

EVALUASI GEOKIMIA BATUAN INDUK SUMUR RRP-1 UNTUK MENGETAHUI KANDUNGAN HIDROKARBON DI SUB CEKUNGAN MAKASSAR UTARA (CEKUNGAN LARIANG)

**Reza Rizqia Pujianto¹, Jana Maulana Supriatna², Dodi Wirasatia², Nisa Nurul Ilmi¹,
Yoga Andriana Sendjaja¹, Edy Sunardi¹**

¹Fakultas Teknik Geologi Universitas Padjadjaran, Bandung,

²KST Universitas Padjadjaran, Bandung

*Korespondensi : reza18003@mail.unpad.ac.id

ABSTRAK

Penelitian dilakukan terhadap sumur RRP-1 yang terletak di Sub Cekungan Makassar Utara. Sub Cekungan ini merupakan penghasil minyak dan gas bumi di Indonesia. Penelitian dilakukan untuk mengetahui karakteristik batuan induk dan sejarah pemendaman di area penelitian. Analisis geokimia yang meliputi analisis *Total Organic Carbon (TOC)*, *Rock Eval Pyrolysis (REP)*, *Vitrinite Reflectance* serta *software genesis* untuk pemodelan kematangan 1D merupakan metode yang digunakan dalam penelitian ini. Kuantitas batuan induk pada *Younger* dan Formasi Lisu menunjukkan kandungan TOC *poor* dan Kelompok Toraja menunjukkan kuantitas *poor – very good*. Kualitas batuan induk pada sumur ini menunjukkan kerogen tipe II dan III (*Oil* dan *gas prone*). Kematangan Batuan induk pada Formasi Lisu adalah *immature* dan Kelompok Toraja *mature* dengan *oil window* di kedalaman 15.690 – 16.100 ft. Sejarah Pemendaman yang terekam pada kurva *time vs depth* menunjukkan endapan Paleogen diendapkan pada awal fase *synrift*, dan terdapat *unconformity* pada Kelompok Toraja dan Formasi Lisu. Batuan Induk Efektif ditunjukkan oleh Kelompok Toraja, Batuan Induk Potensial ditunjukkan oleh Formasi Lisu dan *Younger*. Kelompok Toraja diendapkan pada fase *synrift* dengan temperatur yang tinggi menyebabkan terbentuknya kematangan termal yang baik dan memiliki waktu yang lama untuk material organik tertimbun dan terawetkan. Formasi Lisu dan *Younger* diendapkan setelah terjadi pemekaran dengan temperatur yang menurun sehingga kematangan kedua Formasi yang tidak maksimal.

Kata Kunci: Geokimia, Kuantitas, Kualitas, Kematangan, Efektif, Potensial

ABSTRACT

The research was conducted in the RRP-1 well, located in the North Makassar Sub Basin. This sub-basin is a producer of oil and natural gas in Indonesia. The research aimed to determine the characteristics of the source rock and burial history in the research area. Geochemical analysis that includes analysis of *Total Organic Carbon (TOC)*, *Rock-Eval Pyrolysis (REP)*, *Vitrinite Reflectance* and *genesis software* for 1D maturity modelling are the methods used in this study. The quantity of source rock in the *Younger* and *Lisu Formation* indicates *poor* TOC content, and the *Toraja Group* indicated *poor to very good*. The quality of the source rock in this well shows kerogen types II and III (*oil and gas prone*). The maturity of the source rock in the *Lisu Formation* is *immature*, and the *Toraja Group* is *mature* with an *oil window* at a depth of 15.690– 16.100 ft. The burial history recorded in the *time vs depth* curve shows that *Paleogene* deposits deposited at the beginning of the *syn-rift* phase. There is *unconformity* in the *Toraja Group* and the *Lisu Formation*. The *Toraja Group* show effective source rocks, and the *Lisu* and *Younger Formations* show potential source rock. The *Toraja group* deposited in the *syn-rift* phase with high temperatures causing the formation to have good thermal maturity and having a long time for organic material to be buried and preserved. The *Lisu* and *Younger Formations* were deposited after the rifting with a decreasing temperature so that the maturity of the two formations was not maximal.

Keywords: Geochemistry, Quantity, Quality, Maturity, Effective, Potential

PENDAHULUAN

Kebutuhan akan minyak dan gas bumi di Indonesia sendiri masih sangat tinggi untuk berbagai sektor. Saat ini Cadangan minyak bumi nasional adalah sebesar 4,17 miliar barel dengan cadangan terbukti sebesar 2,44 miliar barel. Cadangan minyak bumi di Indonesia akan tersedia hingga 9.5 tahun mendatang jika tidak ada penemuan baru. Eksplorasi yang lebih massif diperlukan untuk menjaga cadangan tersebut (ESDM, 2021).

