พีระวัฒน์ คงอุไร : การวิเคราะห์ลักษณะปรากฏของตะกอนและวิวัฒนาการของแหล่งน้ำมันสันทราย แอ่งฝาง (SEDIMENTARY FACIES ANALYSIS AND EVOLUTION OF SAN SAI OIL FIELD, FANG BASIN) อาจารย์ที่ปรึกษา : อาจารย์ ดร.จงพันธ์ จงลักษมณี, 87 หน้า.

แอ่งฝางเป็นแอ่งตะกอนที่มีการค้นพบน้ำมันดิบเป็นแห่งแรกของประเทศไทย ที่ยังคงมีการสำรวจและผลิตจนถึงปัจจุบันภายใต้การบริหารจัดการโดยกรมพลังงานทหาร กระทรวงกลาโหม แอ่งฝางตั้งอยู่ในอำเภอฝาง จังหวัดเชียงใหม่ ภาคเหนือของประเทศไทยใกล้กับชายแดน ไทย-พม่า แหล่งน้ำมันสันทราย เป็นหนึ่งในแหล่งน้ำมันที่สำคัญในแอ่งฝาง ลักษณะตะกอนปรากฏและวิวัฒนาการการสะสมตัวของแอ่งตะกอน ได้จากการศึกษาข้อมูลหลุมเจาะ และการแปลความหมายคลื่นไหวสะเทือนแบบสองมิติผ่านโปรแกรม Petrel2011 อายุชั้นตะกอนได้จากการวิเคราะห์การลำดับชั้นทางชีวภาพ ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าแอ่งฝางเกิดจากการทรุดตัวในลักษณะกึ่งกราเบ็น (half-graben) ตอนปลายของสมัยอีโอซีนจากการเคลื่อนที่ของแผ่นเปลือกโลกระดับภูมิภาค และมีการสะสมตัวของตะกอนบนพื้นทวีปทั้งหมด โดยตะกอนมีความหนาเพิ่มมากขึ้นทางทิศตะวันตกเข้าหาแนวรอยเลื่อน ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็นสองหมวดหินหลักและห้าสภาวะแวดล้อมของการสะสมตะกอน โดยมีหมวดหินแม่ฝาง (อายุไพลสโตซีนถึงปัจจุบัน) มีความหนาประมาณ 2,500 ฟุต ประกอบไปด้วยตะกอนดินปัจจุบัน ดินเหนียว หินทรายเม็ดขนาดหยาบถึงหยาบมาก กรวด และซากไม้ เป็นการสะสมตัวของตะกอนลำน้ำวางตัวไม่ต่อเนื่องอยู่บนหมวดหินแม่สอด และหมวดหินแม่สอดนี้วางตัวไม่ต่อเนื่องอยู่บนหินฐานรากอายุก่อนเทอร์เชียรี่ หมวดหินแม่สอดสามารถแบ่งออกเป็นสามส่วนและจำแนกสภาวะแวดล้อมในการสะสมตัวออกเป็นสี่สภาวะแวดล้อม การสะสมตัวของหมวดหินแม่สอดตอนบนสามารถแบ่งออกเป็นสองสภาวะแวดล้อม ซึ่งทำหน้าที่เป็นชั้นหินกักเก็บและชั้นหินปิดกั้นปิโตรเลียม ส่วนบนมีความหนาประมาณ 1,400 ฟุต พบชั้นหินดินดานแทรกสลับกับหินทรายเม็ดขนาดปานกลางถึงหยาบมาก เป็นการสะสมตัวแบบชายฝั่งทะเลสาบน้ำจืด (อายุไมโอซีนตอนปลายถึงไพลโอซีน) และส่วนล่างมีความหนาประมาณ 1,000 ฟุต พบหินดินดานหนาและหินทรายเม็ดขนาดละเอียดแทรก เป็นตะกอนจากทะเลสาบน้ำตื้นถึงทะเลสาบน้ำลึก (อายุตอนต้นของไมโอซีนตอนปลาย) หมวดหินแม่สอดตอนกลาง มีความหนาประมาณ 800 ฟุต ประกอบด้วยหินดินดานสีเทาเข้ม หินทรายเม็ดขนาดละเอียดและถ่านหิน มีลักษณะการสะสมตะกอนจากทะเลสาบน้ำลึกและชายฝั่งทะเลสาบ (อายุโอลิโกซีน) โดยชั้นหินนี้ทำหน้าที่เป็นหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม และหมวดหินแม่สอดตอนล่าง มีความหนาประมาณ 2,500 ฟุต พบชั้นหินดินดานหนา และพบหินทรายแทรกสลับกับชั้นถ่านหินในส่วนล่าง ตะกอนเป็นลักษณะชายฝั่งเลสาบน้ำจืด

