

**EVALUASI KARAKTERISTIK BATUAN INDUK BERDASARKAN DATA  
GEOKIMIA DALAM MENENTUKAN POTENSI HIDROKARBON PADA  
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Nadya Nurmadina Ramadhanti<sup>1\*</sup>, Nisa Nurul Ilmi<sup>1</sup>, Edy Sunardi<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

\*Korespondensi: [nadya20005@mail.unpad.ac.id](mailto:nadya20005@mail.unpad.ac.id)

**ABSTRAK**

Penelitian dilakukan pada Cekungan Sumatera Selatan yang terdiri dari 4 (empat) sumur yaitu NR-1, NR-2, NR-3, dan NR-4. Tujuan penelitian untuk mengetahui karakteristik geokimia batuan induk seperti kualitas, kuantitas, kematangan material organik pada setiap formasi dengan metode pirolisis Rock – Eval, TOC, dan reflektansi vitrinit. Analisis biomarker menggunakan parameter alkana normal, isoprenoid, sterana, dan triterpana untuk menentukan tingkat kematangan dan organofasies sehingga dapat mengkorelasikan minyak bumi dan batuan induk. Hasil analisis geokimia menunjukkan bahwa formasi yang masuk ke dalam kategori batuan induk efektif (Waples, 1985) yaitu batuan induk yang telah menghasilkan hidrokarbon dengan kuantitas (TOC > 1 % wt) dan sudah matang ( $T_{max} > 435^{\circ} C$  dan  $> 0.6 \% Ro$ ) adalah Formasi Talang Akar. Hasil analisis biomarker pada minyak bumi dan batuan induk menunjukkan bahwa sampel minyak NR-1 memiliki korelasi positif dengan batuan induknya. Begitu pula pada sampel minyak dan batuan NR-3. Sedangkan, pada NR-4 tidak terdapat sampel batuan induk yang menyebabkan korelasi dilakukan pada sampel NR-1 karena terdiri dari Formasi yang sama. Namun, hasil korelasi negatif akibat perbedaan genetic baik secara asal material organik sampai tingkat kematangan.

**Kata kunci:** Cekungan Sumatera Selatan, geokimia, biomarker, korelasi

**ABSTRACT**

*The research was conducted in the South Sumatra Basin consisting of 4 (four) wells, namely NR-1, NR-2, NR-3, and NR-4. The research aims to determine the geochemical characteristics of parent rocks such as quality, quantity, organic material maturity in each formation using Rock - Eval pyrolysis method, TOC, and vitrinite reflectance. Biomarker analysis using normal alkane, isoprenoid, sterane, and triterpane parameters to determine the maturity level and organofacies so that oil and parent rocks can be correlated. The geochemical analysis results show that the formations included in the effective source rock category (Waples, 1985), which are source rocks that have produced hydrocarbons with quantities (TOC > 1 % wt) and are mature ( $T_{max} > 435^{\circ} C$  and  $> 0.6 \% Ro$ ), are the Talang Akar Formation. The biomarker analysis results on oil and parent rocks show that the NR-1 oil sample has a positive correlation with its parent rock. Likewise, with oil and rock samples NR-3. However, in NR-4, there are no parent rock samples, causing correlation to be performed on the NR-1 sample because it consists of the same Formation. However, negative correlation results due to genetic differences both in organic material origin and maturity level.*

**Keywords:** South Sumatra Basin, geochemistry, biomarker, correlation

## PENDAHULUAN

Minyak dan gas bumi memainkan peran penting sebagai sumber utama energi global, termasuk di Indonesia. Kementerian Energi dan Sumber Daya Mineral Indonesia menargetkan produksi minyak mencapai 1 juta barel per hari pada tahun 2030, yang mendorong pentingnya pengembangan eksplorasi dengan studi geologi regional untuk memahami batuan penghasil hidrokarbon di area eksplorasi. Salah satu kunci dalam evaluasi karakteristik batuan induk adalah analisis geokimia. Analisis ini memanfaatkan parameter seperti TOC, Ro%, S1, S2, S3, Tmax, HI, dan OI (Peters & Cassa, 1994).

