

**EVALUASI GEOKIMIA BATUAN INDUK DAN PEMODELAN SEJARAH
PEMENDAMAN SUMUR SIANTAR-1 BLOK RA,
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Rahmadianty Anastya Suryaningrum^{1*} Ildrem Syafri¹,
Reza Moh. Ganjar¹, Yusi Firmansyah¹

¹ Fakultas Teknik Geologi, Universitas Padjadjaran, Jatinangor

*Korespondensi: rahmadianty17001@mail.unpad.ac.id

SARI

Analisis geokimia berperan untuk mengetahui kemampuan batuan induk dalam menggenerasikan hidrokarbon serta mengetahui karakteristik batuan induk dan hidrokarbon yang ada pada daerah penelitian. Cekungan Sumatra Selatan merupakan *back arc basin* yang memiliki potensi sebagai batuan induk hidrokarbon. Penelitian ini menggunakan metode analisis karakteristik batuan induk yang meliputi analisis kuantitas, kualitas, dan kematangan material organik serta analisis sejarah pemendaman 1D dengan aplikasi PetroMod. Berdasarkan analisis karakteristik batuan induk sumur Siantar-1, diketahui bahwa Formasi Gumai dan Formasi Air Benakat merupakan batuan induk efektif. Berdasarkan hasil pemodelan 1D diketahui bahwa hidrokarbon mulai ekspulsi dan memasuki fase *early oil* pada tengah Miosen (13 Ma) dan memasuki fase *early gas* pada tengah Miosen menuju akhir Miosen (11 Ma).

Kata kunci: *Geokimia, Batuan Induk, Sejarah Pemendaman, Cekungan Sumatra Selatan*

ABSTRACT

The role of geochemical analysis is to determine the ability of the source rock to generate hydrocarbons and to determine the characteristics of the source rock and hydrocarbons in the research area. The South Sumatra Basin is a back arc basin that has potential as a hydrocarbon source rock. This research uses the method of analyzing the characteristics of the source rock which includes the analysis of quantity, quality, and maturity of organic material and analyze 1D burial history with the PetroMod app. Based on the analysis of the source rock characteristics, it is known that Gumai and Air Benakat Formations are the effective source rocks. Based on the results of 1D modeling, it is known that hydrocarbons began to expulse and entered the early oil phase in the middle of the Miocene (13 Ma) and entered the early gas phase in the middle of the Miocene towards the end of the Miocene (11 Ma).

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

PENDAHULUAN

Salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia adalah Cekungan Sumatra Selatan. Menurut Ginger dan Fielding (2005), Cekungan Sumatera Selatan memiliki nilai kumulatif produksi minyak bumi sekitar 2 BBO (Billion Barrel Oil) dari nilai cadangan awal hampir 3 BBO. Penemuan cadangan gas mencapai 22 TCF (Trillion Cubic Feet) namun kurang dari 6 TCF yang telah diproduksi. Diperkirakan 6-10 TCF gas dan 0.2-0.5 MMB minyak tersisa untuk ditemukan. Cekungan Sumatra Selatan merupakan *back arc basin* yang memiliki potensi batuan induk hidrokarbon khususnya pada Formasi Talang Akar dan Gumai.

Untuk mengoptimalkan eksplorasi hidrokarbon, perlu dilakukan suatu studi evaluasi batuan induk penghasil hidrokarbon dan korelasi batuan induk terhadap hidrokarbon yang dihasilkan. Salah satu metodenya adalah dengan menggunakan pendekatan geokimia. Metode analisis geokimia dibangun berdasarkan pada penerapan prinsip-prinsip kimia untuk mempelajari asal-mula, proses migrasi, akumulasi dan alterasi migas yang berkaitan dengan temperatur dan waktu pada batuan induk sebagai objeknya (Peters and Cassa, 1994). Penerapan analisis geokimia yaitu untuk mengevaluasi karakteristik batuan induk penghasil

hidrokarbon serta mengetahui waktu pembentukan, tingkat kematangan, lingkungan pengendapan hingga asal material organik.

