

## STUDI GEOKIMIA DAN PEMODELAN KEMATANGAN BATUAN INDUK FORMASI TALANGAKAR PADA BLOK TUNGKAL, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN

SUSANTO SIGIT WIBOWO<sup>1</sup>, EDDY A. SUBROTO<sup>2</sup>

1. MontD'Or Petroleum Ltd, Email: [sigitwibowo.s@gmail.com](mailto:sigitwibowo.s@gmail.com)

2. Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Ilmu dan Teknologi Kebumihan, Institut Teknologi Bandung (ITB), Jl. Ganesha No.10, Bandung, Jawa Barat, Indonesia, 40132.

**Sari** - Sedimen pada Formasi Talangakar dipercayai sebagai salah satu batuan induk pada Cekungan Sumatera Selatan. Sampel sedimen dan sampel minyak mentah pada formasi ini telah dilakukan analisis geokimia dan dilanjutkan pemodelan kematangan. Kandungan total material organik dari sedimen pada Formasi ini bervariasi dari 0,4–80% TOC. Sedimen yang dianalisis memiliki nilai pantulan vitrinit berkisar 0,2–0,65% Ro dan nilai Tmax sebesar 400–450<sup>o</sup> C, yang mengindikasikan bahwa batuan induk pada formasi ini memiliki tingkat kematangan dari yang belum matang hingga matang akhir. Batuan induk ini didominasi oleh campuran tipe II/III dan tipe III yang berpotensi menghasilkan minyak dan gas dengan kandungan indeks hidrogen sebesar 50–400 mg HC/gTOC. Pemodelan cekungan 1D telah dilakukan untuk menganalisis potensi pembentukan hidrokarbon berdasarkan rekonstruksi pemendaman dan sejarah kematangan termalnya. Batuan induk Formasi Talangakar pada masa saat ini berada dalam jendela kematangan minyak mulai dari matang awal hingga matang puncak, tidak terdapat jendela kematangan untuk gas dengan nilai pantulan vitrinit berkisar dari 0,5–1,2% Ro. Pemodelan sejarah pemendaman juga mendukung bahwa pemendaman sedimen maksimum terjadi pada Pliosen.

**Kata kunci:** Formasi Talangakar, Geokimia, Batuan Induk, Serpih, Batubara, Sejarah Pemendaman.

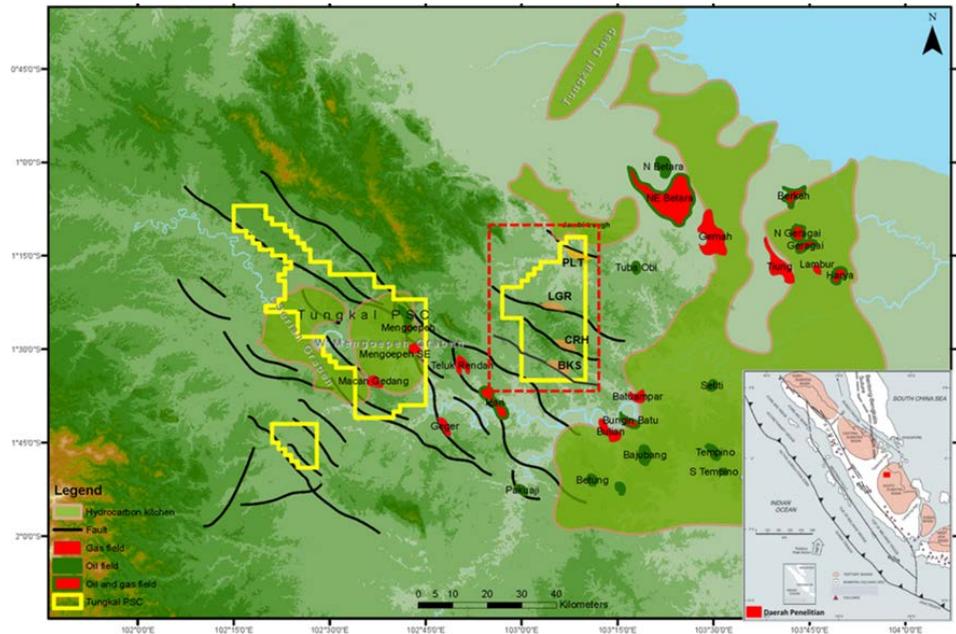
**Abstract** - Talangakar Formation sediment, which is believed to be one of the major source rocks in South Sumatera Basin. Ditch cutting and oil samples were analyzed using geochemistry analysis and followed maturity modeling. The total organic carbon contents of the sediment range from 0.4–80% TOC and there are two types of source rocks which are shale and coals. The samples analyzed have vitrinite reflectance in the range of 0.2–0.65% Ro and Tmax value between 400–450<sup>o</sup> C, which indicate that Talangakar sediments contain immature to late mature organic matter. The sediments are dominated by mixed type II/III and type III kerogen. Typical oil and gas generating potential is anticipated from the sediments with fairly high hydrogen indices (HI) from 50–400 mgHC/gTOC. One dimensional basin modeling was performed to analyze the hydrocarbon generation potential and expulsion history. The source rock of the Talangakar Formation at well location is presently at a stage of early to main oil generation, no gas generation with thermal maturity ranging from 0.5–1.3% Ro. The modeled burial history suggests that maximum burial occurred in the Pliocene.

**Keywords:** Talangakar Formation, Geochemistry, Source Rock, Shale, Coal, Burial History.

### PENDAHULUAN

Penelitian ini dilakukan di Blok Tungkal bagian dari Cekungan Sumatera Selatan (**Gambar 1**). Pada area penelitian terdapat

empat struktur, tiga struktur sudah dibor yaitu Struktur PLT, Struktur LGR dan Struktur CRH. Sumur PLT-3 dibor pada puncak Struktur PLT dan