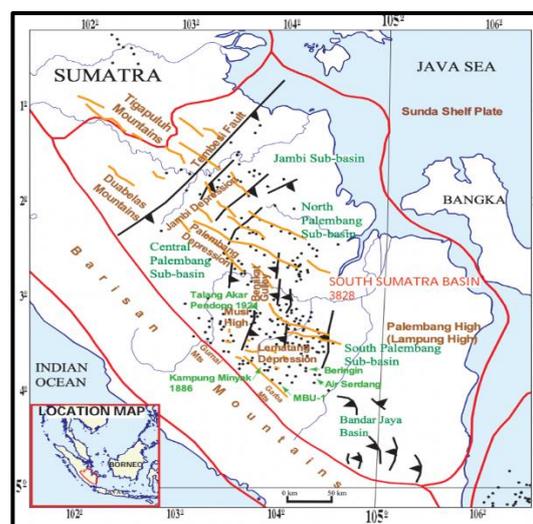
Tujuan penelitian ini memfokuskan dalam evaluasi batuan sumber dengan minyak mentah pada konteks asal sumber hidrokarbon di wilayah studi, serta menentukan arah migrasi hidrokarbon yang penting untuk merencanakan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang efektif. Analisis geokimia diharapkan dapat memberikan pemahaman yang lebih baik tentang karakteristik sumber daya hidrokarbon di Indonesia, yang mendukung pengambilan keputusan strategis dalam industri energi nasional.

## GEOLOGI REGIONAL

### 1. Geologi Regional

Cekungan Sumatera Selatan (Gambar 1) merupakan cekungan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang berumur

Tersier yang terbentuk sebagai akibat adanya interaksi antara Paparan Sunda dengan Samudera India. Aktivitas *orogenic* ini menyebabkan cekungan terpotong kedalam empat sub-basin, yaitu Subcekungan Jambi, Subcekungan Palembang Utara, Subcekungan Palembang Tengah, dan Subcekungan Palembang Selatan (Sarjono & Sardjito, 1989).



Gambar 1. Peta Index Cekungan Sumatera Selatan (Bishop M. G., 2001)

### 2. Cekungan Sumatera Selatan

Sejarah pembentukan Cekungan Sumatera Selatan tiga fase tektonik *megasequence* yang terjadi, yaitu:

#### a. Syn-Rift Megasequence (40 – 29 Ma)

Terjadinya gaya ekstensional awal yang berarah Timur – Barat sebagai hasil subduksi di sepanjang kerak continental pada bagian barat pulau Sumatra terutama di Sumatera Selatan. Karena gaya ekstensi ini terbentuklah half graben dan horst yang berarah Utara – Selatan. Kemudian terdapat rotasi dan

berubah arahnya menjadi Timur Laut – Barat daya.

**b. Post Rift Megasequence (29 – 5 Ma)**

Terdapat penipisan kerak kontinental masih terjadi di bawah cekungan Sumatra Selatan sebagai keseimbangan termal, sehingga mengakibatkan Sub-Cekungan Palembang memiliki ketebalan melebihi 13.000 ft. Akibatnya, terjadi proses transgresi yang mencapai taraf maksimum saat terjadi banjir di seluruh cekungan. Selanjutnya terjadi regresi karena laju amblesan cekungan telah mulai berkurang dan banyak input sedimen yang mengisi cekungan.

**c. Syn-orogenic/Inversion**

**Megasequence (5 Ma – sekarang)**

Terjadi gaya Orogenik & terbentuknya pegunungan Bukit Barisan karena lipatan transpresional yang bervariasi berarah Barat Laut – Tenggara sehingga banyak terbentuk structural hydrocarbon – bearing. Serta terjadi penurunan laju amblesan cekungan dan banyak nya input sedimen erosi baru dari Bukit Barisan di bagian Selatan dan Barat.

**METODE PENELITIAN**

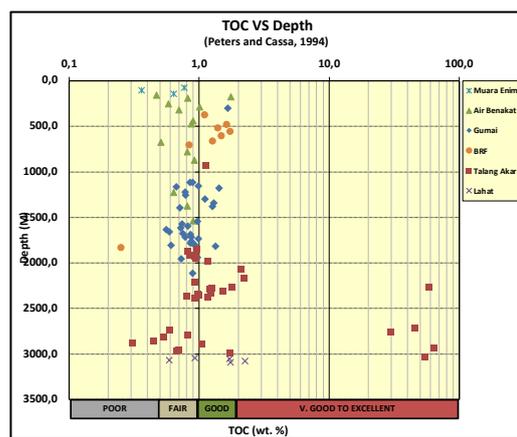
Pada penelitian ini metode yang digunakan mencakup analisis kuantitas, analisis kualitas, analisis kematangan material organik dengan menggunakan data sekunder hasil *rock-eval pyrolysis*. Analisis

data biomarker dilakukan untuk mengetahui asal lingkungan pengendapan batuan induk dan minyak bumi, kematangan material organik, dan korelasi minyak dengan bantuan induk.

