



## KARAKTERISASI POTENSI BATUAN INDUK HIDROKARBON BERDASARKAN ANALISIS GEOKIMIA MATERIAL ORGANIK SUMUR JMB, SUB-CEKUNGAN JAMBI, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN

Jamaluddin<sup>1\*</sup>, Maria<sup>2</sup>, Hamriani Ryka<sup>1</sup>

<sup>1</sup>Departemen Teknik Geologi, STT-Migas Balikpapan

<sup>2</sup>Departemen Geofisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Hasanuddin

\*Email: jamaljamaluddin1994@gmail.com

### Abstrak

Karakterisasi batuan induk di sumur JMB, sub-Cekungan Jambi sangat penting dilakukan dalam eksplorasi hidrokarbon karena akan memberikan informasi berupa potensi batuan induk untuk menghasilkan hidrokarbon, jenis hidrokarbon yang dihasilkan dan kondisi cekungan hidrokarbon. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk mengevaluasi potensi batuan induk adalah analisis geokimia material organik berupa kandungan karbon organik (TOC), pirolisis rock-*eval* dan reflektansi vitrinit (*Ro*). Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui karakteristik, kuantitas material organik, tipe material organik dan tingkat kematangan material batuan induk berdasarkan hasil uji TOC dan pirolisis rock-*eval*. Berdasarkan hasil dari analisa kekayaan material organik sebanyak 40 sampel menunjukkan nilai TOC berkisar antara 0.96-7.27% wt. yang diinterpretasikan sebagai batuan dengan kekayaan material organik yang berpotensi baik sampai sangat baik. Plot antara *Tm*aks dan indeks hydrogen (*HI*) menunjukkan sumur JMB memiliki kerogen tipe III yang cenderung menghasilkan gas serta berada dalam tahap belum matang hingga matang dengan *Ro* 0.16-1.22. Berdasarkan analisis geokimia material organik pada sumur JMB, batuan induk pada Formasi Lahat, Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai merupakan batuan induk yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon pada daerah tersebut.

**Kata kunci:** Batuan Induk, Geokimia, Hidrokarbon, Karakterisasi, Sub-Cekungan Jambi.

### 1. PENDAHULUAN

Sub-Cekungan Jambi merupakan salah satu Sub-Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) berumur *Tersier* yang terbentuk akibat adanya tumbukan antara *Sundaland* dan Lempeng Hindia. Secara geografis Sub-Cekungan Jambi dibatasi oleh Pegunungan Tigapuluh di sebelah Utara, Pegunungan Duabelas dan Tinggian Tamiang di bagian selatan, Paparan sunda di sebelah timur, dan Bukit barisan di sebelah barat. Sub-cekungan ini terbentuk hampir segiempat memanjang (*sub-rectangular*) yang berarah barat-laut-tenggara (Bishop, 2001).

Menurut Mirzani (2011), Sub-Cekungan Jambi memiliki potensi besar dalam menghasilkan hidrokarbon dengan rasio kesuksesan 51% namun belum dieksplorasi secara intensif. Sub-Cekungan Jambi telah terbukti sebagai cekungan produktif dengan beberapa formasi yang sangat berpotensi sebagai penghasil hidrokarbon mulai dari Formasi Air Benakat, Gumai hingga Talang Akar. Kemunculan hidrokarbon di Sub-Cekungan Jambi tidak terlepas dari pengaruh batuan induk yang berpotensi atau mampu menggenerasikan hidrokarbon.

Batuan induk adalah salah satu parameter yang terpenting dalam *petroleum system* yang berfungsi sebagai penghasil hidrokarbon atau batuan sumber. Beberapa peneliti bahkan menempatkan batuan induk sebagai prioritas nomor satu yang harus ada dalam *petroleum system* (Magoon dan Dow, 1994). Batuan induk umumnya berukuran butir halus dan disusun oleh material klastik, karbonat, dan karbon organik. Kandungan material karbon organik inilah yang secara langsung mempengaruhi kualitas suatu batuan induk. Semakin tinggi kandungan organiknya, maka akan semakin bagus kualitas batuan induknya. Menurut Waples (1985), batuan induk dengan kandungan organik lebih dari 0.5% mampu menggenerasikan hidrokarbon dengan kapasitas terbatas – baik. Batuan induk memiliki peran utama dalam pembentukan hidrokarbon, sehingga keberadaan batuan yang menjadi sumber penghasil hidrokarbon ini perlu diteliti kandungan organiknya, tingkat kematangan dan penyebarannya dalam suatu cekungan.

Berdasarkan hal tersebut, penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi karakter kuantitas material organik, tipe material dan tingkat kematangan material batuan induk berdasarkan hasil uji *total organic carbon* (TOC), pirolisis *rock-eval* dan pantulan vitrinit sehingga penelitian ini diharapkan dapat membantu meningkatkan kualitas dan kuantitas produksi serta menentukan area yang sangat berpotensi untuk menghasilkan hidrokarbon.

## 2. METODE PENELITIAN

Analisis geokimia dilakukan pada 40 sampel *cutting* di interval kedalaman antara 190-1940 m. Analisis laboratorium geokimia berupa kandungan karbon organik (TOC), pirolisis *rock-eval* dan reflektansi vitrinit (Ro).

