

ANALISIS GEOKIMIA DALAM KARAKTERISASI BATUAN INDUK PADA SAMPEL SINGKAPAN DI BENGKULU DAN SEKITARNYA

MOHAMAD SALSABILA¹, MUHAMMAD IRFAN FADILAH¹, YVES BELGIASWARA SUSILO¹, AGUS GUNTORO¹

¹Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknologi Kebumihan dan Energi, Universitas Trisakti, Jl. Kyai Tapa No.1, RT.6/RW.16, Grogol, Kec. Grogol Petamburan, Kota Jakarta Barat, Daerah Khusus Ibukota Jakarta 11440, Email: salsabilamohamad@gmail.com.

Sari – Kebutuhan energi meningkat seiring waktu, sehingga menjadi tuntutan untuk selalu melakukan eksplorasi guna memenuhi kebutuhan energi. Tidak ada metode yang dapat menjamin bahwa eksplorasi akan selalu berhasil, namun ada beberapa metode yang dapat menurunkan tingkat kegagalan dalam eksplorasi hidrokarbon. Analisis geokimia batuan induk merupakan metode untuk mengetahui karakteristik batuan induk yang berpotensi menghasilkan hidrokarbon dan diharapkan dapat mengurangi kegagalan tersebut. Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis sampel geokimia dari 8 singkapan di Bengkulu yang termasuk kedalam cekungan Bengkulu. Hanya sampel AN-3 yang ditemukan di Formasi Lemau yang memiliki jenis batuan induk potensial dengan nilai TOC 1,56%, dilihat dari besaran TOC dapat diindikasikan untuk membentuk hidrokarbon, nilai HI 269 (mg HC/TOC) yang tergolong kerogen tipe II / III (minyak - gas rawan) dan Tmax 426 °C serta nilai Ro 0,45 yang termasuk dalam kategori batuan induk belum matang. Lingkungan pengendapan dengan nilai Pr/Ph 1.73, Pris/nC17 0.76, dan Phy/nC18 menunjukkan lingkungan pengendapan dipengaruhi oleh material terestrial dengan kondisi anoksik. Kondisi lingkungan anoksik merupakan lingkungan yang baik untuk pembentukan hidrokarbon, sedangkan 4 sampel lainnya tidak dianggap sebagai batuan induk dengan nilai TOC 0,08 - 0,90% terindikasi buruk untuk membentuk hidrokarbon dengan nilai HI 10 – 45 yang termasuk dalam kategori kerogen tipe IV (*Inert*). Sedangkan pada sampel AN-6 - AN-8 yang termasuk batuan induk pada Cekungan Sumatera Selatan tidak dapat dianggap sebagai batuan induk dengan karakteristik nilai TOC 0,05 - 0,87 yang menunjukkan kurang baik untuk membentuk hidrokarbon.

Kata kunci: Cekungan Bengkulu, evaluasi batuan induk, potensi batuan induk.

Abstract - The needs for energy are increased by time. Therefore, it becomes a demand to always explore to meet energy needs. There aren't methods to guarantee that exploration will always be successful, but there are several methods that can reduce the failure rate in hydrocarbon exploration. Geochemical analysis of the source rock is one of the method to know the characteristics of the source rock that has the potential to produce hydrocarbons and hopefully making it possible to reduce these failures. This study was conducted by analyzing the geochemical samples from 8 outcrops in the Bengkulu including the Bengkulu basin. Only in the AN-3 sample is in Lemau Formation that has a potential type of source rock with a value of TOC 1.56%, with this amount of TOC can be indicated to form hydrocarbons, HI value of 269 (mg HC/TOC) which belongs to the kerogen type II/III (oil-gas prone) and Tmax 426 °C and Ro value of 0.45 that belongs to the immature category of source rock. The Deposition environment with Pr/Ph value 1.73, Pris/nC17 0.76, and Phy/nC18 indicate a depositional environment that was affected by terrestrial material with anoxic conditions. The anoxic condition of the environment is a good environment for forming hydrocarbons, while the other 4 samples were not considered as source rock with a TOC value of 0.08 - 0.90% indicated poor - fair to form hydrocarbons with HI values of 10 - 45 which are included in the category of kerogen type IV(*Inert*). Meanwhile, in the AN-6 - AN- 8 sample in the South Sumatra basin's source rock can't be considered as source rock which is characterized by a TOC value of 0.05 - 0.87 which indicates poor- fair to form hydrocarbons.

Keywords: Bengkulu basin, source rock evaluation, potential of source rock.

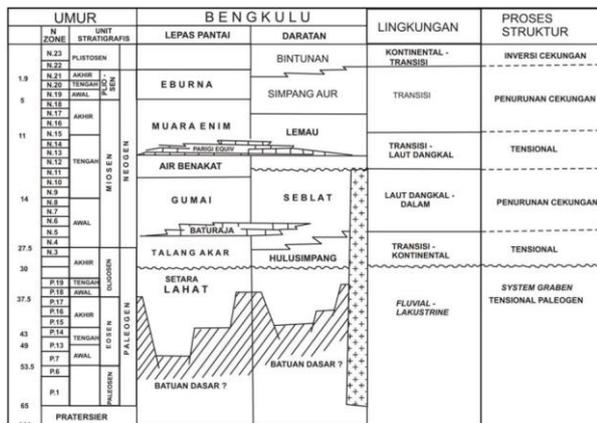
1. PENDAHULUAN

Untuk menambahkan cadangan energi migas dalam memenuhi kebutuhan akan energi sudah seharusnya dilakukannya sebuah kegiatan eksplorasi dimana tahap awal untuk melakukan eksplorasi untuk mencari cadangan migas tersebut bukan sesuatu hal yang mudah. Tingkat kesulitan maupun ketidakpastian akan hasilnya sangat tinggi serta membutuhkan dana yang cukup banyak sehingga eksplorasi tidak banyak dilakukan. Secara umum memang tidak ada metode yang dapat menjamin keberhasilan dalam eksplorasi, akan tetapi terdapat metode-metode yang mungkin dapat mengurangi tingkat risiko tersebut, salah satunya yaitu analisis geokimia pada batuan yang berpotensi sebagai batuan induk. Dimana dalam studi ini dilakukan evaluasi terhadap batuan induk yang bertujuan untuk mengetahui bagaimana karakteristik dari suatu batuan induk yang baik untuk menghasilkan hidrokarbon berdasarkan 8 sampel permukaan.

2.1. Geologi Regional

Dalam studi ini yang dilakukan terhadap 8 sampel di permukaan, dimana 5 sampel diantaranya termasuk kedalam Cekungan Bengkulu yaitu AN-5 (*Late Oligocene – Early Miocene*, Formasi Hulu Simpang), AN-4 (*Late Oligocene – Middle Miocene*, Formasi Seblat), AN-3 dan AN-2 (*Late Miocene*, Formasi Lemau) serta AN-1 (*Pliocene*, Formasi Simpang Aur), sedangkan 3 selanjutnya termasuk kedalam Cekungan Sumatera Selatan yaitu AN-8 dan AN-7 (*Eocene*, Formasi Kikim) serta AN-6 (*Early Miocene*, Formasi Gumai). Kemudian pembahasan mengenai geologi regional hanya membahas yang berkaitan dengan sampel studi yang tersaji pada **Gambar 1**.

Pada Cekungan Bengkulu, Formasi Hulusimpang yang tersusun atas lava, breksi gunung api dan tuff dimana formasi ini merupakan formasi yang paling tua dari Cekungan Bengkulu yang berumur Oligosen Akhir – Miosen Awal dengan lingkungan pengendapan transisi – laut dangkal. Kemudian pada bagian atas formasi ini terendapkan secara menjeri dengan Formasi Seblat yang tersusun atas perselingan batulempung, batulempung gampingan, batulanau dengan sisipan batupasir dan konglomerat yang berumur Miosen awal – tengah dengan lingkungan pengendapan pada *shallow – deep marine* (Amin dkk., 1994; Yulihanto dkk., 1995), dimana secara tidak selaras di atasnya terendapkan oleh Formasi Lemau yang tersusun atas *claystone, siltstone, coal, sandstone*, dan konglomerat yang berumur *Middle – Late Miocene* dengan lingkungan pengendapan transisi – *shallow marine* (Amin dkk., 1994; Yulihanto dkk., 1995). Selanjutnya pada bagian atasnya terendapkan juga secara tidak selaras oleh Formasi Simpang Aur yang tersusun atas batupasir konglomeratan, batupasir, batulumpur mengandung cangkang moluska dan batupasir tufan serta berumur Miosen Akhir – Pliosen yang terendapkan di daerah transisi (Amin dkk., 1994; Yulihanto dkk., 1995). Kemudian pada Cekungan Sumatera Selatan dan juga bagian lepas pantai dari Bengkulu (Yulihanto dkk., 1995), tersusun atas beberapa formasi salah satunya yaitu Formasi Kikim dan Formasi Gumai. Dimana



Gambar 1. Stratigrafi Regional Cekungan Bengkulu (Yulihanto dkk., 1995).

2. DATA DAN METODOLOGI

Metodologi studi ini meliputi studi pustaka mengenai regional daerah studi yang kemudian menganalisis sampel batuan yang di indikasi berpotensi sebagai batuan induk yang kemudian dilakukannya analisa geokimia dengan meliputi analisa TOC, REP dan gas kromatografi serta liquid kromatografi untuk mengevaluasi karakteristiknya secara umum.

Formasi Gumai yang tersusun atas napal yang mempunyai karakteristik *fossiliferous*, banyak mengandung foram plankton dengan umur Miosen awal – tengah yang terendapkan pada lingkungan pengendapan *marine* sedangkan

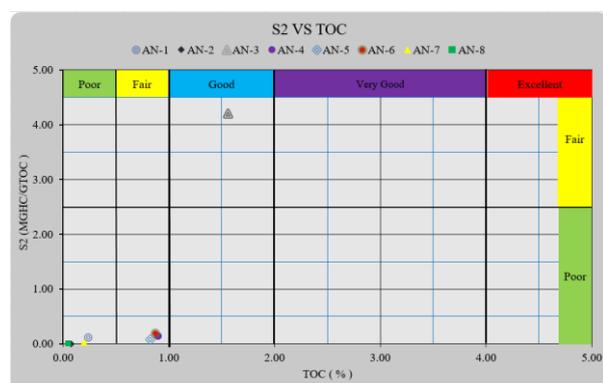
pada Formasi Kikim/Lahat merupakan batuan tertua pada Cekungan Sumatera Selatan yang tersusun atas litologi batupasir tuffan, konglomerat, breksi, dan lempung (de Coster, 1974).

Tabel 1. Data – Data Geokimia pada 8 Sampel.

NO	GTS		TOC	S1	S2	S3	TMAX	PI	HI	OI	RO	PY	FORMATION
1	PLIOCENE	AN-1	0.24	0.02	0.11	0.47	***	0.15	45	194	0.37	0.13	Simpang Aur
2	LATE MIOCENE	AN-2	0.08	0.00	0.00	0.00	***	-	-	-	NDP	0.00	Lemau
3		AN-3	1.56	0.10	4.20	0.11	426	0.02	269	7	0.45	4.30	
4	LATE OLIGOCENE - MIDDLE MIOCENE	AN-4	0.90	0.03	0.14	0.22	***	0.18	16	24	NDP	0.17	Seblat
5	Late Oligocene - Early Miocene	AN-5	0.82	0.00	0.08	0.47	***	0.00	10	57	NDP	0.08	Huhusimpang
6	Early Miocene	AN-6	0.87	0.05	0.19	0.27	***	0.21	22	31	0.51	0.24	Gumai
7	Eocene	AN-7	0.20	0.00	0.03	0.04	***	0.00	15	20	NDP	0.03	Kikim
8		AN-8	0.05	0.00	0.00	0.00	***	-	-	-	NDP	0.00	

3. HASIL DAN ANALISIS

Berdasarkan data – data yang tersedia (**Tabel 1**), dimana jumlah dari kandungan material organik dapat di tinjau dari nilai karbon organik total dan nilai S2 (Peters dkk., 1994). Berdasarkan nilai karbon organik total pada sampel 3 yang termasuk dalam Cekungan Sumatra Selatan yaitu AN-8 dan AN-7 (Formasi Kikim), memiliki nilai TOC yaitu 0.05% dan 0.20% yang menunjukkan potensi buruk untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994), sampel AN-6 (Formasi Gumai) dengan nilai TOC 0.87% yang menunjukkan potensi sedang untuk membentuk hidrokarbon (**Gambar 2**).



Gambar 2. Diagram S2 VS TOC (Africa dkk., 2015).

Kemudian pada 5 sampel selanjutnya yang termasuk dalam Cekungan Bengkulu dimana sampel AN-5 (Formasi Hulu Simpang) yang memiliki nilai TOC 0.82% menunjukan potensi sedang untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994), sampel AN-4 (Formasi Seblat) memiliki nilai TOC 0.90% yang menunjukkan

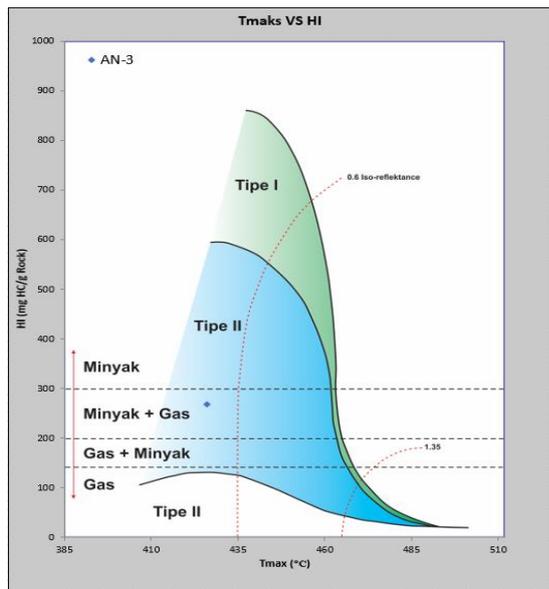
potensi sedang untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994), sampel AN-3 (Formasi Lemau) memiliki nilai TOC 1,56% yang menunjukkan potensi bagus untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994), sampel AN-2 (Formasi Lemau) memiliki nilai TOC 0.08% yang berarti merupakan potensi buruk untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994), sampel AN-1 (Formasi Simpang Aur) memiliki nilai TOC 0,24% yang berarti merupakan potensi buruk untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994). Kemudian berdasarkan nilai S2 hanya pada sampel AN-3 (Formasi Lemau) yang menunjukkan potensi sedang dalam membentuk hidrokarbon dan pada sampel lainnya menunjukkan potensi yang buruk dalam membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994).

3.1. Kualitas dan Tingkat Kematangan Termal

Kualitas dan tingkat kematangan termal dari material organik dapat diketahui dengan melakukan evaluasi berdasarkan nilai HI yang bertujuan untuk mengetahui tipe kerogen dan Tmax serta Ro untuk tingkat kematangan dari batuan induk (Peters dkk., 1994).

Batuan sumber ini memiliki nilai Indeks Hidrogen (HI) dari 8 sampel yaitu sebesar 15 – 269 mg HC/TOC (**Gambar 3**). Berdasarkan nilai HI, pada sampel AN-1 (Formasi Simpang Aur) memiliki nilai HI yaitu 45 mg HC/TOC yang termasuk dalam kerogen tipe IV (*Inert*) menurut Peters dkk. (1994) dan pada sampel AN-2 yang termasuk formasi Lemau, tidak dapat dianalisis. Pada sampel AN-3 (Formasi

Lemau) memiliki nilai HI 269 mg HC/TOC yang termasuk dalam kerogen tipe II/III (Minyak dan Gas) menurut Peters dkk. (1994).



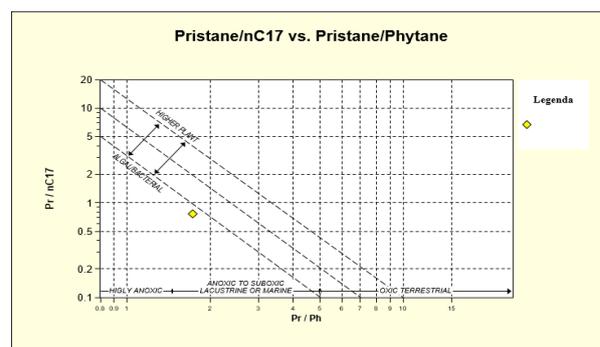
Gambar 3. Diagram HI VS Tmax (Africa dkk., 2015).

Pada sampel AN-4 yang termasuk formasi Seblat, memiliki nilai HI 16 mg HC/TOC yang berarti termasuk dalam kerogen tipe IV (*Inert*) menurut Peters dkk. (1994). Pada sampel AN-5 (Formasi Hulusimpang) memiliki nilai HI 10 mg HC/TOC yang berarti termasuk dalam kerogen tipe IV (*Inert*) menurut Peters dkk. (1994). Pada sampel AN-6 (Formasi Gumai) memiliki nilai HI 22 mg HC/TOC yang berarti termasuk dalam kerogen tipe IV (*Inert*) menurut Peters dkk. (1994). Pada sampel AN-7 (Formasi Kikim) memiliki nilai HI 15 mg HC/TOC yang berarti termasuk dalam kerogen tipe IV (*Inert*) menurut Peters dkk. (1994). Kemudian pada sampel AN-8 (Formasi Kikim) tidak dapat dianalisis. Selanjutnya berdasarkan nilai Tmax dan Ro pada 5 sampel yaitu AN-1, AN-2, AN-3, AN-4, dan AN-5 dimana hanya pada beberapa sampel yang dapat di analisis karena nilai Tmax yang error akibat miskinnya S2 maupun nilai Ro yang tidak mungkin untuk ditentukan. Pada sampel AN-7 dan AN-8 yang merupakan sampel dari formasi Kikim, juga tidak dapat dianalisis. Lalu pada sampel AN-6 yang merupakan sampel dari formasi Gumai, memiliki nilai Ro yaitu 0,51%

yang berarti memiliki tingkat kematangan belum matang untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994). Pada sampel AN-5 (Formasi Hulusimpang) dengan AN-4 (Formasi Seblat) dan sampel AN-2 (Formasi Lemau) tidak dapat dianalisis. Sedangkan pada sampel AN-3 (Formasi Lemau) memiliki nilai Tmax yaitu 426°C dan nilai Ro yaitu 0,45% yang berarti memiliki tingkat kematangan belum matang untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994). Kemudian pada sampel AN-1 (Formasi Simpang Aur) memiliki nilai Ro yaitu 0,37% yang berarti memiliki tingkat kematangan yaitu belum matang untuk membentuk hidrokarbon (Peters dkk., 1994).

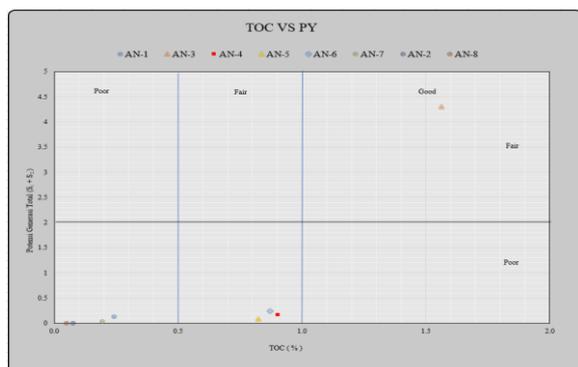
3.2. Potensi Generasi

Suatu batuan induk yang terbentuk dalam kondisi yang baik dikedalaman dan waktu cukup akan dapat mengeluarkan hidrokarbon dengan jumlah tertentu. Dimana jumlah hidrokarbon yang dapat dibentuk hidrokarbon disebut *Genetic Potential* (Africa dkk., 2015). Pada 8 sampel yang ada, hanya pada sampel AN-3 (Formasi Lemau) yang termasuk kategori sedang dalam menghasilkan hidrokarbon (**Gambar 4 dan 5**).



Gambar 4. Diagram Genetic Potential TOC vs PY (Africa dkk., 2015).

Dimana sampel AN-3 ini termasuk kedalam jenis batuan induk yaitu *Potential Source Rock* dengan memiliki material yang cukup untuk membentuk dan menghasilkan hidrokarbon dengan kematangan termal yang belum matang mengacu terhadap Peters dkk. (1994).



Gambar 5. Diagram Pr/NC17 vs Pr/Ph (Peters dkk., 2005).

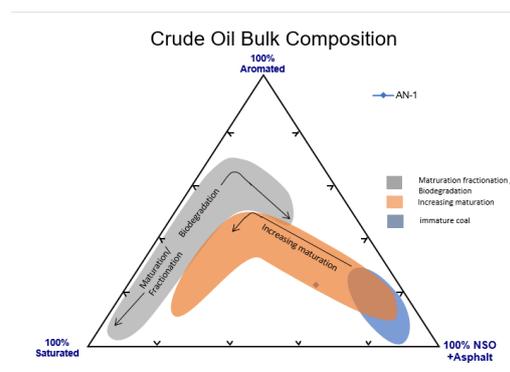
4. DISKUSI

4.1. Gas Kromatografi dan Liquid Kromatografi

Analisis gas kromatografi ini hanya dilakukan kepada sampel AN-3, data – data yang digunakan dalam analisa ini terlampir pada **Tabel 2**. Analisis Kromatografi ini dapat digunakan untuk mengetahui kondisi dan lingkungan pengendapan serta asal dari material organik dari sampel batuan induk dengan menggunakan perbandingan dari nilai isoprenoid dan alkana normal serta rasio perbandingan dari kedua data tersebut. Nilai isoprenoid Pr/Ph > 3 umumnya mencirikan lingkungan pengendapan oksidatif dengan lingkungan pengendapan *fluvio - deltaic* sedangkan Pr/Ph < 3 mencirikan lingkungan pengendapan reduktif dimana rasio Pr/Ph 1.5 - 3 menunjukkan lingkungan pengendapan danau dan transisi air tawar (Didyk dkk., 1978). Pengisian rantai Karbon C5 – C20 menunjukkan bahan organik yang berasal dari alga sedangkan pengisian rantai karbon pada C24 – C34 menunjukkan bahan organik yang berasal

dari tanaman keras (Pramono dkk., 2018), sedangkan Pr/nC17 < 0.5 menunjukkan minyak yang berasal dari batuan yang terendapkan pada kondisi *open – water* dan Pr/nC17 > 1 menunjukkan daerah rawa (Peters dkk., 2005). Pada sampel AN-3 dengan nilai yang tersaji dapat dilakukan *crossplot* seperti pada **Gambar 5** yaitu Pr/nC17 dengan Pr/Ph yang menunjukkan lingkungan pengendapan *highly oxic* serta memiliki material organik yang berasal dari alga.

Dalam diagram distribusi alkana normal AN-3 (**Tabel 2**) dengan puncak diantara nC15 – nC16 mencirikan bahan organik yang berasal dari alga. Hasil dan Liquid Kromatografi yaitu nilai dari ARO, Saturated dan NSO+ASP dapat digunakan untuk mengetahui tingkat kematangan *thermal*. Data tersebut tersaji dalam **Tabel 2** dengan nilai saturasi (24.08%), *aromatic* (21.36%) dan senyawa polar (NSO) ditambah asfaltene yang mendominasi (54.56%). Dengan melakukan plot terhadap **Gambar 6** didapatkan sampel AN-3 dalam kondisi *increasing maturation*.



Gambar 6. Ternary diagram (Peters dkk., 1994).

Tabel 2. Data GC dan Diagram n- Alkana pada Sampel AN-3 (Africa dkk., 2015).

Komponen Alkana Normal	Norm%	Isoprenoids		Composition of C15+ Extractable			
		Pris/Phy :		SAT	ARO	NSO	ASPH
nC ₁₅	18.07	Pris/Phy :	1.73	24.08	21.36	34.37	20.19
nC ₁₆	19.50	Pris/Phy :	0.76				
nC ₁₇	14.45	Phy/nC ₁₈ :	0.63				
nC ₁₈	10.05	CPI :	0.77				
nC ₁₉	4.51						
nC ₂₀	7.30						
nC ₂₁	3.66						
nC ₂₂	5.83						
nC ₂₃	2.85						
nC ₂₄	4.08						
nC ₂₅	2.00						
nC ₂₆	2.28						
nC ₂₇	1.41						
nC ₂₈	1.38						
nC ₂₉	0.78						
nC ₃₀	0.74						
nC ₃₁	0.46						
nC ₃₂	0.34						
nC ₃₃	0.19						
nC ₃₄	0.15						
Total	100.00						

N-Alkane AN-3

5. KESIMPULAN

Hasil evaluasi geokimia pada 8 sampel pada Cekungan Bengkulu dan Cekungan Sumatera Selatan, Dimana sampel AN-3 ini termasuk kedalam jenis batuan induk yaitu *Potential Source Rock* dengan memiliki material yang cukup untuk membentuk dan menghasilkan hidrokarbon dengan kematangan termal yang belum matang dimana sample AN-3 memiliki nilai TOC 1,56% yang menunjukkan potensi bagus untuk membentuk hidrokarbon dengan memiliki nilai HI 269 mg HC/TOC yang termasuk dalam kerogen tipe II/III (Minyak dan Gas) dan memiliki nilai Tmax yaitu 426°C dan nilai Ro yaitu 0,45% yang berarti memiliki tingkat kematangan belum matang untuk membentuk hidrokarbon serta analisis gas kromatografi yang hanya dapat dilakukan pada sample AN-3 yaitu pada sampel AN-3 menunjukkan lingkungan pengendapan *highly oxic* yang memiliki material organik yang berasal dari alga dengan kondisi yang *increasing maturation*.

Sedangkan pada sample lainnya memiliki nilai TOC yaitu pada sampel AN-8, AN-7, AN-2, dan AN-1 memiliki potensi buruk untuk membentuk hidrokarbon. Pada sampel AN-6, AN-5, dan AN-4 memiliki potensi sedang

untuk membentuk hidrokarbon. dengan kualitas pada sampel AN-1, AN-4, AN-5, AN-6, dan AN-7 merupakan kerogen tipe IV (Inert), sampel dan pada sampel AN-1, dan AN-5 termasuk kategori belum matang serta pada sampel lain tidak dapat di analisis.

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada momen ini, kami penulis mengucapkan terimakasih kepada Bapak Agus Guntoro yang telah membimbing dan mengizinkan penggunaan data dalam penyusunan studi kasus ini serta kepada Program Studi Teknik Geologi Universitas Trisakti yang telah membantu juga dalam penulisan studi ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Africa W, Garrey P., 2015. Source Rock Evaluation and Hydrocarbon Potential in the Tano Basin. South Source rock evaluation and hydrocarbon potential in the Tano basin . South Western Ghana . West Africa.:(December).
- Amin, T.C, Kusnama, Rustandi, E., dan Gafoer, S., 1994. Geologi Lembar Manna dan Enggano, Sumatera, Skala 1:250.000.

- Pusat Penelitian dan Pengembangan Geologi, Bandung.
- de Coster G.L., 1974. The Geology of The Central and South Sumatera Basin. Proceedings Indonesian Petroleum Association Third Annual Convention, June, 1974, p. 77-110
- Didyk, B.M., Simoneit, B.R.T., Brassell, S.C. dan Eglinton, G., 1978. "Organic Geochemical Indicators of Palaeoenvironmental Conditions of Sedimentation". Nature. 272, 216-222.
- K.E. Peters, C.C. Walters, J.M. Moldowan, 2005. The Biomarker Guide: Biomarkers and Isotopes in Petroleum Exploration and Earth History. second ed., vol. 2, Cambridge University Press, Cambridge.
- Mustika. Ines, 2011. Biomarker Sebagai Indikator Parameter Batuan Sumber dan Lingkungan Pengendapan Batuan Sumber Minyak Bumi Lapangan Tarakan Kalimantan Timur – Indonesia.
- Peters, K.E., dan M. R. Cassa., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. AAPG Memoir 60 Chapter 5: Tulsa, Oklahoma USA
- Pramono, Wahyu., dan Amija, Hendra., 2008. Karakteristik Geokimia Rembesan Minyak Bumi di Daerah Bantal, Kecamatan Bancak. Semarang, Jawa Tengah. Prosiding Pertemuan Ilmiah Tahunan IAGI Ke – 37 Hotel Horison Bandung. Agustus 2008
- Yulihanto, B., Situmorang, B., Nurdjajadi, A., dan Sain, B., 1995. Structural Analysis of the onshore Bengkulu Forearc Basin and Its Implication for Future Hydrocarbon Exploration Activity. Proceedings 24th Annual Convention Indonesian Petroleum Association, October 1995.