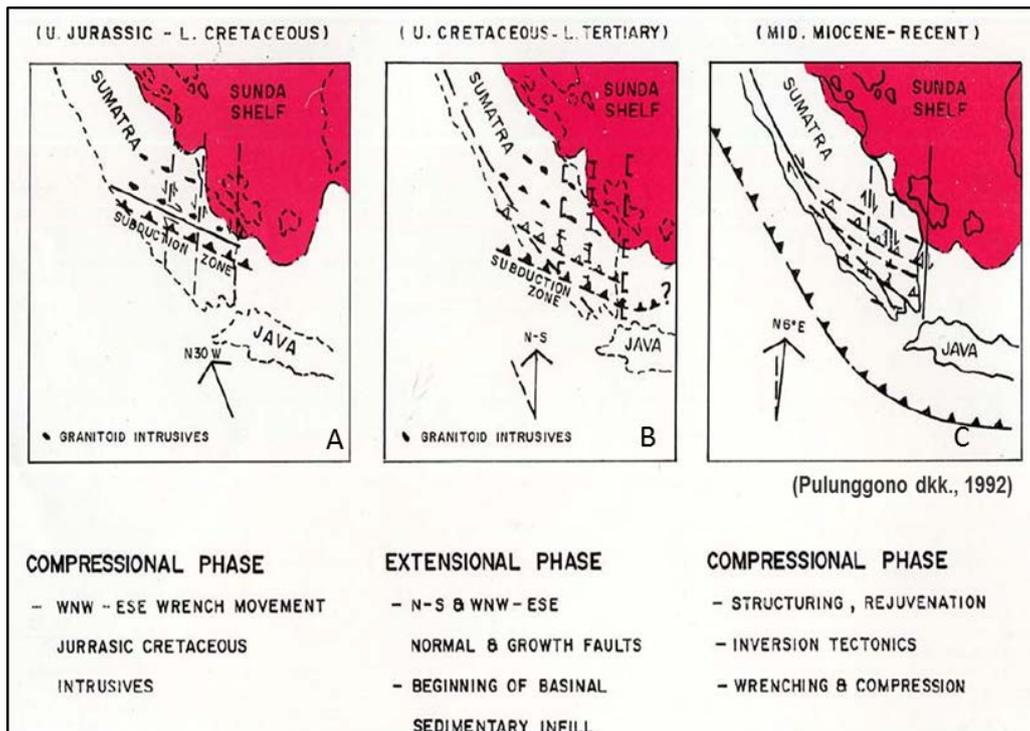
**Gambar 1.** Peta lokasi daerah penelitian yang dibatasi kotak merah (MontD'Or, 2011).

mendapatkan minyak yang ekonomis, sedangkan Sumur LGR-1 dan CRH-1 dibor pada puncak struktur dan hanya mendapat jejak minyak (*trace oil show*). Struktur BKS merupakan salah satu prospek struktur yang belum dibor dan menjadi target eksplorasi pengeboran. Tujuan utama dari penelitian ini antara lain untuk mengetahui kualitas dan kuantitas batuan induk, asal lingkungan pengendapan, tipe material organik, tingkat kematangan, waktu pembentukan hidrokarbon dan memprediksi karakter batuan induk pada daerah penelitian.

Cekungan Sumatera Selatan termasuk ke dalam cekungan busur belakang (*Back Arc Basin*) yang terbentuk akibat interaksi antara lempeng Indo-Australia dan lempeng Mikro-Sunda (**Gambar 2**). Cekungan ini terdiri dari sedimen Tersier yang terletak tidak selaras di atas permukaan batuan metamorfik dan batuan beku Pra-Tersier (Pulunggono dkk., 1992). Stratigrafi daerah penelitian secara umum dapat dikenal satu daur besar (*megacycle*) yang terdiri dari suatu transgresi dan diikuti regresi. Formasi yang terbentuk selama fase transgresi

dikelompokkan menjadi Kelompok Telisa (Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai). Kelompok Palembang diendapkan selama fase regresi (Formasi Airbenakat, Formasi Muaraenim, dan Formasi Kasai), sedangkan Formasi Lemat diendapkan sebelum fase transgresi utama (**Gambar 3**).

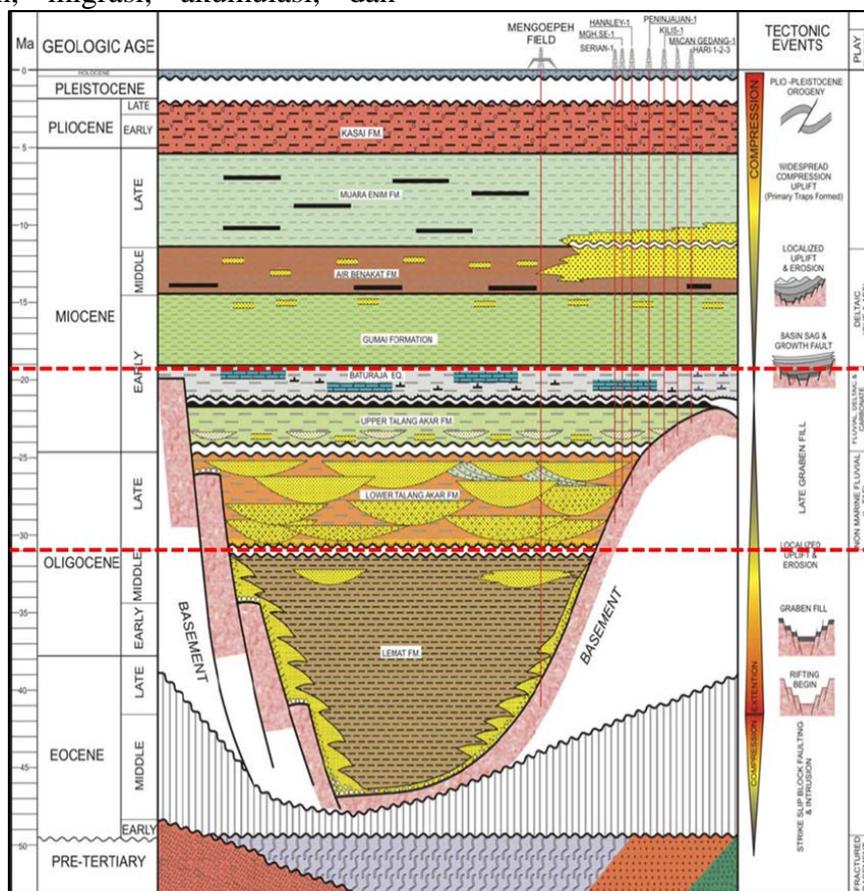
Batuan induk lakustrin diendapkan pada kompleks separuh terban (*half-graben*), sedangkan batubara dan serpih secara luas pada batas separuh terban. Selain itu pada batugamping Formasi Baturaja, dan serpih dari Formasi Gumai memungkinkan juga untuk dapat menghasilkan hidrokarbon pada area lokalnya (Bishop, 2001). Batuan reservoir antara lain pada batuan dasar dan batupasir pada Formasi Lahat, Formasi Talangakar, Formasi Baturaja, dan Formasi Gumai. Batuan penutup berupa lapisan serpih yang cukup tebal yaitu Formasi Gumai. Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara. Migrasi hidrokarbon ini terjadi secara horizontal dan vertikal dari batuan induk serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talangakar.