### 2.1 Analisis kandungan karbon organik (TOC)

Sampel yang akan diuji sebelumnya dicuci, dikeringkan, digerus halus, ditimbang seberat kurang lebih 500 mg dan kandungan karbonatnya dihilangkan dengan menggunakan asam klorida. Hal tersebut bertujuan untuk menghindari terjadinya interferensi CO<sub>2</sub> dengan karbonat pada temperatur tinggi. Adapun alat yang digunakan dalam tahap analisis kandungan karbon organik (TOC) yaitu LECO Carbon Determinator (WR-112).

### 2.2 Analisis pirolisis

Sampel yang digunakan dalam analisis tersebut dalam bentuk serbuk seberat kurang lebih 100 mg dengan menggunakan alat *Rock Eval-5*. Tujuan analisis ini adalah untuk mengetahui kuantitas minyak bumi atau hidrokarbon bebas (S1), kuantitas kerogen (S2) yang keduanya dinyatakan dalam kg/ton dan temperatur maksimum (Tmaks.°C) yaitu temperatur puncak pada saat S2 pecah. Dari data ini dapat diketahui potensi hidrokarbon (PY) yaitu penjumlahan dari S1+S2 dan indeks hidrogen (HI) dengan perhitungan  $S2/TOC \times 100\%$ . Untuk mengetahui tipe kerogen dan jenis fluida maka digunakan diagram van Krevelen dengan cara plot silang antara data indeks hidrogen (HI) dan Tmaks.

### 2.3 Analisis pantulan vitrinit

Sampel yang telah dihancurkan (tidak terlalu keras) diberi larutan asam klorida (HCl) untuk menghilangkan kandungan karbonatnya, kemudian dicuci dan dinetralisasi, maka diberi larutan asam fluorida (HF) untuk menghilangkan kandungan silikanya. Dengan menggunakan larutan ZnBr<sub>2</sub>, maka akan terpisahkan antara kerogen dengan yang bukan kerogen. Selanjutnya kerogen diambil dan dibilas, kemudian dicetak dalam resin dan dipoles.

Pengukuran besarnya pantulan vitrinit dilakukan dengan menggunakan mikroskop ferleksi Leitz-MPV2 yang dikombinasikan dengan *digital counter* untuk mengukur nilai pantulan vitrinit yang ada. Data analisis ini ditampilkan dalam bentuk diagram batang. Nilai yang diarsir dipakai untuk menentukan kematangan dan yang tidak diarsir sebagai vitrinit yang telah teroksidasi dan mengalami daur ulang atau mungkin material yang tidak jelas identitasnya seperti bitumen padat, pseudo-vitrinit atau semi fusinit.

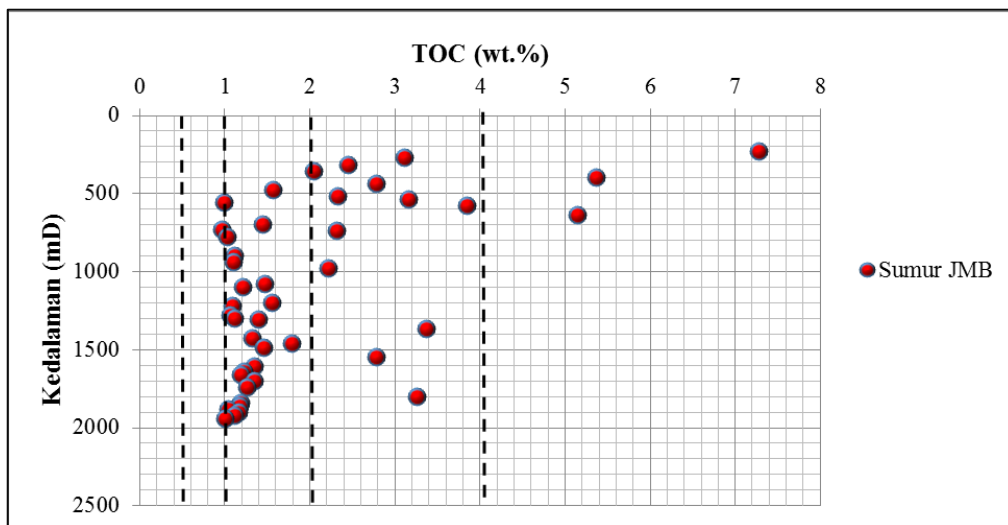
## 3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Suatu batuan dapat dikategorikan sebagai batuan induk jika memiliki kuantitas material organik, kualitas untuk menghasilkan hidrokarbon, dan kematangan termal. Kuantitas dan kualitas material suatu batuan induk sangat dipengaruhi oleh lingkungan pengendapan sedangkan tingkat kematangan termal sangat berkaitan erat dengan keadaan geologi regional. Kuantitas material organik umumnya dilakukan dengan cara pengukuran terhadap karbon organik total (*total organic carbon*, TOC) yang terkandung dalam batuan. Kualitas ditentukan dengan mengetahui tipe kerogen yang terkandung dalam material organik sedangkan kematangan termal umumnya dilakukan analisis reflektansi vitrinit dan analisis pirolisis.

