

SARI

Kegiatan eksplorasi minyak dan gas di Indonesia membuahkan hasil yang sangat baik. Eksplorasi tersebut perlu terus didukung melalui, salah satunya, penelitian mengenai hidrokarbon serpih yang dapat ditemukan pada batuan induk. Cekungan Sumatera Selatan memiliki batuan induk yang berasal dari Formasi Talang Akar (TAF). Serpih TAF yang diteliti pada Area “X” di Sub Cekungan Jambi memiliki kualitas dan kuantitas material organik yang baik. Namun, tidak diketahui letak daerah *sweet spot* hidrokarbon serpih pada daerah ini. Selain itu, kondisi tektonik pada daerah ini sangat kompresif sehingga dapat mempengaruhi hubungan *in-situ stress* dengan *brittleness index* (BI). Oleh karena itu, analisis geomekanika dan penentuan daerah *sweet spot* perlu dilakukan untuk mengetahui potensi hidrokarbon serpih TAF pada area ini. Tujuan penelitian ini antara lain adalah untuk menentukan hubungan *in-situ stress* terhadap nilai BI, kemudian untuk menentukan persebaran *total organic content* (TOC), tingkat kematangan kerogen, serta BI sehingga daerah *sweet spot* hidrokarbon serpih pada Formasi Talang Akar dapat diketahui. Data yang tersedia untuk penelitian ini berasal dari 4 buah sumur yang terdiri dari data *wireline log*, *mud log*, petrografi & XRD, geokimia batuan induk, dan uji tekanan formasi. Terdapat pula data tambahan terkait geokimia batuan induk dan *leak off test* dari 3 sumur lain di area ini serta sebuah data seismik 3D seluas $\pm 400 \text{ km}^2$. Metode yang digunakan untuk mencapai tujuan penelitian di atas antara lain dengan melakukan analisis geomekanika yang meliputi perhitungan BI, perhitungan tekanan pori, dan perhitungan *in-situ stress*. Kemudian melakukan perhitungan TOC dan analisis tingkat kematangan menggunakan data geokimia batuan induk. Berdasarkan seluruh analisis tersebut, dilakukan persebaran TOC, tingkat kematangan, dan BI menggunakan peta-peta bawah permukaan hasil analisis seismik. TOC dan BI disebarkan melalui konversi nilai AI (*acoustic impedance*) hasil inversi seismik, sedangkan tingkat kematangan disebarkan melalui pendekatan R_o vs kedalaman. Berdasarkan peta persebaran 3 parameter di atas, daerah *sweet spot* hidrokarbon serpih kemudian ditentukan. Hasil penelitian menunjukkan bahwa Serpih TAF di Area “X” pada Sub Cekungan Jambi memiliki S_3 berupa S_v (*vertical stress*) dengan *stress contrast* yang kecil sehingga seluruh interval serpih dapat direkahkan terlepas dari nilai BI yang dimiliki. Serpih TAF secara keseluruhan memiliki kandungan TOC rata-rata sebesar 0,25 wt%-5,90 wt% dengan peningkatan ke arah tenggara, telah memasuki tahap matang, dan memiliki BI rata-rata sebesar 0,02-0,85 yang meningkat ke arah barat laut. Dengan menerapkan nilai *cut off* TOC, tingkat kematangan, dan BI, diketahui daerah *sweet spot* hidrokarbon serpih TAF secara keseluruhan yang terletak pada bagian tenggara. Daerah *sweet spot* tersebut terbagi menjadi daerah A dan B. Daerah *sweet spot* A memiliki TOC rata-rata 2,00 wt% hingga 3,00 wt%, mengandung minyak dan gas, dan memiliki BI rata-rata 0,28 hingga 0,47. Daerah *sweet spot* B memiliki TOC rata-rata 2,65 wt% hingga 4,15 wt%, mengandung minyak dan gas, dan memiliki BI rata-rata 0,16 hingga 0,28.

Kata kunci: Non Konvensional, Hidrokarbon Serpih, Formasi Talang Akar, Sub Cekungan Jambi, Geomekanika, Sweet Spot

ABSTRACT

Oil and gas exploration in Indonesia bears a good result. This exploration needs to be supported continuously. One of the strategies is by doing research about unconventional resources such as shale hydrocarbon which normally can be found within a source rock. South Sumatera Basin has a source rock called Talang Akar Formation (TAF). TAF shale in Area “X” in Jambi Sub Basin has a good organic material in terms of quantity and quality. Nevertheless, the shale hydrocarbon sweet spot area has not been known yet. Moreover, the tectonic condition in this basin is known to be compressive, hence it could affect the relationship between in-situ stress and brittleness index (BI). Therefore, analyses of geomechanical aspect and shale hydrocarbon sweet spot determination needs to be conducted to gain knowledge of the potential of TAF shale hydrocarbon in this area. Research is then conducted with aims to determine the relationship between in-situ stress and BI, to determine the distribution of TOC (total organic content), kerogen maturity, and BI, and to determine the possible location of shale hydrocarbon sweet spot of Talang Akar Formation in Area “X”. This research utilizes 4 wells from which several data were acquired, which are wireline log, mud log, petrography & XRD, source rock geochemistry, and formation pressure test. Additional source rock geochemistry and leak off test data were acquired from the other 3 wells in the area. A 3D seismic cube that covers $\pm 400 \text{ km}^2$ is also available in this area. A methodology is applied to achieve the goals mentioned above. Geomechanical analysis was conducted to calculates BI, pore pressure, and in-situ stress. These analyses was followed by the calculation of TOC and estimation of kerogen maturity by utilizing geochemical data. Based on all the analyses above, the distribution of TOC and BI could be estimated by utilizing AI (acoustic impedance) as the result of seismic. Meanwhile, kerogen maturity is determined from the relationship of Ro and depth. Based on the distribution of these 3 parameters, the sweet spot area of shale hydrocarbon was determined. Result of the study shows Sv acts as the least principal stress in TAF shale in this area. Because of its low stress contrast, entire interval of shale TAF can be fractured despite its BI value. In general, TAF shale in Area “X” in Jambi Sub Basin has average TOC of 0,25 wt%–5,90 wt% that increases towards the southeast, has already mature, and has average BI of 0,02–0,85 that increases towards the northwest. By utilizing cut off value for TOC, kerogen maturity, and BI, the sweet spot area of shale hydrocarbon of TAF in Jambi Sub Basin is known to be located in the south east region of Area “X”. In general (sequence 1 and 2 of TAF), the shale hydrocarbon sweet spot area is divided into area A and area B based on its BI value. Shale hydrocarbon sweet spot of area A has an average TOC of 2,00 wt% to 3,00 wt%, contains oil and gas, and has an average BI of 0,28 to 0,47. Meanwhile, shale hydrocarbon sweet spot of Area B has an average TOC of 2,65 wt% to 4,15 wt%, contains oil and gas, and has an average BI of 0,16 to 0,28.

Keywords: Unconventional, Shale Hydrocarbon, Talang Akar Formation, Jambi Sub Basin, Geomechanic, Sweet Spot.