**HASIL DAN PEMBAHASAN**

**1. Kuantitas Material Organik**

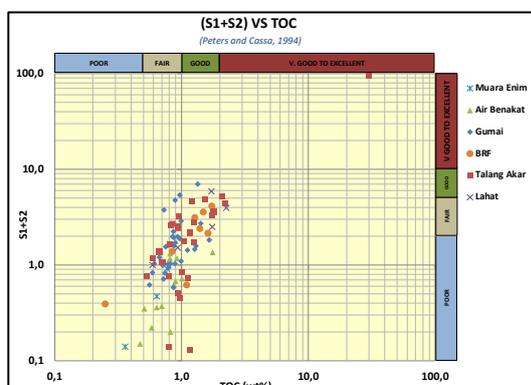
Hasil analisis kuantitas material organik menggunakan nilai *Total Organic Carbon* (TOC) vs *Depth* berdasarkan formasi (Gambar 2) yang menghasilkan nilai kuantitas terbaik adalah Formasi Talang Akar dengan nilai rata-rata *Total Organic Carbon* (TOC) 0.69 – 12.2 dan termasuk potensi *fair – excellent*, diikuti oleh Formasi Lahat dengan nilai 1.45 (*Good*), Formasi Gumai dengan nilai 0.8 – 1.66 (*Fair – Good*), Formasi Air Benakat 0.78 – 0.85 (*Fair*), Formasi Baturaja 0.25 – 1.35 (*Poor – Fair*), dan Formasi Muara Enim 0.59 (*Fair*).



Gambar 2. 1 Diagram Crossplot TOC vs Depth Berdasarkan Formasi (Peters & Cassa, 1994)

Hasil analisis kuantitas menggunakan Potential Yield (PY = S1+S2) menunjukkan (Gambar 3) bahwa formasi yang

menghasilkan nilai kuantitas terbaik adalah Formasi Talang Akar dengan nilai rata-rata PY 0.67 – 46.55 dan termasuk potensi poor to excellent, nilai ini diikuti oleh Formasi Lahat dengan nilai 2.96 (Fair), Formasi Gumai dengan nilai 1.47 – 4.47 (Fair – Good), Formasi Baturaja dengan nilai 0.39 – 2.48 (Poor - Fair), Formasi Air Benakat dengan nilai 0.65 – 1.10 (Poor), dan Formasi Muara Enim dengan nilai 0.51 (Poor).

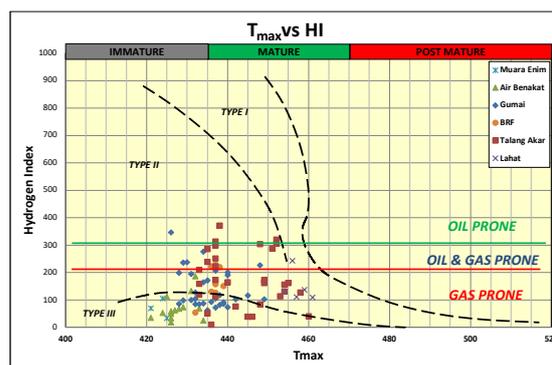


Gambar 3. Crossplot PY Vs TOC Berdasarkan Formasi (Peters & Cassa, 1994)

## 2. Kualitas Material Organik

Tipe batuan induk dalam menghasilkan jenis hidrokarbon dari material organik yang terkandung di dalamnya dapat dilakukan dengan menggunakan nilai *Hydrogen Index* (HI). Berdasarkan Nilai *Hydrogen Index* (HI) hanya terdapat 2 (dua) formasi yang termasuk kedalam Tipe II/III (*Oil and Gas Prone*), yaitu Formasi Talang Akar pada sumur NR-1 dengan nilai rata-rata *Hydrogen Index* (HI) 227.4 dan Formasi Gumai sumur NR-2 yang memiliki nilai rata-rata *Hydrogen Index* (HI) 248.4. Namun, pada formasi lainnya seperti

