัวของหมวดหิน WB-4 ภายใต้สภาวะแวดล้อมแบบทะเลสาบระหว่างสมัยไมโอซีนตอนปลายถึงสมัยไพลโอซีน จากนั้นแรงดึงออกได้ทำให้เกิดบล็อกเลื่อนหมุนตัวเป็นจำนวนมากภายในแอ่ง ซึ่งถูกทับถมด้วยตะกอนยุคควอร์เตอร์นารีในเวลาต่อมา หลังจากเกิดการยกตัวของเปลือกโลกในระหว่างสมัยไพลโอซีน-พลีสโตซีน

แอ่งย่อยวิเชียรบุรีเป็นแอ่งหนึ่งที่มีศักยภาพในการให้กำเนิดปิโตรเลียมจากการพบน้ำมันและก๊าซภายในแอ่ง จากการวิเคราะห์ทางธรณีเคมี ทำให้ทราบว่าหินโคลนสีดำซึ่งมีปริมาณอินทรีย์วัตถุสูงและมีการสะสมตัวในสภาวะแวดล้อมแบบทะเลสาบ เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของแอ่ง โดยประเภทของอินทรีย์วัตถุเป็นครอโรเจนชนิดที่ 1 และ 2 ซึ่งมีแนวโน้มสูงที่จะให้น้ำมันออกมา จากการพิจารณาการกำเนิดปิโตรเลียมพบว่า หินต้นกำเนิดส่วนใหญ่ยังไม่ถึงระดับที่จะให้ปิโตรเลียมออกมายกเว้นในบริเวณที่ติดกับหินอัคนี

ภาควิชา ธรณีวิทยา ลายมือชื่อนิสิต ทัศนียา โคสุวรรณ

สาขาวิชา ธรณีวิทยา ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา

ปีการศึกษา 2537

พิมพ์ต้นฉบับบทคัดย่อวิทยานิพนธ์ภายในกรอบสีเขียวนี้เพียงแผ่นเดียว

##C425718 : MAJOR GEOLOGY
KEY WORD: SEDIMENTARY DEPOSITION / PETROLEUM POTENTAL / WICHIAN BURI SUB-BASIN

TASNEEYA KOSUWAN : EVOLUTION OF SEDIMENTARY DEPOSITION AND ASSESSMENT OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE WICHIAN BURI SUB-BASIN, CHANGWAT PHETCHABUN. THESIS ADVISOR: ASSOC. PROF. CHAIYUDH KHANTAPRAB, Ph.D., 161 pp. ISBN 974-631-186-7

This research has the objective to define the subsurface geology of Tertiary deposits of the Wichian Buri sub-basin in terms of lithostratigraphy and tectono-sedimentation, with additional attempts to assess the petroleum potential of source rocks within the study area.

The Tertiary sedimentary sequence in the Wichian Buri sub-basin is entirely non-marine sediments of lacustrine and fluvial deposits with the maximum thickness of 2,500 m. The proposed lithostratigraphy of Tertiary sequence of the basin has been subdivided into 4 formations, namely; WB-1 WB-2, WB-3, and WB-4 Formations in ascending order. The tectono-sedimentary evolution of the basin was dominantly by two extensional phases during Oligocene-Recent. The early phase is characterized by major normal faulting leading to basin fill, and igneous intrusions during Oligocene to Middle Miocene. Displacement along the border faults led to asymmetric half-garben and was the major driving mechanism for the subsidence during this time. The oldest basin fill which deposited during the initial stage of basin development in Late Oligocene, was represented by the fluvial sediments associated with rift volcanics of the WB-1 Formation. At the beginning of Early Miocene, increasing rate of extension with rapid subsidence led to open lacustrine conditions were established over the basin, resulting thick basin fill of dark, organic-rich claystone sequence of the WB-2 Formation. At the same time, fan deltas and alluvial fans continued to shed from the lake margins into the basin. During the Middle Miocene, an increasing fluvial influence occupied over the basin resulting from regional tectonic uplift that is in evidence of the presence of thick, cleaner, river sandstones of the WB-3 Formation. The second extensional phase of the basin began with thermal subsidence and widespread return of lacustrine conditions in the basin during Late Miocene to Pliocene. The renewed sedimentary cycle is characterized by a claystone dominant sequence of the WB-4 Formation that overlies on the Middle/Late Miocene unconformity. Following deposition, extension segmented the basin into rotated fault-blocks which were then covered by the Quaternary deposits after the Pliocene-Pleistocene uplift.

Occurrence of petroleum in the Wichian Buri sub-basin has been clearly proven to be potential based on the discovery of oil and gas in the basin. Geochemical study of its sediments indicated that the dark organic-rich lacustrine claystone was likely to be the source of hydrocarbons discovered in the basin. It contained Type I/II kerogens with potential for generation of oil. It is found that, potential source rock in the basin are mostly immature except where it was affected by igneous intrusion that intruded the sedimentary sequence during Early to Middle Miocene.

