A SIMULATION OF THE UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL GAS

Mr. Khomsak Chamnakyut

A Thesis Submitted in Partial Fulfilment of the Requirements
for the Degree of Master of Science
The Petroleum and Petrochemical College, Chulalongkorn University
in Academic Partnership with
Case Western Reserve University, The University of Michigan,
The University of Oklahoma, and Institut Français du Pétrole
2004

ISBN 974-9651-26-X

Thesis Title:	A Simulation of the Underground Storage of Natural Gas
By:	Mr. Khomsak Chamnakyut
Program:	Petrochemical Technology
Thesis Advisors:	Dr. Kitipat Siemanond
	Assoc.Prof. Chintana Saiwan
	Prof. James O. Wilkes

Accepted by the Petroleum and Petrochemical College, Chulalongkorn University, in partial fulfilment of the requirements for the Degree of Master of Science.

K. Bunyakiat.
.....College Director
(Assoc. Prof. Kunchana Bunyakiat)

Thesis Committee:

Kitipat Siemanond
(Dr. Kitipat Siemanond)

Chintana Saiwan
(Assoc.Prof. Chintana Saiwan)

Pramoch R.
(Asst. Prof. Pramoch Rangsunvigit)

(Assoc.Prof. Thirasak Rirksomboon)

James O. Wilkes
(Prof. James O. Wilkes)

ABSTRACT

4471024063: PETROCHEMICAL TECHNOLOGY PROGRAM
Khomsak Chamnakyut: A Simulation of Underground Storage of Natural Gas
Thesis Advisors: Asst.Prof. Kitipat Siemanond, Assoc.Prof. Chintana Saiwanand, Prof. James O. Wilkes, 77 pp. ISBN 974-9651-26-X
Keywords: Natural Gas Storage/ Simulation

A numerical simulation program for predicting the pressure profile of natural gas in an underground storage reservoir was developed. The computer program was initially written using a two-dimensional model and a single layer to solve a governing equation that is a partial differential equation to obtain an approximate solution of the pressure distribution. A pressure profile was predicted and the amount of gas withdrawn from a reservoir was calculated using the numerical method called the implicit alternating-direction method (IAD), which was written in a FORTRAN program, including important parameters such as permeability, porosity, initial pressure, etc. In addition, the program was written to predict regular and irregular shapes of gas reservoirs at constant and inconstant permeability, the pressure distribution and production rate at different time steps. The simulated program is suitable for real applications, if it is further developed to a three-dimensional and multilayer model, because an accurate pressure profile and production rate can be obtained.

บทคัดย่อ

คมศักดิ์ จำแนกยุทธ์ : แบบจำลองการเก็บก๊าซธรรมชาติใต้ดิน (A Simulation of Underground Storage of Natural Gas) อ. ที่ปรึกษา ผศ.ดร. กิติพัฒน์ สีมานนท์ รศ.ดร. จินตนา สายวรรณ์ และ ศ.ดร. เจมส์ โอ วิลค์ 60pp หน้า ISBN 974-9651-26-X

