
EVALUASI BATUAN INDUK BERDASARKAN DATA GEOKIMIA HIDROKARBON PADA SUMUR PRABUMULIH, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Jamaluddin^{1*}, Johannes Gedo Sea²

1. School of Geosciences, China University of Petroleum, Qingdao, China.
2. School of Geophysics and Information Technology, China University of Geosciences, Beijing, China.

*Email: Jamaljamaluddin1994@gmail.com

SARI

Identifikasi suatu batuan menggunakan metode geokimia hidrokarbon merupakan salah satu langkah awal untuk mengetahui apakah batuan tersebut termasuk batuan induk yang dapat berpotensi menghasilkan hidrokarbon atau tidak. Suatu batuan dapat dikatakan sebagai batuan induk apabila mempunyai kuantitas material organik, kualitas untuk menghasilkan hidrokarbon, dan kematangan termal. Pada analisis geokimia ini, data yang digunakan berupa data *Rock-Eval Pyrolysis* dan *Vitrinite Reflectance*. Berdasarkan analisis geokimia yang telah dilakukan terhadap sejumlah sampel batuan dari sumur Prabumulih, karakteristik potensi batuan induk memiliki tingkat kekayaan material organik berkisar antara 0.25%-58.05%. Hal ini mengindikasikan batuan induk pada sumur tersebut berkisar antara berpotensi rendah, baik hingga sangat baik. Tipe material organik pada penelitian berupa tipe kerogen II/III^b-III yang berpotensi menghasilkan gas/minyak dan gas. Batuan sedimen Formasi Lahat pada kedalaman 3050 m – 3055 m berpotensi bagus sebagai pembentuk hidrokarbon, sedangkan awal pembentukan minyak bumi terjadi pada kedalaman 2575 m. Lima sampel batubara Formasi Talang Akar yaitu pada kedalaman 2265 m, 2715 m, 2762 m, 2929 m, dan 3025 m berpotensi besar menjadi batuan sumber hidrokarbon bila telah mencapai kematangan termal. Hasil dari analisa yang dilakukan menunjukkan bahwa sampel dari Sumur Prabumulih cukup berpotensi hingga berpotensi baik sebagai batuan induk.

Kata kunci: batuan induk, Cekungan Sumatra Selatan, geokimia, Sumur Prabumulih.

ABSTRACT

Identification of a rock using geochemical hydrocarbon method is one of the first step to detect a rock that can be a source rock producing hydrocarbon or not. A rock can be identified as a source rock when it has an organic material quantity, quality to producing hydrocarbon, and thermal maturity. Geochemical analysis was done by use of rock eval pyrolysis and vitrinite reflectance data. Based on the geochemical analysis of rock samples of Prabumulih well,

Published By:

Fakultas Teknologi Industri
Universitas Muslim Indonesia

Address:

Jl. Urip Sumoharjo Km. 05
Makassar, Sulawesi Selatan

Email:

geomine@umi.ac.id

Phone:

+6285299961257

+6281241908133

Article History:

Submite 24 September 2018

Received in from 02 Oktober 2018

Accepted 31 Oktober 2018

Available online 31 Desember 2018

Lisensec By:

[Creative Commons Attribution-ShareAlike 4.0 International License.](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)



potential characteristics of the source rock have a total organic carbon (TOC) approximately 0.25% - 58.05%. This indicates that source rock in Prabumulih well has poor-excellent criteria. Types of the organic materials on this study are kerogen type II/III^b-III that is potential to produce mixed oil/gas and gas. Lahat Formation Sediment at 3050 m – 3055 m depth is potentially as hydrocarbon establishment, while initial maturity of oil at about 2575 m depth. Five samples coal of Talang Akar Formation are in the 2265 m, 2715 m, 2762 m, 2929 m, 3025 m depths indicating a high potential as source rock to produce hydrocarbon if it has reached the thermal maturity. The results of the analysis shows that the samples from Prabumulih well are quite potential to good potential as a source rock.

Keywords: source rock, South Sumatra Basin, geochemical, Prabumulih Well.

