

ABSTRAK

Cekungan Akimeugah merupakan salah satu Cekungan Pra-Tersier yang berasosiasi dengan Cekungan *Papua New Guinea* (PNG) dan Cekungan *North West Shelf* (NWS) yang sudah memproduksi hidrokarbon. Cekungan Akimeugah memiliki potensi hidrokarbon dengan adanya beberapa rembesan minyak dan gas bumi disekitar Blok “AK”. Serpih Piniya merupakan salah satu formasi yang berpotensi menjadi batuan induk sekaligus batuan reservoir yang baik. Untuk itu, perlu diketahui kualitas serta penyebaran dari Serpih Piniya pada Blok “AK”. Kualitas Serpih Piniya ditentukan berdasarkan parameter *Total Organic Carbon* (TOC), *Brittleness Index* (BI), dan kematangan Serpih Piniya. Serpih Piniya disusun oleh litologi dominan serpih dengan sisipan batulanau dan batupasir. Formasi ini diendapkan pada lingkungan laut dangkal (*shallow marine*) dengan asosiasi fasies *offshore transition* hingga *offshore*. Jumlah kuantitas material organik (TOC) dari data sampel rata-rata 0,55 wt% termasuk ke dalam kategori batuan induk yang bersifat cukup (*fair*). Tipe kerogen Serpih Piniya adalah tipe II – III yang dapat menghasilkan hidrokarbon minyak dan gas. Litologi serpih yang dapat menghasilkan hidrokarbon adalah *organic shale*. Interval *organic shale* terdapat pada Sumur AK-6 sebanyak 46 zona dan Sumur AK-9 sebanyak 34 zona. Perhitungan TOC pada interval *organic shale* menggunakan metode Passey, sedangkan perhitungan *Brittleness Index* dengan data petrofisika menggunakan metode Grieser dan Bray. Analisis perhitungan nilai TOC Passey dan *Brittleness Index* dilakukan pada Sumur AK-6 dan Sumur AK-9. Perhitungan TOC Passey menghasilkan nilai TOC rata-rata sebesar 0,527 wt%. *Brittleness Index* Serpih Piniya sebesar 28,96% (*less ductile*) hingga 56,298% (*brittle*). Pemodelan sejarah penimbunan 1D dilakukan pada *Pseudowell*. Berdasarkan model tersebut, didapatkan 3 fase tektonik yaitu fase *pre-rift* (Pra-Kapur), fase *post-rift* atau *passive margin* (Kapur Awal) dan fase konvergensi (Miosen – Pliosen Awal). Sejarah kematangan dan pembentukan hidrokarbon yang tinggi terjadi saat Kapur Awal tepatnya di Formasi Piniya. Penyebaran nilai TOC tinggi ditandai dengan nilai impedansi akustik yang rendah, area tersebut terletak pada bagian rendahan Blok “AK”. Sebaliknya, penyebaran nilai *Brittleness Index* yang tinggi terletak pada bagian tinggian dengan nilai impedansi akustik yang tinggi. Area *sweet spot* secara umum berada disekitar Sumur AK-2, area tersebut memiliki nilai TOC berkisar 4,50 – 5,50 wt% dan nilai *brittleness* 0,40 – 0,44%. Ketebalan Serpih Piniya pada area *sweet spot* kurang lebih sebesar 1200 m.

Kata Kunci: TOC, *Brittleness Index*, Sejarah Penimbunan, Serpih Piniya

ABSTRACT

Akimeugah Basin is one of the Pre-Tertiary Basin which is associated with the Papua New Guinea Basin (PNG) and the North West Shelf Basin (NWS) which already produce hydrocarbons. Akimeugah Basin has hydrocarbon potential with some oil and gas seepages around the "AK" Block. Piniya Shale is one of the formations which has the potential to become a source rock as well as good reservoir rock. For this reason, we need to know the quality and distribution of Piniya Shale in the "AK" Block. The quality of Piniya Shale is determined based on the Total Organic Carbon (TOC), Brittleness Index (BI), and maturity of Piniya Shale. Piniya Shale are composed by the dominant lithology of shales with intercalation of siltstone and sandstone. This formation is deposited in shallow marine environments with offshore transition to offshore facies associations. The quantity of Total Organic Material (TOC) from the sample data averages 0,55 wt%, it's mean Piniya Shale in the category fair as a source rock. Kerogen of Piniya Shale are categorized as types II - III which can produce oil and gas hydrocarbons. Lithofacies of shale that can produce hydrocarbons are organic shale. The organic shale interval is found in the AK-6 Well distributed at 46 zones and AK-9 Well distributed at 34 zones. Calculation of TOC at the organic shale interval uses the Passey method, while the Brittleness Index calculation uses petrophysical data using the Grieser and Bray methods. Calculation analysis of the Passey TOC value and Brittleness Index is carried out on AK-6 Well and AK-9 Well. TOC Passey calculations produce an average TOC value of 0,527 wt%. Brittleness Index of Piniya Shale is 28,96% (less ductile) to 56,298% (brittle). 1D burial history modeling was performed on Pseudowell. Based on the model, three tectonic phases were obtained, namely the pre-rift phase (Pre-Cretaceous), the post-rift phase or the passive margin and the convergence phase (Miocene - Early Pliocene). High maturity and hydrocarbon generation occurs when the Early Cretaceous in the Piniya Formation. Distribution of high TOC values is indicated by a low acoustic impedance value, the area is located in the lower part of the "AK" Block. Whereas, the distribution of the high Brittleness Index value lies in the high part with a high acoustic impedance value. The sweet spot area is generally around the AK-2 Well, the area has TOC values ranging from 4,50 – 5,50 wt% and the brittleness value is 0,40 - 0,44%. Piniya Shale thickness in the sweet spot area is approximately 1200 m.

Keywords: *TOC, Brittleness Index, Burial History, Piniya Shale*