(อายุอีโอซีนตอนปลายหรือแก่กว่า) ผลการวิเคราะห์คุณสมบัติของหินต้นกำเนิดปิโตรเลียม เช่น ค่าปริมาณคาร์บอนอินทรีย์ทั้งหมด (TOC) ค่าแสงสะท้อนจากวิตทริไนต์ (%Ro) ผลการวิเคราะห์ rock-eval pyrolysis และ headspace gas และผลการศึกษารูปแบบจำลองการสุกบ่มของหินต้นกำเนิดโดยใช้โปรแกรม PetroMod1D พบว่าระดับความลึกที่หินต้นกำเนิดปิโตรเลียมประกอบด้วยเคอโรเจนชนิดที่ II และ III โดยมีค่า ปริมาณคาร์บอนอินทรีย์ทั้งหมด 1.78 – 3.13 %wt ซึ่งมีความสุกบ่มที่เหมาะสมให้น้ำมันเป็นส่วนมากอยู่ที่ระดับ 5,600 – 6,700 ฟุต ส่วนหินต้นกำเนิดที่ประกอบไปด้วยเคอโรเจนชนิดที่ II และ III โดยมีค่าปริมาณคาร์บอนอินทรีย์ทั้งหมด 2.07 – 39.07% ในระดับที่ต่ำกว่า 6,700 ฟุต มีความสุกบ่มเหมาะสมถึงสุกบ่มตอนปลาย จึงให้ก๊าซเป็นส่วนมาก ตามแบบจำลอง TTI จากโปรแกรม PetroMod11.1D พบว่าการปิโตรเลียมเกิดขึ้นในสมัยไมโอซีนซีนตอนกลาง ไปสะสมตัวในชั้นหินกักเก็บผ่านตามรอยแตกหรือรอยเลื่อนของหินที่ระดับความลึกประมาณ 2,900 – 4,000 ฟุต

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สาขาวิชา เทคโนโลยีธรณี ลายมือชื่อนักศึกษา _____

ปีการศึกษา 2556 ลายมือชื่ออาจารย์ที่ปรึกษา _____

PEERAWAT KONGURAI : SEDIMENTARY FACIES ANALYSIS AND EVOLUTION OF SAN SAI OIL FIELD, FANG BASIN. THESIS ADVISOR : CHONGPHAN CHONGLAKMANI, Ph.D., 87 PP.

FANG BASIN/SEDIMENTARY FACIES/BASIN ANALYSIS/SOURCE ROCK /MATURITY/MIGRATION PATHWAY

Fang oil field was the first discovered field in Thailand and has been operated till today by the Defense Energy Department, Ministry of Defense. Fang basin is located in Fang district, Chiang Mai province of northern Thailand near Thai-Myanmar border. The San Sai oil field is an important oil field in the Fang basin. The sedimentary facies and basin evolution have been complied by well data incorporated with 2D seismic profiles which have been interpreted using Petrel2011 software. The age of sediments is based on the result of biostratigraphic analysis. The study indicates that the Fang basin was subsided as a half-graben in the Late Eocene by regional plate tectonism and the deposit is composed entirely of continental sediments. The deposit is thicker westward toward the major fault. The sedimentary sequence of the Fang basin can be subdivided into two formations which comprise five associated depositional environments. The Mae Fang Formation (Pleistocene to Recent), 2,500 feet thick, is composed mainly of clay, coarse- to very coarse-grained sandstones, gravel and carbonized woods which were deposited in fluvial environment. It overlies unconformably on the Mae Sod Formation. The Mae Sod Formation, overlying unconformably on pre-Tertiary basement, can be divided into three parts which comprise four depositional environments. The upper Mae Sod Formation is divided into two environments and represents the reservoir rocks and

traps. The upper part, 1,400 feet thick, is composed mainly of shale interbedded with medium- to very coarse-grained sandstones. It represents a marginal lacustrine environment (Late Miocene to Pliocene in age). The lower part, ranging up to 1,000 feet, is composed mainly of thick shale interbedded with fine-grained sandstone. It indicates a shallow to deep lacustrine environment (Early Late Miocene in age). The middle Mae Sod Formation, 800 feet in thickness, is composed mainly of dark grey shale, fine-grained sandstone and coal. It indicates a marginal and deep lacustrine environment (Oligocene in age). These strata are the main source rocks for petroleum. The lower Mae Sod Formation, 2,500 feet thick, comprises mainly thick shale and sandstone interbedded with coal in the lower part. It indicates a marginal lacustrine environment (Late Eocene in age). The results of total organic carbon content (TOC), vitrinnite reflectance (%Ro), Rock-Eval pyrolysis and headspace gas analyses and the study of basin modeling using PetroMod1D software are compiled and interpreted. They indicate that source rocks of kerogen type II and III with 1.78 – 3.13 %wt. TOC are mature and generate mainly oil at 5,600 – 6,700 feet deep. Source rocks of kerogen type II and III with 2.07 – 39.07 %wt. TOC locating deeper than 6,700 feet are mature to late mature and generate mainly gas at this level. According to TTI modeling by using PetroMod11.1D software hydrocarbon generated took place in the Middle Miocene through fractures or faults to accumulate in traps at 2,900-4,000 feet deep.

School of Geotechnology

Acdemic Year 2013

Student's Signature Pecrawat Kongsawai

Advisor's Signature