PENDAHULUAN

Hidrokarbon pada cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar. Batuan induk *lacustrine* diendapkan pada kompleks *half-graben*, sedangkan *terrestrial coal* dan *coaly shale* secara luas pada batas *half-graben*. Selain itu pada batu gamping Formasi Batu Raja dan *shale* dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Menurut Ginger dan Fielding (2005), cekungan Sumatera Selatan memiliki lima *hydrocarbon play* yang utama, yaitu rekahan pada batuan dasar (*basement rock*) yang berumur *Pre-Tersier*, Formasi Talang Akar bagian bawah yang berumur *Oligosen – Early Miocene*, Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai yang berumur *Early Miocene*, dan batupasir yang diendapkan di laut dangkal dari Formasi Air Benakat yang berumur *Middle Miocene*. Batuan Induk di Cekungan Sumatera Selatan dapat berasal dari *lacustrine shale* dari Formasi Lahat, *deltaic shale* dari Formasi Talang Akar dan *marine shale* dari Formasi Gumai. Penemuan cadangan minyak dan gas bumi pada Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai mencakup 80% total cadangan minyak dan 20% gas di Cekungan Sumatera Selatan.

Gradien temperatur di cekungan Sumatera Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika

dibandingkan dengan Cekungan Sumatera Tengah, sehingga minyak akan cenderung berada pada tempat yang dalam. Formasi Batu Raja dan Formasi Gumai berada dalam keadaan matang hingga awal matang pada generasi gas termal di beberapa bagian yang dalam dari cekungan, oleh karena itu dimungkinkan untuk menghasilkan gas pada *petroleum system* (Bishop, 2001). Berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan Triyana (2010), diketahui bahwa Formasi Gumai diendapkan pada daerah lingkungan laut dalam dan *shale* Formasi Gumai memiliki kandungan TOC sekitar 0,5 sampai 2,0%.

Adapun tujuan dari penelitian ini yaitu melakukan evaluasi batuan induk dari sampel batuan untuk mengetahui:

- a) jumlah material organik (TOC),
- b) jenis material organik yang menyusun batuan, dan
- c) kematangan (*Maturity*) dari batuan induk yang dianalisis.

METODE PENELITIAN

Preparasi sampel

Setiap sampel dicuci, dikeringkan, digerus halus, ditimbang seberat ±500 mg dan dihilangkan kandungan karbonatnya dengan menggunakan asam klorida (HCl).

Analisis TOC

Tahap awal analisis ini adalah menentukan kandungan karbon organik total (TOC) dengan menggunakan alat *LECO Carbon Determinator* (WR-112).

Analisis Pirolisis

Analisis pirolisis dilakukan terhadap sampel batuan yang mempunyai kandungan TOC lebih besar atau sama dengan 0.5%. Analisis ini dilakukan terhadap sampel batuan yang telah digerus halus seberat kurang lebih 100 mg dengan menggunakan alat Rock Eval-5.

Analisis sinar pantul vitrinit

Sampel batuan yang telah dihancurkan (tidak telalu halus) diberi larutan asam klorida (HCl) untuk menghilangkan kandungan karbonatnya, kemudian setelah dilakukan pencucian dan netralisasi, maka diberi larutan asam fluorida (HF) untuk menghilangkan kandungan silikanya. Dengan menggunakan larutan $ZnBr_2$, maka akan terpisahkan antara kerogen dengan yang bukan kerogen. Selanjutnya kerogen diambil dan dibilas, kemudian dicetak dalam resin dan dipoles.

Pengukuran besarnya sinar pantul vitrinit dilakukan dengan menggunakan mikroskop refleksi *Leitz-MPV2* yang dikombinasikan dengan *digital counter* untuk mengukur nilai sinar pantul vitrinit pada sampel.