TINJAUAN PUSTAKA

Geologi Regional

Cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang terbentuk dari hasil kegiatan tektonik yang berkaitan erat dengan penunjaman Lempeng Indo-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap Lempeng Eurasia yang relatif diam. Struktur geologi di Cekungan Sumatra Selatan didominasi oleh arah baratlaut-tenggara dan timurlaut-baratdaya, dengan beberapa struktur berarah utara-selatan. Pembentukan struktur cekungan Sumatra Selatan dibagi menjadi tiga fase tektonik *megasequence* (Ginger dan Fielding, 2005) yaitu sebagai berikut :

1. *Syn-rift Megasequence (40-29 Ma)*
Terjadi *major extension*. Juga terjadi rifting dan erosi lokal dan sedimen mengisi graben yang sudah terbentuk sebelumnya.
2. *Post Rift Megasequence*
Rifting berhenti tetapi basin terus mengalami penurunan (*sagging*). Penurunan basin secara drastis dan peningkatan muka air laut menyebabkan transgresi yang

berlangsung lama. Kemudian terjadi regresi.

3. *Syn-orogenic/Inversion Megasequence*

Terjadi *compression* yang mempengaruhi Sumatra Selatan. Lipatan transpresional yang berorientasi baratlaut-tenggara terbentuk di sepanjang cekungan.

Berdasarkan kolom litostratigrafi menurut Kamal dan Solichin (2005) (Gambar 1), formasi batuan di Cekungan Sumatera Selatan meliputi (dari tua ke muda) :

1. Batuan Dasar (*Basement*) – Pre-Tersier dan Awal Tersier
2. Formasi Lahat (Awal Paleogen)
3. Formasi Lemat dan Anggota Benakat
4. Grup Talang Akar
5. Grup Telisa-Formasi Baturaja
6. Grup Telisa-Formasi Gumai
7. Formasi Lower Palembang/ Formasi Air Benakat
8. Formasi Middle Palembang/ Formasi Muara Enim
9. Formasi Upper Palembang/ Formasi Kasai
10. Formasi Ranau

Batuan Induk

Waples (1985) membagi batuan induk menjadi tiga kategori berdasarkan kapasitas dari sumber hidrokarbonnya, yaitu batuan induk potensial, batuan induk memungkinkan, dan batuan induk efektif. Pada penelitian ini akan difokuskan kepada

batuan induk efektif, yaitu batuan sedimen yang sudah menggenerasikan dan mengekspulsi hidrokarbon.

Evaluasi batuan induk meliputi kuantitas, kualitas, dan kematangan bermanfaat untuk mengetahui batuan induk efektif yang menghasilkan hidrokarbon guna meningkatkan kepercayaan data dalam eksplorasi minyak dan gas.

a) Kuantitas Material Organik

Dilakukan untuk mengetahui jumlah kandungan material organik dalam suatu batuan sedimen. Menggunakan parameter TOC (*Total Organic Carbon*) dan *Potential Yield*/PY (nilai S1+S2).

b) Kualitas Material Organik

Dilakukan untuk mengetahui kemampuan batuan tersebut dalam menggenerasikan hidrokarbon dan mengetahui tipe kerogen batuan induk menggunakan parameter HI (*Hydrogen Index*).

c) Kematangan Material Organik

Dilakukan untuk mengetahui tingkat kematangan dan kemampuan batuan induk dalam menggenerasikan minyak dan gas bumi. Parameter yang digunakan dalam penelitian ini adalah R_o (*vitroinite reflectance*), T_{max} dan FAMM (*Flourescence Alteration of Multiple Maceral*).

METODE PENELITIAN

Metode yang dilakukan pada penelitian ini yaitu dengan menggunakan analisis geokimia berupa analisis karakteristik batuan induk yang meliputi kuantitas, kualitas dan kematangan. Analisis ini menggunakan data TOC (*Total Organic Carbon*), PY (*Potential Yield*), HI (*Hydrogen Index*), Tmax dan Ro (*Vitrinite Reflectance*). Selain analisis karakteristik batuan induk, dilakukan juga analisis sejarah pemendaman dengan membuat model 1D sejarah pemendaman menggunakan aplikasi PetroMod. Analisis sejarah pemendaman dilakukan untuk mengetahui tingkat kematangan pada setiap formasi, pengendapan setiap formasi, waktu ekspulsi hidrokarbon, dan kaitannya dengan kondisi geologi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Karakteristik Batuan Induk

Analisis karakteristik batuan induk pada sumur Siantar-1 dilakukan pada empat (4) Formasi, yaitu Formasi Muara Enim, Formasi Air Benakat, Formasi Gumai, dan Formasi Baturaja. Terdapat tiga parameter yang dianalisis, yaitu kuantitas, kualitas dan kematangan.