Menurut Satyana (2010), Eksplorasi minyak dan gas bumi berfokus utama terhadap reservoir dan *trap* sedangkan evaluasi pengisian hidrokarbon dan migrasi kurang diperhatikan, disisi lain evaluasi ini bisa menjawab waktu dan jumlah hidrokarbon yang terbentuk di suatu cekungan.

Penelitian ini dilakukan di Sub Cekungan Makassar Utara merupakan salah satu cekungan penghasil minyak dan gas bumi di Indonesia. Sub Cekungan ini merupakan salah satu cekungan sedimen yang telah dieksplorasi dan menghasilkan hidrokarbon. Cekungan ini masih berpeluang untuk menghasilkan hidrokarbon yang lebih masif. Penelitian ini dilakukan untuk mengevaluasi batuan induk area penelitian yang meliputi kuantitas, kualitas dan kematangan material organik serta sejarah pemendaman yang terjadi di cekungan ini.

GEOLOGI REGIONAL

2.1 Stratigrafi Regional

Berdasarkan Calvert & Hall (2007), Stratigrafi regional Cekungan Lariang terdiri atas Batuan *basement* Mesozoikum, Batuan Vulkanik, Endapan Paleogen Kelompok Toraja, Formasi Lisu, Formasi Pasangkayu serta Endapan resen Batugamping dan *alluvium*.

a. Basement Mesozoikum Pre-rift

Batuan *basement* berupa batuan metamorf ditindih oleh seprih gelap Kapur atas yang tidak terdeformasi. *Basement* ini terbentuk pada

prerift Mesozoikum, dengan ketebalan sekitar 3000 m (Calvert & Hall, 2007).

b. Batuan Vulkanik

Terdapat aktivitas vulkanik yang terjadi setelah terbentuknya batuan *basement* terdiri atas batuan *basalt* dan andesit. Batuan vulkanik tersebut sejajar dengan formasi Budung Budung dari kelompok Toraja. (Calvert & Hall, 2007).

c. Kelompok Toraja

Kelompok Toraja terdiri atas Formasi Kalumpang dan Budug Budug, aktivitas tektonik berupa *rifting* dimulai dengan Kelompok ini pada Paleogen berupa *synrift* hingga *postrift*. Formasi Kalumpang terdiri atas deretan batuserpih, batubara dan batupasir kuarsa. Formasi ini memiliki ketebalan sekitar 3200 m, tidak selaras dengan batuan Kapur atas. Sedangkan Formasi Budug Budug memiliki ketebalan sekitar 1000-2000 m. Formasi ini berumur Eosen Tengah sampai Oligosen Atas, terdiri atas *shaly mudstone* halus, batupasir kuarsa, batugamping dan konglomerat (Calvert & Hall, 2007).

d. Formasi Lisu

Formasi Lisu memiliki ketebalan 2000 m, berumur Miosen awal - Pliosen awal. Formasi ini terdiri atas deretan *mudstone interbedded*, *greywacke* dan *pebble greywacke*. Terdapat kontak keselarasan dengan Kelompok Toraja yang memiliki umur Eosen sampai Oligosen dimana indikasi tersebut ditunjukkan dengan kesamaan dari litologi dan fasiesnya (Calvert & Hall, 2007).

e. Formasi Pasangkayu

Berdasarkan (Calvert & Hall, 2007) Formasi Pasangkayu memiliki ketebalan sekitar 2000-3500 m yang didominasi oleh konglomerat dan batupasir serta terdapat beberapa *mudstone*, formasi ini terendapkan pada Pliosen awal sampai Pleistosen. Lingkungan pengendapan formasi ini berupa lingkungan laut pada alluvial fans yang ditunjukkan oleh litologi penyusun berupa konglomerat, produk dari alluvial fans.

Terdapat ketidakselarasan antara formasi ini dengan batuan yang berumur Mesozoikum serta batugamping dan alluvium resen.

2.2 Kerangka Tektonik dan Sturktur Regional

Berdasarkan Calvert & Hall (2007) Aktivitas tektonik yang terjadi pada Cekungan Lariang (Sub-Cekungan Makassar Utara) diawali dengan adanya peristiwa *rifting* atau pemekaran dari Selat Makassar yang terjadi pada Eosen tengah hingga akhir. Produk yang dihasilkan pada fase ini berupa graben dan *half graben* dimana diisi oleh endapan laut dan marginal marin, pada tahap ini terjadi pada Kelompok Toraja yang disusun oleh Formasi Kalumpang dan Budungdung.

Pada Eosen akhir terjadi fase penurunan pemekaran atau *post-rift subsidence* yang terjadi pada Formasi Lisu. Hal tersebut memungkinkan litologi batulempung dan batugamping menutupi tepi Selat Makassar yang berlangsung hingga Oligosen akhir.