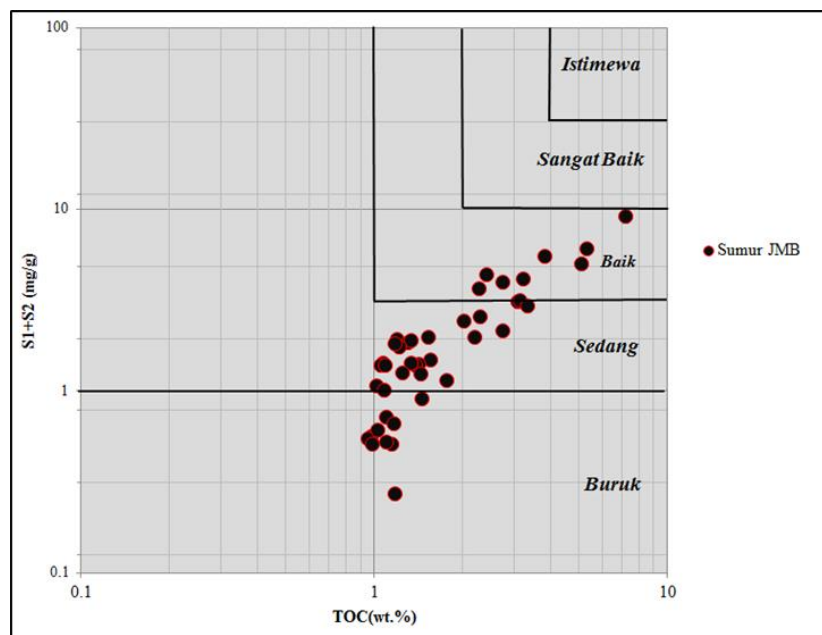
Material organik pada kebanyakan sedimen merupakan campuran berbagai komponen yang berasal dari banyak sumber dengan beragam perbedaan derajat preservasi (Meyers, 2003). Eadie *et al.* (1984) menyebutkan pula bahwa selama proses terendapkannya sedimen, hampir 90% material awal dari berbagai organisme yang diendapkan mengalami remineralisasi. Lingkungan pengendapan sebagai salah satu faktor yang mengontrol jumlah organik yang terkandung dalam suatu batuan.

### 3.1 Analisis Kuantitas Material Organik

Batuan induk pada umumnya berasosiasi dengan wilayah produktivitas organik tinggi dikombinasikan dengan pengendapan dalam lingkungan anoksik, *upwelling*, dan sedimentasi yang cepat. Proses ini yang dapat menyebabkan pengendapan material organik pada suatu lingkungan pengendapan. Berdasarkan klasifikasi kekayaan batuan oleh Peters dan Cassa (1986), sampel pada sumur JMB memiliki nilai TOC 0.96-7.27% wt. yang menunjukkan bahwa sampel tersebut sebagai batuan dengan kekayaan material organik yang berpotensi baik sampai sangat baik (Gambar 1). Menurut Jamaluddin, dkk (2019), tingkat kekayaan organik di Cekungan Sumatra Selatan berkisar antara 0.72 - 6.12 % wt. yang mengindikasikan daerah tersebut sedikit berpotensi hingga sangat baik. Parulian, dkk (2006) melakukan studi geokimia untuk mempelajari potensi batulempung Formasi Gumai (GUF) sebagai batuan induk di Sub-Cekungan Jambi (studi kasus di blok Jabung). Berdasarkan data geokimia yang dimiliki, diketahui bahwa kisaran nilai *Total Organic Content* (TOC) adalah 0.79-8% wt.