การพัฒนาโปรแกรมจำลองแบบนิวเมอริคอล เพื่อทำนายความดันที่จุดต่างๆในแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ถูกพัฒนาขึ้นโดยโมเดลแบบสองมิติและระดับชั้นเดียวเพื่อแก้สมการพาเชียลดิฟเฟอเรนเชียลหาค่าการกระจายความดันโดยประมาณ การทำนายความดันก๊าซที่จุดต่างๆ และทำนายปริมาณก๊าซที่ถูกดึงขึ้นมาจากแหล่งกักเก็บ โดยคำนวณจากวิธีนิวเมอริคอลที่เรียกว่า อิมพลิซิทอัลเทอร์เนติงไดเร็กชัน(ไอเอดี) ซึ่งเป็นโปรแกรมที่เขียนด้วยภาษาฟอแทรนที่รวมตัวแปรสำคัญ เช่น ค่าความสามารถซึมผ่าน ค่าความพรุน ค่าความดัน เป็นต้น นอกจากนี้โปรแกรมยังถูกเขียนขึ้นมา เพื่อทำนายแหล่งกักเก็บก๊าซธรรมชาติที่มีรูปแบบธรรมดาและแบบไม่ธรรมดาที่ความสามารถซึมผ่านมีค่าคงที่และไม่คงที่ ทำนายการกระจายความดันก๊าซและอัตราการผลิตที่ช่วงเวลาต่างกัน โปรแกรมจำลองนี้เหมาะกับการประยุกต์ใช้งานได้จริงเมื่อพัฒนาให้อยู่ในรูปโมเดลสามมิติ และมัลติเลเยอร์เพราะสามารถใช้ทำนายความดันก๊าซที่จุดต่างๆและอัตราการผลิตได้ถูกต้องแม่นยำ

ACKNOWLEDGEMENTS

This thesis could not be completed without the participation and support from several individuals and organization. I would like to thank all of them for making this thesis a success.

Firstly, out of the sense of gratefulness, I would like to express my deepest gratitude to Prof. James O. Wilkes, Asst. Prof. Kitipat Siemanond, and Assoc. Prof. Chintana Saiwan who took much care in guiding and assisting me devotedly and enthusiastically through my thesis work.

I especially extend my whole-hearted gratitude to thank my thesis committee, Assoc. Prof. Thirasak Rirksombomboon, and Asst. Prof. Pramoch Rangsunvigit for their well-intentioned suggestions and comments.

I would be remised if I did not express my acknowledgement to all of my friends in the college who play invaluable roles in my learning experience and all the Petroleum and Petrochemical College staff for their unforgettable assistance. And also, this thesis work is partially funded by Postgraduate Education and Research Programs in Petroleum and Petrochemical Technology (PPT Consortium).

Finally, I would like to extend my whole hearted gratitude to my family for their encouragement, and measureless support.

TABLE OF CONTENTS

LIST OF FIGURES

FIGURE **PAGE**

LIST OF TABLES

LIST OF SYMBOLS

c	Conversion factor,6.327×10^{-3}cp ft^2/psia day md.
c_x,c_y	Auxiliary quantities defined in text.
h	Vertical thickness of the gas storage field, ft.
k	Rock permeability,md.
L	Length of the reservoir in x direction.
m,n	Number of grid in x and y direction.
M	Mass withdraw rate of gas per unit volume, lb_m/ft^3 day.
M_w	Molecular weight of gas, lb_m/lb mole.
p	Gas absolute pressure, psia.
p_d	Minimum acceptable delivery pressure, psia.
p_s, T_s	Standard preddure and temperature.
p_w	Wellbore pressure,psia.
Q_s	Total withdraw rate of gas, SCF (standard cubic feet)/day
q_s	Total withdraw rate of gas, SCF (standard cubic feet) of of gas per cubic foot of reservoir per unit time,$days^{-1}$.
Q_{max}	Maximum value of Q_s
R	gas constant
r_e	Effective drainage radius of well, ft.
r_w	Wellbore radius, ft.
R	Gas Constant.
t	Time, days.
t_{max}	Total simulation time, days.
T	Gas Temperature, °R.
v_x,v_y	Superficicial velocities in the x and y directions, ft/day.
W	Width of the reservoir (in the y direction),ft.
x,y	Coordinates in the horizontal plane, ft.
z	Compressibility factor.
α,β,δ	Auxiliary quantities defined in text.
Δx, Δy	Grid spacing in the x and y directions, ft, such that Δx =L/m and Δy = W/n

Δt	Time step, days.
μ	Gas viscosity, cp.
ρ	Gas density, lb_m/ft^3.
ε	Porosity of the rock formation.
Φ	Gas potential, $(psia)^2/cp$.