SELECTION CRITERIA FOR WELLS SUITABLE FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) IN THE GULF OF THAILAND

Mr. Homme Hansra

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 2006

เกณฑ์การเลือกหลุมที่เหมาะสมในการใช้ปั๊มแบบ ESP ในอ่าวไทย

นาย โฮมมี่ ฮันสราช

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมปิโตรเลียม ภาควิชาวิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2549

Thesis Title	SELECTION CRITERIA FOR WELLS SUITABLE FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) IN THE GULF OF THAILAND
By	Mr. Homme Hansra
Field of Study	Petroleum Engineering
Thesis Advisor	Suwat Athichanagorn, Ph.D.
Thesis Co-advisor	Akshay Sahni, 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 Sarithdej Pathanasethpong)

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

..... Thesis Co-advisor
(Akshay Sahni, Ph.D.)

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

โฮมมี่ ฮันสราช: เกณฑ์การเลือกหลุมที่เหมาะสมในการใช้ปั๊มแบบ ESP ในอ่าวไทย
(SELECTION CRITERIA FOR WELLS SUITABLE FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) IN THE GULF OF THAILAND)
อ. ที่ปรึกษา: ผศ. ดร. สุวัฒน์ อธิชนากร,
อ.ที่ปรึกษาร่วม: ดร. อัคเชย์ ซาห์นิ, 96 หน้า.

งานวิจัยนี้กระทำโดยการเลือกหลุมทดลองที่จะช่วยทำการผลิตด้วยวิธีการใช้ปั๊มแบบ **ESP** ในการผลิตน้ำมันขึ้นมายังผิวดิน ซึ่งงานวิจัยนี้ใช้โปรแกรมเพื่อสร้างแบบจำลองสภาพแหล่งกักเก็บน้ำมันในลักษณะต่างๆ เพื่อศึกษาถึงความเป็นไปได้ในแต่ละรูปแบบ มีการศึกษาเปรียบเทียบความสามารถในการเพิ่มการผลิตระหว่างวิธีการของสูบน้ำมันด้วยปั๊มไฟฟ้าและวิธีการอัดแก๊สเข้าไปในหลุมผลิต เนื่องจากปริมาณแก๊สของแหล่งผลิตที่สามารถใช้ได้ในกระบวนการอัดฉีดแก๊สมีอยู่อย่างจำกัด จึงจำเป็นต้องมีการใช้ปั๊มไฟฟ้าในการช่วยเพิ่มการผลิต การทดลองเพื่อหารูปแบบในการช่วยผลิตที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดนั้นได้มีการปรับเปลี่ยนตัวแปรเพื่อดูผลกระทบและประสิทธิภาพของแต่ละวิธี โดยตัวแปรที่สนใจได้แก่ ปริมาณก๊าซที่ละลายอยู่ในน้ำมัน ความลึกที่ทำการติดตั้งปั๊มไฟฟ้าและความลึกที่ทำการอัดแก๊ส ความสามารถในการไหลของน้ำมันเข้ามายังหลุมผลิต ปริมาณแก๊สที่อัดเข้าไปในหลุมผลิต

ผลการวิจัยที่ได้จะนำไปเป็นแนวทางในการเลือกติดตั้งอุปกรณ์การผลิตให้เหมาะสมแก่การผลิตต่อไป และเพื่อเป็นแนวทางในการเลือกลักษณะหลุมผลิตที่เหมาะสมกับการเพิ่มการผลิตแบบใช้ปั๊มไฟฟ้าหรือการอัดแก๊ส

ภาควิชา.....วิศวกรรมเหมืองแร่และปิโตรเลียม..... ลายมือชื่อนิสิต.....
สาขาวิชา.....วิศวกรรมปิโตรเลียม..... ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา.....
ปีการศึกษา .....2549..... .... ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม.....

##487 16103 21: MAJOR PETROLEUM ENGINEERING
KEYWORD: SELECTION CRITERIA FOR WELLS SUITABLE FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) IN THE GULF OF THAILAND

HOMME HANSRA: DESIGN CRITERIA FOR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP CANDIDATE WELLS.
THESIS ADVISOR: ASST. PROF. SUWAT ATHICHANAGORN, Ph.D.,
THESIS CO-ADVISOR: AKSHAY SAHNI, Ph.D.,96 pp.

The research conducted will achieve criteria by which the candidate ESP wells will be selected and these criteria which will be developed by running reservoir simulation for different types of reservoir behavior. The potential ESP candidate wells will need to perform better by ESP as comparative to the gas lift and simulation runs will be made in order to observe these performances. The field has very limited gas availability for injection and hence the contrast needs to be set between gas lift and the ESP. To reach the conclusions sensitivities such as solution GOR, artificial lift setting depth, relative permeability and injection rate will be varied to see their effects on the cumulative oil recovered by each artificial lift.

The results will be used to construct a surface response using design of experiments which will help us see a broader picture of the trend and hence we can maximize efficiency by choosing the wells that deserve using ESP than gas lift based on the qualities it posses.

Department: Mining and Petroleum Engineering Student's signature .....
Field of study: Petroleum Engineering..... Advisor's signature .....
Academic year.....2006..... Co-advisor's signature .....

ACKNOWLEDGEMENTS

I would like to extend my gratitude to my advisor Dr. Suwat Athichanagorn who has been very supportive and patient, helping me cross hurdles throughout the research. I would like to thank my co-advisor Dr. Akshay Sahni for his sustained personal interest and has also been a source of great encouragement.

Sincere thanks to Gary Thompson for his dedicated attitude assisting me with his knowledge on Electrical Submersible Pump (ESP). For the extensive support in theories and technical behind the gas lift methods I am indebted to George MacNeill.

Of those who offered me advice, I would like to thank Dr. Thotsaphon Chaianansutcharit, Mr. Tim Tokar and Mr. Thijs Kuiper. I am much obliged to Mr. Komkrit Jiraratwaro, Mr. Piyanai Klinnoi and Mr. Piyadej Chaikiturajai for assistance in IPM techniques and technical support. I am very thankful to Chevron Offshore (Thailand) Limited for providing me the opportunity and the resources to conduct this research.

To my family that endured me, no words can express my gratitude. Above all I would like to thank God for his blessings.

TABLE OF CONTENTS

Chapter

Chapter

Chapter

LIST OF FIGURES

LIST OF TABLES

NOMENCLATURE

A	=	flow area of conduit, ft^2
B_g	=	gas formation volume factor
B_o	=	oil formation volume factor
B_w	=	water formation volume factor
C_w	=	water compressibility
c_f	=	rock pore volume compressibility
E_o	=	expansion of oil
E_g	=	gas cap
$E_{f,w}$	=	expansion of connate water
F	=	underground withdrawal
G	=	initial gas in place
G_{pc}	=	cumulative gas-cap gas produced
γ_g	=	gas gravity
h	=	zone height, feet
J'	=	productivity coefficient
k_o	=	oil relative permeability, md
m	=	ratio of gas cap pore volume to oil pore volume
n	=	reciprocal slope of best fit plot of q vs. $\left(\overline{p^2} - p_{wf}^2\right)$
N_p	=	cumulative oil production
N	=	initial oil in place
$\overline{p}$	=	shut in reservoir pressure
p	=	average reservoir pressure
p_{wf}	=	well intake pressure
P_i	=	initial pressure
P_R	=	reservoir pressure
q	=	flow rate
q_c	=	critical gas flow rate
q_m	=	producing rate when $p_{wf} = 0$
R_p	=	cumulative production gas-oil ratio
R_s	=	solution gas-oil ratio
S_w	=	water saturation

T	=	temperature, °R
μ_o	=	oil viscosity, cp
v_t	=	terminal velocity, ft/sec
W_e	=	cumulative aquifer influx
W_p	=	total water produced
Z	=	gas deviation factor