บุญณรงค์ อาศัยไร่ : สภาพแวดล้อมการสะสมตัวและศักยภาพการเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมของหมวดหินห้วยหินลาดยุคไทรแอสซิกตอนปลาย ภาคตะวันออกเฉียงเหนือประเทศไทย (DEPOSITIONAL ENVIRONMENT AND PETROLEUM SOURCE ROCK POTENTIAL OF THE LATE TRIASSIC HUAI HIN LAT FORMATION, NORTHEASTERN THAILAND) อาจารย์ที่ปรึกษา : ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อัฆพรรค์ วรรณโกมล, 311 หน้า.

หินดินดานที่อุดมด้วยสารอินทรีย์ของหมวดหินห้วยหินลาดในแอ่งซับพลู (ภาคตัดบ้านหนองไทร) และแอ่งนาพอสอง (ภาคตัดตาดใหญ่) ได้ถูกเลือกเพื่อทำการศึกษาเชิงรายละเอียดเกี่ยวกับสภาพแวดล้อมการสะสมตัวและศักยภาพด้านปิโตรเลียม เนื่องด้วยมีการเปิดเผยที่ดีของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม การวิเคราะห์ธรณีเคมีและการวิเคราะห์ศิลาวรรณนาของหินตัวอย่างได้ถูกดำเนินการเพื่อใช้ในการประเมินคุณสมบัติของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมและหินกักเก็บปิโตรเลียม

จากผลการศึกษาของการผลิตในอดีตและสภาวะรีด็อกซ์ในอดีต ชนิดของสารอินทรีย์ ความสมบูรณ์และคุณภาพของสารอินทรีย์ ภาวะได้ที่ของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมและสารไฮโดรคาร์บอนที่เกิดขึ้น ได้ใช้เพื่อการประเมินศักยภาพของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม ซึ่งการผลิตในอดีตสามารถจำแนกได้จากค่าตัวแปรของ AOM, acritarchs, phytoclasts, TOC, excess SiO_2, Ba/Al และ P/Al โดยจะแสดงค่าสูงในชั้น 1, 7, 9, 10, 13, 15-16 และ 19 (ภาคตัดบ้านหนองไทร) และชั้น 1, 3, 9, 12, 14, 16, 17, 22, 27, 30 และ 32 (ภาคตัดตาดใหญ่) ซึ่งแสดงถึงการผลิตในอดีตแบบขั้นสูง โดยชั้นที่ 3 และชั้นที่วางตัวอยู่ล่างของชั้น 13 (ภาคตัดบ้านหนองไทร) และชั้นที่ 18 (ภาคตัดตาดใหญ่) จะแสดงการผลิตในอดีตแบบขั้นต่ำ แต่ปริมาณคาร์บอนอินทรีย์ทั้งหมดสูง ซึ่งแสดงถึงสภาวะการเก็บรักษาสารอินทรีย์ที่ดี สภาวะรีด็อกซ์ในอดีตสามารถจำแนกได้จากค่าของ Ni/Co, U/Th, V/Cr, V/(V+Ni), Ni/V, (Cu+Mo)/Zn และ Ce anomaly โดยค่าสูงของทั้งสองภาคตัดจะแสดงถึงสภาวะรีดิวซ์ขั้นสูง โดยภาคตัดบ้านหนองไทรจะมีลำดับขั้นที่ต่ำกว่าเล็กน้อย ส่วนหินดินดานของภาคตัดบ้านหนองไทรและภาคตัดตาดใหญ่จะแสดงค่าปริมาณคาร์บอนอินทรีย์ทั้งหมดจาก 1.9-7.1 % และ 4.7-10.1 % ซึ่งแสดงถึงเป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียมชนิดยอดเยี่ยม จากผลการวิเคราะห์ชนิดของมาซีราลของภาคตัดทั้งสองจะแสดงถึงคีโรเจนชนิดที่หนึ่งเป็นส่วนใหญ่ จากค่า R_o และ T_{max} ของภาคตัดบ้านหนองไทร คือ 0.91 $\%R_o$ และ 445.7 °C และภาคตัดตาดใหญ่ คือ 1.71 $\%R_o$ และ 602.8 °C ซึ่งสามารถประเมินค่าได้ระดับขั้นภาวะได้ที่สูงสุดและภาวะหลังการได้ที่ โดยสอดคล้องกับค่าดัชนีการเปลี่ยนแปลงที่แสดงค่าจาก 69.0-99.6 % และ 99.8-99.9 % ซึ่งผลจะแสดงถึงก๊าซชื้นและก๊าซแห้งจะกำเนิดมาจากภาคตัดบ้านหนองไทรและก๊าซแห้งเป็นส่วนใหญ่จะมาจาก

ภาคตัดตาดใหญ่ โดยปริมาณคาร์บอนอินทรีย์ดั้งเดิมจะมีค่าจาก 5.1-10.7 % และ 7.8-14.9 % ของภาคตัดบ้านหนองไทรและภาคตัดตาดใหญ่ตามลำดับ โดยสารไฮโดรคาร์บอนที่เกิดขึ้นทั้งหมดของทั้งสองภาคตัด คือ 16,914.4 mcf/ac-ft ดังนั้นภาคตัดทั้งสองของหมวดหินห้วยหินลาดจึงมีศักยภาพสูงที่จะให้กำเนิดก๊าซสำหรับการสะสมตัวในแอ่งโคราช