ภาควิชา ธรณีวิทยา ลายมือชื่อนิสิต ทัศนีย์ โกสุวรรณ

สาขาวิชา ธรณีวิทยา ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา

ปีการศึกษา 2537 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

ACKOWLEDGEMENT

The author is indebted to her advisor, Associate Professor Dr. Chaiyudh Khantaprab, and co-advisor, Dr. Songpope Polachan for their guidance and reading of manuscript.

Greateful ackowledgement is extended to Department of Mineral Resources of Thailand (DMR) for the permission to study the confidential data, and particularly to Mr. Charoon Thongboon for his kindness in providing the data.

The author would like to express her appreciation to Mr. Naras Sattayarak, chief of Petroleum Assessment and Development Section, and his staffs for their assistance and valuable suggestions. Special thanks are given to Mr. Thara Lekuthai for his advice, comments, reading the manuscript and valuable discussion.

Finally, the thesis could not be completed without the help and encouragement of her husband, Mr. Suwith Kosuwan, in the preparation this manuscript during all phases of the work, and Nut, her son who put up so much effort to the author.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

CONTENTS

Page

ABSTRACT IN THAI..... iv

ABSTRACT IN ENGLISH..... v

ACKOWLEDEMENT..... vi

CHAPTER

I INTRODUCTION..... 1

General..... 1

Study Area..... 3

Data Source..... 3

Objective of the study..... 5

General Approach and Study Methodology..... 5

Analytical Procedures and Techniques in Geochemical Analysis for Petroleum Source Potential..... 7

1. Total Organic Carbon Content..... 8

2. Rock-Eval Pyrolysis..... 11

3. Visual Kerogen Analysis..... 17

4. Vitrinite Reflectance..... 20

Licence History and Previous Work..... 22

II GEOLOGY..... 28

Physiography..... 28

Geological Setting..... 30

1. Paleozoic..... 31

1.1 Carboniferous..... 31

1.2 Permian..... 35

2. Permo-Triassic Volcanics..... 38

3. Mesozoic..... 40

3.1 Triassic..... 40

CHAPTER Page

3.2 Jurassic 42

3.3 Cretaceous 44

4. Cenozoic 45

4.1 Tertiary 45

4.2 Cenozoic Volcanics 46

4.3 Quaternary 46

Structure 48

1. Faults 48

2. Foldings 48

3. Unconformities 50

Geological History 50

III STRATIGRAPHY 56

WB-1 Formation 57

WB-2 Formation 61

1. WB-2A Member 62

2. WB-2B Member 65

3. WB-2C Member 67

WB-3 Formation 72

WB-4 Formation 76

IV EVOLUTION OF SEDIMENTARY DEPOSITION 84

Tectonic Setting and Structural Style 84

1. Regional Tectonics 84

2. Structural Framework 84

3. Structural Style 88

3.1 Border Faults 88

3.2 Intrabasinal Faults 88

3.3 Structural Features 90

CHAPTER		Page
	Igneous Activities in the Wichian Buri Sub-basin	90
	Tectono-sedimentary Evolution	100
	The Wichian Buri Sub-basin Model	108
V	PETROLEUM SOURCE POTENTIAL	112
	Geochemical Analysis	112
	1. Organic Richness and Generation Potential	115
	2. Type of Organic Matter	120
	3. Thermal Maturity	125
	Source Rock Volumetrics	134
	Geothermal Gradient	135
	Source Rock Potential	145
VI	CONCLUSION	146
	REFERENCES	150
	BIOGRAPHY	161

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

LIST OF FIGURES

Figure		Page
1.1	Significant Cenozoic basins in Thailand.	2
1.2	Topographic map of the Wichian Buri sub-basin.	4
1.3	Map showing extensive seismic traverse line and well locations.	6
1.4	Flow chart for geochemical identification of source rocks.	9
1.5	Distribution of organic carbon content in a worldwide sampling of fine-grained sedimentary rocks.	10
1.6	Principle of the Rock-Eval pyrolysis device of Espitalie et al.(1977)	12
1.7	Cycle of analysis and example of record obtained by pyrolysis method of Espitalie et al. (1977).	12
1.8	Distribution of total generation potential obtained on fine-grained sedimentary rocks containing a minimum of 5%wt TOC.	14
1.9	Correlation of chemical and visual maturity indices, the Time-Temperature Index (TTI) and hydrocarbon generation and preservation zones.	15
1.10	Classification of the source rock types by using hydrogen and oxygen indices.	15
1.11	Characterization of source rock maturity by pyrolysis methods.	16
1.12	Selected plants and coal materials and their respective position in the H/C-, O/C- diagram (van Krevelen-diagram).	19
1.13	Principal types and evolution paths of kerogen: type I, II and III are most frequent.	19
1.14	Histogram showing the distribution of the reflectance of organic matter, measured by reflected light on a polished section.	21
1.15	Approximate boundaries of the oil and gas zones in terms of vitrinite reflectance.	21