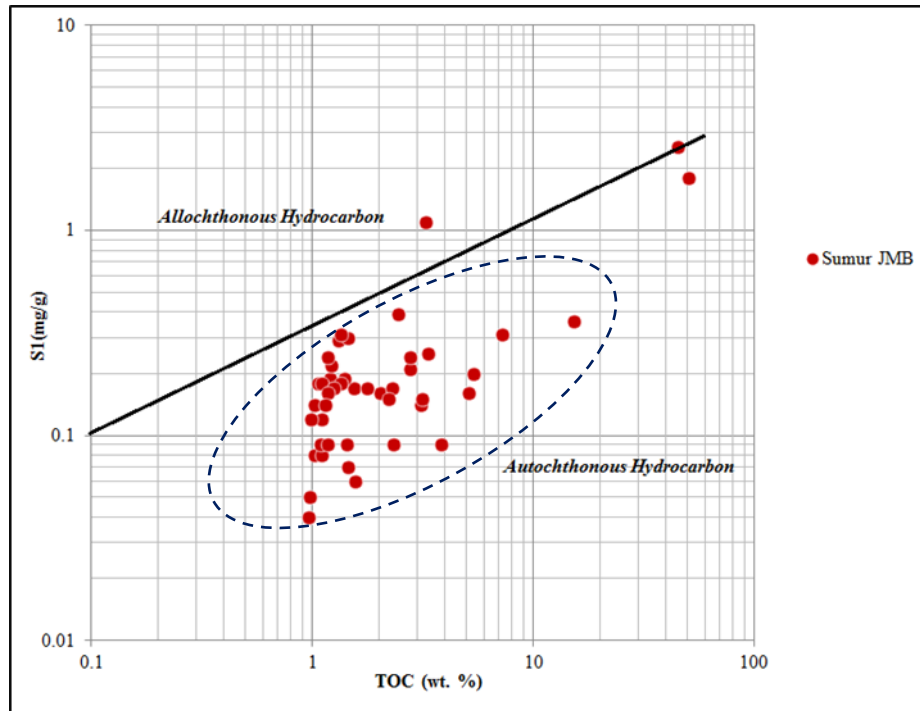


**Gambar 1.** Sebaran nilai TOC terhadap kedalaman pada sumur JMB.



**Gambar 2.** Plot silang *potential yield* (PY) terhadap TOC dalam mengenerasikan hidrokarbon.

*Potential yield* (PY) merupakan total dari parameter S1 dan S2 dalam mg HC/g, yang bertujuan untuk mengetahui produksi hidrokarbon dalam batuan. Untuk *potential yield* dari sampel yang telah diuji, maka dapat dilihat bahwa sampel pada sumur JMB termasuk dalam kriteria buruk hingga baik (*poor-good*) dalam menggenerasikan hidrokarbon (Gambar 2). Hal tersebut kemungkinan disebabkan karena umur sampel batuan masih muda sehingga belum terdekomposisi secara sempurna menjadi sumber hidrokarbon.



**Gambar 3.** Plot silang S1 terhadap TOC yang mengindikasikan sampel termasuk kategori *indigenous hydrocarbons (autochthonous)*.

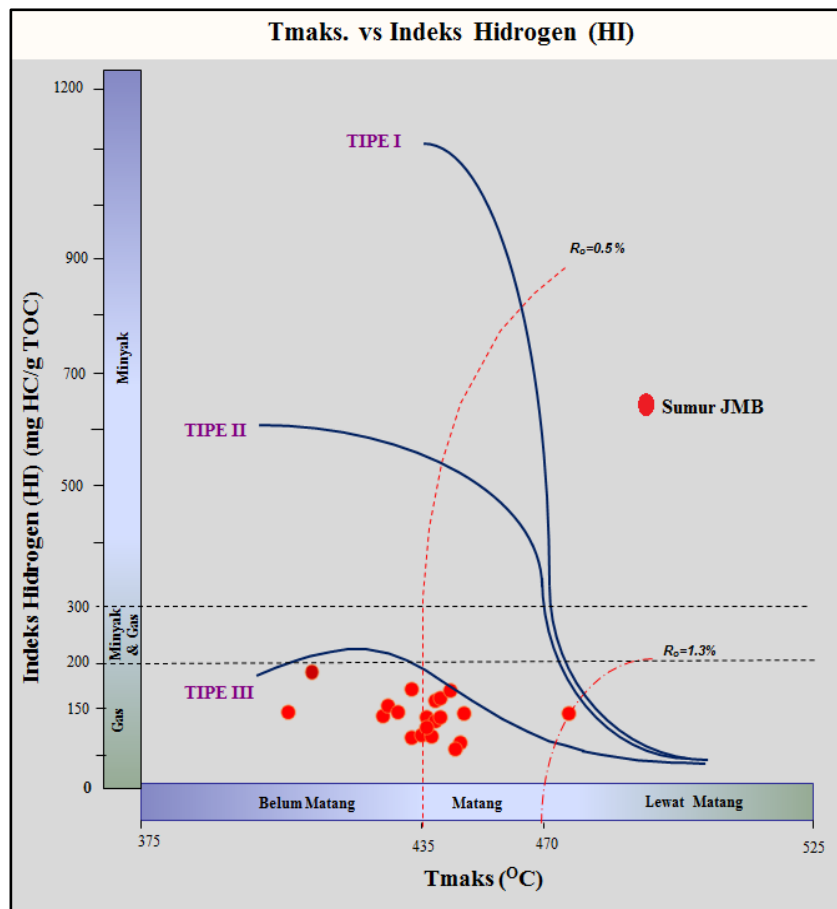
Parameter S1 merupakan hidrokarbon bebas yaitu senyawa hidrokarbon dan oksigen yang terkandung dalam batuan yang dinyatakan dalam mg HC/g. Pada plot silang antara TOC dan S1 maka dapat dilihat bahwa sampel yang berada di sumur JMB dominan termasuk kategori *indigenous hydrocarbons (autochthonous)* yang mengindikasikan bahwa sampel tersebut merupakan *dry gas generation window* (Gambar 3).