Penurunan aktivitas *rifting* berlangsung hingga Miosen Awal dan pada awal Pliosen ini terjadi fenomena geologi berupa pengangkatan dan erosi pada Formasi Pasangkayu, terdapat pengendapan batuan klastik aksara di sebelah timur dari Cekungan Lariang ini. Struktur geologi yang terbentuk berupa lipatan dan patahan yang terdapat di cekungan ini terjadi pada Paleogen.

Pada Mesozoikum dan Kenozoikum *structural trend* yang terbentuk pada Cekungan Lariang dan Karama berupa zona strike-slip dan sesar vertikal, hal tersebut dapat diidentifikasi dari batuan yang terdapat di Paleogen (Kelompok Toraja) terdapat kemiripan litologi dengan batuan Mesozoikum dengan batuan di Kalimantan Timur (Cekungan Kutai).

METODE PENELITIAN

Lokasi penelitian berada di Cekungan Kutai atau Sub-Cekungan Makassar Utara tepatnya di Selat Makassar, penelitian difokuskan pada sumur RRP-1. Penelitian evaluasi batuan induk dilakukan menggunakan analisis geokimia

dengan beberapa metode yaitu Analisis *Total Organic Carbon (TOC)*, *Rock Eval Pyrolysis (REP)* dan *Vitrinite Reflectance*. Selain itu dilakukan analisis sejarah pemendaman yang dibantu dengan *software genesis* untuk mengetahui rekonstruksi cekungan di area penelitian.

3.1 Total Organic Carbon (TOC)

Analisis *Total Organic Carbon (TOC)* digunakan untuk mengetahui kuantitas material organik. Batuan induk yang memiliki kandungan TOC yang tinggi menunjukkan mampu menghasilkan hidrokarbon yang baik begitu pula sebaliknya. Kandungan TOC yang cukup untuk memproduksi hidrokarbon adalah 0.5% untuk batuan serpih atau non karbonat dan 0.3% untuk batuan karbonat (Tissot dan Welte, 1984), dalam penelitian ini digunakan untuk analisis TOC adalah parameter yang digagas oleh Peter dan Cassa (1994).

Tabel 3.1 Kuantitas Kandungan TOC (Peters & Cassa, 1994)

Potensi Hidrokarbon	TOC (wt. %)
<i>Poor</i>	< 0.5
<i>Fair</i>	0.5 – 1
<i>Good</i>	1 – 2
<i>Very Good</i>	2 – 4
<i>Excellent</i>	>4

3.2 Rock Eval Pyrolysis (REP)

Rock-Eval Pyrolysis digunakan untuk menentukan kualitas material organik yang berdasarkan pada diagram Peter dan Cassa (1994) yaitu diagram Tmax vs HI.

Tabel 3.2 Parameter Potensi Hidrokarbon dari Material Organik (Peters dan Cassa, 1994)

Parameter Geokimia Untuk Menentukan Potensi Hidrokarbon				
Potensi Hidrokarbon	TOC	Rock Eval Pyrolysis		
		S1	S2	S3

<i>Poor</i>	<0.5	<0.5	<2	<2
<i>Fair</i>	0.5 – 1	0.5 – 1	2.5 – 5	2 – 5
<i>Good</i>	1 – 2	1 – 2	5 – 10	5 – 10
<i>Very Good</i>	2 – 4	2 – 4	10 – 20	10 – 20
<i>Excellent</i>	>4	>4	>20	>20

3.3Vitrinite Reflectance

Vitrinite Reflectance merupakan parameter yang digunakan untuk mengetahui tingkat kematangan batuan induk. *Vitrinite Reflectance* dinotasikan sebagai Ro. Diagram Ro vs Depth (Peter dan Cassa,1994) digunakan untuk menentukan tingkat kematangan material organik.

Tabel 3.3 Tingkat kematangan Batuan Induk dilihat dari nilai Vitritinit (Peters dan Cass, 1994)

Tingkat Kematangan		Ro (%)	Tmax (°C)
Belum Matang		0.2-0.6	<435
Matang	Awal	0.6-0.65	435-445
	Puncak	0.65-0.9	445-450
	Akhir	0.9-1.35	450-470
Lewat Matang		>1.35	>470

HASIL DAN PEMBASAN

4.1 Kuantitas

Berdasarkan hasil pengolahan data pada *crossplot* diagram S2 vs TOC (Peters dan Cassa, 1994), Sumur RRP-1 didominasi oleh litologi serpih. Pada *marker Younger* memiliki rentang nilai TOC 0.598 – 0.803 (wt%) dengan rata-rata 0.72 (wt%) yang menunjukkan kuantitas *poor*, *marker Younger* memiliki nilai S2 pada rentang 0.26 – 0.46 mg HC/g dengan rata-rata 0.37 mg HC/g yang menunjukkan potensi *poor-fair*. Pada Formasi Lisu memiliki nilai kisaran TOC 0.05 – 0.87 (wt%) dengan rata-rata 0.44 (wt%) yang menunjukkan

kuantitas *poor*, dan memiliki nilai S2 pada rentang 0.09 – 1.35 mg HC/g dengan rata-rata 0.04 mg HC/g yang menunjukkan potensi *fair*. Pada Kelompok Toraja memiliki rentang nilai TOC 0.0871 – 4.117 (wt%) dengan rata-rata 1.3 (wt%) yang menunjukkan kuantitas *poor – very good to excellent*, dan memiliki nilai S2 pada rentang 0.02 – 0.17 mg HC/g dengan rata-rata 0.09 mg HC/g yang menunjukkan potensi *poor – very good to excellent*.