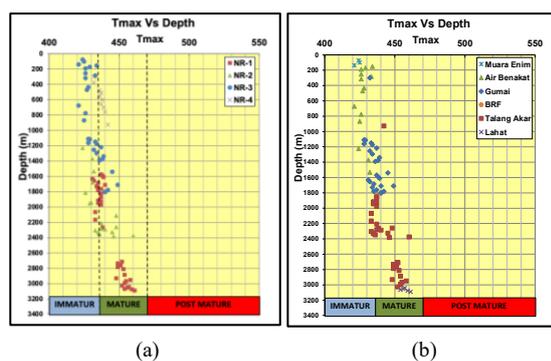
Formasi Air Benakat, Formasi Muara Enim, Formasi Baturaja, dan Formasi Lahat nilai *Hydrogen Index* (HI) berada pada *range* nilai 50 – 200 yang menunjukkan potensi hidrokarbon akan termasuk kedalam Tipe III dengan produk akhir gas (Gambar 4)



Gambar 4. Crossplot Tmax vs HI Berdasarkan Formasi (Peter & Cassa, 1994)

## 3. Kematangan Material Organik

Analisis kematangan material organik dapat dilakukan dengan menggunakan analisis perbandingan *Temperature Maximal* (T<sub>max</sub>). Pada hasil analisis perbandingan *Tmax vs Depth* (Waples, 1985) (Gambar 5), berdasarkan formasinya, terdapat beberapa formasi yang sudah matang dan mulai memasuki *oil window* karena memiliki nilai rata-rata *Tmax* melebihi 435°C (Waples, 1985). Diantaranya adalah Formasi Lahat (457°C), Formasi Talang Akar (445 – 446°C), Formasi Gumai (445 – 432°C), Formasi Baturaja (437 – 436°C). Sedangkan, formasi yang belum matang dan belum memasuki *oil window* adalah Formasi Air Benakat (429 – 423°C) dan Formasi Muara Enim (423°C).



Gambar 5. 8 (a) Crossplot Tmax vs Depth Berdasarkan Sumur; (b) Berdasarkan Formasi (Waples, 1985)

#### 4. Lingkungan Pengendapan dan Asal Material Organik

Identifikasi penentuan lingkungan pengendapan dan asal material organik didasari dari hasil Gas Chromatography (GC), Gas Chromatography – Mass Spectrometry (GC-MS), dan Liquid Chromatography (LC).

##### a. Alkana Normal (*n-Alkanes*)

Hasil analisis menunjukkan bahwa pada Sumur NR-4 pada Formasi Talang Akar memiliki puncak *n*-alkanes di bawah C<sub>21</sub> - C<sub>35</sub> yang membuktikan bahwa lingkungan pengendapan termasuk *marine* atau *lacustrine* dengan asal material organik alga. Hal ini diperkuat dengan teori *The Terrigenous/Aquatic Ratio* (TAR) dengan membandingkan nilai  $nC_{27} + nC_{29} + nC_{31}$  dengan  $nC_{15} + nC_{17} + nC_{19}$  yaitu 7.34 banding 11.04 yang menghasilkan nilai <1 atau 0.66 dan kembali membuktikan bahwa NR-4 termasuk aquatic ratio yaitu asal material organik alga.

##### b. Strena

Hasil analisis, plot diagram menunjukkan bahwa sampel NR-3 Formasi Gumai berasal dari lingkungan estuari atau *shallow lacustrine*. Sedangkan, pada Formasi Air Benakat berasal dari lingkungan *terrestrial*. Pada sumur NR-4, sampel minyak menunjukkan lingkungan pengendapan *open marine* atau lacustrin.