Gambar 2. Kerangka tektonik Cekungan Sumatera Selatan (Pulungono dkk., 1992).

Geokimia petroleum adalah aplikasi dari prinsip kimia untuk mempelajari asal, pembentukan, migrasi, akumulasi, dan

perubahan hidrokarbon yang dapat dijadikan sebagai acuan dalam



Gambar 3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Selatan (MontD'Or, 2011).

eksplorasi dan produksi minyak dan gas bumi (Hunt, 1996). Biomarker dalam geokimia petroleum berdasarkan Peters dkk., (1993) adalah senyawa organik kompleks yang tersusun atas unsur karbon (C), hidrogen (H), dan unsur lainnya yang ditemukan dalam minyak, bitumen, batuan, dan sedimen serta menunjukkan sedikit atau tanpa perubahan dalam strukturnya dari molekul organik asalnya. Beberapa jenis biomarker dapat diandalkan untuk menentukan kematangan. Untuk alkana normal (*n-alkanes*), kematangan dapat ditentukan dari nilai *Carbon Preference Index* (CPI). Nilai CPI yang kurang dari 1 dikategorikan belum matang, sedangkan nilai CPI lebih besar dari 1 dikategorikan sudah matang (Peters dkk., 2005). Mengacu pada Peters dkk., (2005), sterana dan triterpana juga digunakan untuk menunjukkan kematangan yang berkaitan dengan tahap pembentukan minyak dan nilai pantulan vitrinit.

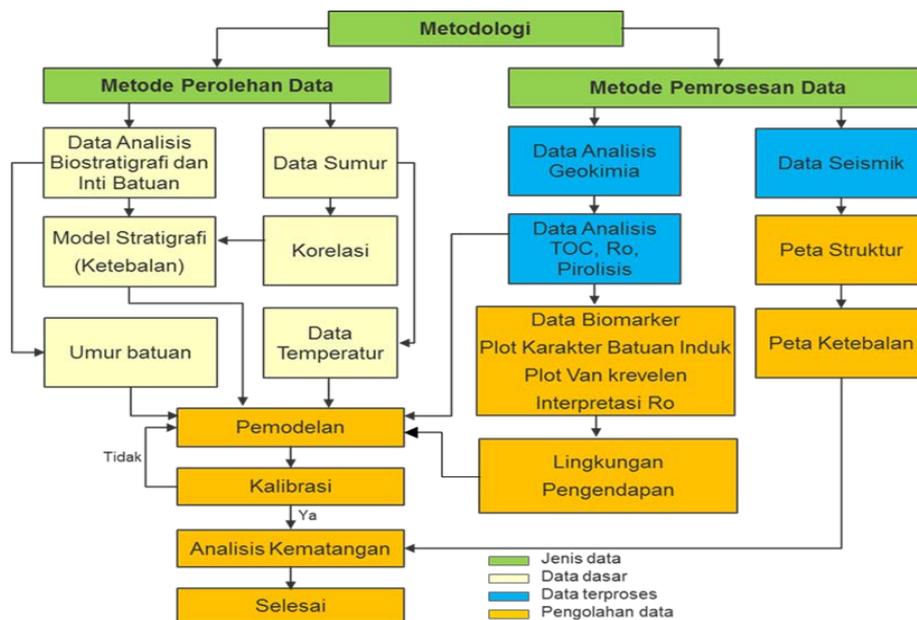
Perbedaan lingkungan pengendapan dicirikan oleh perbedaan organisme asal material dan biomarker. Secara umum, organisme asal material organik dapat digolongkan menjadi bakteri, alga, alga laut, dan tumbuhan tinggi. Sterana C<sub>27</sub>, C<sub>28</sub>, C<sub>29</sub> dapat menentukan lingkungan pengendapan sekaligus mengorelasi beberapa sampel dengan diplot dalam sebuah diagram terner. Philp (1985) memberikan patokan nilai rasio pristana/fitana kurang dari 1 maka lingkungan pengendapan reduksi, sedangkan rasio pristana/fitana lebih besar dari 1 lingkungan pengendapan oksidasi.

Pemodelan cekungan dilakukan untuk memahami proses pembentukan, perpindahan, dan pengisian hidrokarbon dengan mengintegrasikan data geologi, geofisika dan geokimia ke dalam suatu model. Komponen sejarah dari

kematangan termal dari model dikalibrasikan dengan bermacam-macam parameter yang diukur pada batuan (data temperatur, pantulan vitrinit, data Rock-Eval, data *apatite fission track*, data inklusi fluida) dan juga yang diukur pada sampel minyak seperti parameter kematangan biomarker.

## **METODOLOGI PENELITIAN**

Permasalahan dalam penelitian dapat dijawab dengan menggunakan diagram alir pekerjaan (**Gambar 4**). Data yang akan digunakan terdiri dari dua tahapan yaitu: metode perolehan data dan metode pemrosesan data. Dalam metode perolehan data yang akan digunakan adalah data dasar yang berupa data log sumur dan data sumur seperti data temperatur, data biostratigrafi dan lain- lain. Ada dua perolehan data yang penting yaitu: pertama perolehan data dari log sumur dan kedua perolehan data analisis sampel batuan dan biostratigrafi semua data ini digunakan sebagai data masukan dan kalibrasi dalam pemodelan kematangan. Jika kalibrasi pemodelan belum sesuai maka dilakukan pemodelan ulang dan jika telah sesuai maka dilanjutkan dengan proses terakhir yaitu analisis kematangan. Metode pemrosesan data ada dua tahap penting yaitu: pertama, data seismik yang digunakan untuk pemetaan struktur sampai konversi peta struktur ke kedalaman sehingga diketahui ketebalannya. Kedua, data analisis geokimia berdasarkan pada data terproses yang didapat dari hasil analisis sampel geokimia seperti nilai TOC dan HI yang digunakan untuk keperluan pemodelan. Metode penafsiran data adalah dengan melakukan kajian statistik sederhana termasuk plotsilang antarparameter data geokimia sumur dan melakukan pemodelan kematangan dengan program perangkat lunak.