### 3.2 Analisis Tipe Material Organik

Banyak batuan yang memiliki nilai TOC tinggi akan tetapi tidak dapat menghasilkan hidrokarbon karena kandungan kerogennya berupa material kayu atau telah teroksidasi. TOC tinggi bukan parameter utama untuk menentukan kualitas batuan induk sehingga kualitas kerogen menjadi penting juga untuk ditentukan. Lingkungan pengendapan merupakan faktor dominan dalam menentukan tipe material organik yang terdapat dalam batuan. Temperatur dan tekanan mengubah material organik menjadi suatu substansi yang disebut humin yang kemudian mengalami transformasi menjadi kerogen. Waktu dan temperatur sangat berperan penting dalam mengubah kerogen menjadi hidrokarbon.

Berdasarkan dari plot silang antara nilai HI dan  $T_{maks.}$ , sampel yang berada di sumur JMB termasuk kerogen tipe III yang dapat menghasilkan gas (Gambar 4). Berdasarkan dari klasifikasi yang dilakukan oleh Waples (1985), material organik untuk kerogen tipe III berasal dari material tanaman keras seperti kayu dan lingkungan pengendapan di darat. Adiwidjaya dan De Coster (1973), membahas tentang batuan pra-Tersier yang menjadi batuan dasar di Cekungan Sumatra Selatan dan pengendapan batuan Tersier di atasnya. Dalam kesimpulannya penelitian ini menyebutkan diantaranya adalah Formasi Lemat diendapkan di daratan yang menjadi tipe cekungan pada Eosen sampai Awal

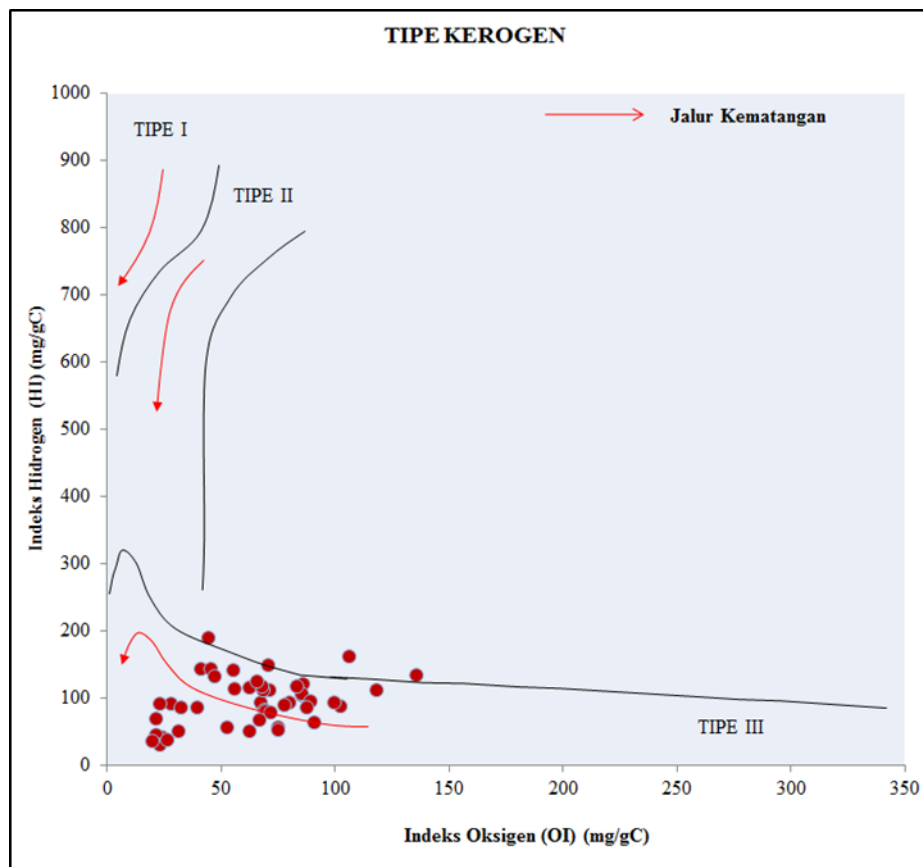
*Oligosen*. Formasi Talangakar diendapkan pada Akhir *Oligosen* sampai Awal *Miosen* di lingkungan fluviatil sampai laut dangkal. Menurut Jamaluddin, dkk (2018), Formasi Talang Akar memiliki nilai HI 112-190 dan mengandung kerogen vitrinitik (tipe III) sehingga berpotensi sebagai penghasil gas atau kondesat.



**Gambar 4.** Plot silang antara nilai HI dan Tmaks. untuk menentukan tipe kerogen.

Analisis juga dilakukan dengan membuat plot silang antara indeks hidrogen dan indeks oksigen pada diagram van Krevelen untuk melihat tipe kerogen dari tiap-tiap formasi yang ada. Nilai indeks hidrogen (HI) dan indeks oksigen (OI) merupakan suatu pengukuran berdasarkan analisis pirolisis *rock-eval* yang dikombinasikan dengan nilai TOC. Nilai OI tinggi serta nilai HI rendah membuat suatu plot pada diagram *van Krevelen* mengindikasikan sumur tersebut dominan kerogen tipe III (Gambar 5). Kerogen tipe III ini merupakan suatu jenis kerogen yang akan cenderung menghasilkan gas dibandingkan dengan minyak bumi. Berdasarkan hasil penelitian dari Jamaluddin, dkk (2018), tipe material organik pada Formasi Talang Akar berupa tipe kerogen II/III<sup>b</sup>-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.