##### c. Isoprenoid

Dua sumur yang dianalisis menggunakan crossplot *Pristane/nC<sub>17</sub>* vs *Phytane/nC<sub>18</sub>*, yaitu sumur NR-1 dan NR-4. Pada sumur NR-1, nilai *Pr/Ph* >3.0 menunjukkan lingkungan pengendapan *terrigenous oxic*. Meskipun nilai *Pristane/nC<sub>17</sub>* cukup tinggi (1.04 - 1.24), kemungkinan biodegradasi dapat terjadi karena pengaruh batubara dan kondisi oksigen. Namun, pada kedalaman 2611 - 3018 m, biodegradasi cenderung tidak signifikan berdasarkan penelitian sebelumnya. Sumur NR-4 menunjukkan nilai *Pr/Ph* antara 0.8 - 3.0, mengindikasikan lingkungan pengendapan *Algal* dengan pengaruh kondisi redoks. Untuk memastikan apakah lingkungan ini anoxic atau oxic, diperlukan data tambahan yang mendukung.

##### d. Komposisi Crude Oil

Analisis lingkungan pengendapan menggunakan parameter non-biomarker,

seperti komposisi crude oil, meliputi data karbon isotop (saturated & aromatic), API Gravity, dan Wt.% Sulfur dari Formasi Talang Akar di sumur NR-1 dan NR-4. Berdasarkan nilai karbon isotop, sumur NR-1 menunjukkan asal *terrigenous* dengan *mixed source*, sementara NR-4 menunjukkan asal *mixed source* cenderung *algal*. Analisis *saturates/aromatics* menunjukkan kecenderungan *shale* pada NR-1 dan NR-4, didukung dengan litologi batuan karbonat dan *shale* pada laporan pengeboran. Meskipun NR-1 tidak memiliki data API Gravity, NR-3 dan NR-4 menunjukkan nilai *medium-high* yang mengindikasikan asal *shale*. Wt.% Sulfur juga mengkonfirmasi asal *shale* untuk NR-3 dan NR-4 dengan nilai *medium-high*.

#### e. Triterpana

Analisis lingkungan pengendapan menggunakan Triterpana menunjukkan bahwa parameter Hopane/Steranes, Tm, Ts, dan Oleananes memberikan wawasan yang penting dalam penentuan asal usul batuan sumber minyak. Berdasarkan nilai Steranes/Hopanes, semua sumur (NR-1, NR-2, dan NR-3) menunjukkan nilai rendah berkisar antara 0.07 hingga 0.36, mengindikasikan lingkungan pengendapan yang berasal dari *terrigenous* atau *lacustrine*. Sumur NR-

1 khususnya menunjukkan kandungan Oleananes yang umumnya terkait dengan lingkungan pengendapan *terrigenous*. Crossplot Hop/Ster vs Pr/Ph juga memberikan gambaran bahwa NR-1 berasal dari lingkungan *highly oxidising* dengan pengaruh *terrestrial*, sementara NR-3 dan NR-4 berasal dari lingkungan *anoxic to suboxic* dengan pengaruh *primarily algal*.

Berdasarkan nilai Tm dan Ts, analisis  $Ts/(Ts+Tm)$  menunjukkan NR-1 dan NR-3 memiliki nilai menengah hingga tinggi (0.52 – 0.88 dan 0.82), yang belum dapat memastikan batuan asalnya. Namun, NR-4 menunjukkan nilai tinggi (5.5), yang mengindikasikan batuan asal berupa *shale* dengan pasti.

### 5. Relevansi Geologi

Pada daerah penelitian, formasi utama yang berperan penting dalam terbentuknya hidrokarbon adalah Formasi Talang Akar. Evolusi pembentukan formasi ini terjadi selama fase akhir *syn-rift* sampai awal penurunan thermal awal *post-rift* dimana terjadi pengendapan fluvial dan deltaik yang tersebar luas di seluruh cekungan (Bishop M. , 2001).

Berdasarkan korelasi stratigrafi yang telah dilakukan, terlihat bahwa Formasi Talang Akar yang berada pada kedalaman dan litologi yang berbeda, misalnya pada Formasi Talang Akar sumur NR-2 dan NR-

3 memiliki litologi *shale*. Namun, pada Formasi Talang Akar sumur NR-1 terdapat litologi batubara (*coal*).

Pada sumur NR-1 terdapat litologi batubara pada Formasi Talang Akar yang dipengaruhi oleh bahan material organik berupa pakis atau pohon-pohon yang berlimpah dan terawetkan dalam lingkungan yang kurang oksigen untuk mencegah pembusukan. Seiring waktu, saat lapisan sedimen bertambah di atas materi organik, berat dari lapisan-lapisan ini memadatkan (kompresi) material organik tersebut. Kompresi ini meningkatkan suhu dan tekanan, memfasilitasi transformasi gambut menjadi batubara. Hal ini dapat dibuktikan oleh data biomarker bahwa lingkungan pengendapan berada pada *terrestrial* dengan kondisi lingkungan *peat swamp* yang akan mendukung pembentukan litologi batubara berdasarkan kondisinya.