**Gambar 4.** Diagram alir yang digunakan untuk menjawab permasalahan di daerah penelitian.

Data yang dibutuhkan untuk melakukan pemodelan cekungan 1D ini antara lain pertama, data stratigrafi termasuk kedalaman, ketebalan, dan variasi litologi. Kedua, data biostratigrafi atau dapat digantikan oleh data umur absolut per kedalaman dan ketiga, data temperatur yang didapatkan dari laporan pengeboran, data talikawat log sumur, data uji kandungan lapisan atau data aliran bahang masa kini (Hantschel dan Kauerauf, 2009). Pemodelan cekungan terdapat beberapa proses berurutan antara lain pemodelan pemendaman, pemodelan temperatur dan pemodelan kematangan.

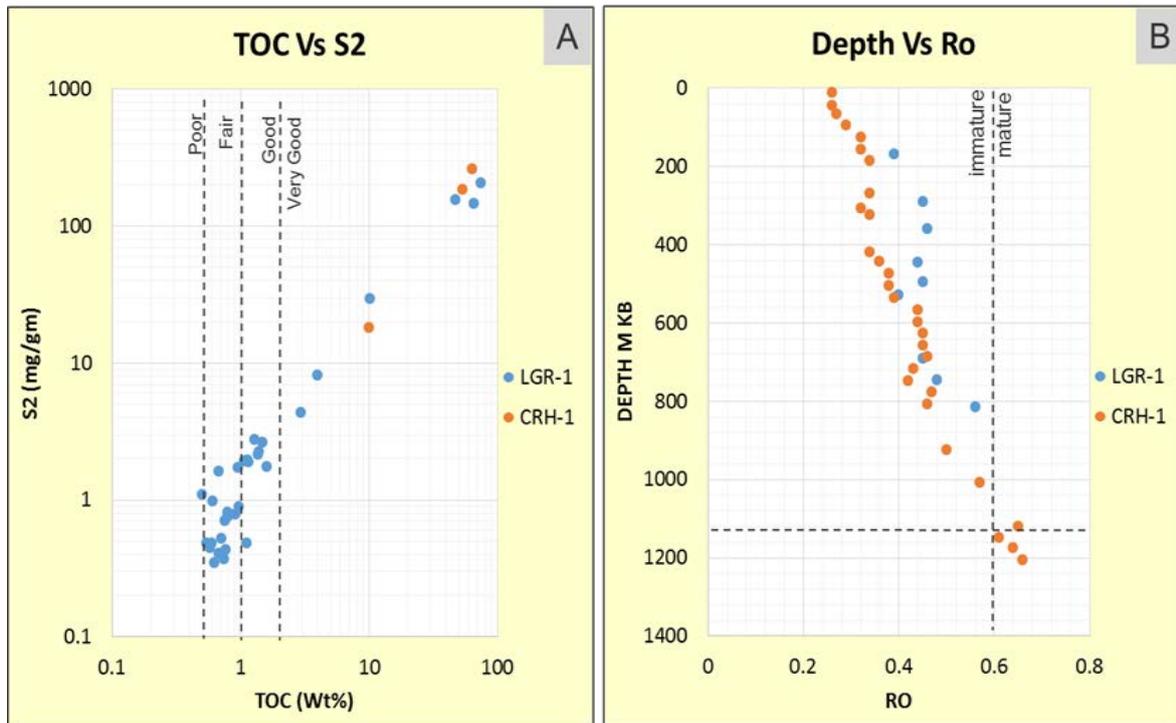
#### ANALISIS DAN PEMBAHASAN

Kekayaan batuan induk pada Formasi Talangakar bervariasi dengan nilai TOC dari 0,4-90% TOC, dari nilai ini maka batuan induk memiliki tingkat kekayaan cukup hingga sangat bagus. Sampel batuan pada sumur LGR-1 mayoritas belum matang sedangkan pada sumur CRH-1 sebagian belum matang dan sebagian sudah matang (**Gambar 5A dan 5B**). Plotsilang data Tmax dan HI menunjukkan nilai Tmax bervariasi mulai dari 400-450<sup>0</sup> C yang mengindikasikan bahwa batuan induk memiliki tingkat kematangan dari belum matang hingga puncak matang. Sumur LGR-1 sebagian belum matang dan

sebagian telah matang, sedangkan ketiga sampel sampel batuan pada sumur CRH-1 telah memasuki tingkat kematangan puncak matang (**Gambar 6A dan 6B**).

Lingkungan pengendapan dapat diketahui salah satunya dengan menganalisis komposisi maseral pada batuan induk. Berdasarkan komposisi maseral pada batuan induk yang terdiri dari kelompok vitrinit, kelompok liptinit, dan kelompok inertinit. Ketiga maseral ini dibuat plot terner untuk mengetahui lingkungan pengendapannya (**Gambar 7**).

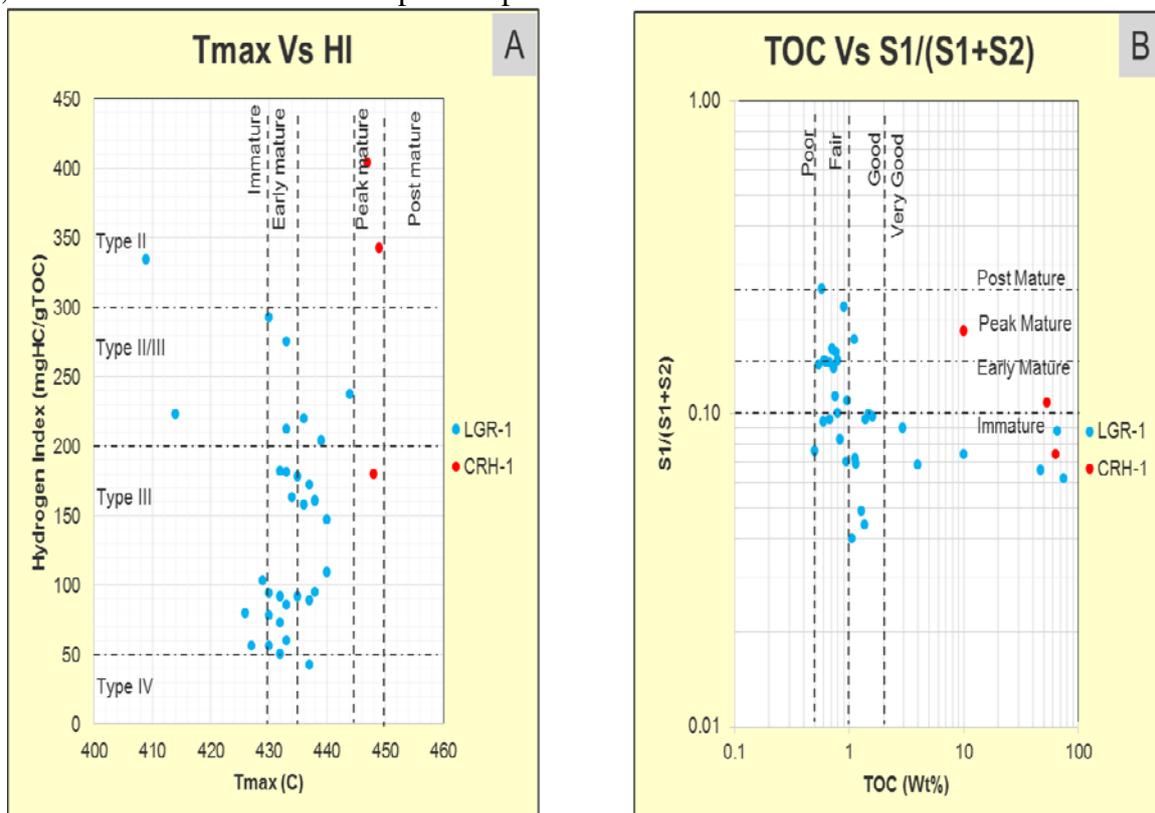
Berdasarkan komposisi maseral tersebut maka diinterpretasikan lingkungan pengendapan batuan induk pada Formasi Talangakar berada pada sistem fluvial hingga delta. Karakter sampel minyak di sumur PLT-3 (**Gambar 8A dan 8B**) dan sampel minyak sumur CRH-1 sama-sama memiliki puncak selubung alkana normal pada C<sub>20</sub>-C<sub>25</sub>. Sampel minyak sumur LGR-1 (**Gambar 8C**) memiliki puncak selubung alkana normal kurang dari C<sub>20</sub> yang diinterpretasikan material organik berasal dari alga. Sampel minyak pada sumur CRH-1 (**Gambar 8D**) dan kedua sampel sumur PLT diinterpretasikan material organik berasal dari darat.