Satyana dan Purwaningsih (2013) melakukan penelitian kandungan geokimia menyatakan bahwa Batuan induk tersusun oleh batulempung berbatubara dan batubara (tipe II dan III). Batuan induk ini berselingan dengan reservoir dan batuan penyekat yang berkualitas baik. Pada fase awal *postrift*, secara prinsip batuan induk pada zona ini merupakan endapan laut. Dalam hal ini diperkirakan material tumbuhan darat mengalami transportasi ke lingkungan laut, kemudian mengalami pemendaman dan preservasi sebagai material organik terestrial tipe II/III. Endapan ini kadang mengalami transportasi ke lingkungan yang lebih dalam menjadi endapan batulempung *intradeltaic – neritic*. Pada akhir dari *postrift* pada cekungan ini dicirikan hampir sama dengan tipe endapan akhir *synrift* berupa endapan progradasi.

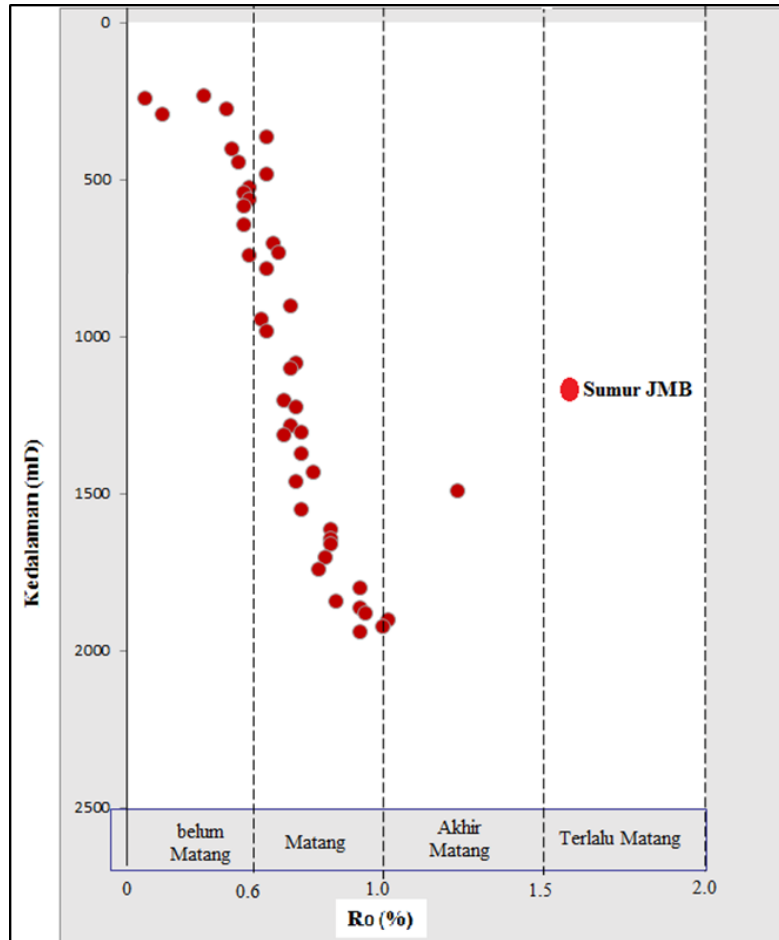


**Gambar 5.** Diagram van Krevelen untuk menentukan tipe kerogen dari sampel batuan Sumur JMB (van Krevelen, 1997 dalam Hunt, 1996).

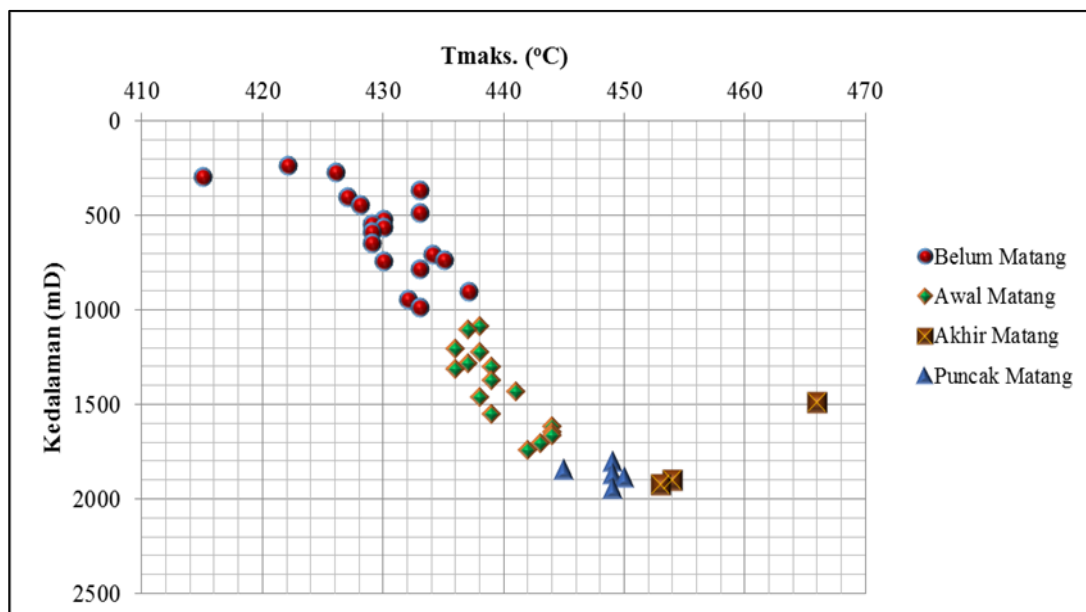
### 3.3 Analisis Kematangan Material Organik