4.2 Kualitas

Berdasarkan hasil pengolahan data dengan *crossplot* pada diagram Tmax vs HI (Peters dan Cassa, 1994) Sumur RRP-1 didominasi oleh litologi serpih. *Marker Younger* memiliki rentang nilai Tmax 421 – 428 °C dengan rata-rata 425.42 °C yang menunjukkan *immature* dan memiliki nilai HI pada rentang 43 – 61 mg HC/g dengan rata-rata 51.83 mg HC/g yang menunjukkan kerogen tipe III (*gas prone*). Formasi Lisu memiliki rentang nilai Tmax 344 – 435 °C dengan rata-rata 409.54 °C yang menunjukkan *immature* dan memiliki nilai HI pada rentang 44 – 269 mg HC/g dengan rata-rata 106.86 mg HC/g yang menunjukkan kerogen tipe II-III (*gas prone*). Serta pada Kelompok Toraja memiliki rentang nilai Tmax 384 – 455 °C dengan rata-rata 429.69 °C yang menunjukkan *immature – mature* dan memiliki nilai HI pada rentang 52 – 467 mg HC/g dengan rata-rata 231.74 mg HC/g yang menunjukkan kerogen tipe II-III (*oil – gas prone*).

4.3 Kematangan

Berdasarkan hasil *crossplot* pada diagram Ro vs Depth (Peters dan Cassa, 1994) Sumur RRP-1 didominasi oleh litologi serpih, Formasi Lisu memiliki rentang nilai Ro 0.36 – 0.67% dengan rata-rata 0.46% pada kedalaman 12.600 – 15660 ft yang menunjukkan tingkat kematangan *immature*. Kelompok Toraja memiliki rentang nilai Ro 0.67 – 0.76% dengan rata-rata 0.72% pada kedalaman 15.690 – 16.100 ft menunjukkan tingkat kematangan *peak mature*.

4.4 Oil Window Sumur RRP-1

Berdasarkan hasil analisis Ro vs Depth diketahui bahwa *oil window* terdapat di kedalaman 15.690 – 16.100 ft pada Kelompok Toraja.

4.5 Hubungan Hasil Analisis Geokimia dengan Kondisi Geologi Sumur Penelitian

Berdasarkan hasil evaluasi batuan induk, didapatkan hasil pada Kelompok Toraja menunjukan Batuan Induk Efektif, sementara itu pada Formasi Lisu dan *marker Younger* menunjukan Batuan Induk Potensial.

Perbedaan hasil tersebut dipengaruhi oleh kondisi geologinya daerah penelitian. Kelompok Toraja terendapkan sejak periode tektonik pertama yang terjadi di Cekungan Lariang pada fase *synrift* yang menyebabkan material organik pada kelompok ini lebih baik dibandingkan dengan kedua Formasi lain karena memiliki waktu yang lebih lama untuk tertimbun dan terawetkan di dasar cekungan. Pada fase *synrift* terjadi kenaikan temperatur yang menyebabkan proses kematangan material organik yang lebih baik dengan temperatur yang tinggi. Sementara itu, Formasi Lisu dan *Younger* menunjukan material organik yang cukup buruk dan belum matang dikarenakan kondisi geologinya. Kedua Formasi tersebut diendapkan pada fase tektonik setelah terjadi pemekaran dengan adanya penurunan temperatur bawah permukaan yang menyebabkan kematangan termal tidak maksimal sehingga menghasilkan tingkat kematangannya rendah.

4.6 Sejarah Pemendaman dan Pemodelan Kematangan 1D

Sejarah pemendaman yang terjadi di sumur RRP-1 dimulai pada Eosen awal. Aktivitas tektonik terjadi pada fase *synrift* yang ditunjukkan oleh Kelompok Toraja dengan laju sedimentasi lambat dan ketebalan endapan sedimen tebal yang ditunjukkan dengan kurva yang melandai (Gambar 4.4). Pada peralihan menuju fase *postrift* di Formasi Lisu terdapat aktivitas tektonik yang menyebabkan ketidakselarasan (*unconformity*) dan adanya

hiatus yang ditunjukkan dengan garis horizontal pada kurva (Gambar 4.4). Laju sedimentasi terjadi secara cepat dengan ketebalan lapisan yang cukup tipis. Setelah itu, proses sedimentasi berlanjut secara cepat yang menyebabkan ketebalan lapisan tipis, ditemukan pula ketidakselarasan (*unconformity*) yang ditunjukkan oleh garis horizontal pada kurva (Gambar 4.4) terjadi di peralihan Formasi Lisu menuju *Younger*.