Figure		Page
1.16	Petroleum concession map of Thailand.	23
2.1	Map showing shape and internal structure of the Wichian Buri sub-basin and others in the Phetchabun Basin.	28
2.2	Geological map of the Phetchabun Basin and neighbouring area.	33
2.3	Map of Thailand showing distribution of Carboniferous to Tertiary volcanic rocks.	39
2.4	Map of Thailand showing distribution of basalts.	47
2.5	Lineament map of the Wichian buri sub-basin and neighbouring area.	49
3.1	Lithological and geophysical characteristics of the WB-1 Formation.	59
3.2	Lithological and geophysical characteristics of the WB-2A Member.	63
3.3	Lithological and geophysical characteristics of the WB-2B Member.	66
3.4	Lithological and geophysical characteristics of the WB-2C Member.	68
3.5	Lithological and geophysical characteristics of the WB-3 Formation.	73
3.6	Lithological and geophysical characteristics of the WB-4 Formation.	77
3.7	Stratigraphic correlation along a northwest-southeast profile across central area, the Wichian Buri sub-basin.	81
3.8	Stratigraphic correlation along an east-west profile across central area, the Wichian Buri sub-basin.	82
3.9	Stratigraphic correlation along a north-south profile across the Wichian Buri sub-basin.	83
4.1	Tectonic map of S.E. Asia and South China.	86
4.2	Structural map of the central of Thailand and the dextral transtensional shear model, the Phetchabun Basin.	87
4.3	Interpreted seismic profiles of line SW1-88-1, SW1-88-09, and ST-88-103, showing the geometry of the Wichian Buri sub-basin. (a) west bounded half-garben in the north.	

Figure		Page
	(b) garben in the central.	
	(c) east bounded half-garben in the south.	89
4.4a	Interpreted seismic profile of line WB-89-05 across the unpublished and Wichian Buri-2 wells, showing rotated fault blocks and Wichian Buri type.	91
4.4b	Interpreted seismic profile of line WB-89-03, showing the internal structure and prograding deltas within the basin.	91
4.5a	Interpreted seismic profile of line WB-89-07 across the Bo Rang-1 well, showing the presence of Bo Rang type.	92
4.5b	Interpreted seismic profile of line ST-90-227 across the Si Thep-1 well, showing the presence of Si Thep type.	92
4.6	Time structural map, top of basement.	93
4.7	Time structural map, top of Early/Middle Miocene horizon.	94
4.8	Time structural map, top of Middle/Late Miocene horizon.	95
4.9	Topography of Early/Middle Miocene horizon.	96
4.10	Topography of Middle/Late Miocene horizon.	97
4.11a	Interpreted seismic profile of line NB-89-01, showing the Middle/ Late Miocene unconformity that the WB-3 Formation are truncated by the overlying WB-4 Formation.	105
4.11b	Interpreted seismic profile of line ST-89-204, showing onlap of the WB-3 Formation onto the underlying WB-2 Formation.	105
4.12	Idealized paleogeographic reconstruction in Early/Middle Miocene.	110
4.3b	Idealized paleogeographic reconstruction in Recent.	111
5.1	Plots of total organic carbon versus depth for each well.	117
5.2	Plots of hydrocarbon generation potential versus depth for each well.	116
5.3	Plots of hydrogen index versus oxygen index for each well.	121
5.4	Plots of hydrogen index versus Tmax for each well.	122

Figure		Page
5.5	Plots of maceral composition versus depth for each well.	123
5.6	Plots of spore colour index versus depth for each well.	126
5.7	Plots of vitrinite reflectance versus depth for each well.	127
5.8	Plots of Tmax versus depth for each well.	131
5.9	Plots of transformation ratio versus depth for each well.	133
5.10	Example of Horner temperature graph for an idealized well.	137

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

LIST OF TABLES

Table		Page
2.1	Stratigraphic correlation of Phetchabun area.	32
3.1	Proposed stratigraphic classification of the Wichian Buri sub-basin.	58
5.1	Classification of organic matter in sedimentary rocks.	114
5.2	Correlation of chemical and visual maturity indices.	116
5.3	A summary of organic richness and generation potential for the unpublished, Wichian Buri-3, and Si Thep-1 wells.	119
5.4	A summary of top of oil window are calculated from vitrinite reflectance and Tmax profiles.	129
5.5a	A summary of the calculation for geothermal gradient using the bottom-hole temperature of the unpublished well.	138
5.5b	A summary of the calculation for geothermal gradient using the bottom-hole temperature of the Wichian Buri-2 well.	139
5.5c	A summary of the calculation for geothermal gradient using the bottom-hole temperature of the Wichian Buri-3 well.	140
5.5d	A summary of the calculation for geothermal gradient using the bottom-hole temperature of the Khao Leng-1 well.	141
5.5e	A summary of the calculation for geothermal gradient using the bottom-hole temperature of the Si Thep-1 well.	142
5.5f	A summary of the calculation for geothermal gradient using the bottom-hole temperature of the Bo Rang-1 well.	143