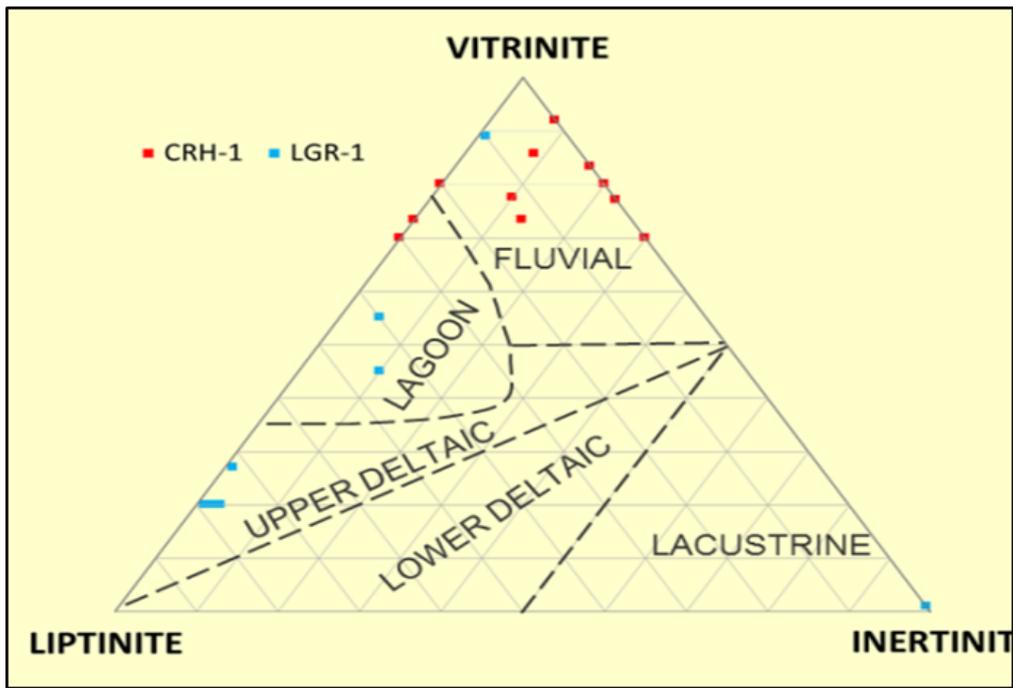
**Gambar 5.** Plot antara Ro dan kedalaman (A) dan plot antara TOC (%) dengan S2 (B).

Keempat sampel minyak pada **Gambar 9A** memiliki nilai CPI berkisar antara 1-1,2 hal ini berarti bahwa keempat sampel

minyak telah matang secara termal dengan nilai CPI lebih dari 1 (Peters dkk., 2005).



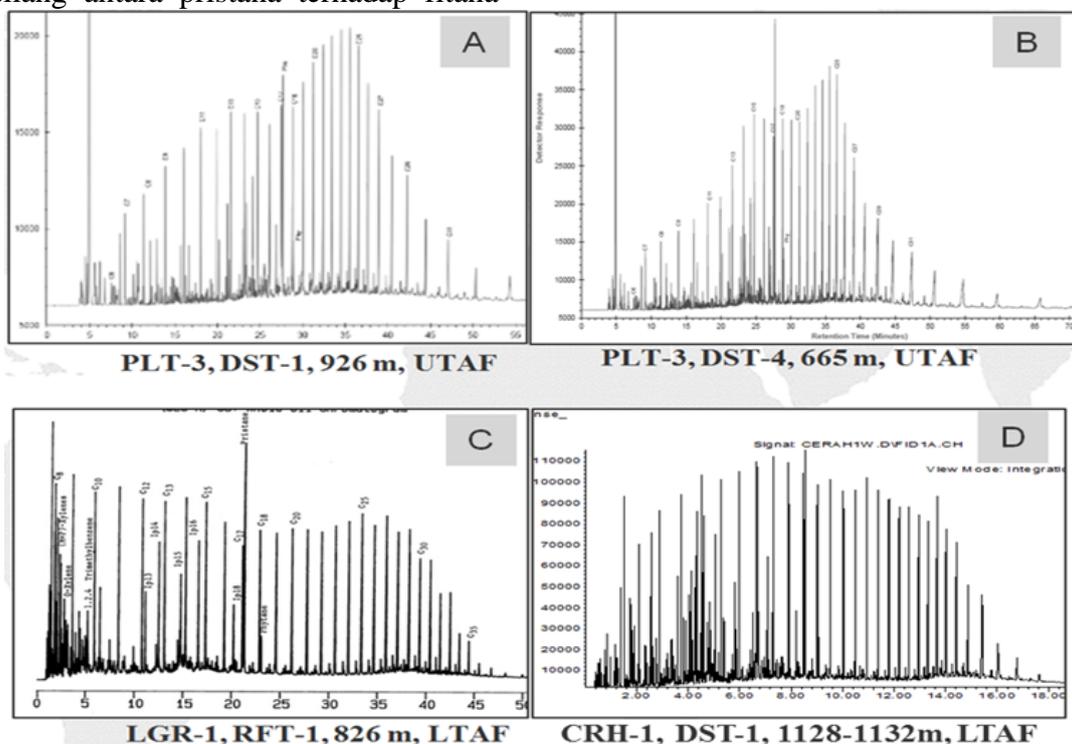
**Gambar 6.** Plot antara Tmax ( $^{\circ}\text{C}$ ) dan HI (mgHC/gTOC) (A), plot antara TOC (%) dan S1/(S1+S2) (B) pada Formasi Talangakar.