Tingkat kematangan material organik suatu batuan sangat dipengaruhi oleh beberapa faktor seperti keadan geologi regional, sejarah pemendaman dan temperatur bawah permukaan daerah tersebut. Patra Nusa Data (2011) mengkaji ulang potensi hidrokarbon di sub-Cekungan Jambi dengan mengevaluasi konfigurasi bawah permukaan serta evolusi dan dinamika tektonik dalam rangka mendefinisikan sistem minyak dan gas bumi area ini dengan penekanan pada potensi batuan induk, reservoir yang optimum dan integritas perangkap yang bersifat struktural. Kematangan diperlukan untuk mengetahui apabila suatu batuan induk telah memasuki jendela minyak. Batas jendela minyak ini sangat tergantung pada tipe material organiknya. Pada umumnya jendela minyak dicapai pada nilai  $R_o$  sekitar 0,6%

Dari gambar 6, terlihat bahwa sampel berdasarkan pengkategorian oleh Peters dan Cassa (1994), sumur JMB telah memasuki zona kematangan pada kedalaman  $\leq 1000$  m dengan rata-rata nilai  $R_o$  0.63-1.22%. Jika dilihat dari grafik, nilai  $R_o$  bertambah besar sebanding dengan bertambah besarnya kedalaman pada tiap sampel yang diambil. Dapat disimpulkan bahwa kedalaman sangat mempengaruhi tingkat kematangan karena berkaitan dengan pemendaman material organik yang ada dibawah permukaan. Berdasarkan penelitian Jamaluddin, dkk (2018), tingkat kematangan pada Formasi Talang Akar di kedalaman  $\leq 1200$  m adalah belum matang, 1200- 2200 m awal matang dan di bawah 2200 m telah matang secara termal. Clure dan Fiptiani (2001) dalam penelitiannya, Pematangan minyak pada Formasi Talang Akar dimulai pada akhir Miosen Tengah. Model geokimia pada area ini menunjukkan kematangan minyak pada 10.6 juta tahun yang lalu, sedangkan gas pada 4 juta tahun yang lalu. *Heatflow* yang tinggi akibat intrusi pada *Pliocene-Pleistocene* yang mengakibatkan pematangan secara cepat batuan induk yang berlokasi di atas batuan dasar.



**Gambar 6.** Plot antara nilai Ro terhadap kedalaman pada sumur JMB.



**Gambar 7.** Tingkat kematangan sampel pada sumur JMB berdasarkan nilai Tmaks.

Temperatur maksimum untuk melepas hidrokarbon dari proses *cracking* kerogen yang terjadi selama pirolisis (puncak S2). Tmaks merupakan indikasi tahapan pematangan material organik.

Pengaruh suhu yang tinggi dalam waktu yang singkat atau sebaliknya akan mengakibatkan kerogen berubah menjadi hidrokarbon. Berdasarkan gambar 7, tingkat kematangan batuan induk pada kedalaman 200-1000 m masih dikategorikan belum matang dengan nilai  $T_{maks}$  415-434°C sedangkan pada interval kedalaman  $\geq 1000$  m dengan suhu 436 – 466°C sehingga dapat dikategorikan daerah tersebut sudah matang. Secara umum hasil dari analisis kematangan dengan parameter  $T_{maks}$  pada tiap-tiap sampel menunjukkan memiliki kualitas kematangan yang lebih baik. Grafik antara  $T_{maks}$  berbanding lurus dengan bertambahnya kedalaman. Semakin dalam batuan induk akan semakin panas dan akhirnya menghasilkan minyak. Proses pemasakan ini tergantung suhunya dan karena suhu ini tergantung dari besarnya gradien geothermalnya maka setiap daerah tidak sama tingkat kematangannya. Daerah yang dingin adalah daerah yang gradien geothermalnya rendah, sedangkan daerah yang panas memiliki gradien geothermal tinggi. Ketika suhu terus bertambah karena cekungan itu semakin dalam maka akan dipengaruhi juga dengan penambahan batuan penimbun, maka suhu yang tinggi akan mengubah karbon yang menjadi gas. Bishop (2001), dalam publikasinya menyatakan bahwa gradien temperatur di Cekungan Sumatra Selatan berkisar 49° C/Km. Gradien ini lebih kecil jika dibandingkan dengan Cekungan Sumatra 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*.