1. Kuantitas

Berdasarkan nilai TOC dan Potential Yield (S1+S2) (Gambar 2),

maka diketahui Formasi Muara Enim pada sumur Siantar-1 memiliki nilai TOC 54.33-72.17(*excellent*), dan memiliki nilai PY 171.21-249.6 (*excellent*). Formasi Air Benakat memiliki TOC 1.43-79.32 (*good-excellent*) dan PY 50.5-107.1 (*excellent*). Formasi Gumai memiliki TOC 0.4-2.26 (*poor-very good*) dan memiliki nilai PY 2.89-13.39 (*poor-very good*). Formasi Baturaja memiliki TOC 0.41-37 (*poor-excellent*) dan tidak memiliki nilai PY.

2. Kualitas

Berdasarkan analisis kualitas batuan induk sumur Siantar-1 (Gambar 3), nilai *Hydrogen Index (HI)* pada Formasi Muara Enim di sumur Siantar-1 yaitu 276-341 cenderung menghasilkan jenis hidrokarbon campuran gas dan minyak serta minyak, dan memiliki nilai Tmax 424-434°C yang memiliki tingkat kematangan *immature*. Formasi Air Benakat di sumur Siantar-1 memiliki nilai HI 235-294, cenderung menghasilkan jenis hidrokarbon campuran gas dan minyak serta minyak, dan memiliki nilai Tmax 416-436°C yang memiliki tingkat kematangan *immature-early mature*. Formasi Gumai di sumur Siantar-1 memiliki nilai *Hydrogen Index (HI)* 157-352 cenderung menghasilkan jenis hidrokarbon campuran gas dan minyak serta minyak. Formasi Gumai di sumur Siantar-1 memiliki nilai Tmax 352-

446°C yang memiliki tingkat kematangan *immature-early mature*.

3. Kematangan

Berdasarkan analisis kematangan batuan induk sumur Siantar-1 (Gambar 4), Formasi Muara Enim di sumur Siantar-1 memiliki nilai Tmax 424-434 °C yang memiliki tingkat kematangan *immature*, dan nilai Ro 0.4-0.55 yang memiliki tingkat kematangan *immature*. Formasi Air Benakat di sumur Siantar-1 memiliki nilai Tmax 416-436 °C yang memiliki tingkat kematangan *immature-early mature*, dan nilai Ro 0.54-0.97 yang memiliki tingkat kematangan *immature-late mature*. Formasi Gumai di sumur Siantar-1 memiliki nilai Tmax 352-446°C yang memiliki tingkat kematangan *immature-peak mature*, dan nilai Ro 1.03-1.53 yang memiliki tingkat kematangan *late mature-post mature*. Formasi Baturaja di sumur Siantar-1 tidak memiliki data Tmax dan memiliki nilai Ro 1.96 yang memiliki tingkat kematangan *post-mature*.

Sejarah Pemendaman

Dalam analisis geokimia, sejarah pemendaman digunakan untuk mengetahui kapan dan bagaimana susatu hidrokarbon dapat tergenerasi dari suatu batuan induk. Sejarah pemendaman satu dimensi dilakukan pada sumur Siantar-1. Berdasarkan

garis *trend vitrinite reflectance* (Ro) yang dikalibrasi dengan %Ro Sweeney & Burnham (1990) (Gambar 5) diketahui bahwa secara umum pada daerah penelitian proses kematangan cenderung terus berlangsung dalam satu siklus, tanpa terganggu oleh adanya pengangkatan.

Berdasarkan model pengendapan waktu vs kedalaman yang di *overlay* dengan kalibrasi %Ro Sweeney & Burnham (1990) (Gambar 6), diketahui bahwa pengendapan dari akhir Oligosen hingga pertengahan Miosen cenderung berlangsung lambat (*slow burial*). Kemudian pada tengah Miosen hingga akhir Miosen pengendapan berlangsung cenderung cepat (*rapid burial*). Pada akhir Miosen hingga saat ini (*recent*) pengendapan berlangsung cenderung melambat kembali.

