

## Sari

Migas non-konvensional saat ini mulai menjadi sumber energi yang penting mengingat menurunnya sumber migas konvensional secara global. Salah satu jenis migas non konvensional adalah hidrokarbon *shale*. Eksplorasi dan produksi hidrokarbon *shale* akan menjadi sukses apabila perencanaan dan analisis data awal dilakukan dengan baik. Salah satu analisis data yang penting untuk dilakukan dalam suatu eksplorasi hidrokarbon *shale* adalah analisis petrofisika *shale*. Dalam penelitian ini petrofisika yang dimaksud adalah porositas total yang berfungsi sebagai kapasitas simpan hidrokarbon *shale*, *Total Organic Carbon* (TOC) yang berfungsi sebagai parameter kekayaan geokimia yang akan dihitung menggunakan pendekatan petrofisika Passey (1990) dan *Brittleness Index* (BI) yang merupakan parameter kegetasan suatu batuan untuk dapat direkahkan yang akan dihitung menggunakan pendekatan petrofisika dengan modulus elastisitas batuan metode Greiser dan Bray (2007). Dalam menentukan persebaran parameter petrofisika, akan digunakan metode seismik inversi berupa *model based*. Hubungan empiris antara Impedansi Akustik (AI) dan parameter petrofisika akan digunakan dalam melakukan persebaran parameter. Penelitian ini berfokus pada formasi Piniya pada Blok “JAN” di Cekungan Akimeugah dengan menggunakan data dari tiga sumur. Analisis *crossplot* antar parameter dari tiga sumur menunjukkan bahwa AI dan porositas total memiliki hubungan linier yang negatif atau berbanding terbalik, dengan persamaan  $\text{PhiT} = (0.417 - (9.919\text{e-}06 * (\text{AI})))$

AI dan BI memiliki hubungan yang linier yang positif atau berbanding lurus, dengan persamaan  $\text{BI} = ((2\text{E-}05 * (\text{AI})) - 0.1936)$ , serta *crossplot* AI dan TOC memiliki hubungan non linier yang negative atau berbanding terbalik, dengan persamaan  $\text{TOC} = (1.754\text{e-}01 * \text{AI})^{(4.62\text{e}+03 * \text{AI})}$ . Persamaan-persamaan yang diperoleh ini digunakan untuk mengubah volume seismik AI menjadi volume seismik dari masing-masing parameter. Dari persebaran parameter pada seismik menunjukkan bahwa porositas total dan TOC memiliki nilai tinggi di daerah selatan atau di sekitar sumur A-01 dan nilai BI tinggi di daerah utara atau di sekitar sumur A-02.

Kata Kunci: *Petrofisika, Hidrokarbon Shale, Seismik Inversi, Cekungan Akimeugah.*

### ***Abstract***

*Unconventional oil and gas is now become an important source of energy due to the decline of conventional oil and gas resources globally. One type of unconventional oil and gas resource is shale hydrocarbons. The exploration and production of shale hydrocarbons will be successful if the initial data planning and analysis is done well. One important data analysis to be carried out in a shale hydrocarbon exploration is shale petrophysical analysis. The petrophysics analysis in this study is total porosity which functions as the storage capacity of shale hydrocarbons, Total Organic Carbon (TOC) which functions as a geochemical richness parameter that will be calculated using petrophysical approach by Passey (1990) and the Brittleness Index (BI) which is a parameter of rock agitation to be recovered that will be calculated using rock elasticity modulus by Greiser and Bray method (2007). In determining the distribution of petrophysical parameters, a model based seismic inversion method will be used. The empirical relationship between Acoustic Impedance (AI) and petrophysical parameters will be used in the distribution of parameters. This study focuses on the Piniya formation on the "JAN" Block in the Akimeugah Basin using data from three wells. Crossplot analysis from three wells shows that AI and total porosity have a linear relationship that is negative or inversely proportional, with the equation  $\Phi_T = (0.417 - (9.919e-06 * AI))$ . AI and BI have linear relationship that is positive or directly proportional, with the equation,  $BI = ((2E-05 * AI) - 0.1936)$ , and crossplot AI and TOC have a non-linear relationship that is negative or inversely proportional, with the equation  $TOC = (1.754e-01 * AI)^{(4.62e + 03 * AI)}$ . The obtained equations are used to convert the seismic volume of AI to seismic volume of each parameter. From the distribution of parameters on seismic shows that the total porosity and TOC have a high value in the southern area or around the A-01 well and high BI values in the northern area or around the A-02 well.*

*Keyword: Petrophysical, Hydrocarbon Shale, Seismic Inversion, Akimeugah Basin.*