#### 4. KESIMPULAN

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan tentang karakterisasi potensi batuan induk hidrokarbon berdasarkan analisis geokimia material organik sumur JMB, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan, maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

- Sampel pada sumur JMB memiliki nilai TOC 0.96-7.27% wt. yang menunjukkan bahwa sampel tersebut sebagai batuan dengan kekayaan material organik yang berpotensi baik sampai sangat baik sebagai batuan induk.
- Karakterisasi tipe material organik pada daerah penelitian dominan kerogen tipe III yang berpotensi menghasilkan gas atau kondesat. Material organik pada tipe tersebut berasal dari material tanaman keras seperti kayu dan mengalami proses pengendapan di darat.
- Tingkat kematangan batuan induk pada kedalaman 200-1000 m masih dikategorikan belum matang dengan nilai  $T_{maks}$  415-434°C dan %Ro 0.1 – 0.5 sedangkan pada interval kedalaman  $\geq 1000$  m dengan suhu 436 – 466 °C memiliki %Ro 0.6 – 1.22 sehingga dapat dikategorikan daerah tersebut sudah matang.
- Berdasarkan analisis geokimia material organik pada sumur JMB, batuan induk pada Formasi Lahat, Formasi Talang Akar dan Formasi Gumai merupakan batuan induk yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon pada daerah tersebut.

#### DAFTAR PUSTAKA

- Adiwidjaya, P., dan de Coster, G. L., 1973, Pre-Tertiary paleotopography and related sedimentation in South Sumatera, *Indonesian Petroleum Association Second Annual Convention*, hal 89 – 103.
- Bishop, M. G., 2001, South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Petroleum System, U.S. Department of The Interior, U.S Geological Survey.
- Clure, J., dan Fiptiani, N., 2001, Hydrocarbon Exploration in Merang Triangle, South Sumatra basin, *Proceeding 28<sup>th</sup> Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association*, hal 803-824.
- Eadie, B. J., 1984, Distribution of polycyclic aromatic hydrocarbons in the Great Lakes. *Advances in Environmental Science and Technology*, Vol.14, hal 195-211.
- Hunt. J.M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*, Ed. 2, New York, W.H. Freeman and Company.
- Jamaluddin, Massinai., M. F. I., Syamsuddin, E., 2018, Karakterisasi serph pada Formasi Talang Akar sebagai potensi shale hydrocarbon, *Jurnal Geocelbes*, Vol. 2, hal 31 – 35.
- Jamaluddin, Fuqi Cheng, 2018, Organic Richness and Organic Matter Quality Studies of Shale Gas Reservoir in South Sumatra Basin, Indonesia. *Journal of Geoscience and Environment Protection*, Vol. 6, pp. 85-100.





- Jamaluddin, Nugraha. S.T., Maria, Umar, E.P.,2018, Prediksi total organic carbon (TOC) menggunakan regresi multilinear dengan pendekatan data well log. *Jurnal Geoecebes*, Vol. 2, hal 1 – 5.
- Jamaluddin, Maria, 2019, Identifikasi zona shale prospektif berdasarkan data well log di cekungan Sumatra Selatan. *Jurnal Geoecebes*, Vol. 3, hal 19 – 27.
- Magoon, L.B., dan Dow,W.G.,1994, *The Petroleum System From Source to Trap*, American Association of Petroleum Geologist Methods in Exploration series No.7. Tulsa, Oklahoma.
- Meyers, P. A., 2003., Applications of organic geochemistry to paleolimnological reconstructions: a summary of examples from the Laurentian Great Lakes, *Organic geochemistry*, Vol. 34 (2), pp 261- 289.
- Mizani, Y.A., 2011, Characterization of Hydrocarbon and Source Rock in Berembang-Karangmakmur Deep Jambi Sub Basin, *AAPG International Conference and Exhibition*, Milan, Italy, pp. 156-174.
- Patra Nusa Data, 2011, Hydrocarbon Potential of West Jambi-2 Exploration Operating Area Jambi. *Laporan Evaluasi Internal*, Jakarta.
- Parulian, Lambok., Suta, Nyoman., Satyana, A. H.,2006, Gumai Shales of Jabung Area: Potential Source Rocks in Jambi Sub Basin and Their Contribution to the New Petroleum System. *Proceeding of the 35<sup>th</sup> IAGI. Annual Convention & Exhibition*, Pekanbaru.
- Peters, K. E., 1986, Guidelines for evaluating petroleum source rock using programmed pyrolysis. *AAPG Bulletin* Vol. 70, pp. 318-329.
- Peters, K.E. and Cassa, M.R., 1994, Applied Source Rock Geochemistry, The petroleum system-from source to trap: *AAPG*, Memoir 60.
- Satyana, A.H., dan Purwaningsih, M.E.M., 2013, Variability of Paleogene Source Facies of Circum of Sundaland basins, Western Indonesia : Tectonic Sedimentary and Geochemical Constraints – Implications of Oil Characteristic, *Proceeding 37<sup>th</sup> Annual Convention & Exhibition, Indonesian Petroleum Association*, hal 427-467
- Waples, D. W., 1985, Geochemistry in Petroleum Exploration, *International Human Resources Development Corporation*, Boston, pp. 232.