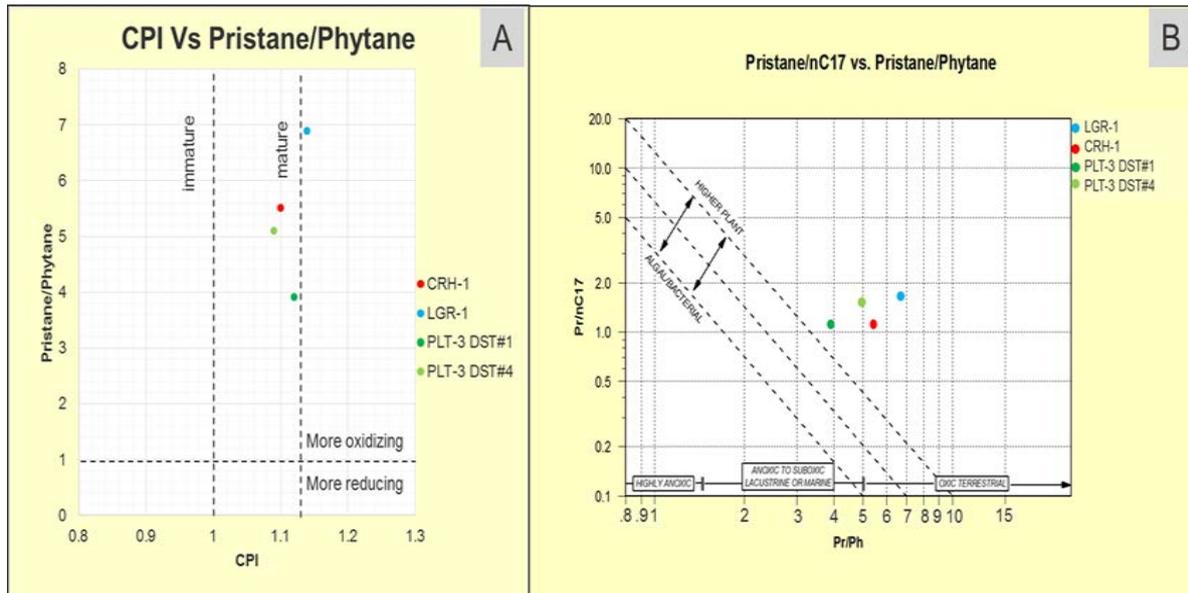
**Gambar 7.** Plot terner antarkomposisi maseral vitrinit, liptinit dan inertinit pada sampel batuan di Formasi Talangkar.

Selain itu keempat sampel minyak memiliki rasio pristana/fitana berkisar antara 3-7 yang berarti bahwa lingkungan pengendapannya lebih bersifat oksik. Data plotsilang antara pristana terhadap fitana

juga menunjukkan bahwa keempat sampel minyak berasal dari batuan induk yang diendapkan pada lingkungan darat yang berada pada kondisi oksik (**Gambar 9B**).



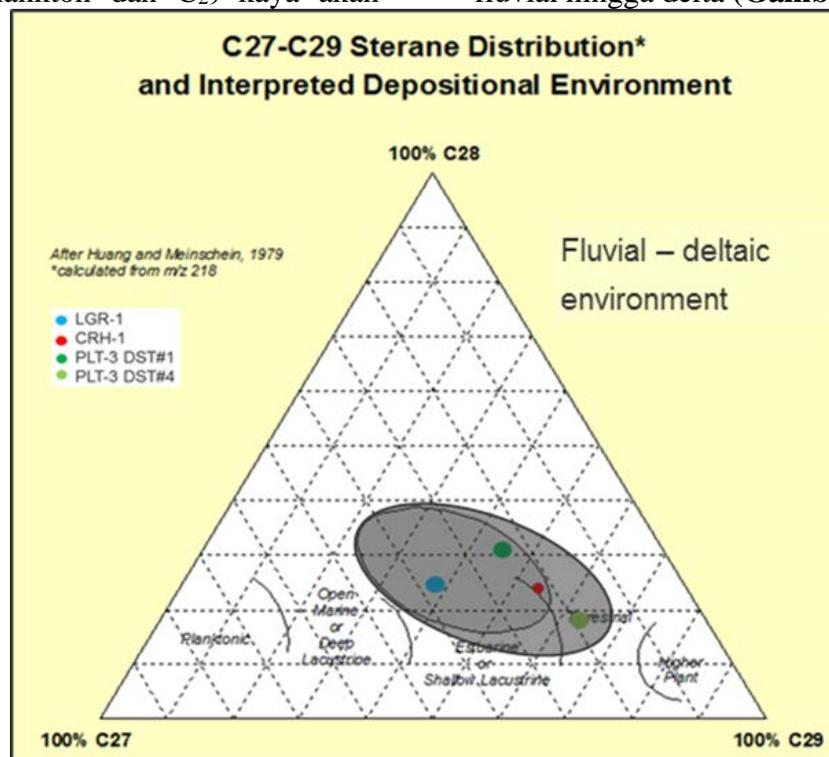
**Gambar 8.** Sidik jari biomarker alkana normal sampel minyak dari hasil pengeboran sumur PLT-3 (A dan B), sumur LGR-1 (C), dan sumur CRH-1 (D).