PEMBAHASAN

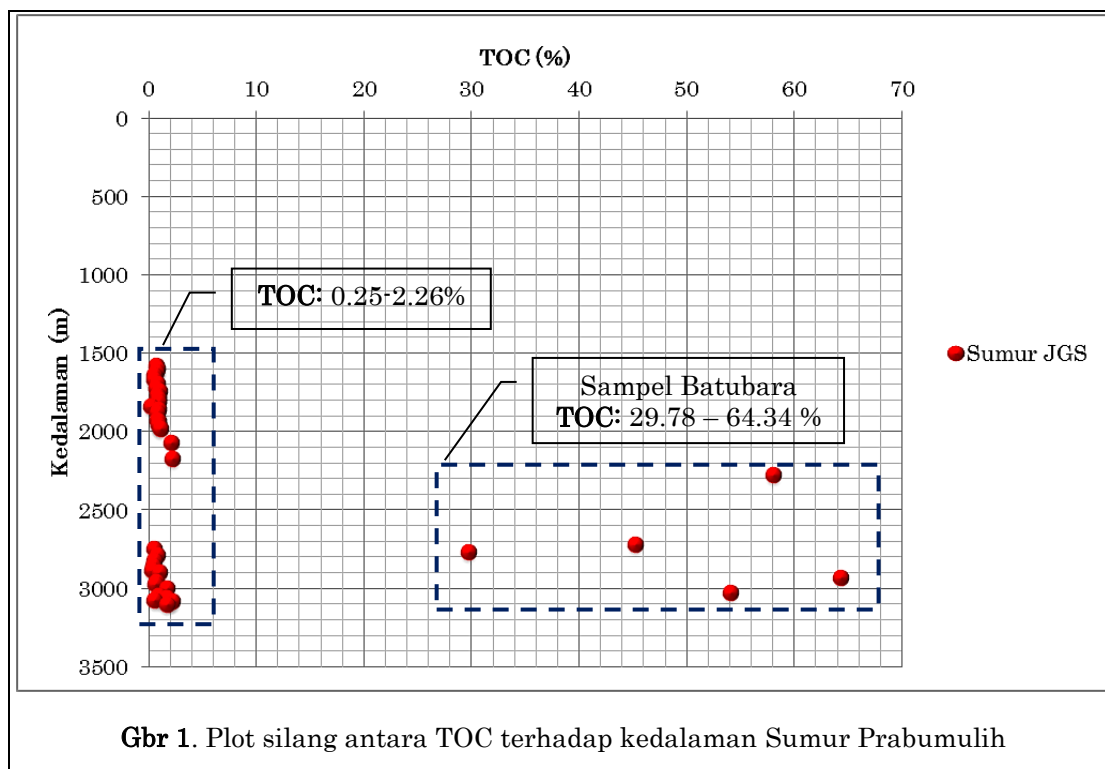
Analisis kekayaan material organik (*organic richness*)

Kuantitas atau jumlah material organik yang terdapat di dalam batuan sedimen dinyatakan sebagai karbon organik total atau dikenal dengan *total organic carbon* (TOC). TOC didefinisikan sebagai jumlah karbon organik yang dinyatakan sebagai persen berat dari batuan kering (*dry rock*). Karbon organik yang dimaksud merupakan karbon yang berasal dari zat organik dan bukan berasal dari karbonat (misalnya batu gamping). Dari data tersebut dapat diinterpretasikan bahwa pada umumnya

sampel batuan non-batubara teranalisis memiliki kekayaan material organik pada tingkat sedang sampai bagus (TOC < 2%). Pengecualian terlihat pada kedalaman 2065m - 2165 m (Formasi Talang Akar) yang memiliki kekayaan bahan organik tertinggi pada sampel batuan yang teranalisis dengan kandungan TOC berturut-turut sebesar 2.10% dan 2.21%. sedangkan kandungan TOC untuk lima sampel batubara yaitu pada kedalaman 2265 m, 2715 m, 2762 m, 2929 m, dan 3025 m memiliki nilai bervariasi dari 29,78% - 64,34%. Nilai TOC < 70% untuk batubara menunjukkan bahwa kelima sampel batuan tersebut bukan merupakan batubara murni (Gambar 1).

Menurut Peters dan Cassa (1994), batuan yang mengandung TOC < 0,5% dapat dikatakan berpotensi rendah dan miskin material organik. Jumlah hidrokarbon batuan ini tidak cukup untuk terekspsi dan kerogen yang ada cenderung akan teroksidasi.