Hidrokarbon mulai ekspulsi dan memasuki fase *early oil* pada tengah Miosen (14 Ma) dan memasuki fase *early gas* pada tengah Miosen menuju akhir Miosen (9 Ma). Pada waktu sekarang (Resen) sumur Siantar-1 mulai memasuki fase *early oil* di kedalaman 7000 ft yang terdapat pada Formasi Air Benakat. Fase *main oil* dimulai pada kedalaman 8000 ft pada Formasi Air Benakat. Fase *late oil* dimulai pada kedalaman 11000 ft pada Formasi Gumai. Fase *early gas* dimulai

pada kedalaman 13000 ft pada Formasi Talang Akar.

Dari pemodelan sejarah pemendaman (Gambar 6) terlihat bahwa hidrokarbon mulai ekspulsi pada *Middle Miosen*. Hal ini membuktikan kalau periode tektonik *syn-orogenic* berupa *compression* yang terjadi pada *Middle Miosen* memiliki pengaruh besar dalam membantu formasi batuan untuk mengeluarkan hidrokarbon.

KESIMPULAN

1. Karakteristik batuan induk yang meliputi analisis kualitas, kuantitas dan kematangan material organik pada daerah penelitian menunjukkan bahwa batuan induk efektif terdapat di Formasi Gumai yang memiliki litologi shale, dan Formasi Air Benakat yang memiliki litologi shale-sandy.
2. Berdasarkan hasil pemodelan 1D sejarah pemendaman pada sumur Siantar-1 didapatkan kesimpulan bahwa hidrokarbon mulai ekspulsi dan memasuki fase *early oil* pada tengah Miosen, fase *early gas* pada tengah Miosen menuju akhir Miosen. Pada waktu sekarang (Resen) sumur Siantar-1 mulai memasuki fase *early oil* pada kedalaman 7000 ft yang terdapat pada Formasi Air Benakat. Fase *main oil* dimulai pada kedalaman

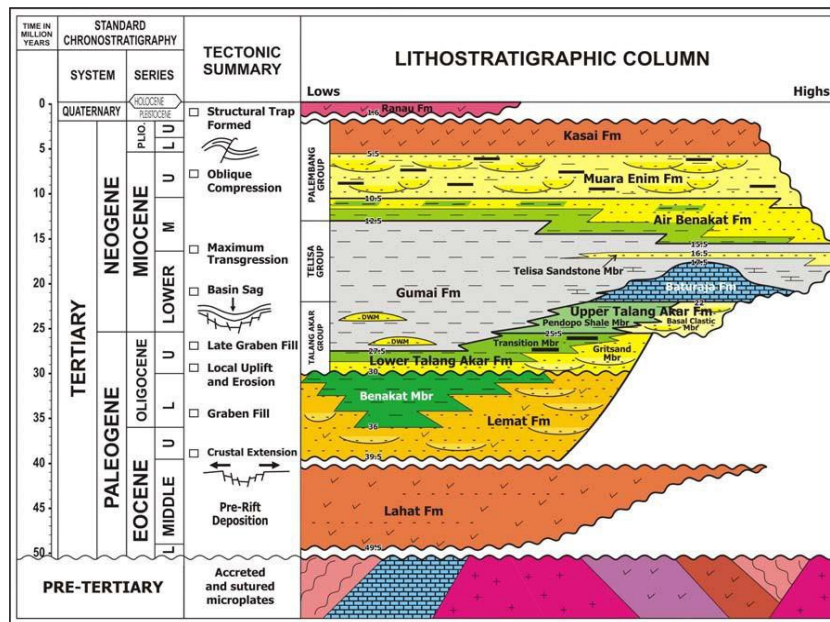
8000 ft pada Formasi Air Benakat. Fase *late oil* dimulai pada kedalaman 11000 ft pada Formasi Gumai. Fase *early gas* dimulai pada kedalaman 13000 ft pada Formasi Talang Akar. Proses tektonik (*compression*) yang terjadi pada pertengahan Miosen sangat mempengaruhi batuan dalam mengeluarkan hidrokarbon