Pemodelan kematangan 1D yang telah dilakukan kalibrasi dengan koreksi Vitrit (Ro) (Peters dan Cassa, 1994), menunjukan di fase *early mature* dimulai di kedalaman 15.236 ft pada Formasi Lisu yang berumur Pliosen awal (4 Ma) dan mengalami *peak mature* di kedalaman 16.338 ft pada Kelompok Toraja yang berumur Miosen awal (28 Ma).

KESIMPULAN

Karakteristik geokimia batuan induk pada sumur RRP-1 berdasarkan nilai TOC, S₂, Tmax, HI dan Ro, secara keseluruhan menunjukan kuantitas material organik menunjukan rentang *poor* hingga *very good*, dengan kualitas material organik yang menunjukan kerogen tipe II dan III yang mengindikasikan *oil* dan *gas prone*. Kematangan Formasi Lisu adalah *immature* dan Kelompok Toraja adalah *Mature*.

Berdasarkan hasil evaluasi batuan induk pada sumur RRP-1, *marker Younger* dan Formasi Lisu menunjukan batuan induk potensial sedangkan Kelompok Toraja menunjukan batuan induk Efektif. Kelompok Toraja diendapkan pada fase *synrift* dengan temperatur yang tinggi menyebabkan kematangan termal yang baik dan memiliki waktu yang lama untuk material organik tertimbun dan terawetkan. Formasi Lisu dan *Younger* diendapkan setelah terjadi pemekaran dengan temperatur yang menurun menyebabkan kematangan yang tidak maksimal.

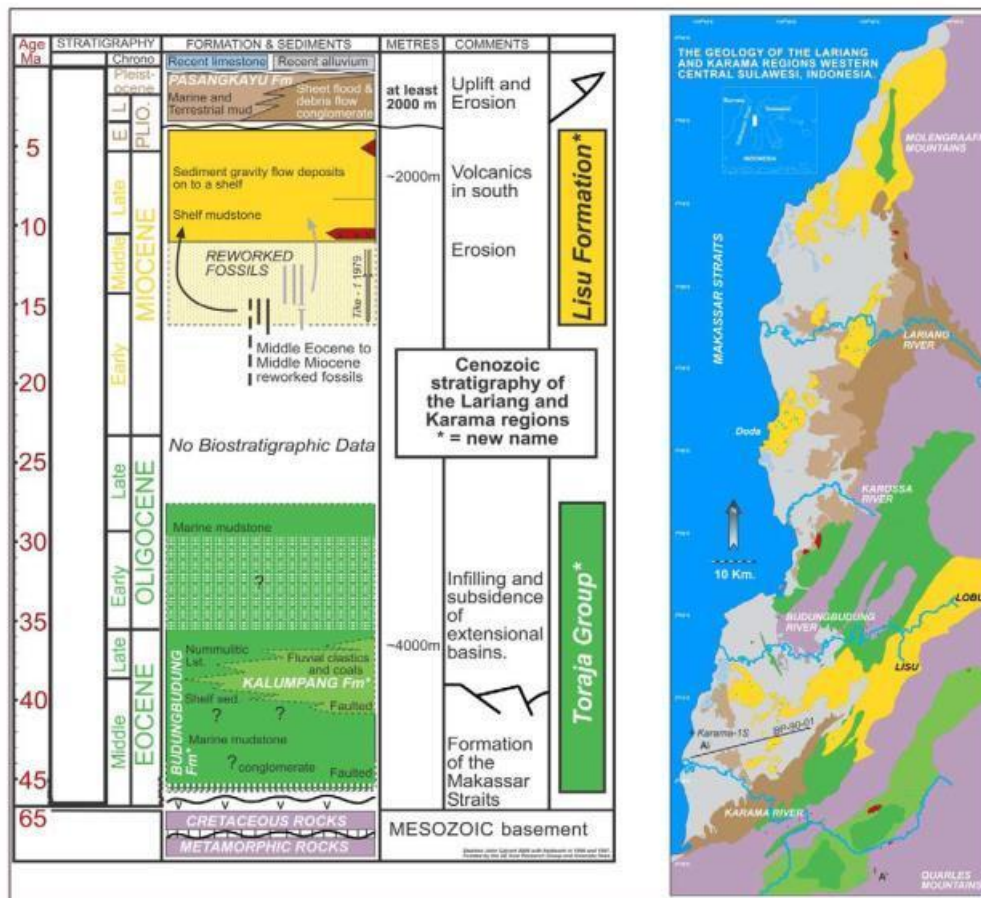
Sejarah pemendaman pada sumur RRP-1 dimulai pada Eosen awal. Aktivitas tektonik terjadi pada fase *synrift* yang ditunjukkan oleh

Kelompok Toraja dengan laju sedimentasi lambat dan ketebalan endapan sedimen tebal. Pada peralihan menuju fase *postrift* di Formasi Lisu terdapat aktivitas tektonik yang menyebabkan ketidakselarasan (*unconformity*) dan adanya hiatus. Laju sedimentasi terjadi secara cepat dengan ketebalan lapisan yang cukup tipis. Setelah itu, proses sedimentasi berlanjut secara cepat yang menyebabkan ketebalan lapisan tipis, ditemukan ketidakselarasan (*unconformity*) terjadi di peralihan Formasi Lisu menuju *Younger*.