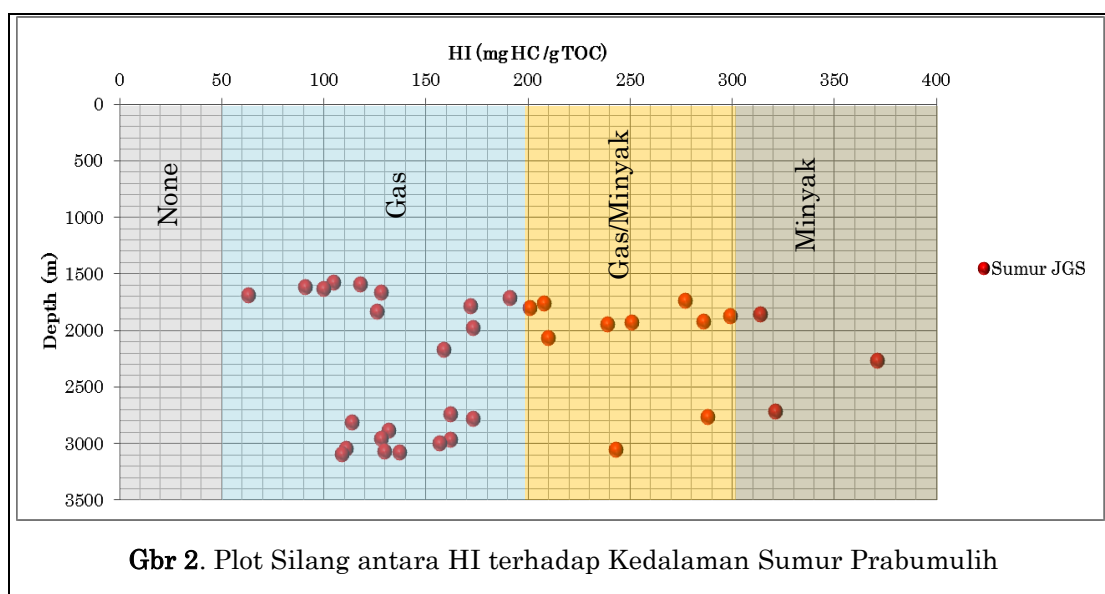
Batuan dengan TOC antara 0,5-1% berada pada batas antara berpotensi rendah dan baik. Batuan ini kemungkinan besar tidak menjadi batuan induk yang sangat efektif tapi tetap dapat menghasilkan hidrokarbon. Namun kerogen dalam batuan sedimen dengan kandungan TOC < 1% umumnya akan teroksidasi. Batuan sedimen dengan TOC > 1% secara umum memiliki potensi yang besar. Pada beberapa batuan, TOC antara 1-2% berasosiasi dengan lingkungan pengendapan pertengahan antara oksidasi dan reduksi yang merupakan tempat terjadinya pengawetan material organik yang kaya akan lemak dan berpotensi membentuk minyak bumi. Sementara itu, TOC dengan nilai lebih dari 2% umumnya berasal dari lingkungan reduksi dengan potensi yang lebih baik lagi.



Analisis tipe material organik

Material organik dalam batuan induk yang menghasilkan minyak atau gas (pada keadaan tertentu yang memenuhi syarat) disebut dengan kerogen. Untuk mengklasifikasikan tipe kerogen, metode

yang biasa digunakan adalah pembuatan grafik antara indeks hidrogen dan indeks oksigen, atau dapat pula digunakan perbandingan antara nilai *hydrogen index* dan *Tmax*.



Gambar 2 menunjukkan karakteristik jenis material yang terkandung berdasarkan nilai indeks