DAFTAR PUSTAKA

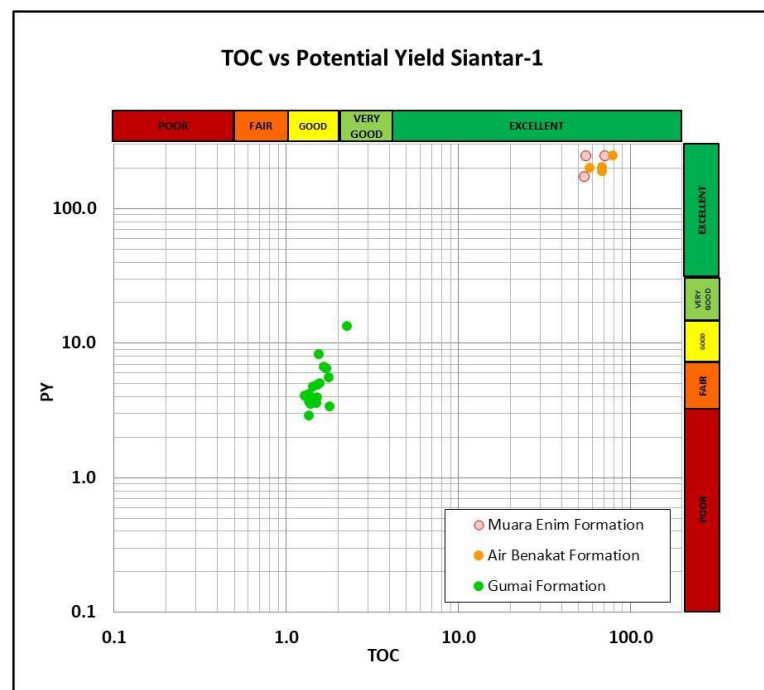
- Allen; Allen. 2005. Basin Analysis Principles and Applications, Massachussets : Blackwell
- Bishop, Michele, G. 2000. South Sumatera Basin Province, Indonesia. USGS Open-file Report.
- De Coster, G, L. 1974. The Geology of the Central Sumatera and South Sumatera Basins. Proceeding Indonesia Petroleum Association 4th Annual Convention.
- Dembicki, Harry. 2017. Practical Petroleum Geochemistry for Exploration and Production. Amsterdam: Elsevier
- Ginger; Fielding. 2005. The Petroleum Syatem and Future Potential of The South Sumatera Basin. IPA 05-G-039. Proceeding

- Indonesian Petroleum Association. Petroleum Geologists, p. 93-120.
- Hunt, J.M. 1996. Petroleum Geochemistry and Geology. 2nd Edition. New York: W.H. Freeman.
- Kamal, Asril; Argakoesoemah; Solichin. 2005. A Proposed Basin-Scale Lithostratigraphic for South Sumatra Basin. Stratigraphy of Sumatra Workshop, IAGI.
- Mc Carthy, Kevin; et al. 2005. Basic Petroleum Geochemistry for Source Rock Evaluation. Massachusetts: Schulmberger, Oilfield Review Summer 2011: 23, no. 2.
- Peters, Kenneth. E., and Cassa, M. R. 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In L.B. Magoon and W. G. Dow (eds.), The Petroleum System-From Source to Trap. AAPG Memoir 60. Tulsa: American Association of
- Sweeney, J. J., and A. K. Burnham, 1990, Evaluation of a Simple Model of Vitrinite Reflectance Based on Chemical Kinetics: AAPG Bulletin, v. 74, no. 10, p. 1559 – 1570.
- Tissot, B., Wetle, D.H.1984. Petroleum Formation and Occurrence. A New Approach to Oil and Gas Exploration. Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York.
- Waples, Douglas W. 1985. Geochemistry in Petroleum Exploration. Boston: International Human Resources Development Corporation.
- Waples, Douglas W.; Tsutomu, Machihara. Biomarkers for Geologists: A Practical Guide to the Application of Steranes and Triterpanes in Petroleum Geology. Oklahoma: AAPG Methods in Exploration Series, No. 9.

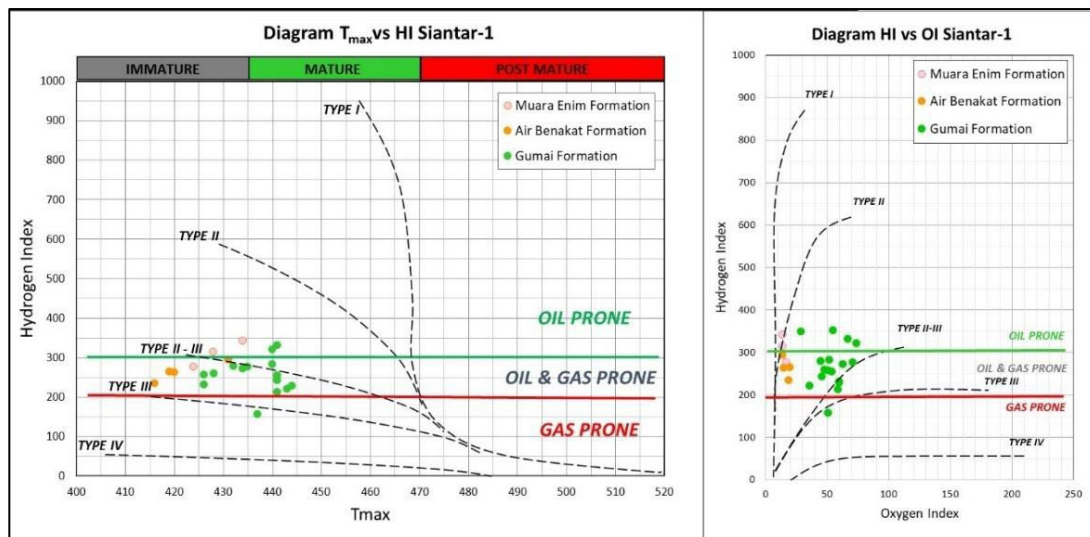
LAMPIRAN



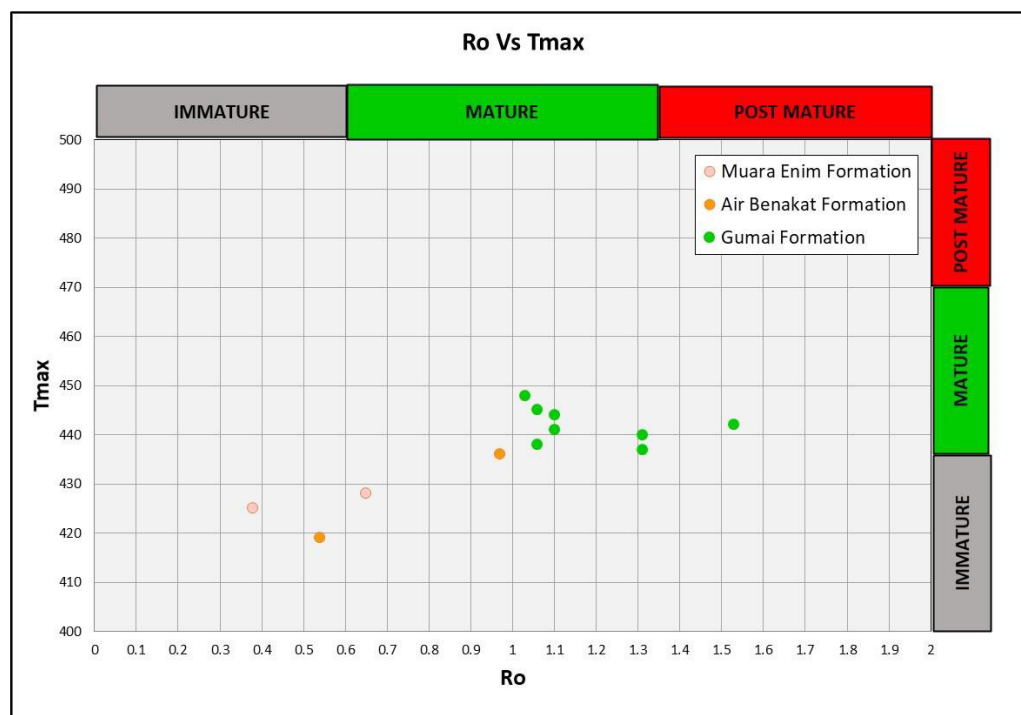
Gambar 1. Kolom Litostratigrafi menurut Kamal dan Solichin (2005)



