**ชื่อเรื่องการค้นคว้าแบบอิสระเชิงวิทยานิพนธ์** การทำนายค่าความพรุนของชั้นหินกักเก็บโดยใช้ข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะและการวิเคราะห์ลักษณะประจำคลื่นไหวสะเทือนแหล่งชามส์ ประเทศโอมาน

**ผู้เขียน** น.ส.นันทนัช เหล่านิยมไทย

**ปริญญา** วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (ธรณีศาสตร์ปิโตรเลียม)

**อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าแบบอิสระเชิงวิทยานิพนธ์** อ.ดร.พิษณุ วงศ์พรชัย

## บทคัดย่อ

การศึกษาคุณสมบัติของชั้นหินกักเก็บโดยใช้การวิเคราะห์ลักษณะประจำคลื่นไหวสะเทือนมีความสำคัญในการนำมาพัฒนาแหล่งปิโตรเลียม การศึกษาครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อการทำนายและสร้างแผนที่การกระจายตัวของค่าความพรุนในแหล่งชามส์ ประเทศโอมาน จากการบูรณาการข้อมูลหยั่งธรณีหลุมเจาะและการวิเคราะห์ลักษณะประจำคลื่นไหวสะเทือนแบบ 3 มิติ ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาได้รับความอนุเคราะห์จาก บริษัท ปตท. สำรวจและผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ประกอบด้วย ก้อนข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนหลังการซ้อนทับแบบ 3 มิติแบบเต็ม แบบมุมใกล้ และแบบมุมไกล, ก้อนข้อมูลการผกผันอิมพีแดนซ์ทางคลื่นเสียงของข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน, ข้อมูลการแปลชั้นหินกักเก็บ และข้อมูลหยั่งธรณีหลุมเจาะ การศึกษาครั้งนี้ครอบคลุมพื้นที่ประมาณ 500 ตารางกิโลเมตร

โปรแกรมสำเร็จรูปของ Hampson-Russel® หลายโปรแกรมถูกใช้ในการศึกษาครั้งนี้ โปรแกรมสำเร็จรูป eLog® ใช้สำหรับการเทียบสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลหยั่งธรณีหลุมเจาะและข้อมูลคลื่นไหวสะเทือน โปรแกรมสำเร็จรูป EMERGE® ใช้วิเคราะห์ลักษณะประจำและทำนายค่า

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ความพรุน ชั้นหินกักเก็บ 2 ชั้น คือ ชั้นหิน Natih และ ชั้นหิน Shuaiba ถูกเลือกจากข้อมูลการหยั่งธรณีหลุมเจาะเพื่อกำหนดช่วงการวิเคราะห์สำหรับโปรแกรมสำเร็จรูป EMERGE® ก้อนข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนหลังการซ้อนทับแบบ 3 มิติ แบบมุมใกล้ และแบบมุมไกล และอิมพีแดนซ์ทางคลื่นเสียงถูกใช้เป็นลักษณะประจำภายนอกในโปรแกรมสำเร็จรูป EMERGE® ใช้รูปแบบการถดถอยเชิงหลายเส้นในการทำนายค่าความพรุนจากก้อนข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนที่มีอยู่

การเทียบสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลหยั่งธรณีหลุมเจาะและข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนจากเส้นสังเคราะห์คลื่นไหวสะเทือนและข้อมูลคลื่นไหวสะเทือนบริเวณใกล้หลุมเจาะ สำหรับ 8 หลุมเจาะ มีค่าประมาณ 75 เปอร์เซ็นต์ ผลการถดถอยหลายลักษณะประจำสำหรับชั้นหิน Natih แสดงถึงการผสมผสานลักษณะประจำ 9 ลักษณะประจำที่ให้ผลการเทียบสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลค่าความพรุนจากการหยั่งธรณีหลุมเจาะและจากการคาดการณ์กับข้อมูลหยั่งธรณีหลุมเจาะจริงที่ระดับ 76.62 เปอร์เซ็นต์ ค่าการเทียบสัมพันธ์ที่ยอมรับได้คือ 64.24 เปอร์เซ็นต์ ผลการถดถอยหลายลักษณะประจำสำหรับชั้นหิน Shuaiba แสดงถึงการผสมผสานลักษณะประจำ 6 ลักษณะประจำที่ให้ผลการเทียบสัมพันธ์ระหว่างข้อมูลค่าความพรุนจากการหยั่งธรณีหลุมเจาะและจากการคาดการณ์กับข้อมูลหยั่งธรณีหลุมเจาะจริงที่ระดับ 92.50 เปอร์เซ็นต์ ค่าการเทียบสัมพันธ์ที่ยอมรับได้คือ 69.65 เปอร์เซ็นต์ ซึ่งค่าการเทียบสัมพันธ์มีค่ามากกว่า 65 เปอร์เซ็นต์ถือว่าเป็นค่าที่ยอมรับได้ ภาพตัดตามเวลาของค่าความพรุนแสดงรูปแบบการกระจายตัวของค่าความพรุน ซึ่งสัมพันธ์กับการสะสมตัวหรือการผุพังอยู่กับที่ของชั้นคาร์บอเนต

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

**Independent Study Title** Reservoir Porosity Prediction Using Well Log Data and Seismic Attribute Analysis in Shams Field, Oman

**Author** Miss Nuntanut Laoniyomthai

**Degree** Master of Science (Petroleum Geoscience)

**Independent Study Advisor** Dr. Pisanu Wongpornchai

## Abstract

Reservoir property estimation from seismic data plays an increasingly important role in the exploitation and successful development of oil and gas fields. In this thesis, well log data and 3D seismic data are combined to predict and map porosity distribution over the Shams field, located in the Western desert of the kingdom of Oman. The dataset used in the study was provided by PTT Exploration and Production Public Company, Thailand. It consists of a 3D post-stack seismic volume; full offset stack, near angle stack (5-15 degree) and mid angle stack (15-30 degree), acoustic impedance inversion cube. Additionally interpreted reservoir horizons and well logs were also made available. The study area covers about 500 square kilometers.

Various Hampson-Russell® software's have been used in this study. e-LOG® is used for well to seismic correlation and EMERGE® is used for attribute analysis and porosity prediction. Two reservoir formations; Natih and Shuaiba Formation, have been selected from the well log curves to set the analysis window. The attributes used to compute porosity are derived from 3D post-stack seismic volume; near angle

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

stack, mid angle stack and acoustic impedance inversion cube with EMERGE®. A multi-linear regression has been used to predict porosity from a set of calculated seismic attributes, based on the available seismic volumes.

The initial well-to-seismic tie for all eight wells shows an average correlation value of approximately 75% between the synthetic traces and the real seismic data closest to the well locations. When using multi-attribute regression to compute porosity, results show that the use of nine attributes for the Natih Formation in combination gives the best correlation of 76.62% between predicted porosity log and actual porosity log. Additionally a validation correlation is also computed to QC the result. The validation correlation is calculated by hiding each of the wells and predicting its values using the operator calculated from the other wells. The validation correlation is 64.24% for the Natih Formation. The Shuaiba Formation shows the use of six attributes in combination gives the best correlation of 92.50% between predicted porosity log and actual porosity log. The validation correlation for the Shuaiba Formation is 69.65%. When combining the results from the multi-attribute regression for the two reservoir zones, a porosity cube can be generated that is valid for both the Natih and Shuaiba Formation with an overall predictability above 65%. Porosity horizon slices can be generated and patterns of porosity distribution can be directly related to the deposition or weathering of carbonate bodies.

The results from this study can be used in a geological model, for future well planning, and directly as input to a reservoir simulation model. Alternatively, the porosity cube can also be directly used as input to reservoir simulation models, if this is not accounted for in the geological model. Additionally, when planning future wells for optimizing production, the porosity cube should be used as a source of information in the decision making.

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved