



**STUDI GEOKIMIA DALAM MENGEVALUASI BATUAN INDUK DAN
PEMODELAN SEJARAH PEMENDAMAN 1D PADA LAPANGAN “NDA”
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Indah Saraswati Ambon¹, Abdurrokhim¹, dan Nisa Nurul Ilmi¹, Ivan K. Barus²

¹Teknik Geologi, Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Bandung

²Pertamina Hulu Rokan Zona 4

*Korespondensi: indah20004@mail.unpad.ac.id

ABSTRACT

Penelitian berlokasi di Lapangan “NDA”, Cekungan Sumatera Selatan pada Sumur batuan induk IA-1, IA-2, IA-3 dan sampel minyak bumi yang diambil dari sumur DSS-17 dan DSS-61. Tujuan dilakukan studi geokimia yakni untuk menganalisis karakterisasi batuan induk (kuantitas, kualitas, dan kematangan), korelasi antar minyak bumi, lingkungan pengendapan, dan sejarah pemendaman cekungan melalui permodelan 1D. Analisis karakteristik batuan induk dan sampel minyak bumi dilakukan menggunakan analisis geokimia dari data *Rock Eval-Pyrolysis*, *Total Organic Carbon*, *Vitrinite Reflectance*, serta analisis biomarker menggunakan data *Gas Chromatography* (GC) dan *Gas Chromatography – Mass Spectrometry* (GC-MS). Hasil penelitian menunjukkan bahwa, ketiga sumur batuan induk IA-1, IA-2, dan IA-3 digolongkan sebagai batuan induk potensial yang terdiri dari Formasi Baturaja, Gumai, dan Formasi Talangakar. Diketahui bahwa hasil analisis biomarker sampel minyak bumi mengindikasikan daerah penelitian terendapkan di sekitar lingkungan transisi (fluvial-delta) dengan material organik dominan berupa tumbuhan tingkat tinggi namun juga terdapat distribusi *primarily algae*. Pada kedua sampel minyak bumi terindikasi memiliki korelasi yang positif, yakni memiliki karakteristik lingkungan Transisi *anoxic to sub-oxic* yang masih berada pada awal kematangan (*Early mature*). Berdasarkan hasil pemodelan sejarah pemendaman 1D ketiga sumur penelitian IA-1, IA-2, dan IA-3 tidak menunjukkan adanya jedela awal kematangan atau masih berstatus *immature*.

Kata kunci: Cekungan Sumatera Selatan, Batuan Induk, Geokimia, Biomarker, Korelasi, Sejarah Pemendaman

ABSTRACT

The research was located in the "NDA" Field, South Sumatra Basin at source rock wells IA-1, IA-2, IA-3 and petroleum samples taken from wells DSS-17 and DSS-61. The aim of the geochemical study is to analyse the characteristics of the source rock (quantity, quality and maturity), the correlation between petroleum, the depositional environment and the burial history of the basin through 1D modelling. Analysis of the characteristics of source rocks and petroleum samples was carried out using geochemical analysis from Rock Eval-Pyrolysis, Total Organic Carbon, Vitrinite Reflectance data, as well as biomarker analysis using Gas Chromatography (GC) and Gas Chromatography - Mass Spectrometry (GC-MS) data. The research results show that the three source rock wells IA-1, IA-2, and IA-3 are classified as potential source rocks consisting of the Baturaja, Gumai, and the Talang Akar Formation. The research results show that the three source rock wells IA-1, IA-2, and IA-3 are classified as potential source rocks consisting of the Baturaja, Gumai, and Talangakar Formations. It is known that the results of biomarker analysis of petroleum samples indicate that the research area was deposited around a transitional environment (fluvial-delta) with dominant organic material in the form of higher plants but also a distribution of primary algae. In both petroleum samples, it is indicated that they have a positive correlation, namely that they have environmental characteristics of anoxic to sub-oxic transition which are still at the beginning of maturity (Early mature). Based on the results of 1D burial history modelling, the three research wells IA-1, IA-2, and IA-3 do not show an early window of maturity or still immature.

Keywords: South Sumatra Basin, Source Rock, Geochemistry, Biomarkers, Correlation, Burial History

PENDAHULUAN

Di Indonesia, terdapat salah satu cekungan yang merupakan penghasil hidrokarbon utama ialah Cekungan Sumatra Selatan. Dengan luas area dari cekungan ini sekitar 510 x 330 km² dan merupakan *back arc basin* berumur tersier yang terletak di bagian tenggara Pulau Sumatra yakni, Cekungan Sumatra Selatan yang sudah perkiraannya selama satu abad ini telah menghasilkan 1,5 milyar barel minyak bumi serta sejumlah gas bumi (Ryacudu, 2005 dalam Panggabean & Santy, 2012).

Dalam kegiatan eksplorasi maupun produksi minyak dan gas bumi, identifikasi batuan induk merupakan salah satu aspek yang difokuskan selain studi reservoir dan sistem petroleum lainnya. Hal ini, dapat menunjukkan karakteristiknya baik dalam kualitas, jumlah minyak yang dihasilkan, hingga kematangan batuan induk pada suatu cekungan. Metode pada penelitian kali ini dalam mengevaluasi batuan induk untuk mengetahui karakteristik hidrokarbon yang terkandung yakni, menggunakan studi khusus yaitu studi geokimia dan sejarah pemendaman (*Burial history*). Selain itu, studi geokimia hidrokarbon dengan metode korelasi antara minyak juga dapat digunakan untuk mengetahui asal minyak bumi tersebut. Dengan demikian maka, dengan adanya penelitian semacam ini dapat mengurangi resiko kegagalan eksplorasi dan produksi kedepannya, agar dapat berlangsung tepat sasaran.

GEOLOGI REGIONAL

Fisiografi Regional

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) (Daly, 1987), yang keterbentukan cekungan ini merupakan hasil dari aktivitas tektonik penunjaman Lempeng Indo-Australia yang bergerak ke

arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang cenderung diam. Cekungan ini terbentang di dataran Sumatra Selatan dengan arah barat-laut-tenggara, terletak di koordinat 4°LS-1° 30' dan 102° 18' 27" BT – 104 18' 27"BT (**Gambar 1**). Secara fisiografis Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan Tersier berarah barat laut – tenggara, yang dibatasi Sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung di sebelah tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan Cekungan Sunda, serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah barat laut yang memisahkan Cekungan Sumatra Selatan dengan Cekungan Sumatra Tengah (Blake 1989)

Tektonik Regional

Secara garis besar, Evolusi Cekungan Sumatra Selatan dipengaruhi oleh tiga periode tektonik (Ginger & Fielding, 2005) yaitu:

1. *Syn-Rift Megasequence* (40 – 29 Ma)
Terjadi mulai Eosen hingga awal Oligosen dengan membentuk *half graben – half graben* yang geometri.
2. *Post-rift Megasequence* (29 - 5 Ma)
Rifting berakhir pada 29 Ma, menyebabkan tingginya laju subduksi dan kenaikan muka air laut menghasilkan transgresi pada cekungan.
3. *Syn-orogenic/Inversion Megasequence* (5 Ma)
Orogenesa besar Bukit Barisan yang membentang di Sumatra Selatan pada 5 Ma yang lalu hingga saat ini.

Stratigrafi Regional

Cekungan Sumatra Selatan terdiri dari *megacycle* transgresi dan regresi, maka Stratigrafi Cekungan Sumatra Selatan menurut Ginger & Fielding (2005) dari tua hingga muda tersusun oleh :

1. Batuan Dasar (Pra-Tersier)
Batuan beku, batuan metamorf, dan batuan sedimen
2. Formasi Lahat/Lemat (Eosen Akhir – Oligosen Tengah)
Adanya sekuen batuan klastik kasar yang secara selaras di atasnya batuserpih, batulanau, batulempung, batupasir dan batubara yang diendapkan pada lingkungan lakustrin
3. Formasi Talang Akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal)
Batupasir kasar, serpih, dan sisipan batubara (bagian bawah), serta perselingan batupasir dan serpih (bagian atas). Diendapkan pada lingkungan fluvial deltaic yang berangsur menjadi shallow marine.
4. Formasi Baturaja (Miosen Awal)
Platform karbonat, karbonat build up dan reef. Diendapkan pada lingkungan shallow marine.
5. Formasi Gumai (Miosen Awal – Tengah)
Serpih, batulanau, dan batupasir. Diendapkan pada lingkungan shallow marine – marginal marine
6. Formasi Air Benakat (Miosen Tengah)
Batupasir tufaan, dan batulempung tufaan yang berselang-seling dengan batugamping napalan. Diendapkan pada lingkungan neritik – shallow marine
7. Formasi Muara Enim (Miosen Akhir)
Serpih, batupasir, lignit. Diendapkan pada lingkungan coastal swamp
8. Formasi Kasai (Pliosen – Plistosen) Tuf, batulanau, dan batupasir vulkaniklastik.

Petroleum System Cekungan Sumatera Selatan

Batuan induk pada Cekungan Sumatera Selatan ditemukan pada Formasi Talang Akar. Sumber material organik pada system petroleum ini merupakan batubara terrestrial dan serpih batubaraan Formasi Talang Akar diendapkan pada batas *half-graben*. Batuan reservoir terdapat pada

Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Baturaja, serta Formasi Gumai. Batuan penudung secara umum berasal dari lapisan serpih yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai, serta lapisan serpih dari tiap formasi yang juga dapat berperan sebagai batuan penudung menjebak hidrokarbon (De Coaster, 1974) (**Gambar 2**). Perangkap yang berkembang di daerah penelitian merupakan kombinasi antara perangkap struktur dan stratigrafi yang dikontrol oleh struktur-struktur tua berupa sesar normal regional yang berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda Jalur migrasi yang terbentuk umumnya merupakan patahan yang terbentuk saat plio-pleistosen (De Coaster, 1974).

METODE PENELITIAN

Metode dalam penelitian karakteristik batuan induk dan minyak bumi dari sampel *core, cutting, serta crude oil* berdasarkan analisis geokimia hidrokarbon yaitu berupa faktor kuantitas, kualitas, dan tingkat kematangan menggunakan metode Rock Eval Pirolisis (S2, *Hydrogen Index*, *Oxygen Index*, dan *Tmax*), TOC (*Total Organic Carbon*) dalam menentukan kuantitas dan kualitas, serta *Reflectance Vitrinite* (Ro %) dan *Tmax* sebagai parameter tingkat kematangan. Analisis terhadap data biomarker dilakukan untuk mengetahui asal material organik dan lingkungan pengendapan, kondisi oksidasi, serta tingkat kematangan dalam menentukan genetik minyak bumi dengan metode gas kromatografi (GC) dan gas kromatografi – spektrometri massa (GC – MS). Adapun interpretasi korelasi antara minyak bumi dengan mengelompokkan karakteristik dari kedua kelompok sampel tersebut berupa persamaan dari material organik, lingkungan pengendapan, tingkat oksidasi dan tingkat kematangan. Dari hasil korelasi tersebut maka dapat dikatakan apakah terjadi korelasi positif atau negatif.

Selanjutnya pemodelan cekungan 1D melihat keberadaan *oil window* atau awal kematangan batuan induk pada formasi tertentu dari sejarah pemendamannya.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisis Geokimia Batuan Induk

Hasil analisis kuantitas bahan organik pada lapangan “NDA” yang terdiri dari sumur IA-1, IA-2, dan IA-3 (**Gambar 3**) menunjukkan bahwa Formasi Air benakat menunjukkan nilai rata-rata TOC 0,79 wt% (*fair*) dan nilai S2 0,45 mg/g (*poor*). Formasi Gumai memiliki rata-rata nilai TOC 0,75 wt% (*fair*) dan nilai S2 0,72 mg/g (*poor*). Formasi Baturaja menunjukkan nilai 0,73 wt% (*fair*) dan S2 0,84 mg/g (*poor*). Talang itu Formasi Akar 1,88 wt% (*good*) dan S2 6,59 mg/g (*good*), pada Formasi Talang akar sumur penelitian terdapat selipan batubara dengan nilai rata-rata TOC 26,43 wt% dan nilai S2 sebesar 60,07mg/g (*excellent*). Semua hasil ini menunjukkan perhitungan yang demikian diklasifikasikan sebagai potensi batuan sumber (Waples, 1985).

Analisis kualitas dilakukan dengan membedakan tipe kerogen dan kecenderungannya spesifik ke arah jenis hidrokarbon, ditentukan melalui kandungan *Hydrogen Index* (HI), *Oxygen Index*, dan Tmax sebagaimana diuraikan oleh Peters dan Cassa (1994). Hasil analisis tipe kerogen yang dilakukan pada tiga sumur batuan induk, yakni IA-1, IA-2, dan IA 3, menghasilkan masing-masing (**Tabel 1**).

Tabel 1. Tipe kerogen berdasarkan *Hydrogen Index* (HI)

Formasi	Hydrogen Index (HI) mgHC/g	Kerogen Type (Peters and Cassa, 1994)
Air Benakat	53-64	III
Gumai	53-209	III dan II/III
Baruraja	80-238	III dan II/III
Talang Akar	78-407	II, III, dan II/III

Data Indeks Hidrogen pada Diagram Van Krevelen dengan membandingkan HI dan Tmax menghasilkan plot (**Gambar 4**) bahwa Talang Akar dan Formasi Baturaja cenderung memiliki kerogen Tipe II/III (minyak dan gas) yang merupakan campuran bahan organik dari laut seperti ganggang laut, lemak tumbuhan dan bahan organik dari daratan seperti yang lebih tinggi tanaman atau kayu, mengkarakterisasi sedimen pada lingkungan transisi. Lain halnya dengan Formasi Air benakat dan Gumai cenderung memiliki kerogen tipe III (gas), yaitu berasal dari bahan organik terrestrial seperti tumbuhan tingkat tinggi atau kayu atau disebut *gas prone* karena menghasilkan gas dan sedikit minyak (Waples, 1985).

Analisis kematangan material organik dilakukan dengan membandingkan data *Vitrinite Reflectance* (% Ro) terhadap kedalaman dan data Tmax terhadap kedalaman (**Gambar 5**). Hasil plot data %Ro dan Tmax terhadap kedalaman mengindikasikan kematangan material organik pada sumur penelitian berstatus *immature* (Peters and Cassa, 1994) dengan rata-rata Ro IA-1 (0,40%), IA-2 (0,43%), IA-3 (0,44%) sementara rata-rata Tmax sumur penelitian masih di angka <435 °C. Dengan ini jika dilihat dari kemampuan batuan induk menghasilkan hidrokarbon melalui parameter TOC dan S2, maka sumur batuan induk IA-1, IA-2, IA-3 dapat digolongkan sebagai potential source rock (Waples, 1985).

Analisis Biomarker Minyak Bumi

Analisis biomarker minyak bumi dilakukan terhadap 2 sampel *crude oil* dengan 2 sumur berbeda yaitu pada sumur DSS – 17 (Formasi Baturaja) dan sumur DSS – 61 (Formasi Talang Akar).

Analisis Liquid Chromatography (LC)

Nilai saturasi, aromatik hingga

perbandingan saturasi/aromatik pada sampel crude oil sumur DSS-17 (Sat = 37,7 ; Aro = 48 ; Sat/Aro = 0,79) dan sumur DSS-61 (Sat = 49,7 ; Aro = 36 ; Sat/Aro = 1,38). Hal ini menunjukkan nilai bahwa sampel minyak dari sumur DSS-61 lebih berifat *light oil* dibanding DSS-17. Pada dasarnya minyak dengan persentasi saturasi tinggi merupakan minyak dengan fraksi berat yakni *light oil*, sebaliknya jika nilai persentasi aromatik minyak yang lebih tinggi, mengindikasikan minyak tersebut merupakan *heavyt oil* (Tissot, 1984).

Pada hasil plot crude oil compotition (**Gambar 6**), dapat dilihat kedua sample minyak berada pada fase early mature dan baru mengalami proses biodegradasi.

Analisis Gas Kromatografi (GC)

Berdasarkan nilai dari Pristane/ nC_{17} vs Pr/Ph menanda sampel minyak bumi DSS-17 dan DSS-61 terdapat pada kondisi *anoxic to suboxic*. Dimana nilai *pristane/phytane* sampel batuan induk dikedalaman DSS-17 menunjukan nilai lingkungan *mixed kerogen* dan DSS-61 menunjukan lingkungan perbatasan antara *humic kerogen* (**Gambar 7**). Hal ini menunjukan sampel minyak bumi berasal dari lingkungan darat hingga transisi. Namun hal ini tidak dapat dijadikan acuan yang relevan untuk penentuan lingkungan pengendapan dikarenakan dari kosentrasi Pristane/ nC_{17} cukup tinggi, maka kedua sampel minyak bumi ini diketahui telah mengalami *slightly biodegraded*. Maka dari itu dibutuhkan parameter lain, seperti perhitungan TAR (Terrigenous or Aquatic Ratio)

Sumur minyak bumi DSS-17 memiliki rasio TAR sebesar 0,41 sedangkan DSS-61 memiliki nilai TAR sebesar 0,57. Kedua sampel minyak bumi menunjukan rasio $TAR < 1$, hal ini dapat menginformasikan bahwa lingkungan asal dominan sampel minyak bumi ini relative akuatik (Peters et

al., 2004). Hal ini juga dapat dilihat dari grafik n-alkana normal yang menunjukan *area low molecular weight* yang dominan (**Gambar 8**)

Nilai CPI (Carbon Preference Index) pada sampel minyak bumi DSS-17 memiliki nilai 1,07 % dan DSS-61 1,16 %, sehingga dapat disimpulkan bahwa sampel minyak bumi adalah early mature menurut CPI (Miles, 1989).

Analisis Gas Kromatografi (GC) dan Gas Kromatografi - Spektometri Massa

Berdasarkan distribusi C_{27} , C_{28} , dan C_{29} (**Gambar 9**), sampel minyak DSS- 61 berada pada lingkungan pengendapan transisi (*Estuarine or Shallow Lacustrine*). Hal tersebut dapat dilihat dari dominan nilai C_{28} yaitu (45,55). Pada ada sampel minyak DSS – 17 dominasi berupa C_{27} serta C_{29} menandakan material organik berasal dari campuran fitoplanton laut dan alga lakustrin. Sehingga sampel ini berasal di lingkungan transisi yaitu perbatasan *estuary or shallow lacustrine*.

$$TAR = (nC_{27} + nC_{29} + nC_{31}) / (nC_{15} + nC_{17} + nC_{19})$$

Didukung oleh hasil plot rasio pr/ph terhadap hopana/sterana (**Gambar 9**). Sampel minyak DSS – 61 dan DSS-17 berada pada tingkat berupa *anoxic to sub-oxic*, dengan material organik berupa *primarly alga*.

Perbandingan isomerisasi sterana $C_{29} \alpha\beta R + S / \alpha\alpha\alpha S + R$ dan $C_{29} \alpha\alpha\alpha S / \alpha\alpha\alpha R$ (**Gambar 10**) Sampel ekstrak batuan DSS-17 dan DSS-61 menunjukkan tingkat kematangan memasuki fase early mature.

Adapun pehitungan konsentrasi dari C_{29}/C_{30} Hopane yang dapat memperkirakan batuan asal. Dilihat dari nilai rasio dari C_{29}/C_{30} Hopane dari sumur DSS-17 dan DSS-61 ialah sebesar (0,44) dan (0,47) yang berarti minyak bumi yang dihasilkan

pada sumur ini berasal dari batuan shale (Peters et al., 2004). Jika dihubungkan dengan parameter sebelumnya maka shale ini kemungkinan merupakan *shale lacustrine*.

Korelasi Antara sampel Minyak Bumi

Korelasi antara dua sampel crude oil DSS-17 dan DSS-61 dilihat dari hasil perbandingan parameter Gas Chromatography (GC) dan Gas Chromatography – Mass Spectrometry (GC-MS). Hasil analisa korelasi didapatkan yaitu antara sampel minyak bumi pada lapangan “NDA” **memiliki korelasi Positif**. Dapat dilihat dari material organik yang terkandung, dalam hal ini sumur DSS-17 dan DSS-61 menunjukan daerah lingkungan pengendapan *estuarine or shallow lacustrine* yang diperkirakan material organiknya berupa *primarily alga* dengan kondisi lingkungannya *Anoxic to sub-oxic*. Sama halnya dengan konsentrasi perbandingan C₂₉/C₃₀ yang mengindikasikan sampel minyak ini berasal dari batuan asal berupa shale.

Pemodelan 1D Sejarah Pemendaman cekungan

Analisis kematangan sumur IA-1, IA-2, dan Sumur IA-3 dilihat dari dua faktor yaitu posisi ketiga sumur yang berada di dataran tinggi sehingga suhu di bawah permukaannya belum maksimal untuk memproduksi hidrokarbon matang dan didukung oleh data geokimia yang menunjukkan rata-rata Reflektansi Vitritin tiap sumur adalah IA-1 0,40%, IA-2 0,43% dan IA-3 bernilai 0,44% Ro yang menunjukkan ketiga sumur di wilayah penelitian, memiliki batuan induk yang belum matang (**Gambar 11**). Tidak ada indikasi *oil show* di ketiga sumur tersebut, namun seiring waktu dengan bertambahnya kedalaman, suhu dan tekanan bawah permukaan, dapat memungkinkan tersebut batuan induk ketiga sumur penelitian

menjadi matang dan menghasilkan hidrokarbon, sehingga batuan pada sumur penelitian tergolong batuan induk potensial.

KESIMPULAN

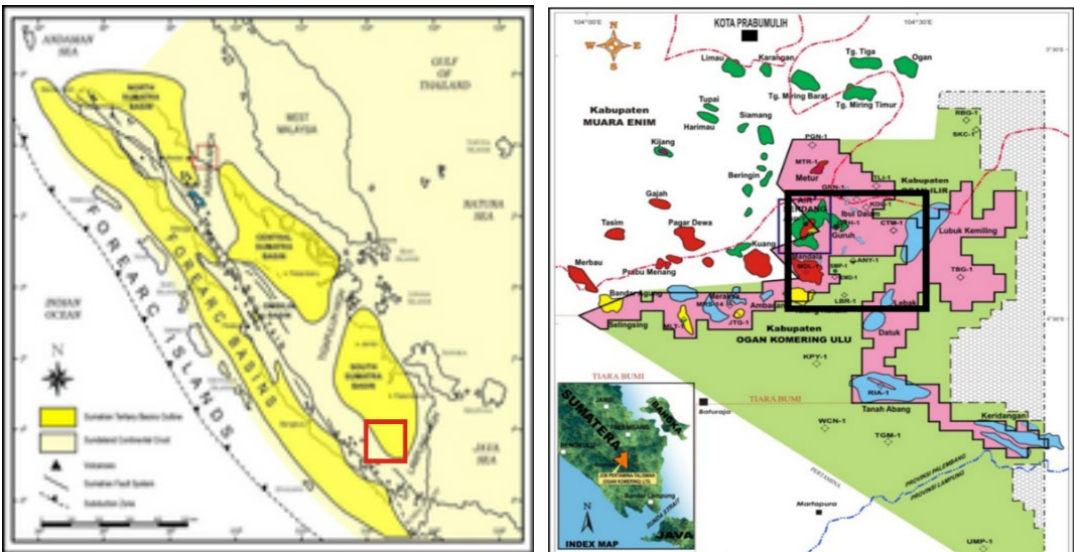
1. Berdasarkan analisis geokimia batuan induk, dapat diklasifikasikan menurut Waples (1985) bahwa semua batuan induk pada sumur IA-1, IA-2, dan IA-3 merupakan *potential source rock*.
2. Analisis biomarker sumur minyak bumi terendapkan pada lingkungan transisi berasal dari facies fluvio-delta dengan kontribusi alga danau dan laut (DSS-17 dan DSS-61). Analisis biomarker juga menunjukkan bahwa adanya korelasi positif antar sampel minyak mentah, yang keduanya berasal dari batuan *shale lacustrine*.
3. Berdasarkan pemodelan sejarah pemendaman 1D, meski ketiga sumur penelitian batuan induk belum matang dengan tidak adanya keberadaan *oil show*, namun dengan evaluasi geokimia dapat menunjukan bahwa Formasi Gumai dan Baturaja, dan Talang Akar menunjukkan potensi yang lebih besar sebagai batuan induk. Terlebih pada Formasi Talang akar yang merupakan produk transgresi, didukung oleh prevalensi litologi serpih dan selipan batubara yang memiliki nilai TOC cukup tinggi.

UCAPAN TERIMA KASIH

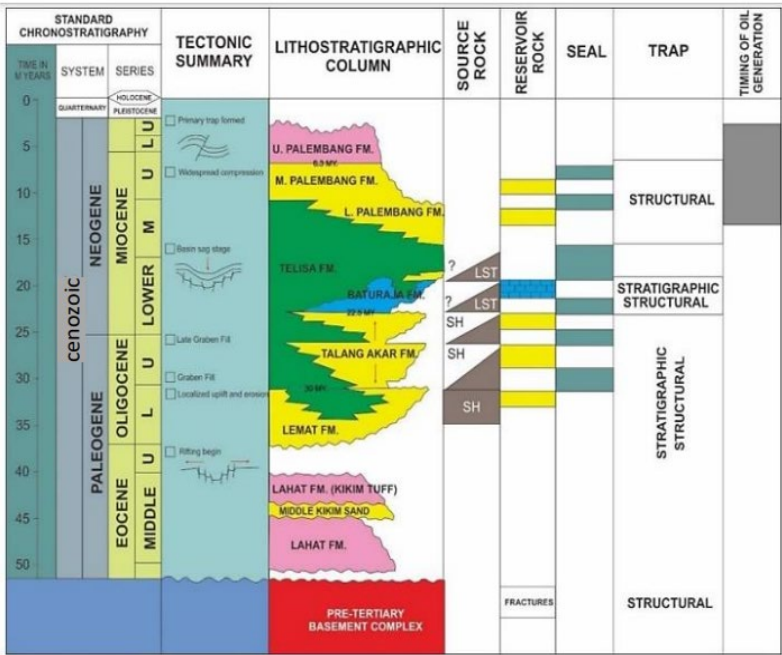
Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Abdurrokhim ST., MT. dan Ibu Nisa Nurul Ilmi, S.Si., M.Sc atas arahan dan bimbingannya selama penelitian berlangsung. Kemudian terima kasih banyak kepada PT Pertamina Hulu Rokan Zona 4 serta pembimbing teknis Bapak Ivan K. Barus dan Bapak Ardi Julian yang telah mengizinkan penggunaan data untuk penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

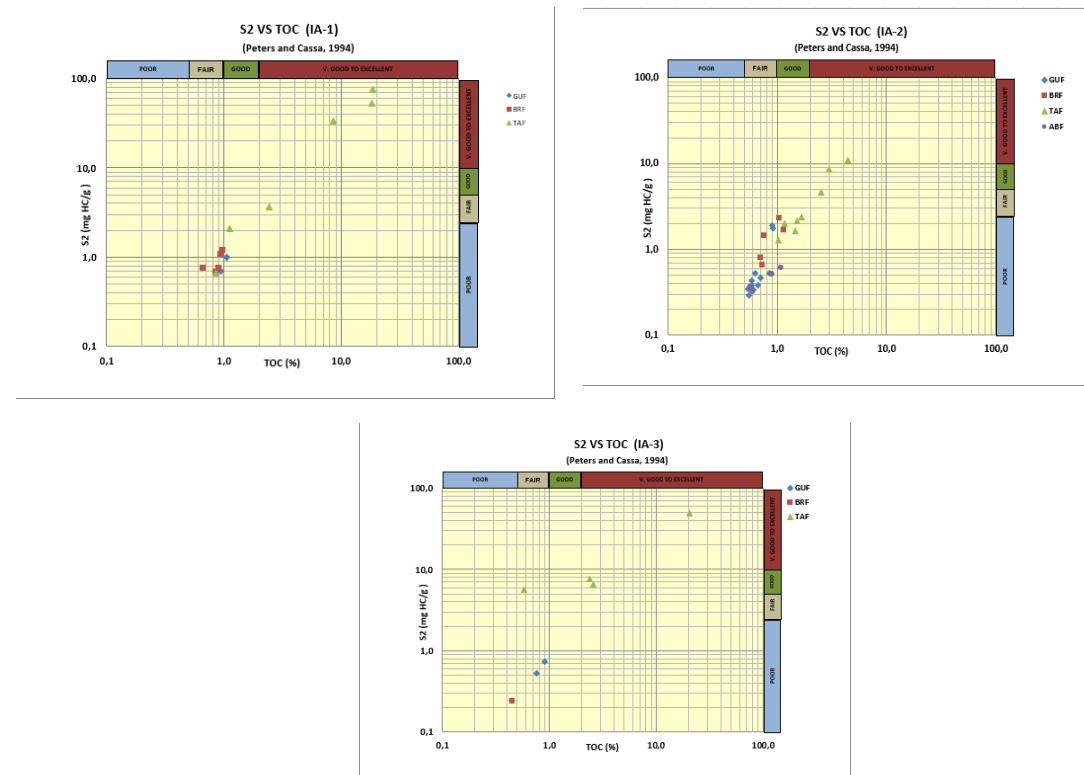
- Bishop, M.G., 2001. South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talangakar-Cenozoic total petroleum system. Open-file report 99-50-S; U.S. Department of the Interior U.S Geological Survey. 19
- Connan, J. dan Cassou A.M. 1980. Properties of Gases and Petroleum Liquids Derived From Terrestrial Kerogen at Various Maturation Levels, *Geochim.*
- De Coster, G. L. 1974. *The Geology of The Central and South Sumatra Basin*. Proceeding Indonesia Petroleum Association, 4th Annual Convension
- Ginger, David dan Kevin Fielding. 2005. *The Petroleum System and Future Potential Of The South Sumatsera Basin*. Proceedings, Indonesian Petroleum Association, Thirtieth Annual Convention & Exhibition, August 2005.
- Hunt, J.M., 1996, *Petroleum Geochemistry and Geology*, Ed. 2, New York, W.H. Freeman and Company
- Hunt, J.M. 1979. *Petroleum and Geology*.
- Miles, J. A. 1989. *Ilustrated Glossary of Petroleum Geochemistry*. Oxford Univ Press, 137pp
- Nugroho, A. 2006. *BIODEGRADASI SLUDGE MINYAK BUMI DALAM SKALA MIKROKOSMOS: Simulasi Sederhana Sebagai Kajian Awal Bioremediasi Land Treatment*. Teknologi Makara Vol.10 No.2
- Panggabean, H., & Santy, L. D. (2012). Sejarah Penimbunan Cekungan Sumatra Selatan dan Implikasinya Terhadap Waktu Generasi Hidrokarbon. *JSDG*, 22(4), 225–235.
- Peters, Kenneth E. dan Mary Rose Cassa. 1994. *Applied Source Rock Geochemistry*. Magoon, L. B, and W. G. Dow, eds., 1994, The petroleum system- from source to trap : AAPG Memoir 60.
- Peters, K. E., Walters, C. C., & Moldowan, J. M. (2004). *The Biomarker Guide, Volume 1&2: Biomarkers and Isotopes in The Environment and Human History*. Cambridge University Press.
- Pulunggono, A., 1986. Tertiary Structural Features related to extentional and compressive tectonics in the Palembang Basin, South Sumatra. *Proc.of 15th Ann. Conv. Indonesia Petroleum Association*. 187-213.
- Tissot, B. P., dan Welte, D. H. (1984): *Petroleum Formation and Occurrence*, Springer Berlin Heidelberg
- Wahyudiono, J., Adlan, R., Permanadewi, S., dan Gibran, A.K. 2018. *Karakteristik Minyak Bumi di Blok Bula dan Blok Oseil, Pulau Seram, Maluku*. *Jurnal Geologi dan Sumberdaya Mineral*, Vol.19 No.4, (233-241)s.
- Waples, D. W., 1985, *Geochemistry in Petroleum Exploration, International Human Resources Development Corporation*, Boston, pp. 232.



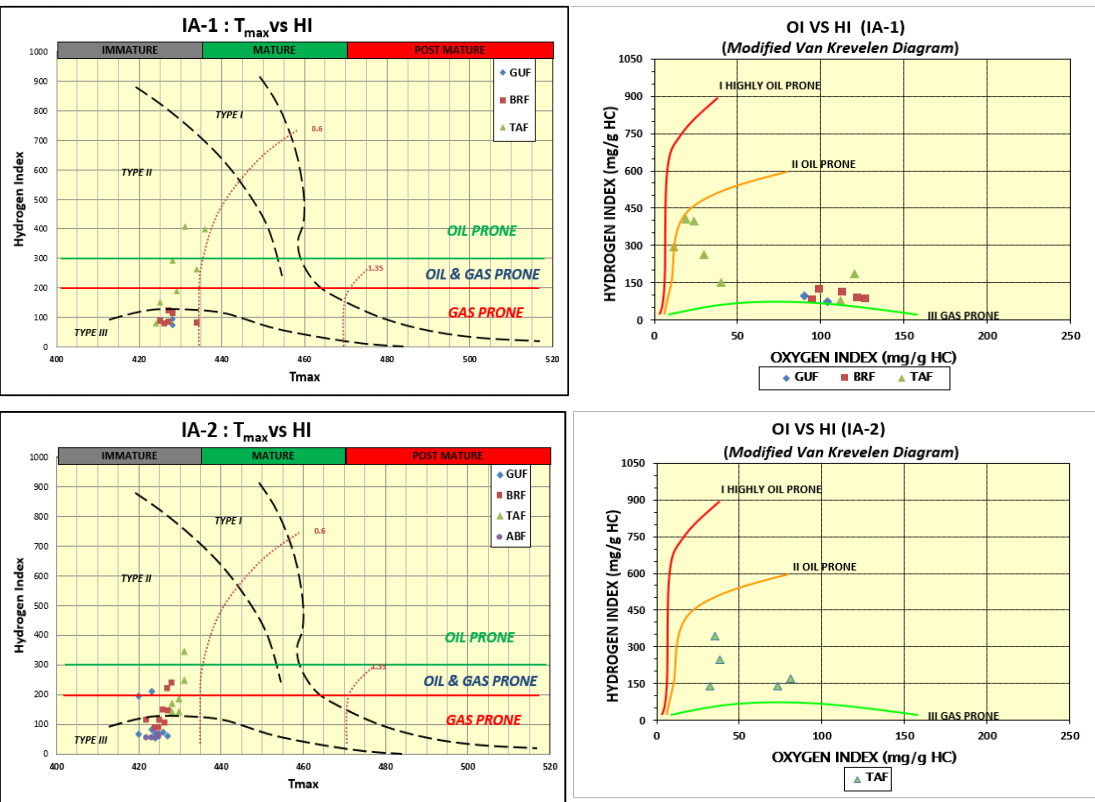
Gambar 1. Lokasi Daerah Penelitian (Barber et al, 2005) , (PT. Pertamina, 2012)

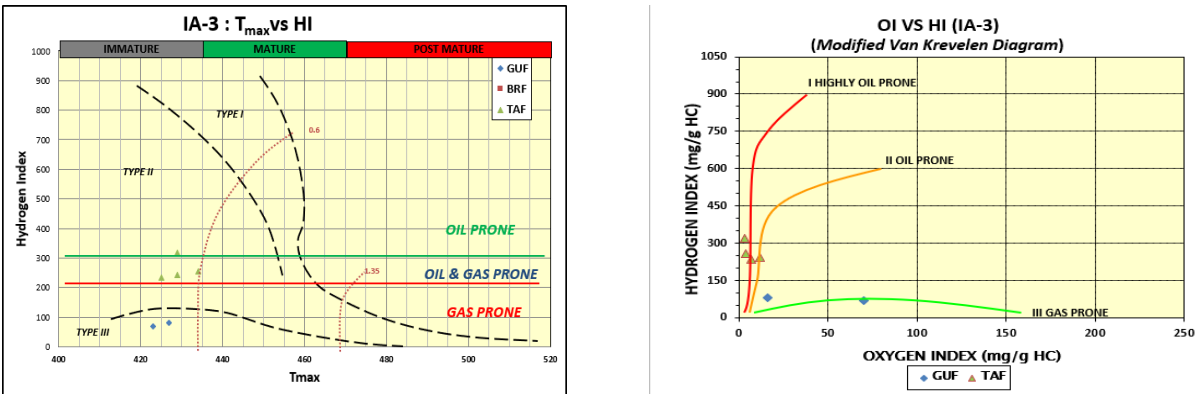


Gambar 2. Petroleum system Cekungan Sumatera Selatan (De Coaster, 1974)

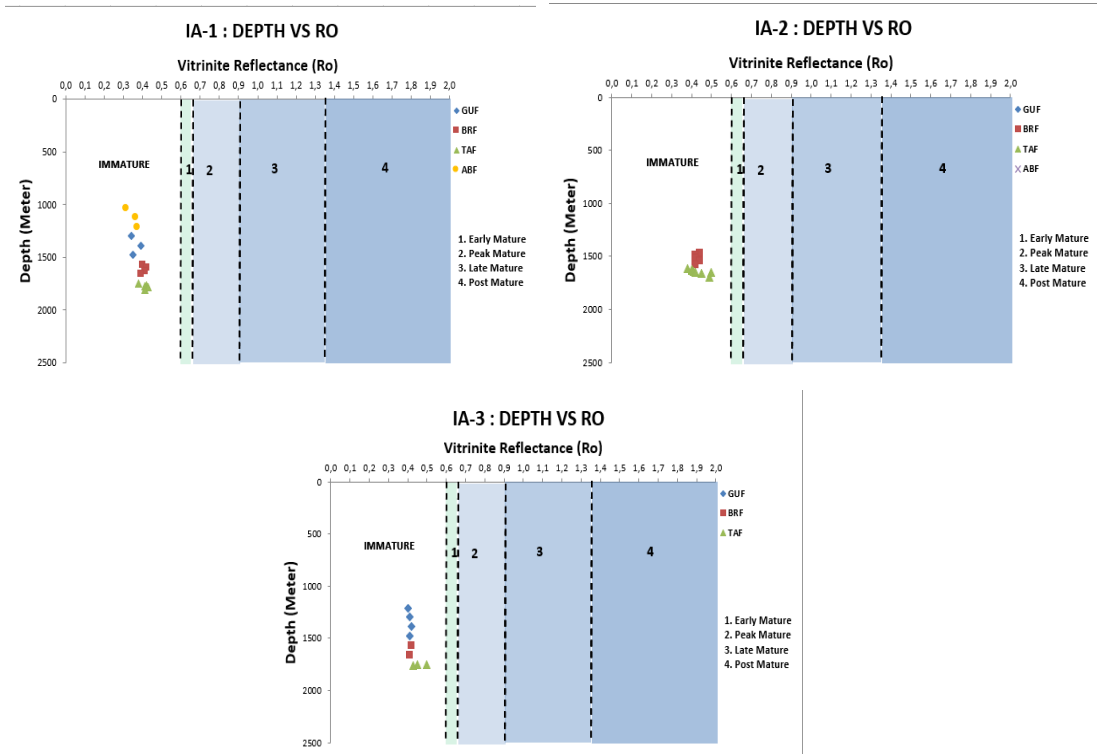


Gambar 3. Kekayaan material organik S₂ vs TOC sumur IA-1, IA-2, dan IA-3

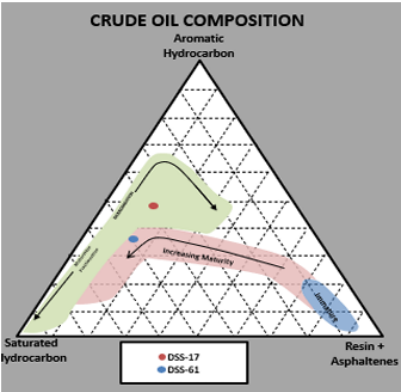




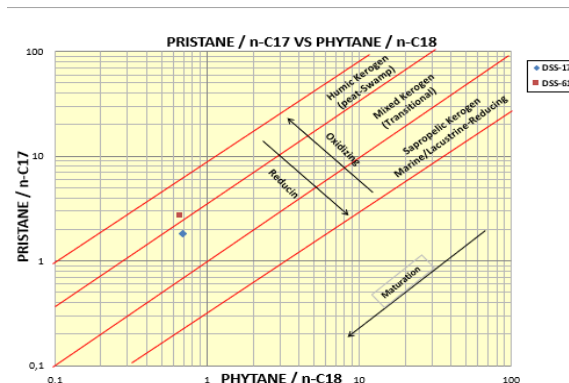
Gambar 4. Tipe Material Organik HI vs Tmax dan HI va OI sumur IA-1,IA-2,dan IA-3



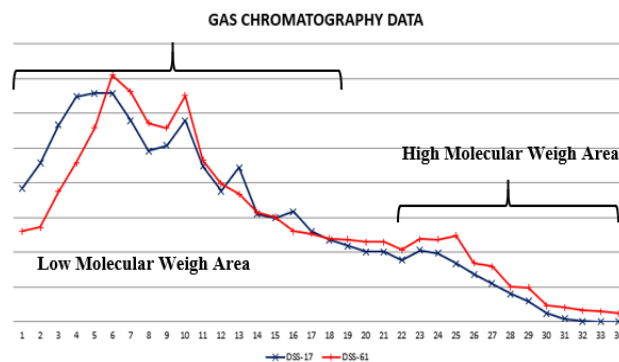
Gambar 5. Tingkat kematangan Ro terhadap Depth sumur IA-1,IA-2,dan IA-3



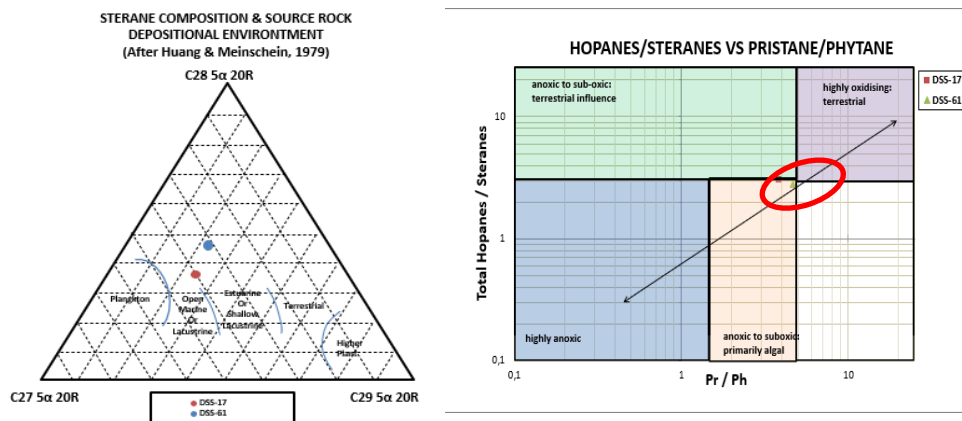
Gambar 6. Diagram *Crude Oil Composition* sampel minyak bumi DSS-17 dan DSS-61



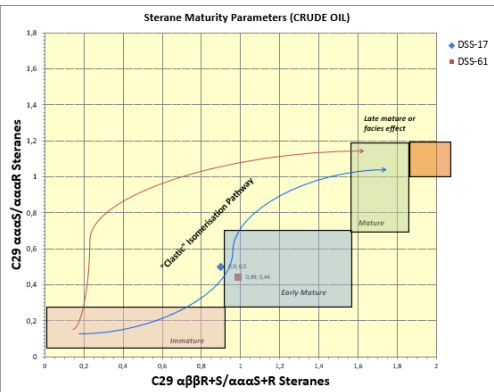
Gambar 7. Diagram Pr/nC17 vs Ph/nC18 Minyak bumi DSS-17 dan DSS-61 (Conan & Cassou dalam Hunt, 1996)



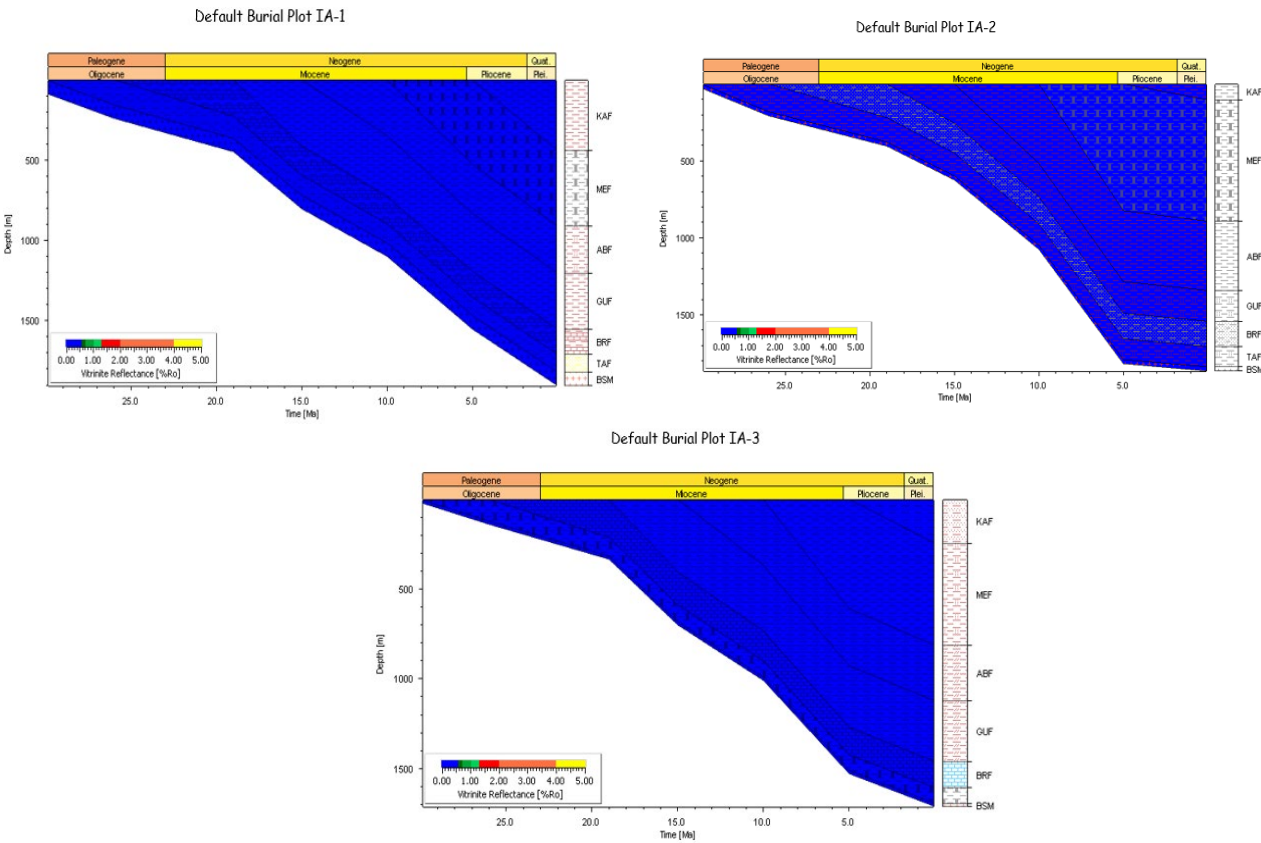
Gambar 8. Grafik persebaran n-alkana normal sampel minyak bumi DSS-17 dan DSS-61



Gambar 9. Diagram Steranes C27, C28, C29 DSS-17 dan DSS-61 (After Huang & Meinschein, 1979) dan Plot rasio pr/ph terhadap hopana/sterana



Gambar 10. Diagram Plot Steranes Maturity C29 $\alpha\beta R + S / \alpha\alpha S + R$ dan C29 $\alpha\alpha S / \alpha\alpha R$ Sumur Minyak Bumi DSS-17 dan DSS-61



Gambar 11. Pemodelan Cekungan 1D (*Burial History*) sumur baruan induk IA-1, IA-2, dan IA-3