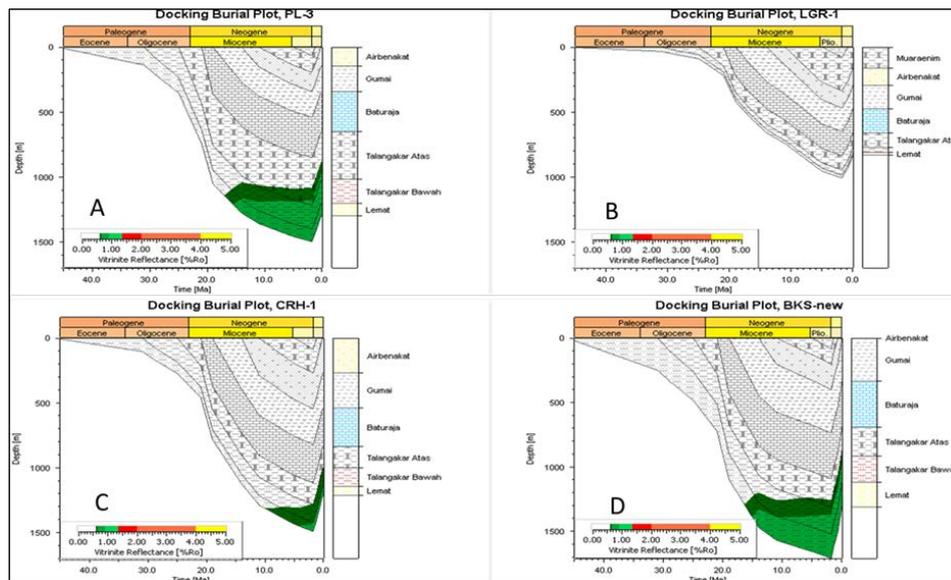
**Gambar 9.** Plotsilang rasio pristana/fitana dengan (A) dan plotsilang pristana dengan rasio pristana/fitana (B).

Berdasarkan data sterana  $C_{27}$ ,  $C_{28}$ , dan  $C_{29}$  yang dibuat plot terner dapat digunakan untuk mengetahui lingkungan pengendapan (Huang dan Meinschein, 1979 dalam Waples dan Curiale, 1999). Nilai  $C_{27}$  terkait dengan material yang kaya dengan plankton, sedangkan  $C_{28}$  kaya dengan fitoplankton dan  $C_{29}$  kaya akan

material tumbuhan tingkat tinggi. Plankton berasal dari akuatik yang hidup relatif pada permukaan air bisa di air laut maupun air tawar, sedangkan tumbuhan tingkat tinggi berasal dari darat sehingga dapat diinterpretasikan lingkungan pengendapan batuan induk tersebut berada pada sistem fluvial hingga delta (**Gambar 10**).



**Gambar 10.** Plot terner distribusi sterana pada sampel minyak (Huang dan Meinschein, 1979 dalam Waples dan Curiale, 1999).



**Gambar 11.** Pemodelan kematangan pada sumur PLT-3 (A), LGR-1 (B), CRH-1 (C) dan BKS (D).

Pemodelan sejarah pemendaman 1D telah dilakukan pada tiga lokasi sumur yang telah dibor yaitu PLT-3, LGR-1, dan CRH-1 dan satu titik sumur bayangan pada puncak struktur BKS. Pemodelan ini dilakukan untuk mengetahui sejarah pemendaman dan suhu yang terjadi dan yang paling utama adalah untuk mengetahui waktu dan tipe kematangan termal batuan induk. Hasil pemodelan kematangan pada sumur PLT-3 (**Gambar 11A**) menunjukkan bahwa titik sumur ini telah matang di beberapa formasi. Matang awal Formasi Lemat terjadi pada Miosen Awal (17 jtl), Talangakar Bawah pada Miosen Awal (15 jtl) dan Talangakar Atas pada Miosen Awal (11 jtl). Jendela matang awal dengan nilai pantulan vitrinit sebesar 0.55-0.7% Ro dengan warna hijau tua dan jendela matang puncak dengan nilai pantulan vitrinit sebesar 0.7-1% Ro dengan warna hijau muda. Matang puncak pada Formasi Lemat terjadi pada 15 jtl, kedalaman 1150 m pada Talangakar Bawah (14 jtl) dan kedalaman 1180 m pada Talangakar Atas (4 jtl). Pada saat ini Formasi Talangakar Atas berada dalam jendela matang awal, Formasi Talangakar Bawah sebagian matang awal dan sebagian telah masuk jendela matang puncak di kedalaman 1020 m dan Formasi Lemat

seluruhnya masuk dalam jendela matang puncak.

Pada Gambar 13, seluruh formasi di sumur LGR-1 memiliki nilai pantulan vitrinit kurang dari 0.55% Ro yang dikategorikan belum matang (Peters dan Cassa, 1994). Sumur LGR-1 (**Gambar 11B**) dari data ketebalan stratigrafi masa kini memiliki ketebalan yang paling tipis jika dibandingkan dengan sumur-sumur yang lain. Hal inilah yang menjadi salah satu penyebab tidak matangnya batuan induk di lokasi ini.

Hasil pemodelan kematangan pada sumur CRH-1 menunjukkan bahwa titik sumur ini telah matang awal dan memasuki jendela minyak sejak umur Miosen Tengah di Formasi Lemat (10 jtl) dan di Formasi Talangakar Bawah (7 jtl). Matang puncak pada Formasi Lemat dimulai pada Miosen Akhir (6 jtl) di kedalaman 1450 m, sedangkan pada Formasi Talangakar Bawah pada Pliosen (4 jtl) di kedalaman 1420 m (**Gambar 11C**). Nilai pantulan vitrinit berkisar dari 0,6-0,9% Ro sehingga kemungkinan besar sumur ini hanya akan membentuk minyak saja (Peters dan Cassa, 1994).

Sumur bayangan BKS tidak memiliki data geokimia dan temperatur yang digunakan sebagai alat kalibrasi, oleh karena itu data sumur terdekat yaitu sumur CRH-1 dijadikan acuan dalam melakukan pemodelan pada titik ini. Hasil dari pemodelan menunjukkan bahwa titik sumur ini telah matang dengan nilai pantulan vitrinit berkisar dari 0,6-0,9% Ro dan telah membentuk minyak saja (Peters dan Cassa, 1994). Titik sumur ini telah memasuki jendela minyak matang awal

sejak umur Miosen Awal (16jtl) pada Formasi Lemat. Matang awal pada Formasi Talang Akar Bawah sejak 14 jtl dan pada Formasi Talangakar Atas matang awal sejak 6 jtl (**Gambar 11D**). Matang puncak dimulai pada Formasi Lemat pada 15 jtl. Matang puncak pada Formasi Talangakar Bawah dimulai pada 10 jtl. Ringkasan waktu mulai kematangan dan kedalaman pada saat ini pada setiap sumur disajikan dalam **Tabel 1**.