Sedangkan pada sumur NR-2, NR-3, dan NR-4, litologi batuan yang terdapat pada batuan induk berupa *shale*. Umumnya, litologi *shale* berasal dari sisa-sisa tanaman, alga mikroskopis, fitoplankton, zooplankton, bakteri, dan arkea serta memiliki kombinasi lingkungan pengendapan delta, laut dalam, lacustrine, transisi, dan platform laut dangkal. Hal ini dibuktikan oleh hasil analisis data biomarker bahwa lingkungan pengendapan berada pada *estuary/lacustrine/shallow*

*marine* dengan asal material organik berupa algal. Namun, NR-4 terletak di *horst block* dan memungkinkan bahwa hidrokarbon yang terkandung didalamnya merupakan hasil migrasi dari cekungan lain disekitarnya.

Pada Subcekungan Palembang Selatan yang menjadi lokasi sumur NR-1 dan NR-2, memiliki orientasi paleo-struktural Utara – Barat. Formasi Talang Akar yang terbentuk pada subcekungan ini memiliki kedalaman mencapai 4380 m dimana merupakan subcekungan dengan sejarah penimbunan paling dalam diantara keempat subcekungan lain. Oleh karena itu, subcekungan ini berpotensi sebagai “*kitchen*” hidrokarbon terbaik. Input sedimen pada subcekungan ini dipengaruhi dari non-marine, braided river, serta fresh water deltaic/lacustrine deposit dari arah Timur Laut. (Panggabean & Santy, 2012).

Sedangkan, pada Subcekungan Palembang Tengah yang menjadi lokasi sumur NR-3 dan NR-4, memiliki orientasi paleo-struktural Barat Laut-Barat ke Tenggara-Timur. Dominan fasies pembentuk berasal dari arah barat laut berupa *marginal* dan *shallow marine shale* (Ginger & Fielding, 2005). Perbedaan arah input ini lah yang menyebabkan perbedaan lingkungan pengendapan walaupun dari formasi yang sama.

## KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan pengolahan data yang dilakukan pada Cekungan Sumatera Selatan, maka dapat disimpulkan bahwa:

1. Formasi Talang Akar memiliki tipe kerogen II-III (*oil and gas prone*) dan III (*gas prone*). Kualitas formasi termasuk *fair – good* pada shale dan *good – excellent* pada batubara. Kematangan pada formasi ini *immature-mature*. pada sampel NR-1 berasal dari lingkungan darat terrestrial (*humic kerogen*) dengan keadaan oksidasi yang tinggi. Sedangkan, pada sumur NR-4 berasal dari lingkungan transisi dengan asal material organik algal yang *anoxic-suboxic*. Perbedaan ini disebabkan kedua sampel memiliki jarak yang jauh dan berada dari dua sub-cekungan yang berbeda.
2. Formasi Lahat memiliki tipe kerogen II-III (*oil and gas prone*). Kualitas formasi termasuk *fair – good* dengan kematangan pada formasi ini *mature*. Formasi ini cukup baik dalam menghasilkan hidrokarbon namun, lapisannya yang tipis menyebabkan kuantitas yang dihasilkan kurang ekonomis.
3. Formasi Gumai memiliki tipe kerogen II-III (*oil and gas prone*) dan III (*gas prone*). Kualitas formasi termasuk *fair – good* dengan kematangan pada

formasi ini *immature-mature*. Lingkungan pengendapan berupa lingkungan *Estuarine or shallow marine* dengan asal material organik berupa algal.

4. Formasi Baturaja memiliki tipe kerogen II-III (*oil and gas prone*) dan III (*gas prone*). Kualitas formasi termasuk *poor – good* dengan kematangan pada formasi ini *immature-mature*.
5. Formasi Muara Enim memiliki tipe kerogen III (*gas prone*). Kualitas formasi termasuk *poor – good* dengan kematangan pada formasi ini *immature*.
6. Formasi Air Benakat memiliki tipe kerogen III (*gas prone*). Kualitas formasi termasuk *poor – good* dengan kematangan pada formasi ini *immature*. Lingkungan pengendapan merupakan lingkungan darat terrestrial/lacustrine dengan asal material organik berupa algal.