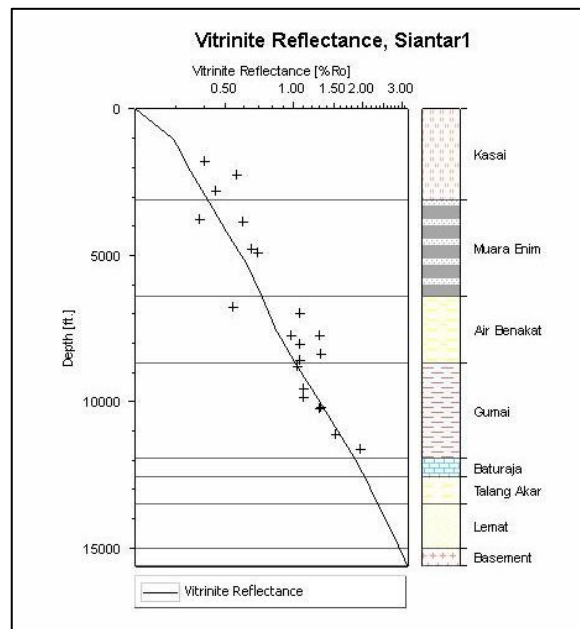
Gambar 2. Diagram kuantitas hidrokarbon di sumur Siantar-1



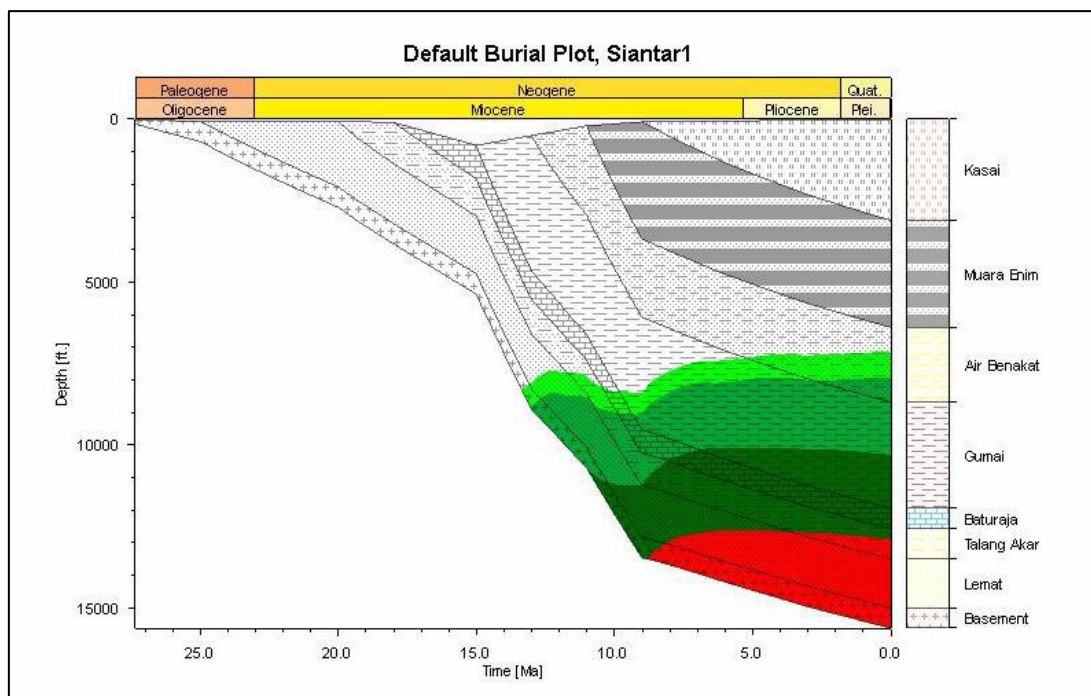
Gambar 3. Diagram kualitas hidrokarbon di sumur Siantar-1



Gambar 4. Diagram kematangan hidrokarbon di sumur Siantar-1



Gambar 5. Trend *vitrinite reflectance* sumur Siantar-1 yang sudah dikalibrasi



Gambar 6. Sejarah pemendaman sumur Siantar-1