หมวดหินห้วยหินลาดมีศักยภาพสูงสำหรับเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดาน โดยมีการศึกษาแร่ประกอบหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติและแหล่งเก็บรักษาก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้ในการประเมินคุณสมบัติของหินดินดานสำหรับเป็นหินกักเก็บก๊าซธรรมชาติ ซึ่งปริมาณของแร่เปราะและแร่ดินเหนียวจะมีค่าโดยเฉลี่ย 45.9 % และ 42.6 % (ภาคตัดบ้านหนองไทร) และ 50.7 % และ 23.6 % (ภาคตัดบ้านตาดใหญ่) โดยภาคตัดทั้งสองจะมีศักยภาพเป็นแหล่งเก็บก๊าซธรรมชาติโดยตัวของมันเองภายใต้สภาวะการฝังตัวที่เหมาะสม ส่วนช่องว่างขนาดไมโครเมตรเป็นลักษณะที่ดีสำหรับเป็นความสามารถในการจัดเก็บและเป็นเส้นทางสำหรับการซึมผ่านของก๊าซธรรมชาติ ซึ่งความพรุนสูงของหินดินดานที่เป็นสาเหตุมาจากช่องว่างขนาดไมโครเมตรจะแสดงค่าจาก 6.7-6.9 % (ภาคตัดบ้านหนองไทร) และ 8.6-14.7 % (ภาคตัดตาดใหญ่) เมื่อกล่าวถึงการประเมินความเสี่ยงของก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดานแบบไม่ปกติ จะพบว่าค่าดัชนีการผลิตของภาคตัดทั้งสองจะแสดงค่าที่ต่ำกว่าค่าเกณฑ์ความเสี่ยงที่ดีสำหรับแหล่งก๊าซธรรมชาติในชั้นหินดินดาน

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สาขาวิชา <u>เทคโนโลยีธรณี</u> ลายมือชื่อนักศึกษา_____

ปีการศึกษา 2557 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา_____

ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษาร่วม_____

BOONNARONG ARSAIRAI : DEPOSITIONAL ENVIRONMENT AND PETROLEUM SOURCE ROCK POTENTIAL OF THE LATE TRIASSIC HUAI HIN LAT FORMATION, NORTHEASTERN THAILAND.
THESIS ADVISOR : ASST. PROF. AKKHAPUN WANNAKOMOL, Ph.D., 311 PP.

SAP PHLU BASIN/NA PHO SONG BASIN/PALAEOPRODUCTIVITY/ PALAEOREDOX CONDITION/SHALE GAS/MATURITY/RESERVOIR

The organic rich shales of the Huai Hin Lat Formation in the Sap Phlu (Ban Nong Sai section) and Na Pho Song Basins (Dat Yai section) are selected for detailed study in term of depositional environment and petroleum potential due to good exposures of source rock. Geochemical and petrographic analyses of rock samples are carried out for evaluation of petroleum source rock and reservoir rock properties.

The results of palaeoproductivity and palaeoredox condition, organic matter type, organic richness and quality, thermal maturity, and generated hydrocarbon studies are used for evaluation of source rock potential. The palaeoproductivity can be distinguished by values of AOM, acritarchs, phytoclasts, TOC, excess SiO_2, Ba/Al, and P/Al proxies. They are high in Beds 1, 7, 9, 10, 13, 15-16, and 19 (Ban Nong Sai section) and Beds 1, 3, 9, 12, 14, 16, 17, 22, 27, 30, and 32 (Dat Yai section) which indicate a high palaeoproductivity. The Bed 3 and lower Bed 13 (Ban Nong Sai section) and Bed 18 (Dat Yai section) are low palaeoproductivity but high in TOC indicating a high preservation. The palaeoredox condition is distinguished by values of Ni/Co, U/Th, V/Cr, V/(V+Ni), Ni/V, (Cu+Mo)/Zn, and Ce anomaly. High values of both sections indicate a high reducing condition, although the Ban Nong Sai section is slightly lower. The shales of the Ban Nong Sai and Dat Yai sections show

TOC values ranging from 1.9-7.1 % and 4.7-10.1 % which indicate an excellent source rock. The analyzed result of maceral type of both sections shows that they belong mainly to Type I kerogen. R_o and T_{max} values of the Ban Nong Sai section are 0.91 $\%R_o$ and 445.7 °C and the Dat Yai section are 1.71 $\%R_o$ and 602.8 °C. They indicate the peak mature and the postmature levels of thermal maturity which are conformable to the transformation ratios of 69.0-99.6 % and 99.8-99.9 %. The result shows that wet and dry gases were generated from the Ban Nong Sai section and mainly dry gases from the Dat Yai section. TOC_o values range from 5.1-10.7 % and 7.8-14.9 % for the Ban Nong Sai and Dat Yai sections respectively. The total generated hydrocarbon of both sections is 16,914.4 mcf/ac-ft. Therefore, both sections of the Huai Hin Lat Formation are high potential to generate gas for accumulation in the Khorat Basin.

The Huai Hin Lat Formation is evaluated for potential of shale gas resource. The study of reservoir-forming minerals and hydrocarbon storages are used for evaluation the property of shale for reservoir rocks. The average content of brittle and clay minerals are 45.9 % and 42.6 % (Ban Nong Sai section) and 50.7% and 23.6 % (Dat Yai section). Both sections have the potential to host gas under proper burial condition. The micropore types are good for both storage capacities and permeability pathways of gases. The high porosity of shales estimated from micropores ranges from 6.7-6.9 % (Ban Nong Sai section) and 8.6-14.7 % (Dat Yai section). According to risk evaluation of unconventional shale gas, the production index of both sections shows lower value than the good risk criteria for shale gas resource.

School of Geotechnology

Acdemic Year 2014

Student's Signature _____

Advisor's Signature _____

Co-Advisor's Signature _____