## UCAPAN TERIMAKASIH

Penulis mengucapkan terimakasih yang sebesar-besarnya kepada Medco Energi yang telah memberikan kesempatan bagi penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhirnya dengan baik.

## DAFTAR PUSTAKA

- Awang H. 2008. *Professional HAGI Course: Natuna Petroleum Geology*. File pdf
- Bishop, M. (2001). *SOUTH SUMATRA BASIN PROVINCE, INDONESIA: THE LAHAT/TALANG AKAR-CENOZOIC TOTAL PETROLEUM SYSTEM*. Colorado: USGS.
- Peters, K., Walters, C., & Moldowan, J. (1993). *The Biomarker Guide Second Edition: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Systems and Earth History*. Cambridge: Cambridge University Press.
- Ginger, D., & Fielding, K. (2005). *THE PETROLEUM SYSTEMS AND FUTURE POTENTIAL OF THE SOUTH SUMATRA BASIN*. Thirtieth Annual Convention & Exhibition: Proceedings Indonesian Petroleum Association.
- Bishop, M. (2001). *SOUTH SUMATRA BASIN PROVINCE, INDONESIA: THE LAHAT/TALANG AKAR-CENOZOIC TOTAL PETROLEUM SYSTEM*. Colorado: USGS.
- Van Der Pluijm, B., & Marshak, S. (2004). *Earth Structure: An Introduction to Structural Geology and Tectonics. 2nd Edition*. New York: WW Norton.
- Sarjono, S., & Sardjito. (1989). *Hydrocarbon Source Rock Identification In The South Palembang Basin*. Indonesian Petroleum Association.
- Panggabean, H., & Santy, L. D. (2012). *SEJARAH PENIMBUNAN CEKUNGAN SUMATERA SELATAN DAN IMPLIKASINYA TERHADAP WAKTU GENERASI HIDROKARBON*. Jakarta: Pusat Survei Geologi.
- Darman, H., & Sidi, H. (2013). *An Outline of the Geology of Indonesia*. Indonesia: Ikatan Geologi Indonesia.
- Bishop, M. G. (2001). *SOUTH SUMATRA BASIN PROVINCE, INDONESIA: THE LAHAT/TALANG AKAR-CENOZOIC TOTAL PETROLEUM SYSTEM*. Denver, Colorado: U. S. Geological Survey.
- Spruyt, J. (1956). *Subdivision and Nomenclature of the Tertiary Sediments of the Palembang-Jambi Basin*. EP-27168 and EP-27168B.
- Koesoemadinata, R. P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi Jilid 1 Edisi 2*. Bandung: Penerbit ITB .
- Peters, K., & Cassa, M. (1994). *Applied Source-Rock Geochemistry*. American Association of Petroleum Geologists.
- Pashin, J. (2008). *Coal as a Petroleum Source Rock and Reservoir Rock*. Elsevier Science.
- Thomas, L. (2002). *Coal Geology*. New Jersey: Wiley-Blackwell.
- Dembicki, H. (2016). *PRACTICAL PETROLEUM GEOCHEMISTRY FOR EXPLORATION AND PRODUCTION*. Amsterdam, Netherlands: Elsevier Candice Janco.
- ESDM. (2020, November Selasa). *Kementrian Energi dan Sumber Daya Mineral*. Retrieved from <https://www.esdm.go.id/>
- De Coster, G. L. (1974). The Geology of the Central and South Sumatra. *Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*.
- Robinson, K. (1987). AN OVERVIEW OF SOURCE ROCKS AND OILS IN INDONESIA. *Indonesian Petroleum Association*.
- Waples, D. (1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Denver: D. REIDEL PUBLISHING COMPANY.
- Hunt, J. (1996). *Petroleum Geochemistry and Geology*. New York: Freeman, W.H. and Co.
- Van Krevelen, D. (1961). *Typology-Chemistry-Physics-Constitution*. Amsterdam: Elsevier.
- Tissot, B., & Welte, D. (1985). *Petroleum Formation and Occurrence*. Germany: Sprioger-VerlagBerlin Heidelber.