APPLICATION OF GEOSTATISTICAL SIMULATION FOR POROSITY AND PERMEABILITY DETERMINATION FROM WELL LOGGING DATA

Ms. Jantakan Srisuriyon

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

การประยุกต์ใช้แบบจำลองธรณีสถิติในการประเมินค่าความพรุนและค่าความซึมได้ของหินจากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ

นางสาวจันทกานต์ ศรีสุรินต์

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2550

Thesis Title	APPLICATION OF GEOSTATISTICAL SIMULATION FOR POROSITY AND PERMEABILITY DETERMINATION FROM WELL LOGGING DATA
By	Miss Jantakan Srisuriyon
Field of Study	Petroleum Engineering
Thesis Advisor	Assistant Professor Sunthorn Pumjan, Ph.D.
Thesis Co-advisor	Witsarut Thungsuntonkhun, 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
(Assistant Professor Supongse Nimkulrat, Ph.D.)

.... Thesis Advisor
(Assistant Professor Sunthorn Pumjan, Ph.D.)

.... Thesis Co-advisor
(Witsarut Thungsuntonkhun, Ph.D.)

.... Member
(Jirawat Chewaroungroaj, Ph.D.)

จันทกานต์ ศรีสุรินต์ : การประยุกต์ใช้แบบจำลองธรณีสถิติในการประเมินค่าความพรุน และค่าความซึมได้ของหินจากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะ (APPLICATION OF GEOSTATISTICAL SIMULATION FOR POROSITY AND PERMEABILITY DETERMINATION FROM WELL LOGGING DATA) อ.ที่ปรึกษา: ผศ. ดร. สุนทร พุ่มจันทร์, อ.ที่ปรึกษาร่วม: ดร. วิศรุต ตั้งสุนทรขัณฑ์, 120 หน้า.

การประเมินค่าความซึมได้ของหินมีความสำคัญมากต่อแหล่งกักเก็บ ถึงแม้ว่าความซึมได้ของหินสามารถวัดค่าได้โดยตรงจากห้องทดลองแต่ไม่สามารถวัดค่าได้ทุกความลึก เนื่องจากเป็นการยากที่จะได้แท่งตัวอย่างที่สมบูรณ์และการวัดค่าจากห้องทดลองนั้นมีราคาแพง ดังนั้นความซึมได้ของหินจึงถูกประมาณค่าผ่านคุณสมบัติของหินซึ่งได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะ ความพรุนของหินเป็นข้อมูลตัวหนึ่งที่ได้จากการหยั่งธรณีหลุมเจาะซึ่งมีบทบาทต่อการประเมินค่าความซึมได้ของหิน ในงานวิจัยนี้มุ่งเน้นการประมาณค่าความพรุนของหินโดยอ้างอิงจากข้อมูลจริงของการหยั่งธรณีหลุมเจาะ โดยใช้แบบจำลองธรณีสถิติคือ Sequential Gaussian Simulation ค่าความพรุนของหินที่ประมาณค่าได้จะถูกนำไปใช้ประมาณค่าความซึมได้ของหิน

ข้อมูลต่างๆที่ใช้ในงานวิจัยนี้ได้มาจากหลุมเจาะจำนวนสิบสี่หลุมในแหล่งน้ำมัน ข้อมูลค่าความพรุนของหินถูกนำมาใช้เป็นข้อมูลสำหรับแบบจำลองธรณีสถิติ เพื่อใช้ในการประมาณค่าความพรุนของหินทั้งแหล่งน้ำมัน วิธี Hydraulic Flow Unit ถูกนำมาใช้ในการประเมินความสัมพันธ์หรือสมการระหว่างความซึมได้ของหินกับความพรุนของหิน ค่าความพรุนของหิน ณ ตำแหน่งที่มีการวัดค่าความซึมได้จะถูกเลือกเพื่อคำนวณและเปรียบเทียบค่าความซึมได้ของหินผ่านสามสมการที่แตกต่างกันได้แก่ สมการหาค่าความซึมได้ของหินโดยวิธี Hydraulic Flow Unit ความสัมพันธ์ระหว่างลอการิทึมของความซึมได้ของหินกับความพรุน และวิธีของ Jorgensen หลังจากนั้นความซึมได้ของหินที่ได้จากการคำนวณผ่านสมการและความพรุนของหินที่ประมาณได้ที่แตกต่างกันสองกรณีถูกป้อนเข้าไปในโปรแกรมการประมาณศักยภาพของแหล่งผลิตเพื่อเปรียบเทียบข้อมูลการผลิต งานวิจัยสามารถสรุปได้ว่า ข้อมูลการผลิตที่ได้จากทั้งสองกรณีไม่แตกต่างกันมากนัก และสมการหาค่าความซึมได้ของหินสามารถประยุกต์ใช้ในแหล่งกักเก็บนี้อย่างมีประสิทธิภาพ

ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม	ลายมือชื่อนิสิต จันทกานต์ ศรีสุรินต์
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม	ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา
ปีการศึกษา 2550	ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม

4871601721 : MAJOR PETROLEUM ENGINEERING
KEY WORD: /POROSITY/PERMEABILITY/GEOSTATISTICAL SIMULATION/WELL LOGGING DATA

JANTAKAN SRISURIYON. APPLICATION OF GEOSTATISTICAL SIMULATION FOR POROSITY AND PERMEABILITY DETERMINATION FROM WELL LOGGING DATA. THESIS ADVISOR: ASST. PROF. SUNTHORN PUMJAN, Ph.D. THESIS CO-ADVISOR: WITSARUT THUNGSUNTONKHUN, Ph.D., 120 pp.