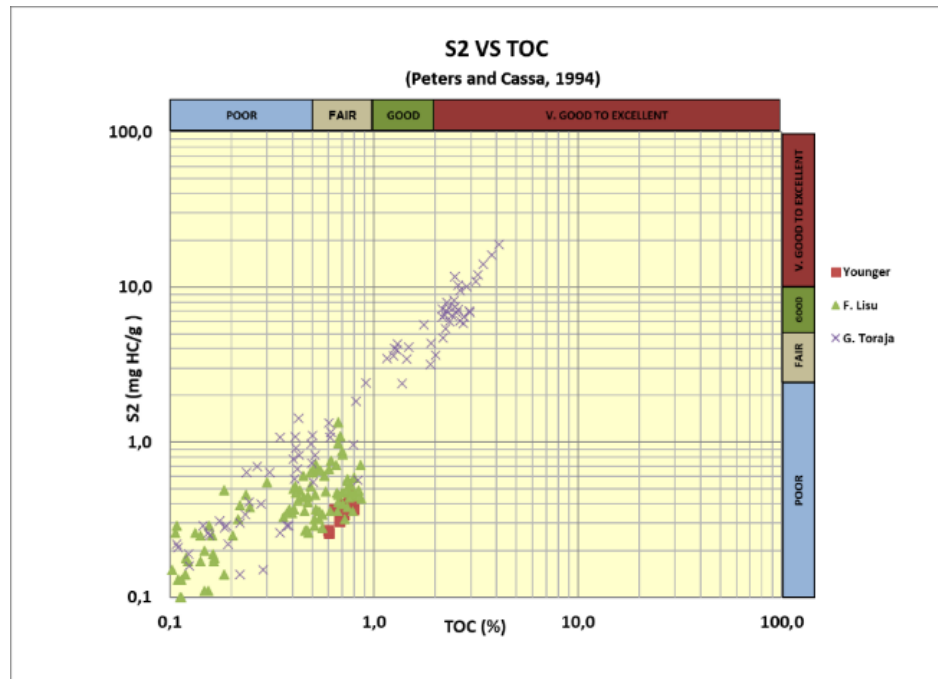
Daftar Pustaka

- Calvert, S. J. (2018). *The Cenozoic evolution of the Lariang and Karama basins, Sulawesi*. October. <https://doi.org/10.29118/ipa.852.g.046>
- Calvert, S. J., & Hall, R. (2007). Cenozoic evolution of the Lariang and Karama regions, North Makassar Basin western Sulawesi, Indonesia. *Petroleum Geoscience*, 13(4), 353–368. <https://doi.org/10.1144/1354-079306-757>
- Doust, H., & Noble, R. A. (2008). Petroleum systems of Indonesia. *Marine and Petroleum Geology*, 25(2), 103–129. <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2007.05.007>
- Guritno, E., Salvadori, L., Syaiful, M., Busono, I., Mortimer, A., Hakim, F.B., Dunham, J., Decker, J., Algar, S., 2003. Deep-Water Kutei Basin: A New Petroleum Province, Proc. 29th Ann. Indonesian Petroleum Association. Hall, R., Cloke, I. R., Nur'aini, S., Puspita, S. D., Calvert, S. J., & Elders, C. F. (2009). The North Makassar Straits: What lies beneath? *Petroleum Geoscience*, 15(2), 147–158. <https://doi.org/10.1144/1354-079309-829>
- Nur' Aini, S. (2018). *Basement architecture and sedimentary fill of the North Makassar straits basin*. August. <https://doi.org/10.29118/ipa.1734.05.g.16>
- Peters, K.E. and Cassa, M.E., 1994. Applied Source Rock Geochemistry. In. Magoon, L.B, and Dow, W.G. (Eds.). The Petroleum System: From Source to Trip. AAPG Memoir, 60: 93-119.
- Satyana, A. H. (2015). *Penetrating the Basement and Oils Discovered in Eocene Section - May*.
- Satyana, A. H., Nugroho, D., & Surantoko, I. (1999). Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: Major dissimilarities in adjoining basins. *Journal of Asian Earth Sciences*, 17(1–2), 99–122. [https://doi.org/10.1016/S0743-9547\(98\)00059-2](https://doi.org/10.1016/S0743-9547(98)00059-2)
- Tissot, B. P., & Welte, D. H. (1978). Sedimentary Processes and the Accumulation of Organic Matter. In *Petroleum Formation and Occurrence*. https://doi.org/10.1007/978-3-642-96446-6_5
- Waples, D. W. (1985). Geochemistry in Petroleum Exploration. In *BROWN AND RUTH LABORATORIES, INC. DENVER, COLORADO* (Vol. 59).
- White, W. M. (2019). Encyclopedia of Geochemistry. In *Elements* (Vol. 15, Issue 2). <https://doi.org/10.2138/gselements.15.2.137a>
- Widjaja, P. H., & Kusnida, D. (2016). Tinjauan Geotektonik Selat Makassar Utara, Implikasinya Terhadap potensi Hidrokarbon Laut Dalam Cekungan Kutai Kalimantan Timur. *Jurnal Geologi Kelautan*, 7(3), 109–122. <https://doi.org/10.32693/jgk.7.3.2009.176>