**Tabel 1.** Rangkuman waktu mulai matang dan kedalaman tingkat kematangan pada saat ini.

Sumur	Formasi	Kematangan waktu matang (jtl)	Keterangan	Kematangan saat ini Kedalaman (m)	Keterangan
BKS	Kasai		belum matang		belum matang
BKS	Muaraenim		belum matang		belum matang
BKS	Airbenakat		belum matang		belum matang
BKS	Gumai		belum matang		belum matang
BKS	Baturaja		belum matang		belum matang
BKS	Talangakar Atas	6	matang awal	862	matang awal
BKS	Talangakar Bawah	14 10	matang awal dan puncak	922 982	matang awal dan puncak
BKS	Lemat	16 15	matang awal dan puncak	1122	matang puncak
Sumur	Formasi	Kematangan waktu matang (jtl)	Keterangan	Kematangan saat ini Kedalaman (m)	Keterangan
PLT-3	Kasai		belum matang		belum matang
PLT-3	Muaraenim		belum matang		belum matang
PLT-3	Airbenakat		belum matang		belum matang
PLT-3	Gumai		belum matang		belum matang
PLT-3	Baturaja		belum matang		belum matang
PLT-3	Talangakar Atas	11 4	matang awal dan puncak	890	matang awal
PLT-3	Talangakar Bawah	15 14	matang awal dan puncak	1020	matang awal dan puncak
PLT-3	Lemat	17 15	matang awal dan puncak	1200	matang puncak
Sumur	Formasi	Kematangan waktu matang (jtl)	Keterangan	Kematangan saat ini Kedalaman (m)	Keterangan
LGR-1	Kasai		belum matang		belum matang
LGR-1	Muaraenim		belum matang		belum matang
LGR-1	Airbenakat		belum matang		belum matang
LGR-1	Gumai		belum matang		belum matang
LGR-1	Baturaja		belum matang		belum matang
LGR-1	Talangakar Atas		belum matang		belum matang
LGR-1	Talangakar Bawah		belum matang		belum matang
LGR-1	Lemat		belum matang		belum matang
Sumur	Formasi	Kematangan waktu matang (jtl)	Keterangan	Kematangan saat ini Kedalaman (m)	Keterangan
CRH-1	Kasai		belum matang		belum matang
CRH-1	Muaraenim		belum matang		belum matang
CRH-1	Airbenakat		belum matang		belum matang
CRH-1	Gumai		belum matang		belum matang
CRH-1	Baturaja		belum matang		belum matang
CRH-1	Talangakar Atas		belum matang		belum matang
CRH-1	Talangakar Bawah	7	matang awal	1003	matang awal
CRH-1	Lemat	10 4	matang awal dan puncak	1143	matang puncak

Legenda

Kematangan	belum
awal	
puncak	
akhir	

## KESIMPULAN

Tipe batuan induk ada dua yaitu serpih dan batubara. Sampel batuan pada sumur LGR-1 dan CRH-1 memiliki tipe kerogen dari Tipe II, Tipe II/III, dan Tipe III. Lingkungan pengendapan dari plot terner liptinit, inertinit, dan vitrinit pada batuan induk kedua sumur mempunyai bervariasi dari sistem fluvial hingga delta dengan mayoritas didominasi vitrinit yang mencirikan lingkungan darat dengan kondisi anaerob dengan reaksi redoks. Data keempat sampel minyak berasal dari lingkungan pengendapan darat dan kemungkinan diendapkan pada sistem fluvial hingga delta. Tiga sampel pada dua sumur memiliki tingkat matang akhir untuk sumur LGR-1 dan PLT-3 DST#1 dan DST#4. Data sterana sampel minyak menunjukkan lingkungan yang sama dengan sampel batuan yang berada pada lingkungan fluvial hingga delta. Hasil penelitian menunjukkan bahwa batuan induk berasal dari Formasi Talangakar yang dibuktikan dengan data maseral dan biomarker yang menunjukkan lingkungan pengendapan fluvial hingga delta. Selain itu, dari pemodelan kematangan juga menunjukkan bahwa Formasi Talangakar sebagian besar telah matang secara termal.

## DAFTAR PUSTAKA

- Bishop, M. G. (2001). South Sumatra Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talangakar-Cenozoic Total Petroleum System, U. S. Geological Survey, Denver, Colorado.
- De Coster, G. L. (1974). The Geology of the Central and South Sumatra Basins, Proceedings 3<sup>rd</sup> Annual Convention, Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Indonesia, Juni, 77-110.
- Diessel, C.F.K. (1986). On the Correlation between Coal Facies and Depositional Environments, Proceeding of 20<sup>th</sup> Symposium of Department of Geology, University Newcastle, NSW, 19-22.
- Espitalie, J., Deroo, G., dan Marquis, F. (1985). Rock Eval Pyrolysis and its Applications. Institut Français du Pétrole no. 27299.
- Hunt, J.M. (1996). Petroleum Geochemistry and Geology, Second edition. W.H. Freeman, San Francisco.
- Kingston, D.R., Dishroon C.P., dan Williams, P.A. (1996). Global Basin Classification System: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, **67**, 217-219.
- MontD'Or. (2011). South Sumatra Basin: Technical Report of Tungkal Blocks, Indonesia, PT Core Laboratories Indonesia, Tidak dipublikasikan, MOTL-11021.
- Peters, K.E. dan Cassa, M.R. (1994). The Petroleum System-From Source To Trap, American Association of Petroleum Geologists Memoir 60, The American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, Oklahoma, USA, 93-120.
- Peters, K.E., Walters, C.C., dan Moldowan, J.M. (2005). The Biomarker Guide: Cambridge, U.S., Cambridge University Press, 180-251.
- Philp, R.P., (1985). Fossil Fuel Biomarker, Elsevier Science Publishers B.V., New York, 294.
- Pulunggono, A., Agus, H.S., dan Kosuma, C.G. (1992). Pre-Tertiary and Tertiary Fault System as a Framework of the South Sumatra Basin, A Study of SAR-Maps, Proceeding 21<sup>st</sup> Annual Convention and Exhibition, Indonesian Petroleum Association, Jakarta, Indonesia, Juli, 339-360.
- Waples, D.W. dan Curiale, J.A. (1999). Treatise of the Handbook of Petroleum Geology, American Association of Petroleum Geologist, 8-71.