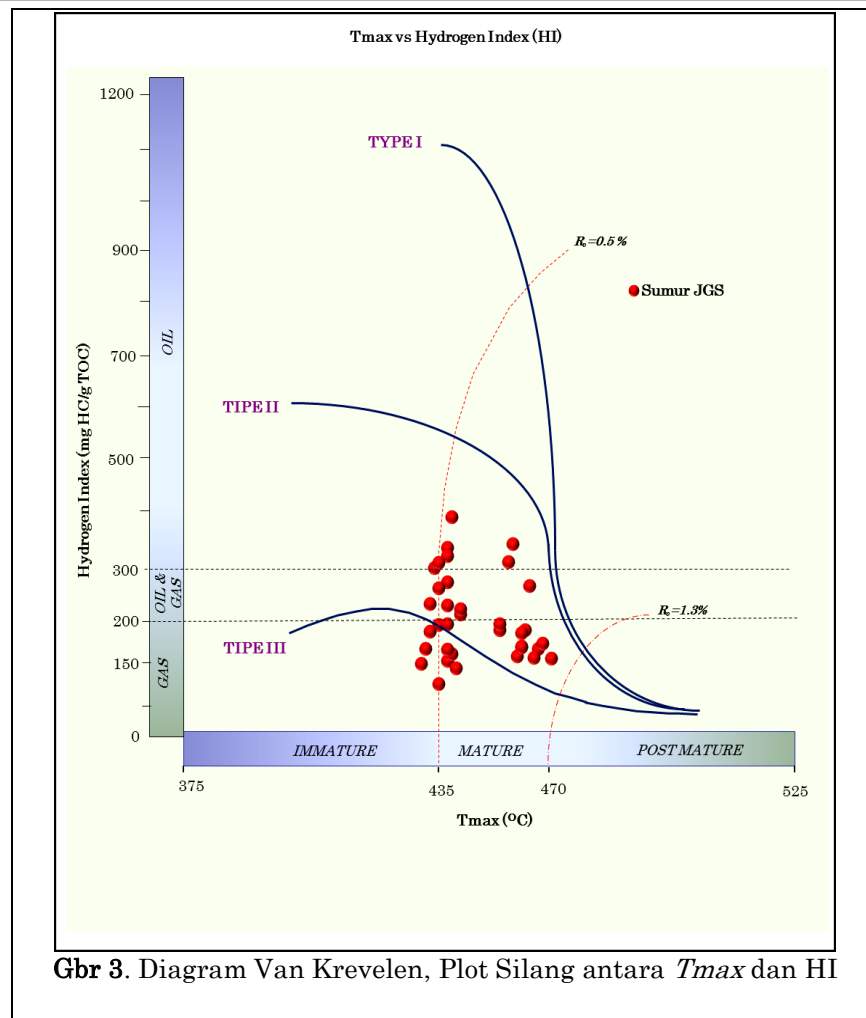
hidrogen (HI). Formasi Gumai memiliki nilai HI berkisar antara 63-277 mgHC/g TOC yang mengindikasikan formasi tersebut menghasilkan gas dan campuran

antara minyak/gas. Formasi Talang Akar memiliki nilai HI berkisar antara 114-371 mg HC/g TOC yang mengindikasikan formasi tersebut mengandung gas dan oil. Formasi Lahat memiliki nilai berkisar antara 109-137 mg HC/g TOC yang mengindikasikan formasi tersebut mengandung Gas. Kecuali untuk kelima sampel batubara, runtunan sedimen sampai dengan 2780 m. Berdasarkan parameter indeks hidrogen, kualitas hidrokarbon maksimum yang akan dihasilkan pada kematangan termal dengan kategori matang (*Mature*) untuk sampel

teranalisis bervariasi dan cenderung membentuk gas ($HI < 200$).

Plot silang antara data indeks hidrogen (HI) dan T_{maks} pada diagram van Krevelen (Gambar 3) menunjukkan tipe kerogen pada sumur Prabumulih yaitu kerogen tipe II-III. Plot silang antara data *hydrogen index* dan T_{max} pada diagram Van Krevelen, menunjukkan bahwa tipe kerogen pada kedua sumur tersebut yaitu kerogen tipe II-III sehingga dapat dijadikan sebagai batuan induk yang berpotensi menghasilkan gas dan gas atau minyak (*mixed*). Kerogen tipe II dapat berasal dari beberapa sumber yaitu alga laut, polen dan spora, lapisan lilin tanaman, fosil resin, serta lemak tanaman. Kerogen tipe II sering ditemukan dalam sedimen laut dengan kondisi reduksi. Kerogen tipe III terdiri atas material organik darat yang hanya sedikit mengandung lemak atau zat lilin. Selulosa