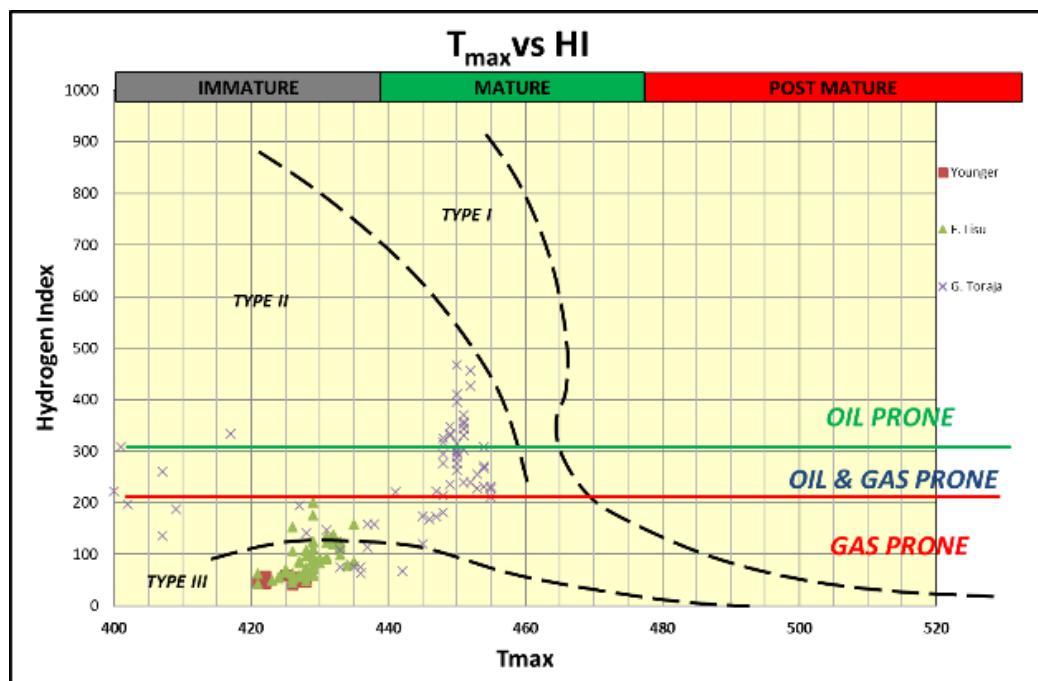
<https://www.esdm.go.id/id/media-center/arsip-berita/menteri-esdm-cadangan-minyak-indonesia-tersedia-untuk-95-tahun-dan-cadangan-gas-199-tahun>



