

## **ABSTRACT**

Carbon Capture Sequestration (CCS) in unmineable coal seams questionably gives benefits for the commercial success through potential release of additional methane during the injection of CO<sub>2</sub> adsorbs into the coal seams, the process known as enhanced coalbed methane (ECBM) recovery. However, a significant concern lies in the dynamic changes in permeability and porosity by coal matrix swelling, shrinkage or dilation occurrences with CO<sub>2</sub> adsorption although this effect can be partially be offset followed by extraction of the released methane. The research discusses the results of numerous measurements, such as window scan mapping, ultrasonic wave test (acoustic emission), CT scan, rock mechanical test and numerical simulation to as to study the evolution of the porosity and permeability changes and evaluate the effects of uncertainties parameters in various reservoir parameters of Tanjung Enim low rank coalfield. Correspondingly, the relationships between laboratory measurement of CO<sub>2</sub> adsorption isotherm is used as the primary data, then will be correlated with numerical simulation result of selected A2 coalseam with 12-15m thickness at shallow depth (180 – 250 meter).

Maximum swelling zone is difficult to interpret by using the numerical simulation study only, since ideally entire permeability reduction has interpreted as swelling regime. However, by using alternative method (*excess adsorption isotherm*) by using acoustic derived time at different CO<sub>2</sub> saturated and unsaturated sample condition, swelling capacity of each samples can be compared. Laboratory experiment and numerical simulation result are able to predict the internal changes effect due to shear dilation event and gas density increment at same time. Moreover, the result of sensitivity analysis shows that initial gas CO<sub>2</sub> specific gravity is the most significant parameter that controlling CO<sub>2</sub> adsorption capacity. Enhanced in coalbed methane recovery (ECBMR) in research area is insignificant due to high cleat permeability range and low initial reservoir pressure. Non injector scenario through 1 producer wellbore only within 500 acres area is recommended to produce methane gases from shallow coal depth.

Based on the numerical simulation result, ECBMR in Tanjung Enim coals can be applied possibly with cleat permeability range from 1 – 50 md, and initial water saturation in the cleats range above than 68 %. The CO<sub>2</sub> phase will effectively adsorbed into matrix pore when initial reservoir pressure located above than CO<sub>2</sub> Langmuir pressure. Therefore, reservoir pressure above than 4380 kPa in deeper coal strata that deposited at PTBA is suitable and producible for CO<sub>2</sub> injection.

Carbon Capture Sequestration (CCS) pada zona kedalaman lapisan batubara yang tak dapat ditambang (*unmineable*) belum dipastikan dapat memberi nilai komersial melalui penambahan produksi gas metana dengan cara proses injeksi CO<sub>2</sub> kedalam pori batubara, proses ini dikenal sebagai *enhanced coalbed methane recovery* (ECBMR). Namun, permasalahan yang signifikan terletak pada perubahan dinamis pada permeabilitas dan porositas batubara yang terjadi akibat *matrix swelling*, *shrinkage* dan *shear dilation* selama adsorpsi CO<sub>2</sub> meskipun efek ini dapat terjadi secara parsial selama ekstraksi pelepasan metana. Penelitian ini membahas hasil berbagai pengukuran, seperti *window scan mapping*, uji gelombang ultrasonik, CT *scan*, simulasi mekanis batuan dan simulasi numerik yang dilakukan dengan simulator reservoir *compositional* GEM untuk mempelajari evolusi perubahan porositas dan permeabilitas serta mengevaluasi efek ketidakpastian dalam berbagai parameter reservoir pada saat proses adsorpsi CO<sub>2</sub> dan produksi gas metana dari batubara peringkat rendah Formasi Tanjung Enim. Sejalan dengan itu, hubungan antara pengukuran laboratorium adsorpsi isotherm CO<sub>2</sub> digunakan sebagai data primer yang kemudian dikorelasi dengan hasil studi simulasi numerik pada Batubara A2 dengan tebal 12-15 m pada kedalaman dangkal (180 - 250 meter).

Zona puncak *swelling* sulit diinterpretasikan dengan menggunakan studi simulasi numerik saja, karena idealnya setiap penurunan permeabilitas akan ditafsirkan sebagai akibat *matrix swelling*. Namun, dengan menggunakan metode alternatif (*excess adsorption isotherm*) menggunakan metode *acoustic derived time*, pada kondisi sampel berbeda (jenuh CO<sub>2</sub> dan tidak jenuh), kapasitas *swelling* dari masing-masing sampel dapat dibandingkan. Hasil percobaan laboratorium dan hasil simulasi numerik dapat memprediksi efek perubahan internal karena peristiwa *shear dilation* dan peningkatan densitas gas pada saat yang bersamaan. Selain itu, hasil analisis sensitivitas menunjukkan bahwa berat jenis awal gas CO<sub>2</sub> adalah parameter paling signifikan yang mengendalikan kapasitas adsorpsi CO<sub>2</sub>. Peningkatan dalam raihan produksi gas metana (ECBMR) didaerah kajian tidak dapat signifikan karena rentang permeabilitas cleat yang tinggi dan tekanan reservoir awal yang rendah. Skenario 1 sumur bor produksi saja tanpa bantuan injector dalam area 500 acres direkomendasikan untuk memproduksi gas metana dari kedalaman batubara dangkal.

Berdasarkan hasil simulasi numerik, ECBMR pada lapisan batubara Tanjung Enim dapat diterapkan kemungkinan dengan kisaran permeabilitas cleat dari 1 - 50 mD, dan saturasi air awal yang terisi di cleat di atas 68%. Gas CO<sub>2</sub> secara efektif akan teradsorpsi ke dalam pori matriks ketika tekanan reservoir awal terletak di atas dari tekanan CO<sub>2</sub> Langmuir. Oleh karena itu, tekanan reservoir di atas 4380 kPa dalam strata batubara yang lebih dalam yang terendapkan disekitar area kajian cocok dan dapat diaplikasikan untuk injeksi CO<sub>2</sub>.