Permeability determination is very important in the oil field. Although permeability can be obtained directly in laboratory, it is unable to measure at every depth due to the difficulties in obtaining the complete core sample and it is uneconomic. Therefore, permeability is estimated indirectly using rock properties acquired through well log measurements. Porosity is one of well log measurement data that plays a role in determining permeability. This study focuses on the estimation of porosity based on well logging data. Using geostatistical simulation technique which is Sequential Gaussian Simulation (SGS), porosity values were generated and used to estimate permeability.

A set of field data obtained from locations along fourteen wells drilled in oil reservoir was selected for this study. SGS was used to simulate porosity across the field. The simulated porosity values at locations where permeability measurement made available were selected. The equation between porosity and permeability can then be determined based on hydraulic flow unit (HFU) method. Next, the permeability data are determined from three different approaches which are HFU, logarithm of permeability and porosity relationship, and the Jorgensen method. Two cases of simulated porosity and calculated permeability were input into reservoir simulation program for comparing production profiles. The study concludes that production profiles from both cases are not significant difference, and the obtained permeability equations based on HFU concept can effectively use in this field.

Department: Mining and Petroleum Engineering Student's signature: Jantakan S.
Field of study: Petroleum Engineering Advisor's signature: ....
Academic Year: 2007 Co-advisor's signature. Witsarut T.

ACKNOWLEDGEMENTS

Firstly, I would like to express my appreciation to my advisor, Dr. Sunthorn Pumjan and my co-advisor, Dr. Witsarut Thungsuntonkhun, for their advice and guidance throughout the course of this study. I would like to thank Assistant Professor Dr. Supongse Nimkulrat and Dr. Jirawat Chewaroungroaj, who are the thesis committee for their revisions in the manuscript of this thesis and for their suggestions.

Secondly, I would like to thank Ms. Chonlada Doungprasertsuk, Ms. Rossawan Chandakaew, Mr. Ruttapone Chanlongsawaitkul, Mr. Suphanai Jamsutee, Mr. Adisorn Tangsajjatham, and Rev. Woody Kim for their support and comments.

I would like to thank all my friends for true friendship and good memories.

I would like to thank all Bangmod church members and Christian friends for praying and sincerity.

I would like to deeply express my gratitude and thanks my family for their love and encouragement, which helped me pass through the hard time of this study.

Finally, I also want to give thanks to God for wisdom, help and unconditional love.

CONTENTS

LIST OF TABLES

Page

LIST OF FIGURES

Page

Page

LIST OF ABBREVIATIONS

ANFIS	adaptive network-based fuzzy inference system
API	degree (American Petroleum Institute)
BHP	bottom hole pressure
Col	column
EREM	equivalent rock element model
FIS	fuzzy inference system
FGPR	field gas production rate
FGPT	field gas production total
FOE	field $(OIP_{(initial)}-OIP_{(now)})/OIP_{(initial)}$
FOPR	field oil production rate
FOPT	field oil production total
FPR	field pressure
FWPR	field water production rate
FWPT	field water production total
HFU	hydraulic flow unit
mD	millidarcy
OIP	oil in place
OOIP	original oil in place
ORAT	oil rate
OW	oil water
PVT	pressure-volume-temperature
PSIA or psia	pounds per square inch absolute
rb	reservoir barrel
RQI	reservoir quality index
SCAL	special core analysis
SGeMS	Stanford Geostatistical Modeling Software
STB or stb	stock-tank barrel
STB/D	stock-tank barrels per day
Visc	viscosity
WOC	water oil contact

NOMENCLATURE

a	range distance
C_o	nugget value
C_1	function of sill value
e	estimation error
F_s	shape factor
F_{zi}	flow zone indicator
$\vec{h}$	distance
k	permeability
k_{rg}	relative gas permeability
k_{ro}	relative oil permeability
k_{rw}	relative water permeability
m	cementation exponent
n	number of data
$N(\vec{h})$	number of data pair
Pc	capillary pressure
$Pbub$	bubble pressure
r	pore radius
Rs	solution gas-oil ratio
Sg	gas saturation
Sgv	surface area per unit grain volume
Sw	water saturation
Z^*	estimated value
Z_i	true value
$Z(x_i)$	Realization

GREEK LETTERS

$\gamma(\vec{h})$	variogram function
λ_i	kriging weight
μ	Lagrange multiplier

∇	point to be estimated
v_α	sample at location x_α
$\sigma^2_{\ddot{v}}$	simple kriging variance
τ	tortuousity factor
Φ	effective porosity
Φ_z	ratio of pore volume to grain volume
ω_i	weight factor