

SARI

Pengaruh Karakteristik Geokimia Serpih Formasi *Lower Baong* Terhadap Sifat Geomekanikanya pada Cekungan Sumatra Utara Bagian Selatan

Aga Rizky

15/389318/PTK/10438

Serpih merupakan batuan sedimen yang mempunyai kandungan lebih dari 50% ukuran butir sedimen yang berukuran kurang dari 1/256 mm (Boggs, 2006). Hidrokarbon serpih merupakan suatu batuan induk yang juga mempunyai fungsi sebagai batuan reservoir tempat terakumulasinya hidrokarbon (Schmoker, 1995). Sukhyar dan Fakhruddin (2013) menyebutkan bahwa beberapa formasi di Indonesia cukup berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon serpih, terutama gas serpih dengan total sumber daya mencapai 574, 07 TCF. Penelitian dilakukan pada serpih Formasi *Lower Baong* yang terdapat pada Cekungan Sumatra Utara. Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari 25 sumur dan 46 line seismik, satu data XRD, delapan data petrografi sayatan tipis, dan tujuh data uji uniaksial dan triaksial. Analisis yang dilakukan pada penelitian ini adalah kandungan TOC, tipe kerogen, kematangan batuan, *brittleness index*, tekanan pori, *in situ stress*, dan kekuatan batuan (UCS).

Berdasarkan hasil analisis karakteristik geokimia, kandungan TOC serpih Formasi *Lower Baong* berkisar antara 0,3-1,8 % (*poor-good*) dengan nilai rata-rata 1,26 % (*good*), termasuk dalam kerogen Tipe II/III dan III. Mulai memasuki *oil window* dengan Ro 0,6 % pada kedalaman 2300 m, sedangkan *gas window* dengan Ro >1,35 % dimulai pada kedalaman 2800 m.

Berdasarkan persamaan Jarvie dkk., (2007), dan Wang dan Gale (2009) nilai rata-rata BI serpih Formasi *Lower Baong* pada Sumur AR-15 berturut-turut adalah 0,48 (*brittle*) dan 0,52 (*brittle*), termasuk dalam kategori *brittle*. BI pada Sumur AR-04 dan Sumur AR-05 dihitung menggunakan persamaan Grieser dan Bray (2007) dan Rickman (2008) yang menggunakan parameter *young's modulus* dan *poisson's ratio* karena tidak mempunyai data XRD. Nilai BI pada Sumur AR-04 berturut-turut adalah 0,51 (*brittle*) dan 0,55 (*brittle*), sedangkan nilai BI pada Sumur AR-05 berturut-turut adalah 0,32 (*less brittle*) dan 0,62 (*brittle*). Berdasarkan tingkat kematangan, nilai BI meningkat seiring dengan meningkatnya nilai Ro, sedangkan serpih dengan kandungan TOC yang relatif sama akan menunjukkan nilai BI yang berbeda apabila serpih tersebut mempunyai tingkat kematangan yang berbeda.

Berdasarkan hasil analisis *in situ stress*, nilai rata-rata S_v , S_{hmin} , dan S_{Hmax} berturut-turut pada Sumur AR-04 adalah 56,4 MPa, 52,8 MPa, dan 65,8 MPa. Pada Sumur AR-05 adalah 57,6 MPa, 49,5 MPa, dan 60,7 MPa. Pada Sumur AR-15 adalah 68,3 MPa, 64,1 MPa, dan 72,9 MPa. Nilai tersebut menunjukkan bahwa $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$ sehingga gaya yang bekerja pada serpih adalah sesar geser (*strike slip*) (Zoback, 2007). Nilai UCS pada masing-masing sumur berkisar antara 11,03-22,67 MPa. Migrasi primer berlangsung setelah termatangkannya hidrokarbon akan menyebabkan perubahan pada nilai *in situ stress* batuan, seperti penurunan nilai S_{hmin} dan nilai tekanan pori, serta meningkatkan nilai S_v dan nilai S_{Hmax} , namun tidak berpengaruh terhadap nilai UCS batuan.

Kata kunci: Formasi *Lower Baong*, gas serpih, Cekungan Sumatra Utara, geokimia, geomekanik.

ABSTRACT

Implication of The Geochemical Characteristics of Lower Baong Formation to The Geomechanical Properties at Southern North Sumatra Basin

Aga Rizky

15/389318/PTK/10438

Shale is a sedimentary rock that has a content of more than 50% sediment grain size less than 1/256 mm. Shale hydrocarbon is a source rock that also has a function as reservoir rock where hydrocarbon accumulated (Schmoker, 1995). Sukhyar and Fakhrudin (2013), mentioned that some formations in Indonesia are potential to produces shale hydrocarbon, especially shale gas with resources about 574.07 TCF. This study was conducted at Lower Baong Formation where located in Southern North Sumatra Basin. This study using 25 wells and 46 line seismic, a XRD, and 8 thin section petrography, and 7 unaixial and triaxial tes. The analysis conducted in this study is TOC content, kerogen type, maturity, brittleness index, pore pressure, in situ stress, and unconfined compressive strength.

Based on geochemical characterization analysis, TOC content at Lower Baong shale ranged 0.3-1.8 % (poor-good) with an average value 1.26 % (good), belonging to kerogen type II/III, and type III. Early oil window with $R_o=0.6$ at 2300m, and early gas window with $R_o > 1.35$ at 2800 m.

Based on Jarvie et.al (2007), and Wang and Gale (2009), BI of Lower Baong shale at AR-15 Well is about 0.48 and 0.52, categorized as brittle. BI at AR-04 Well and AR-05 Well, was calculated with Grieser and Bray (2007) equation and Rickman (2008) equation which uses young's modulus and poisson's ratio parameters. BI value at AR-04 Well is about 0.51 (brittle) and 0.55 (brittle), and BI value at AR-05 Well is about 0.32 (less brittle) and 0.62 (brittle). Based on maturity, BI value is increasing along with increasing R_o value. Shale with similar TOC content will have different BI when they maturity index are different, mature kerogen will more brittle than immature kerogen.

Based on in situ stress analysis, value of S_v , S_{hmin} , and S_{Hmax} at AR-04 is 56.4 MPa, 52.8 MPa, and 65.8 MPa. Value at AR-05 Well is 57.6 MPa, 49.5 MPa, and 60.7 MPa. Value at AR-15 Well is 68.3 MPa, 64.1 MPa, and 72.9 MPa. That values are indicated $S_{Hmax} > S_v > S_{hmin}$, which mean strike slip stress were acting at Lower Baong shale. UCS value at each wells are about 11.03-22.67 MPa. Primary migration after hydrocarbon maturity will cause in situ stress at shale will be changed, such as decreasing pore pressure and S_{hmin} , and also increasing S_v and S_{Hmax} , but it was not affect to UCS value.

Key words: Lower Baong Formation, shale gas, North Sumatra Basin, geochemistry, and gemchanical