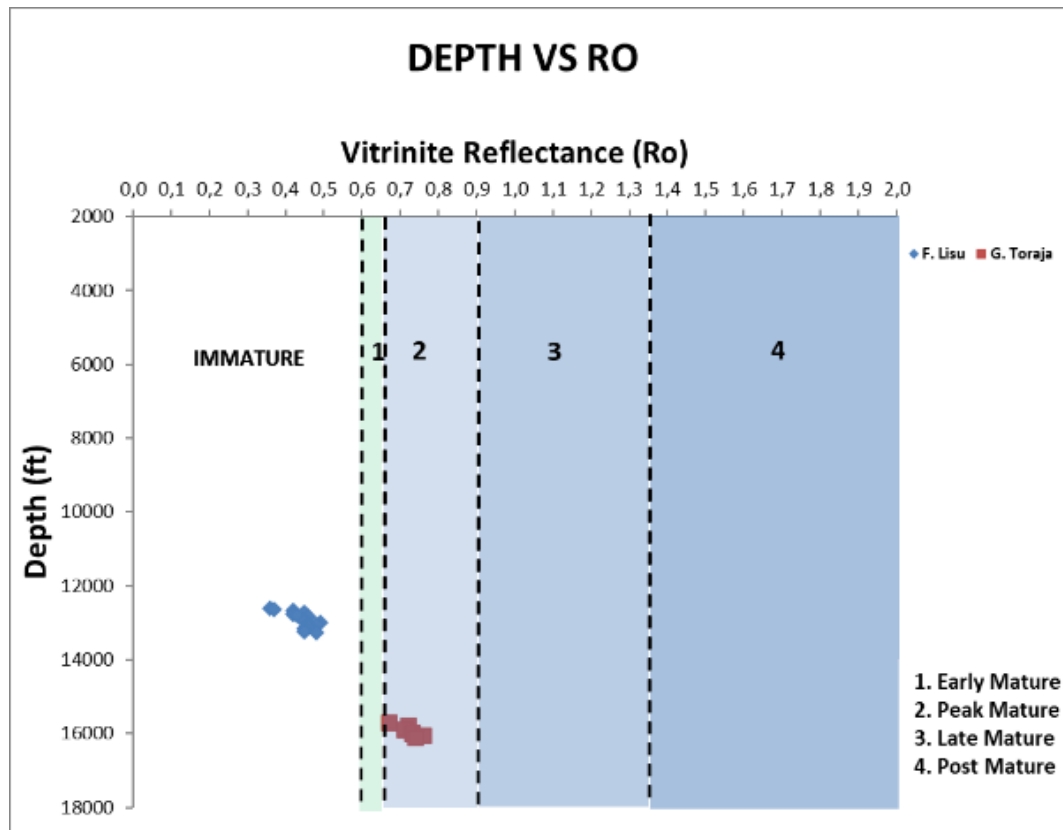
Gambar 2.1 Kolom Stratigrafi Cekungan Lariang dan Karama (Calver dan Hall, 2007)



Gambar 4.1 Crossplot S2 vs TOC Sumur RRP-1



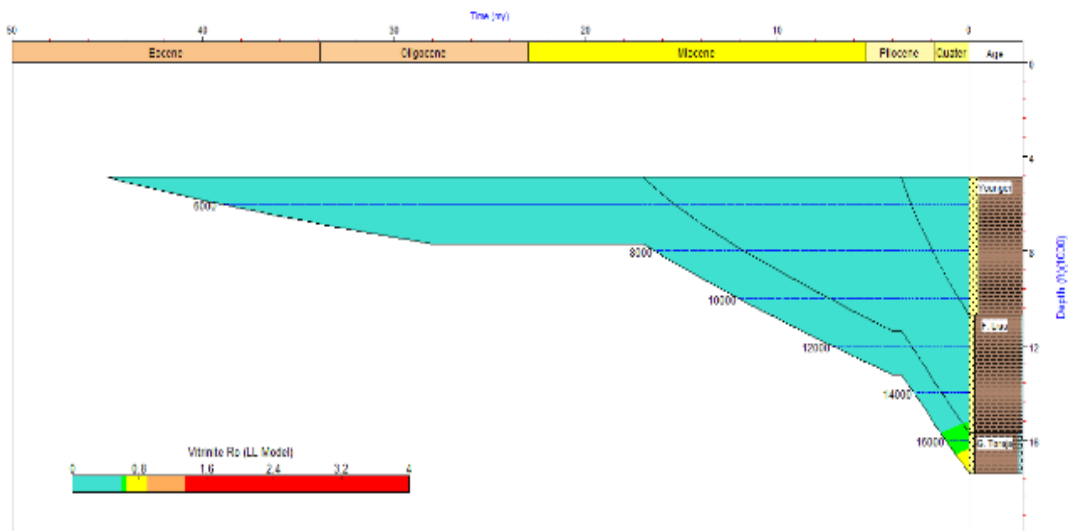
Gambar 4.2 Crossplot Tmax vs HI Sumur RRP-1



Gambar 4.3 Crossplot Ro vs Depth Sumur RRP-1

Tabel 4.1 Klasifikasi Batuan Induk Hasil Analisis Geokimia Batuan Induk Sumur RRP-1

Sumur RR-1								
Marker	Kuantitas			Kualitas		Kematangan		Klasifikasi
	TOC	S2	PY	HI	OI	Tmax	Ro	
Younger	0,72 (fair)	0,37 (poor)	0,4 (poor)	51,83 (tipe III)	79,08 (tipe III)	425,41 (immature)	-	Batuan Induk Potensial
F. Lisu	0,44 (fair)	0,4 (poor)	0,45 (poor)	106,86 (tipe III)	83,97 (tipe III)	409,54 (immature)	0,46 (immature)	Batuan Induk Potensial
G. Toraja	1,3 (good)	3,75 (very good)	3,84 (very good)	231,74 (tipe II/III)	84,71 (tipe III)	429,69 (immature)	0,72 (peak mature)	Batuan Induk Efektif



Gambar 4.4 Pemodelan Kematangan 1D dan Sejarah Pemendaman