dan lignin adalah penyumbang terbesar kerogen Tipe III. Tipe kerogen ini mempunyai kapasitas produksi hidrokarbon cair lebih rendah dari pada kerogen II, dan jika tanpa campuran kerogen tipe II biasanya kerogen tipe III ini menghasilkan gas alam. Menurut Sarjono dan Sardjito (1989), Formasi Lahat mengandung *source rock* yang matang dan menghasilkan gas di area Gunung Kemala, sedangkan Formasi Talang Akar mengandung *source rock* yang juga telah matang dan kaya akan material *sapropelic* dengan tipe kerogen I & II dan Formasi Gumai mengandung material *humic* dengan tipe kerogen III. Formasi Lahat berumur *Early Oligocene–Late Oligocene*, disusun oleh batulempung, batupasir dan juga batuan piroklastik, dengan fasies *shallow lacustrine* yang potensial sebagai batuan induk. Formasi Talang Akar berumur *Late Oligocene–Early Miocene*, disusun oleh serpih, batulanau dan juga batupasir, dengan fasies delta *plain-prodelta*, dimana lingkungan delta merupakan lingkungan yang sangat baik dalam menghasilkan *petroleum* sistem, mulai dari batuan induk, *reservoir* dan *seal*. Formasi Gumai berumur *Early Miocene–Middle Miocene*, disusun oleh serpih, batulanau dan juga batupasir, dengan *facies shelf*. Menurut Waples (1985), sisa-sisa organisme yang terkubur dalam batuan sedimen (berupa kerogen) yang nantinya akan berfungsi sebagai batuan induk akan mengalami tahapan proses diagenesis, katagenesis, dan metagenesis.



Gbr 3. Diagram Van Krevelen, Plot Silang antara T_{max} dan HI

Kematangan termal

Berdasarkan Gambar 4, Data kematangan termal sumur Prabumulih terlihat teracak relatif terhadap kedalaman, namun secara umum nilai T_{max} menunjukkan kecenderungan meningkat dengan klasifikasi bahwa batas jendela minyak terekam pada kedalaman sekitar 2715 m ($T_{max} > 440^{\circ}\text{C}$). Data analisis menunjukkan bahwa runtunan sedimen sumur Prabumulih dibawah 2715 m dapat diklasifikasikan sebagai matang (*mature*) untuk tipe kerogen II. Kenaikan temperatur berbanding lurus dengan nilai reflektansi vitrinitnya. Jika skala reflektansi linear, maka profil kurvanya adalah garis lengkung. Jika digunakan skala semi-log untuk reflektansi vitrinitnya maka plotnya akan berupa garis lurus.

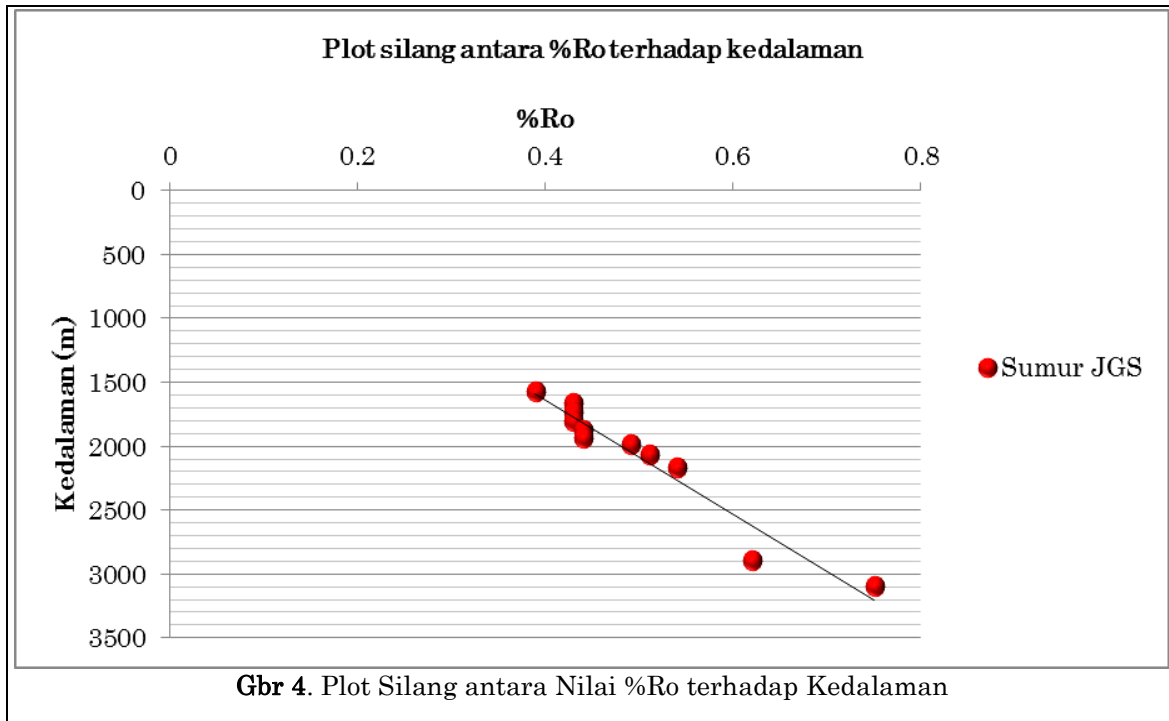
Analisis sinar pantul vitrinit telah dilakukan terhadap 17 sampel mewakili beberapa formasi seperti Formasi Gumai, Talang Akar, dan Lahat. Dari data yang diperoleh memperlihatkan bahwa hasil pengukuran menunjukkan peningkatan relatif normal terhadap kedalaman dan sedikit meningkat sekitar 0,1% R_o pada interval 3025 m, karena tidak tersedia data maka ketebalan sedimentasi sekitar 500 m (2265-2762 m) dari Formasi Talang Akar diasumsikan cenderung telah terjadi fasa pengendapan cepat yang berupa endapan perselingan batupasir dan batubara.

Berdasarkan data analisis R_o dapat diinterpretasikan bahwa runtunan sedimen sampai kedalaman 2575 m terklarifikasikan sebagai sedimen (hidrokarbon) yang belum matang (*immature*) ($R_o < 0,6\%$) dan sedimen pada interval di bawahnya dapat disebut

matang (*mature*) dalam kaitannya dengan pembentukan minyak bumi.

Berdasarkan hasil penelitian dari Mizani (2011), menunjukkan bahwa batuan induk dari Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai secara keseluruhan dinyatakan telah matang, walaupun sebagian besar dari Formasi Gumai masih berada pada batas bawah kematangan (*early mature*).

Kematangan material organik dikontrol oleh dua faktor utama yaitu suhu dan waktu. Pengaruh suhu tinggi dalam waktu yang singkat atau sebaliknya akan mengakibatkan kerogen berubah menjadi hidrokarbon. Selain dua faktor tersebut, umur batuan juga terlibat mempengaruhi proses pemanasan dan jumlah panas yang akan diterima oleh batuan induk.



KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan:

1. Hasil analisis TOC menunjukkan bahwa enam sampel yaitu lima sampel batubara yang berasal dari Formasi Talang Akar yaitu pada kedalaman 2265 m, 2715 m, 2762 m, 2929 m, 3025 m dan satu sampel yang berasal dari Formasi Lahat pada kedalaman 3050 m yang dapat membentuk hidrokarbon karena kandungan kerogennya berupa material organik atau telah teroksidasi.
2. Analisis tipe material organik yang terkandung dalam sumur Prabumulih dominan tipe II/III^b-III

yang mampu menghasilkan minyak dan gas.

3. Tingkat kematangan awal (*early mature*) terjadi sampai dengan kedalaman 2715 m. Zona ini masih berada pada tahap awal pembentukan hidrokarbon dan dibawah 2715 m dapat diklasifikasikan sebagai sedimen yang matang (*mature*) yang dapat menghasilkan hidrokarbon.

DAFTAR PUSTAKA

- Bishop, M. G. 2001. *South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar Cenozoic Total Petroleum System*. United States Geological Survey. Open file report 99-50S.

- Ginger, D., dan Fielding, K., 2005. *The Petroleum System and Future Potential of The South Sumatra Basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention & Exhibition, August 2005, 67-89.
- Mizani Y.A.. 2011. *Characterization of Hydrocarbon and Source Rock in Berembang-Karangmakmur Deep Jambi Sub Basin*. AAPG International Conference and Exhibition: Milan, Italy, p. 156-174.
- Peters, K. E. dan Cassa, M. R. 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. In: Magoon, L. B. and Dow, W. G. (Ed.) *The Petroleum Systems from Source to Trap*. AAPG Memoir 60, AAPG, Tulsa, pp. 93-120.
- Sarjono, S. Dan Sardjito. 1989. *Hydrocarbon Source Rock Identification in the South Palembang Sub-basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association, 18th Annual Convention (pp 427-467). Jakarta
- Triyana, Endra, 2010. *Karakterisasi Organic Rich/Oil shale dengan menggunakan Model oil yield dan elastisitas Batuan pada Formasi Gumai, Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan*. Tesis. Universitas Indonesia.
- Waples, D. 1985. *Geochemistry in Petroleum Exploration*. International Human Resources Development Corporation. Boston.